

Oljans ändlighet - Ett rörligt mål!

En del av Energimyndighetens omvärldsanalys

ER 2006:21

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 150 ex

ER 2006:21

ISSN 1403-1892

Förord

En av energimyndighetens uppgifter är att följa och analysera omvärlden samt att vidareförmedla relevant kunskapsunderlag som bör påverka beslutsfattandet. Denna rapport är ett led i arbetet med att sprida sådant kunskapsunderlag.

Under senare år har de kraftiga prisökningarna på olja initierat en omfattande debatt där prisutvecklingen ömsom förklaras med att det råder knapphet på utvinnbara tillgångar av olja, men också med att den tilltagande politiska instabiliteten på många håll förhindrar oljeutvinning och investeringar i ny kapacitet. Återigen andra menar att oljepriset förklaras av mer tillfälliga kapacitetsproblem orsakade av den snabbt växande efterfrågan. Som ett led i myndighetens fortlöpande omvärldsbevakning har genomförts en studie över oljemarknaden i avsikt att belysa dessa frågor. Fokus är den långsiktiga utvecklingen, dvs. tiden bortom 2010.

I rapporten konstateras att under överskådlig tid sätter knappast själva resursbasen d.v.s. de utvinnbara tillgångarna någon gräns för den fortsatta oljeanvändningen. Den politiska utvecklingen, där oljan blivit ett vapen i inhemska politiska maktkamper, men också ett vapen eller påtryckningsmedel mot andra länder och slutligen där även oljekonsumerande länder, vid sidan om den internationella oljehandeln, försöker stärka sin egen kontroll över oljeflödet, utgör däremot påtagliga hot mot försörjningen främst inom OECD-området.

Men samtidigt konstateras att utvecklingen inte är ödesbestämd. Tillgångarna av olja i politiskt stabila regioner främst s.k. okonventionella oljor som tjärsand och asfaltoljor, men även oljeutvinning på stora havsdjup och i arktisk miljö skulle kunna förse OECD - sfären med den olja som behövs och till priser som ligger avsevärt under nu gällande prisnivåer. Detta förutsatt att det genomförs tidiga och målmedvetna investeringar inom dessa områden.

I Sverige pågår ett arbete med att ta fram förslag för hur vårt oljeberoende skall kunna minskas. Energimyndigheten stöder arbetet och menar att denna rapport skall ses som ett led i arbetet. Skall oljekommissionens arbete bli långsiktigt framgångsrikt krävs att syftet med ett minskat oljeberoende är klart och preciserat, grundat på faktiska omständigheter. Det är först därmed som förslagen långsiktigt och hållbart kan förankras och få nödvändig acceptans i hela samhället. Rapportens främsta bidrag är att den klargör att för Sveriges del är det fortsatt klimatfrågan som är det huvudsakliga och drivande syftet. Därutöver talar även försörjningssäkerheten för ett fortsatt minskat oljeberoende.

Myndighetens samlade bedömning är, ur ett nationellt perspektiv, att både den globala klimatfrågan och den i rapporten påvisade risken för politiskt betingade försörjningstörningar är tillräckliga motiv för arbetet med att minska oljeberoendet, oavsett om risken för fysisk brist på olja är liten eller inte under en tid som kan överblickas.

Rapporten är utarbetad inom Systemanalysavdelningen av experten Urban
Kärmarck.



Thomas Korsfeldt
Generaldirektör



Zofia Lublin
Avdelningschef
Systemanalys

Innehållsförteckning

1	Oljan – Sammanfattning och slutsatser	9
1.1	Energimyndighetens slutsatser	9
1.2	Bakgrund till rapporten.....	10
1.3	Sammanfattning	15
1.4	Hur mycket olja finns kvar att upptäcka och hur mycket kan vi utvinna?.....	19
2	Tillgången	21
2.1	Kända och fastställda reserver	21
2.2	Uttömning ett faktum - men vad betyder det?	24
2.3	Fuskar OPEC med sina reserver?	26
2.4	Var finns oljan?.....	27
2.5	De återstående utvinnbara oljetillgångarna	31
2.6	Jämförelse och värdering mellan etablissemang och Peak Oil.....	37
2.7	Sammanfattning och slutsatser	42
3	Tekniken	47
3.1	Tekniken för konventionell oljeutvinning	47
3.2	Har Ryssland nått sin peak?.....	51
3.3	Har Saudiarabien nått sin peak?	53
3.4	Tekniken för okonventionell oljeutvinning	54
3.5	Sammanfattning och slutsatser	56
4	Politiken	57
4.1	Geopolitiken är död men återuppstånden	57
4.2	Fördelningen av resurser är ojämn - Skillnaderna ökar.....	57
4.3	Politisk dragkamp	60
4.4	De internationella oljebolagens dilemma	63
4.5	Producent konsumentdialogen.....	66
4.6	Sammanfattning och slutsatser	69
5	Marknaden	71
5.1	Oljans konjunkturcykel.....	71
5.2	Investeringar	78
5.3	Efterfrågeutvecklingen	80
5.4	Prisutveckling	82
5.5	Sammanfattning och slutsatser	86
6	Produktmarknaden	89
6.1	Efterfrågan på produkter	89
6.2	Raffinering	90
6.3	Tekniken har betydelse	92
	Akronymer och begrepp mm.	97
	Litteraturförteckning	100

Tabeller

Tabell 1 Sammanfattande beskrivning och analys över Peak Oil och etablissemanget.	12
Tabell 2 Uppskattad mängd olja IEA	32
Tabell 3 Tabell: Inkomstberoendet för oljeexporterande länder (Oljeandelens andel i handelsbalansen).	66
Tabell 4 Olje- och gasimporten som andel i BNP för oljeimporterande länder	66
Tabell 5 Raffinaderisituationen 2005	92
Tabell 6 Raffinaderisituationen i Asien	92

Figurer

Figur 1 Årlig fyndtakt och utvinningen av råolja	22
Figur 2 De största oljebolagens reserver år 2004	22
Figur 3 Utvecklingen 1969 till 2004 av fastställda reserver.	24
Figur 4 Kartbild över jordens sedimentlager.	28
Figur 5 Campbell: s prognos för nya oljefynd.....	35
Figur 6 ASPO uppfattning om oljetillgångarna och utvinningskapaciteten	39
Figur 7 Uthålligheten med 1,5 % årlig ökning i efterfrågan.....	45
Figur 8 Uthålligheten med 2 % årlig ökning i efterfrågan.....	46
Figur 9. Oljeutvinningen i Sovjet och för de stater som ingått i Sovjetunionen.....	51
Figur 10 Den regionala oljebalansen 2004.	58
Figur 11 Bedömd kapacitetsutveckling till 2015.....	59
Figur 12 Oljebehoven år 2020	60
Figur 13 De fem hittillsvarande oljecyklarna (2004 års prisnivå).....	73
Figur 14 Oljecykeln 1980 till 2005	75
Figur 15 Kapacitetsutnyttjandet har en stor inverkan på priset	76
Figur 16 Bedömd möjlig kapacitetsutveckling fram till 2015.....	77
Figur 17 Tillväxten i efterfrågan planar ut.....	81
Figur 18 Aggregerad utbudskurva och efterfrågekurva fram till 2030.....	83
Figur 19 Oljepriset fram till 2030. (Illustration ingen prisprognos).....	85
Figur 20 Spotpriser för oljeprodukter i Nordvästeuropa.	90
Figur 21 Kapacitetsutnyttjandet av raffinaderierna	91
Figur 22 Utvecklingen av raffinaderimarginalerna i Nordvästeuropa.....	91
Figur 23 Utvecklingen av raffinaderikapaciteten och antalet raffinaderier	95

1 Oljan – Sammanfattning och slutsatser

1.1 Energimyndighetens slutsatser

Myndighetens viktigaste slutsatser är

- Oljans betydelse som politiskt vapen ökar igen. Detta kan under överskådlig tid få större konsekvenser för försörjningssäkerheten och prisbildningen än den fysiska tillgången av olja. I närtid är risken för politiskt betingade störningar påtaglig.
- Den utvinnbara tillgången av olja är av en storleksordning som innebär att den i sig inte sätter någon restriktion för oljeanvändningen de närmaste 25 till 30 åren och knappast före mitten av sekelskiftet.
- Oljetillgången består inte enbart av konventionell olja (flytande olja) utan även av okonventionell olja (olja i fast eller i gasform). De utvinnbara tillgångarna av okonventionell olja är mycket stora.
- Teknikutvecklingen medför att olja kan utvinnas i extrema miljöer (arktisk utvinning, stora havsdjup och långt ned i jordskorpan) samtidigt som utvinningsgraden för varje oljefält ökar.
- Övergången från konventionell olja till okonventionell olja har redan påbörjats. Även syntetisk olja baserad på gas börjar bli ett kommersiellt alternativ där gastillgångarna är större än marknadens behov av gas.
- Utvecklingen mot en ökad andel okonventionell olja kommer att kraftigt accelerera under kommande decennier.
- Den teoretisk möjliga oljeutvinningen indikerar att oljan även vid nästa sekelskifte skulle kunna utgöra det dominerande energislaget.
- Kostnaden för att utvinna olja (långsiktig marginalkostnad) kommer att stiga från nuvarande ca 20 \$/fat, men knappast över 40 \$/fat.
- Oljeindustrin är, liksom all industri cyklisk, den knapphet på olja som gällt sedan 1999 kommer på nytt att övergå i överkapacitet och fallande priser.
- Utvecklingen mot en ökad efterfrågan av olja för transporter fortsätter samtidigt som efterfrågan på tunga eldningsoljor fortsätter att minska
- Raffinaderisektorn är en trång sektor som kraftigt påverkar produktpriserna. Under överskådlig tid kommer raffinaderikapaciteten att utgöra en trång sektor.

Användningen av olja kommer enligt IEA m.fl. bedömare att under överskådlig tid globalt att öka. Oljan kommer fortsatt att dominera som drivmedel i transportsektorn. På samma sätt kommer det att finnas tunga eldningsolja som konkurrerar med andra energislag inom främst tillverkningsindustrin men även för uppvärmning och viss elproduktion.

Sett i ett större sammanhang kommer utvecklingen på oljemarknaden att få betydelse såväl för det svenska som europeiska energisystemet.

- En övergång till ett minskat oljeberoende kan ännu inte motiveras av kommande resursbrist och inte heller av långsiktigt stigande utvinningskostnader.
- Försörjningssäkerheten för Europa kan permanent eller periodvis utvecklas i negativt, med åtföljande resursknapphet och höga priser (oljekris). Detta är ett argument för ett minskat oljeberoende.
- Klimatfrågan är ett argument för en minskad oljeanvändning, men måste ses i ett globalt perspektiv. Ensidiga åtgärder i ett land eller i en region får begränsat värde.
- En lokal eller regionalt minskad oljeanvändning som uppvägs av ökad oljeanvändning i andra delar av världen riskerar att bli en symbolgest utan praktisk betydelse.

1.2 Bakgrund till rapporten

Oljan måste vid någon tidpunkt ersättas med ett alternativ. Ändligheten i de fossila energitillgångarna är det starkaste argumentet, tillsammans med klimatfrågan, för strävan mot en uthållig energiförsörjning baserad på förnyelsebara energiformer.

Under senare år har uppfattningen att oljeutvinningen är nära sitt absoluta kapacitetstak vunnit terräng. Innebörden är att världen står inför en situation där en allt större del av energibehoven måste täckas av andra energiformer och/eller att energianvändningen drastiskt måste minskas. Detta är ingen ny debatt. En sådan diskussion har alltid uppstått i slutet av varje oljecykel. Dessa kännetecknas av kapacitetsbrist och sjunkande reserver med åtföljande höga priser.

Det finns motstående intressen mellan oljeindustrin och det politiska systemet. Ett sådant motstående intresse är att industrin inte vill investera mer än nödvändigt för att säkra sin tillgång till olja. För ett enskilt oljebolag är reserver som räcker i 15 år tillräckliga för ett investeringsbeslut. Den infrastruktur som är beroende av olja behöver emellertid flera decennier av framförhållning i sin planering. I en

period där de kända oljereserverna minskar och priserna samtidigt skjuter i höjden är det naturligt att det uppstår en debatt om den framtida oljetillgången. I Sverige har denna debatt fått ett större genomslag än i flertalet övriga länder.

Den oljecykel som inleddes omkring 1980 går nu mot sitt slut. Fasen närmast innan cykeln fullbordas kan i värsta fall resultera i oljekriser. En ny oljecykel kommer troligen att inledas inom några år, med stigande reserver och överkapacitet och fallande priser. Det viktigaste tecknet är de stora investeringar i ny utvinningskapacitet som inletts. Men en fortsatt eller ökande politisk instabilitet kan emellertid hindra oljeflödet och resultera i fortsatt försörjningsknapphet med höga priser. Den politiska dimensionen är på kort sikt ett större hot än att den fysiska resursbasen skulle sina.

Under den närmaste 20 till 30, åren är inte tillgången av olja i marken den gränssättande faktorn för oljeutvinning. Inte ens för perioden därefter finns ovedersägliga tecken på att den fysiska tillgången av olja är gränssättande. Men den konventionella oljeutvinningen står inför en oundviklig framtida nedgång. Redan nu utgör okonventionell olja ca 5 % av den totala utvinningen. Den andelen kommer att kraftigt ökas. Tidigare antogs en sådan övergång medföra stora prisökningar. Men med hjälp av ny teknik behöver den okonventionella oljan inte bli dyrare än den konventionella olja som idag utvinns offshore.

Tabell 1 Sammanfattande beskrivning och analys över Peak Oil och etablissemang.

Frågeställning	Peak Oil	Etablissemang	Kommentar
<p>Total tillgång till olja.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tillgång av konventionell olja. • Tillgång till okonventionell olja. • Metod för att bedöma tillgången av olja. 	<p>Mindre än 2, 5 biljoner fat utgör den utvinnbara tillgången, varav en biljon fat är producerad.</p> <p>Begränsad högst 1 biljon fat, utöver den biljon som redan är utvunnen.</p> <p>Tillgångarna är stora men kan inte utvinnas. Tekniska och miljöproblem omöjliggör utvinning.</p> <p>Historisk fyndtakt kombinerat med värdering av redovisade reserver.</p>	<p>Totalt ca 20 biljoner fat av olja och naturgas. Mellan 5 till 10 biljoner bedöms möjliga att utvinna.</p> <p>Minst 1 till 4 biljoner fat med ett närmevärde på 3 biljoner fat som är möjliga att utvinna.</p> <p>Tillgångarna är stora och kan utvinnas. Minst 1,5 biljoner fat kanske upp till 3 biljoner fat är möjliga att utvinna.</p> <p>Statistiska beräkningar baserade på befintlig kunskap om sedimentlager.</p>	<p>Det finns ingen exakt kunskap om hur mycket olja som finns i marken.</p> <p>Det får anses klarlagt att tillgångarna av okonventionell olja är mycket stora. Det finns samtidigt stora tekniska och miljömässiga problem som måste lösas, men dessa problem förefaller vara hanterbara.</p> <p>Peak Oils metod kan inte användas för att beräkna de utvinnbara tillgångarna. Teknikutveckling och investeringar underskattas. Modellen för att beräkna fyndtakten är missvisande. Etablissemang använder sig av både vetenskapliga metoder och empirisk erfarenhet.</p>

<p>Reserver</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reserver redovisade av oljebolagen • Metod för att bedöma reservernas storlek. 	<p>Redovisade reserver är överdrivna. De är högst 750 miljarder fat. Tendensen är att de minskar över tiden. Detta är ett bevis för att oljan är på väg att ta slut.</p> <p>Mätdata i Petroconsultant (numera IHS) databaser.</p>	<p>Redovisade reserver ca 1100 miljarder fat accepteras som i stort sett rimliga. Reserverna har utvecklats parallellt med utvinningen de senaste 35 åren, med en liten nettoökning.</p> <p>Mätdata i Petroconsultant (numera IHS) databaser.</p>	<p>Reserver är ett inneliggande lager som måste förräntas, Det är svårmotiverat för ett bolag att öka sina reserver över nuvarande nivå. Reserverna kan inte användas för att bedöma tillgången av olja.</p> <p>Utan tillgång till grunddata är det inte möjligt att ta ställning till vilken bedömning som är mest sannolik.</p>
<p>Depletion/ Uttömning. (Avtagande produktionskapacitet i ett givet fält p.g.a. tryckfall).</p>	<p>Stor betydelse eftersom man inte längre kan kompensera för depletion genom att öppna upp nya fält.</p>	<p>Stor betydelse för investeringsbehovet och kommer få betydelse den dagen det inte går att öppna upp nya fält.</p>	<p>I sakfrågan är båda ense, nämligen att depletion förekommer. Frågan gäller hur länge det går att kompensera för depletion genom att öppna upp nya fält.</p>
<p>Oljepriset Betydelse för investeringar och efterfrågan</p>	<p>Behandlas knapphändig och tillmäts liten betydelse</p>	<p>Betyder mycket som drivkraft för nya investeringar och för att reglera efterfrågan.</p>	<p>Det finns flera studier, allt från grundläggande forskningsrapporter till marknadsöversikter, inom oljeområdet och andra branscher som tydligt påvisar sambandet mellan investeringar, priser och kapacitet.</p>

Investeringar.	Frågan behandlas mycket ytligt. Peak Oil underkänner betydelsen av investeringar i för att finna ny olja och för att öppna upp nya fält eller för att utveckla bättre metoder för att finna och utvinna olja.	Har stor betydelse för etablissemangets bedömningar.	Peak Oil berör knappast frågan. Det har uppenbart stor betydelse både för möjligheten att finna ny olja, och för att utvinna den men även för prisutvecklingen av olja. Investeringsnivån har höjts kraftigt från en låg nivå i mitten av 1990-talet.
Teknisk utveckling.	Tillmäts ringa betydelse.	Betyder mycket.	Det är en svaghet i Peak Oils att teknikutveckling tillmäts så liten betydelse.
Fyndtakten.	Har stor betydelse för Peak Oil eftersom det är deras huvudmetod för beräkna återstående tillgångar. Peak Oil redovisar en över tiden avtagande fyndtakt.	Etablissemanget menar att fyndtakten har liten betydelse för att bedöma hur mycket olja som kan finnas kvar. Historiskt har fyndtakten, utvecklats i takt med utvinningen t.o.m. något snabbare, dvs. reserverna har ökat över tiden.	Peak Oil använder en tveksam/felaktig metod för att ange fyndtakten, eftersom det förefaller som man bakåtdaterar alla uppskrivningar av fynd till den tidpunkt när oljefältet först upptäcktes. Vilket medför att den historiska fyndtakten överskattas..
Transparens	Dålig. I många fall redovisas inget underlag. Det går sällan att rekonstruera beräkningarna.	Transparensen är god. Allt underlagsmaterial och antaganden redovisas.	Bristen på transparens och svårigheten att med verifiera Peak oil påverkar trovärdigheten.
Dynamiken i utvecklingen.	En statisk syn.	Utgår från oljeindustrins historiska dynamik och anpassningsförmåga.	Det är inte sannolikt att oljeindustrin nu skulle gå från en stark dynamisk utveckling till helt en statisk fas.

1.3 Sammanfattning

Rapporten är indelad i fem kapitel: Tillgången, Tekniken, Politiken, Marknaden och Produktmarknaden.

1.3.1 Tillgången

Genomgången visar att det inte finns någon absolut kunskap om storleken på själva resursbasen. Det råder dock en relativt stor samstämmighet om att det hittills har hittats drygt 2 biljoner ($2 \cdot 10^{12}$) fat konventionell olja som kan utvinnas. Av dessa drygt 2 biljoner fat är redan ca 1 biljon utvunnen. Kostnaden för att utvinna den återstående konventionella oljan ligger i intervallet 10 till 20 \$/fat. Hittas ingen ytterligare konventionell olja och om världen helt avstår från att utnyttja den okonventionella oljan så kommer dessa reserver, med nuvarande ökningstakt i efterfrågan, att täcka behoven till 2020-2025. Sannolikt finns ytterligare ca 1 till 2 biljoner fat utvinnbar konventionell olja som ännu inte är funnen.

Utöver dessa påvisade tillgångar av konventionell olja finns stora kända tillgångar av okonventionell olja i form av asfaltoljor, tjärsand och oljeskiffrar. De utvinnbara och kända tillgångarna av okonventionella oljor är minst 1 biljon fat, men troligen avsevärt större, kanske upp till ytterligare 2 biljoner fat. Utvinningen av asfalt- och tjärsand har redan påbörjats och sker till konkurrenskraftiga priser. Dessa tillgångar är inte inräknade i de fastställda reserverna. Kostnaden för denna utvinning är med nuvarande teknik som lägst ca 15 \$/fat och upp till 70 \$/fat.

Den stora frågan är emellertid inte hur mycket olja som hittills har hittats utan hur mycket ytterligare konventionell och okonventionell olja som kan återstå att finna och att utvinna.

De som är extremt försiktiga, framför allt den skola som numera ofta kallas "Peak Oil", utgår från att det endast återstår mycket begränsade mängder ytterligare olja att finna, utöver den biljon fat olja som finns redovisad som fastställd reserv. De som är mer optimistiska (i fortsättningen kallad etablissemanget) utgår i stället från de geologiska förutsättningarna och söker beräkna den mängd olja (såväl konventionell som okonventionell) som kan finnas kvar att hitta. Med hjälp av bland annat lärcurvor bedöms hur mycket av denna återstående olja som kan utvinnas till ekonomiskt försvarbara kostnader.

Sammanfattningsvis finns det enligt oljeindustrin och IEA, WEC, FN m.fl. organisationer minst 2 och möjligen upp till 7 biljoner fat olja som är tekniskt och ekonomiskt möjligt att utvinna. En biljon fat av denna olja är redan utvunnen.

Finns det 7 biljoner fat olja möjliga att utvinna så kommer vi med nuvarande tillväxttakt i oljeanvändningen inte att slå i kapacitetstaket under detta sekel.

Frågan om hur mycket olja som finns i marken får troligen vare sig den nu levande generationen eller kommande generationer full kunskap om. Däremot kan man göra sannolikhetsbedömningar över hur mycket olja som kan utvinna. Enligt IEA¹ m.fl. är sannolikheten att det finns mer än

- 1 biljon fat olja kvar att utvinna 90 %.
- 3 biljoner fat olja att utvinna 50 %.
- 5 biljoner fat olja kvar att utvinna 10 %.

De allra flesta håller antagligen med om att det är orimligt att enbart utgå från det vi vet med absolut säkerhet. Om det skulle gälla som en generell handlingsregel kan ingen teknisk utveckling äga rum. Varje form av utveckling och varje förändring skulle vara omöjlig eftersom konsekvenserna inte med säkerhet kan överblickas. Det finns å den andra sidan ingen anledning att basera dagens investeringsbeslut på allt för optimistiska antaganden t.ex. att den utvinnbara oljetillgången räcker i ytterligare ett sekel. Historiskt har det räckt med en tidshorisont på högst 30 år för investeringar i olja eller i andra mineralresurser. Nuvarande tillgångar räcker med stor säkerhet i ytterligare 30 år. Successivt som denna olja utvinns kommer ytterligare kunskap att tillföras som möjliggör fortsatt utvinning även efter denna 30 -årsperiod. Oljeindustrin är nu 150 år. Under denna tid har gällt som sanning att oljan räcker i 30 år till. Denna etablerade sanning verkar fortfarande gälla².

Detta utgör enligt myndighetens uppfattning ingen uppmaning att fortsätta att använda olja som vanligt. Det finns andra skäl som talar för att vi bör begränsa användningen av olja. Såväl försörjningssäkerheten som klimatfrågan innehåller argument för att begränsa oljeanvändningen.

1.3.2 Tekniken

Tekniken har utvecklats mycket snabbt under senare år. En rad tekniska lösningar som för mindre än 10 år sedan betraktades som science fiction eller i vart fall kommersiellt omöjliga är under införande.

Möjligheterna med ”enhanced oil recovery”, en kombination av livstidsförlängning och ökad utvinningsgrad i befintliga oljefält, kommer att få stor betydelse. Datoranimeringar i 3- och även i 4- dimensionell teknik möjliggör åtgärder som innebär att trycket i det enskilda oljefältet kan upprätthållas och därmed en högre utvinningsgrad. En övergång från vatten eller naturgas till koldioxid för att driva fram oljan är en ytterligare åtgärd som nu börjar tillämpas. Möjligheterna att i ett konventionellt borrhål på olika nivåer borra flera horisontella grenhål på olika nivåer hjälper ytterligare till att höja utvinningsgraden.

¹ IEA. Resources to Reserves, OECD/IEA 2005.

² Den historiska synen på oljetillgången behandlas främst i kapitel 4 Marknaden.

Det finns inte längre några avgörande tekniska begränsningar för offshore utvinning eller utvinning i arktiska miljöer, vilket innebär att utvinningen av olja kan inledas även utanför kontinentalsocklarna och i arktiska farvatten.

Nu tillämpad teknik för utvinning av okonventionell olja ur tjärsand, lerskiffrar och extremt tunga oljor medför miljöproblem och kräver en energiinsats som innebär att nettotillskottet av energi blir mer begränsat än för konventionella oljor. Sker ingen teknikutveckling så kommer betydande delar av potentialen att gå förlorad i utvinnings- och omvandlingsprocesser. Den finns knappast anledning att betvivla att teknikutvecklingen skulle avstanna när behovet av sådan utveckling ökar.

Tekniken för syntetisk oljetillverkning baserad på kol, naturgas och biomassa har utvecklats så att den med dagens oljepriser är kommersiell. Syntetisk olja kan aldrig ersätta konventionell olja utan utgör enbart ett komplement.

Myndigheten har kommit till den slutsatsen att tekniken inte utgör samma begränsande faktor som för bara 10 år sedan.

1.3.3 Politiken

Det är svårt att dra en skarp gräns mellan de ekonomiska och de politiska betingelserna som styr investeringstakten.

De politiska förutsättningarna för investeringar påverkas av en rad faktorer, varav klimat- och miljöpolitiken är två. Dessa frågor har dock inte behandlats i rapporten. Geopolitiken är däremot en politisk viktig faktor som behandlas och vars betydelse på nytt ökar. Geopolitisk kontroll över, och den interna politiska stabiliteten i, viktiga områden för oljeutvinning blir allt viktigare.

En slutsats som myndigheten har dragit är att de internationella oljebolagen (IOC) under de senaste 5 -6 åren har blivit mer politiskt riskaversiva – eller mer politiskt medvetna, än tidigare och därmed undviker politiskt instabila regioner. Konsekvensen av detta är att de internationella oljebolagen riskerar marknadsandelar, om de inte är redo att kompensera sitt minskande politiska risktagande med ett ökat ekonomiskt risktagande. Det vill säga mer kapitalintensiva investeringar i okonventionella oljor med dess högre utvinningskostnader.

Samtidigt finns en växande grupp nationella oljebolag (NOC), framförallt med säte i Asien som är redo att ta större politiska risker för att säkra sin resurstillgång. Därmed sker en gradvis förskjutning från IOC och den fria oljehandeln i riktning mot en ökad bilateral handel. På sikt kan detta inte bara påverka IOC och deras ställning utan även försörjningen av USA och Europa som båda gjort sig beroende av en fri internationell handel.

En slutsats är därför att det inte finns någon automatisk säkerhet i att den fria och öppna oljemarknaden alltid kan garantera pris- och försörjningssäkerhet. En möjlig, dock inte den mest sannolika utvecklingen är att den fria oljemarknad som existerat sedan mitten av 1970- talet i ökad utsträckning på nytt ersätts med regleringar och avtal mellan länder.

1.3.4 Marknaden

De ekonomiska förutsättningarna för oljeutvinning har alltid varit osäkra. Oljan, liksom de flesta råvaror är cyklisk. Sett över oljans hela konjunkturcykel är den genomsnittliga avkastningen i paritet med andra industribranscher men med en avsevärt högre risk. Oljebolagsaktier tillhör sällan börsvinnarna, även om de just nu ligger i topp³.

Oljebolagen har hittills inte haft några svårigheter att finna billigt kapital för investeringar. Men eftersom aktieägarna och kapitalmarknaden endast i slutet av oljecyklarna premierar investeringar i ny oljeutvinning eller i teknik för raffinering m.m. finns risk att investeringarna kommer för sent med priskriser som följd.

Prisutvecklingen är osäker, men bortsett från de politiska implikationerna, behöver det inte råda brist på råolja på marknaden. Den långsiktiga marginalkostnaden för framtida oljeutvinning är initialt högre än hittillsvarande marginalkostnader. Nuvarande marginalkostnader för den dyraste utvinningen är ca 20 \$/fat. Den kommande 30- årsperioden kommer att inledas med marginalkostnader uppemot 30 och kanske 35 \$/fat⁴. Sannolikt kommer dessa kostnader enligt myndighetens bedömning, baserat bland annat på erfarenheterna från kostnadsutvecklingen i Nordsjön, Mexikanska Gulfen och annan ”off shore” -utvinning att sjunka för att i slutet av 30- årsperioden på nytt öka. Ett oljepris i det av IEA angivna intervallet mellan 30 till 40 \$/fat är därför inte orealistiskt, om inte politiska förvecklingar begränsar oljetillförseln.

Politiska komplikationer kan leda till avsevärt högre priser. Uppstår å den andra sidan ett tillräckligt stor överutbud av olja kan priserna sjunka till mycket låga nivåer, men knappast varaktigt. Risken för i genomsnitt högre priser än de som

³ Frågan om oljeindustrins övervinster fick stora politiska konsekvenser under år 2005 framförallt i USA och Frankrike. I USA genomfördes ett antal senatsutfrågningar med oljeindustrin för att fastställa om de aktuella vinsterna för år 2004 och 2005 var rimliga eller om de var ett resultat av ”marknadsmisshandling”. I Frankrike aviserade en hårt pressad regering att man avsåg införa en beskattning för att dra in de franska oljebolagens övervinster. Något konkret sådant förslag har dock ännu inte lagts. Oljeindustrins försvar har varit att vinstnivån under hela oljecykeln inte avviker uppåt, utan snarare nedåt, jämfört med flertalet andra industribranscher.

⁴ De internationella oljebolagen har hårt pressade under senare år redovisat vilken högsta bedömda långsiktiga marginalkostnad de är villiga att investera. Denna kostnadsnivå har stigit från ca 14 \$/fat i mitten av 1990-talet upp till ca 25 \$/fat under 2005. Investeringar gjorda 2005 kommer inte att påverka priserna förrän omkring 2008 då dessa fält öppnas för utvinning.

IEA ansatt i sin World Energy Outlook 2005 (WEO) är större än att priserna skulle bli lägre.

1.3.5 Produktmarknaden

Raffinaderisektorn utgjorde under år 2005 en större restriktion än tillgången på råolja. Detta avspeglades även på produktmarknaden där priserna på gasolja (diesel- och villaeldningsolja) steg snabbare än råoljepriset, under det att priset på tjock eldningsolja ökade i långsammare takt än råoljan.

Den relativa knappheten på raffinaderikapacitet kommer av allt att döma att bestå under en längre tidsperiod. Förutsättningarna för att bygga nya raffinaderier är starkt begränsade, samtidigt som möjligheterna att kontinuerligt gradera upp befintliga och ta reservställda raffinaderier i drift avtar över tiden.

Den historiskt manifesta trenden kommer enligt IEA och övriga prognosmakare, under den period som kan överblickas, att bestå, innebärande att efterfrågan på drivmedel ökar snabbare än övriga oljeprodukter och att efterfrågan på tjocka eldningsolja s.k. "residual fuels" fortsätter att minska.

1.4 Hur mycket olja finns kvar att upptäcka och hur mycket kan vi utvinna?

Det finns ingen säker kunskap om hur mycket olja som har bildats under olika geologiska perioder. Det finns inte heller någon kunskap om hur mycket av denna olja som nu finns kvar. Vi vet ännu mindre hur mycket av denna olja som är möjlig att utvinna. Vi kommer aldrig att få full kunskap om vi har funnit all olja eller utvunnit all den olja som är utvinnbar. Det enda vi kan vara säkra på är att vi någon dag kommer att sluta utvinna olja och att det vid den tidpunkten fortfarande finns olja kvar som är möjlig att utvinna.

Shejk Zaki Yamani har vid upprepade tillfällen uttryckt det på följande sätt: *"Stenåldern tog inte slut på grund av brist på stenar, utan på att mänskligheten utvecklade en bättre teknologi. Oljeåldern kommer inte heller att ta slut på grund av bristen på olja utan på en bättre teknologi"*⁵. Med all säkerhet kommer Yamani att få rätt, när vi slutar utvinna olja är det inte därför att ingen olja finns kvar att utvinna, utan för att vi har hittat en bättre teknologi.

⁵ Shejk Zaki Yamani var Saudiarabiens oljeminister under åren 1962-1986. Yamani är fortfarande mycket aktiv i oljedebatten. Citatet ovan är ett av hans mest kända och citerade. Han har upprepat detta i många sammanhang, bland annat vid IEA: s 25 årsjubileum i mars år 2000.

2 Tillgången

2.1 Kända och fastställda reserver

Allt sedan oljan i mitten av 1800- talet blev en kommersiell produkt så har det varit en sanning att det finns olja så det räcker i minst 30 år till. Det finns all anledning att granska och analysera vad som menas med att oljan räcker i ytterligare minst 30 år. Det mått som används är att dividera mängden kända och fastställda reserver (R) med senaste årsproduktion (P). (I fortsättningen kommer ordet produktion att konsekvent bytas mot utvinning - råolja produceras inte, den utvinns). Kvoten (R/P) säger hur många år man kan utvinna olja med oförändrad utvinningstakt.

R står för kända och fastställda reserver. Därutöver finns sannolika reserver men också möjliga reserver. Distinktionen mellan dessa reserver är inte helt entydig och framförallt så har den varierat över tiden. Med fastställd reserv menas att ägaren har ett geologiskt underlag som möjliggör beräkningar över reservens totala innehåll och hur mycket olja som kan utvinnas med känd teknik och till vilken kostnad denna utvinning kan ske. En sannolik reserv innebär att bolaget har ett geologiskt underlag för att beräkna reservens totala innehåll, men inte ett fullständigt underlag för övriga beräkningar. Slutligen när det gäller möjliga reserver så finns inget säkert underlag ens för den totala reservens innehåll.

Kvoten R/P är ett relevant mått för det enskilda oljebolaget. Men det har egentligen ingen relevans för den aggregerade uthålligheten i världens oljeutvinning. Men utvecklingen av kvoten har blivit den viktigaste indikatorn på behovet av nya investeringar. Därför finns anledning att börja med en genomgång av de fastställda reserverna.

2.1.1 Oljebolagens strategi för investeringar

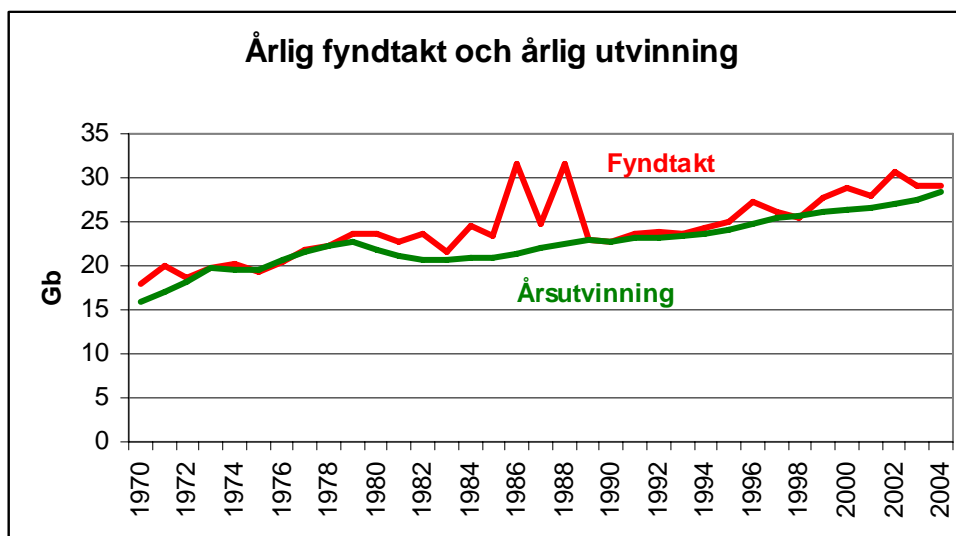
Ett företag som investerar i mineralutvinning måste grunda sina investeringar på ett någorlunda säkert underlag. För alla mineralutvinnande företag gäller att den fasta kostnaden, dvs. den investering som måste göras innan utvinningen kan påbörjas, är mycket stor i förhållande till den rörliga kostnaden. Eftersom företaget någorlunda väl kan beräkna investeringskostnaden och de rörliga kostnaderna är det ett enkelt mått för aktieägare och kreditorer att slå ut den totala investeringskostnaden på hela den förväntade utvinningen. Genom att dividera den sammanlagda investerings- och driftskostnaden med årsutvinningen ges ett enkelt nyckeltal över förväntad lönsamhet med dagens priser.

En investerare behöver knappast en tidshorisont över 30 år. Är lönsamheten så låg att investeringen inte kan förräntas inom 10 till 15 år så kommer den sannolikt aldrig att genomföras. Tvärtom ur ett investeringsperspektiv gäller att det är bortkastade pengar att investera i en tillgång som först kommer att exploateras

efter 30 år. Kapitalet måste förräntas ur den löpande utvinningen. Kostnaden för att öka reserven med 1 fat olja har under senare år angetts till 5 till 6 \$/fat. Vill ett oljebolag säkra sina reserver till år 2050 kommer dessa reserver, med en internränta på 10 %, att ha ett nuvärde på 500 \$/fat. Därmed är det inte troligt att de fastställda reserverna varaktigt kommer att öka snabbare än utvinningen.

Det är som framgår av diagrammet uppenbart att detta är oljebolagens strategi. Åtminstone sedan 1970 har fyndtaktan av ny olja följt den årliga utvinningen, dvs. ambitionen är att inte binda mer kapital i reserver än vad som är nödvändigt.

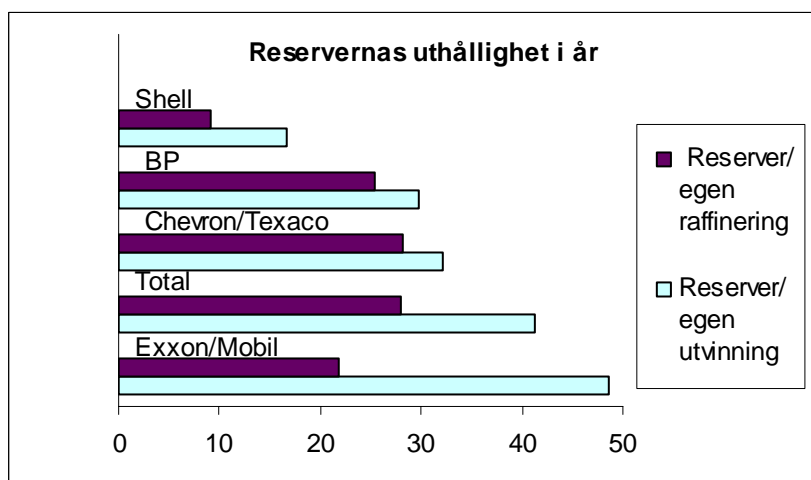
Figur 1 Årlig fyndtakt och utvinningen av råolja



Källa: OPEC Annual Statistical Bulletin 2004

Få av de riktigt stora internationella oljebolagen, möjligen med undantag för Shell, har en sådan reservsituation att de inte behöver öka sina reserver (figur 2) .

Figur 2 De största oljebolagens reserver år 2004



Källa: OPEC Annual Statistical Review

Av de fem största bolagen är det enbart Shell som har reserver som i förhållande till utvinningen år 2004 inte räcker i 30 år eller längre. Egna reserver i förhållande till den mängd råolja som processades i egna raffinaderier räcker mellan 20 till 30 år, återigen med undantag för Shell, vars egna reserver räcker i 10 år.

2.1.2 Definitionen av fastställda reserver och dess konsekvenser

För de oljebolag vars aktier finns noterade på amerikanska börser eller som utnyttjar den amerikanska kapitalmarknaden finns numera strikta regler uppsatta av The US Securities and Exchange Commission (SEC) för hur reserver skall beräknas. Dessa bestämmelser reviderades senast 2003.

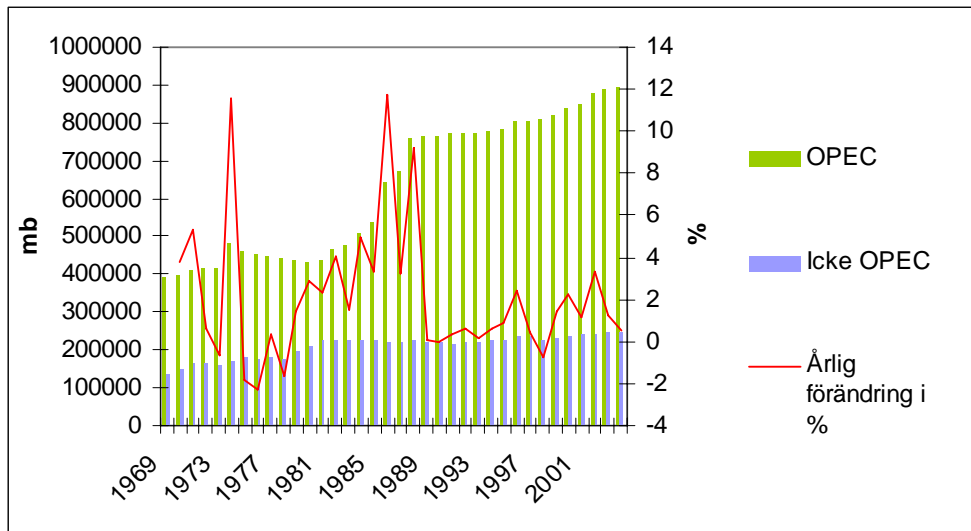
I korthet går reglerna ut på att man genom geologiska undersökningar skall ha fastställt först hur mycket olja överhuvudtaget som finns i reserven. Därutöver skall man kunna redovisa hur mycket av den olja som kan utvinnas med dagens teknik och till en kostnad som är lägre än det genomsnittliga oljepriset föregående år. Denna volym får tas upp och redovisas som fastställd reserv.

Det är en skärpning som infördes efter det att oljebolaget Shell tvingades skriva ner sina reserver under 2003 och 2004. När flera bolag under 2004 visade en mindre reservtillväxt än vad som producerats under 2003 så är en förklaring att de inte kunde redovisa det underlag som krävdes för att få alla sina reserver godkända.

En konkret innebörd av de skärpta redovisningsreglerna är att de fastställda reserverna kommer att variera med oljepriset. När oljepriset stiger så kommer reserverna att kunna ökas, givet att oljebolagen visar att de med gällande pris kan öka utvinningsgraden. Vid sänkta oljepriser tvingas de å den andra sidan att minska sina reserver, eftersom utvinningsgraden kommer att sänkas. Dessa upp- och nedskrivningar har inget med reservens fysiska storhet att göra utan är enbart en revisionell fråga. Men de kan få stor betydelse över tilltron till oljeindustrin i tider med starkt volatila priser.

Av de fem största bolagen är det enbart Shell som har reserver som i förhållande till utvinningen år 2004 inte räcker i 30 år eller längre. Egna reserver i förhållande till den mängd råolja som processades i egna raffinaderier räcker mellan 20 till 30 år, återigen med undantag för Shell, vars egna reserver räcker i 10 år (figur3).

Figur 3 Utvecklingen 1969 till 2004 av fastställda reserver.



Källa: OPEC Annual Statistical Bulletin 2004

2.2 Uttömning ett faktum - men vad betyder det?

Även utvinningen (P) är en vansklig parameter. Oljeutvinning är inte statisk, eller enbart beroende av efterfrågan och priser. Utvinningen i ett oljefält är avhängig av en rad tekniska faktorer, främst vilket tryck man kan upprätthålla i det enskilda fältet. Eftersom trycket faller vartefter olja utvinns så minskar utvinningen över tiden. Det är detta som kallas för "depletion" (D). Det närmast användbara svenska uttrycket torde vara resursuttömning. Varje fält följer sin egen uttömningstakt som dessutom varierar över tiden. När ett fält har nått sitt maximum, vilket numera för flertalet fält opererade av internationella bolag brukar inträffa redan efter några få år så kan utvinningen avta med upp till 30 % per år för att efterhand falla ner till så låga nivåer att fortsatt utvinning blir olönsam. Ett tvisteämne är vilken genomsnittlig uttömningstakt man skall räkna med. Det finns siffror från 2 upp till 10 % per år som ett globalt genomsnitt.

Uttömning gör att, även om det enskilda fältet kommer att avkasta den mängd olja som anges av (R), utvinningen inte sker i jämn takt som gör att man kan dividera med (P). Istället kommer P för det enskilda fältet att minska över tiden. För varje fat olja som utvinns minskar trycket i reservoaren, även om man artificiellt kan öka trycket genom att injicera vatten eller gas. Den maximala mängden olja per tidsenhet som kan utvinnas kan enligt M. King Hubbert prognostiseras. Enligt Hubbert: s teori bestäms den möjliga utvinningen av kvoten mellan oljereservens totala innehåll och utvinningstakten. I princip är det enligt hans teorier möjligt att årligen producera upp till 1/10 av den totala reservoarens återstående olja. Om samtidigt den totala efterfrågan ökar så måste med nödvändighet varje år R öka

dels med utvinningen (P) under innevarande år men också för att kompensera för uttömning (D) under samma år samt även med ökningen i efterfrågan (dE) för att reserverna skall vara uthålliga. För att kvoten R/P skall vara konstant krävs därför en årlig reservtillväxt $P_0 + D_k + dE_1$.

Enligt teorin är det inte möjligt att öka utvinningen när hälften av reservoaren är förbrukad i stället avtar kapaciteten med D. Det är Hubbert: s Peak och den teori som ligger bakom peak oil - teorin⁶ och den grupp som i fortsättningen kallas Peak Oil.

Påståendet att kapaciteten att utvinna olja minskar med tryckfallet i reservoaren är knappast kontroversiellt. Det är ett faktum som varit känt lika länge som olja har utvunnits. Kontroversen gäller vilken betydelse detta faktum egentligen har. Så länge man kan kompensera för uttömningen genom att öppna upp nya fält så har uttömning enbart ekonomisk betydelse. Den tvingar hela tiden fram nya investeringar. Men när industrin når den punkt där det inte går att kompensera för uttömningen genom att öppna upp nya fält så får teorin avsevärda konsekvenser. Egentligen är det möjligheterna till nya fynd som är den centrala och springande skillnaden i synsätt mellan geologer och andra som tillhör etablissemangets respektive "Peak Oil". Denna fråga kommer att belysas mer i avsnittet om Teknik.

2.2.1 Etablissemangets uppfattning om oljetillgången skiljer sig från Peak Oil

Skillnaden i värderingen av de fastställda reserverna som årligen redovisas i Oil & Gas journal och av IHS, BP, OPEC och World Oil ligger i ett intervall från ca 1 100 till drygt 1 200 miljarder fat, exklusive den biljon som redan har utvunnits. I huvudsak följer redovisningarna de riktlinjer som ställts upp av The society of Petroleum Engineers och World Petroleum Congress. Det finns därför inte några avgörande skillnader i etablissemangets syn på fastställda reserver.

Företrädarna för Peak Oil uppskattar de återstående reserverna till 750 miljarder fat. Skillnaden mot etablissemangets är bland annat att Peak Oil inte erkänner den uppskrivning av oljereserverna som gjorts i Mellanöstern. Därutöver menar Peak Oil även att reserverna i övrigt är övervärderade. Shell tvingades under 2003 att skriva ned sina fastställda reserver. Det spanska oljebolaget Repsol har i årsredovisningen för 2005 meddelat att de skrivit ned sina reserver. Ytterligare några oljebolag har under de senaste åren skrivit ned sina fastställda reserver. Peak Oil menar att flera oljebolag såväl internationella som nationella har anledning att skriva ned sina reserver.

⁶ Hubbert har kommit att bli till en ikon för den grupp som går under benämningen Peak Oil. Hubberts teorier sammanfattas i Hubbertkurvan, som visar att kapaciteten att producera olja når en peak, varefter den gradvis minskar i takt med uttömning. Hubbert redovisade sin teori och sina beräkningar 1956. "Nuclear Energy and the Fossil Fuels" American Petroleum Institute. Drilling and Production Practice, Proceedings of Spring Meeting, San Antoni, 1956. På ASPO: s hemsida (Association for studies of the Peak Oil) finns hänvisningar till Hubbert och beräkningar baserade på Hubbert: s teorier. (www.peakoil.net)

2.3 Fuskar OPEC med sina reserver?

Efter det att OPEC - länderna i samband med den första oljekrisen nationaliserade de internationella oljebolagens oljetillgångar så skrevs de sammanlagda reserverna under 1983 till 1988 upp från ca 750 till 1050 miljarder fat olja. Den största uppskrivningen gjordes av Aramco från 150 till 260 miljarder fat. Trots att OPEC- länderna efter denna revision har utvunnit i storleksordningen 50 miljarder fat har ingen revidering gjorts av de återstående reserverna, d.v.s. de återstående reserverna var lika stora 2004 som de var 1987. Detta har av många kommit att tolkas som att OPEC och f. a. Aramco medvetet har överdrivit sina reserver⁸. Så länge Aramco vägrar att redovisa något underlagsmaterial som visar vad beräkningarna grundas på kommer osäkerheten att bestå. Aramco hävdar att det finns säkerställt material som visar att de förfogar över minst lika stora reserver som de redovisar⁹. Enligt bolaget finns det också geologiskt verifierat material framtaget av de tidigare ägarna till Aramco, dvs. Chevron, Exxon, Mobil, Texaco, redan innan oljetillgångarna nationaliserades, som visade på fastställda reserver i den storleksordning som nu redovisas.

Situationen kompliceras av att de ursprungliga ägarna till Aramco under själva nationaliseringsprocessen, bland annat i olika senatsförhör hävdade att det inte fanns något underlag som tydde på att reserverna vare sig var större eller mindre än vad som vid denna tid ingick i bolagens officiella redovisningar, omkring 150 miljarder fat. Oavsett vilket underlagsmaterial som fanns tillgängligt kunde knappast bolagen välja någon annan strategi än att hålla fast vid de uppgifter som de redovisat till det saudiska kungahuset och som låg till grund för såväl koncessioner som royaltyn. Efter det att nationaliseringen genomförts och det stod klart att bolagen inte skulle få ekonomisk kompensation för sina förlorade oljefält har de avstått från att kommentera frågan om reserverna.

⁸ Denna över tiden konstanta reserv har blivit ett av Peak Oil: s huvudargument varför reserverna är överdrivna. Framför allt har Matt Simmons lagt ned mycket arbete på att följa Aramco: s olika redovisningar för att kunna verifiera eller falsifiera Aramco: s redovisning. Han hävdar att Aramco inte har något underlag för denna uppskrivning av reserverna. Orsaken till att uppskrivning genomfördes var för att Saudiarabien, enligt Simmons skulle få en större produktionsskvot inom det kvotssystem som OPEC utarbetat. Enligt Simmons slog Aramco i utvinningstaket redan 19 81 med en årlig genomsnittsutvinning av 9,9 miljoner fat per dag och för en kort tid över 10,5 miljoner fat. Enligt Simon representerade detta en överutvinning som inte var hållbar och Aramco har sedan tvingats minska sin utvinning. Invändningen mot Simmons resonemang är om Aramco redan 1981 hade slagit i kapacitetstaket och tvingades dra ned sin utvinning vilken anledning har Aramco att fuska med sina reserver. Utvinningskvoten var i så fall redan högre än vad bolaget uthålligt skulle kunna producera. Simmons teorier finns redovisade i Matthew R. Simmons: *Twilight in the Desert*. New Jersey, 2005

⁹ Vid en av Oxford Institute for Energy anordnad konferens i Bahrain våren 2004 förnekade en officiell representant för Aramco kategoriskt att man manipulerat data. Enligt honom sker en årlig tillväxt i reserverna som väl svarar mot utvinningen. Men denna tillväxt redovisas inte offentligt, utan utgör en dold reserv, från denna dolda reserv dras sedan den årliga utvinningen bort så länge den dolda reserven är positiv finns ingen anledning att redovisa några förändringar i den offentligt redovisade reserven.

Geologer och ekonomer som är anställda vid de stora internationella servicebolagen som t.ex. Schlumberger, Halliburton, Bechtel, IHS m.fl. har emellertid godtagit uppskrivningen av de saudiska reserverna. Eftersom dessa bolag inte bara äger spetskompetensen när det gäller att bedöma och beräkna reserver utan också i praktiken på Aramco:s uppdrag står för exploatering och utveckling av och i betydande utsträckning även drift av de saudiska oljefälten så representerar dessa en utomstående (möjligen inte helt oberoende) sakkunskap med insikter baserad på egna mätningar och eget underlag. Även IEA har godtagit de av OPEC redovisade reserverna, liksom även BP som årligen redovisar sin uppfattning över världens oljereserver i BP Statistical Review of World Energy.

IEA har i WEO 2005 belyst frågan om de saudiska oljetillgångarna och reserverna och försökt värdera dem utifrån den information organisationen har tillgång till. De bygger till stora delar på information och utvärderingar från IHS och USGS. IHS uppskattar att det finns underlag för fastställda reserver på närmare 300 miljarder fat olja. USGS anser att det slutligt kommer att vara möjligt att utvinna över 500 miljarder fat olja. Det saudiska oljeministeriet har enligt IEA bedömt att de totalt fastställda reserverna inklusive utvunnen olja kommer att öka till 420 miljarder fat till år 2025.

Om skillnaden mellan etablissemanget och Peak Oil enbart avsåg värderingen av de fastställda reserverna så skulle debatten om peak oil i huvudsak vara en storm i ett vattenglas. Visserligen skiljer sig Peak Oil och etablissemangets syn på de fastställda reserverna med ca 30 %. Men så länge det finns möjligheter att öka de fastställda reserverna genom att hitta ny olja som möjliggör att utvinningskapaciteten varaktigt kan fortsätta att öka så har de fastställda reserverna en underordnad betydelse. Men Peak Oil företräder även av åsikten att det inte längre är möjligt att nämnvärt öka reserverna någonstans i världen. En snabbt och obönhörligt fallande utvinning i Mellanöstern kommer därför enligt Peak Oil att få dramatiska konsekvenser för hela den existerande civilisationen.

2.4 Var finns oljan?

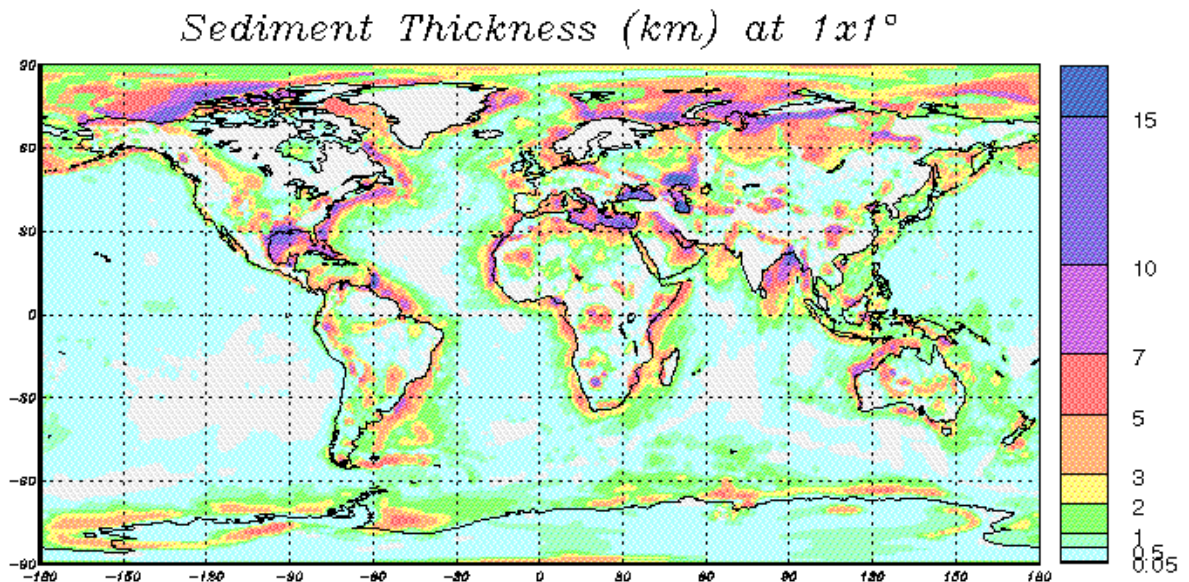
Avgörande nu liksom under oljeindustrins 150 åriga livstid är inte storleken på de redan funna och fastställda reserverna utan hur mycket mer olja det finns kvar att hitta och hur mycket av denna olja som kan utvinnas. För att belysa frågan om hur mycket olja som kan finnas kvar att utvinna bör man först ta reda på var den kan finnas.

Genomgången här blir summarisk och lekmanamässig. Läsare som vill ha en fördjupad bild hänvisas till facklitteraturen.

Olja bildas i sedimentavlagringar i form av kalksten eller sandsten. I dessa avlagringar, som typiskt finns på ett djup av mellan 1000 till 7000 meter, finns organiskt material från mikroorganismer inbäddat. Under årmiljonerna tillsammans med tryck och värme har detta material ombildats till olika kolväten som finns i mikroskopiska porer. Eftersom trycket i sedimentlagret är högre än på

jordskorpan krävs det att sedimentlagret är täckt med tillräckligt tjockt och tätt berg för att inte oljan skall läcka ut.

Figur 4 Kartbild över jordens sedimentlager.



Källa: Gabi Laske digital sediment map, <http://mahi.ucsd.edu/Gabi/sediment.html>

När man väl fått ett grepp om jordens sedimentlager kan man således bedöma var det kan finnas utsikter att finna olja. Ännu så länge är inte alla sedimentlager undersökta. Kartbilden ovan visar geologernas nuvarande kunskap och uppskattningar över sedimentlagrens utbredning och tjocklek.

Kartan visar tydligt varför intresset alltmer fokuseras mot off shore verksamhet i arktisk och i djuphavs miljö, men även förhoppningarna om stora mängder olja i Centralasien.

2.4.1 Det finns konventionell och det finns okonventionell olja.

I många sammanhang används begreppet konventionell respektive okonventionell olja. Denna begreppsapparat har genom tiderna orsakat en hel del förvirring. Förvirringen blir inte mindre genom att definitionerna har förändrats över tiden, sällan varit entydiga eller accepterade av alla.

I flertalet beräkningar över oljetillgångar räknas inte de okonventionella tillgångarna med. De betraktas som ett möjligt reservalternativ i framtiden. Emellertid så är redan nu andelen okonventionella oljor ca 5 % av utvinningen, och kan redan 2010 uppgå till 35 % enligt t.ex. Cera (se fotnot 14). Det kommer därför att bli allt viktigare att räkna med okonventionell olja.

Den definition som alltmer kommit att användas under senare år och som också används av t.ex. IEA är ungefär följande: *Konventionell olja är all flytande olja som utvinns ur brunnar. Okonventionell olja är all olja som finns i fast form eller upplöst i gas eller syntetisk olja som produceras ur biobränslen, kol eller gas*¹⁰.

Denna definition är entydig och klar. Tidigare definitioner utgick från att konventionell olja är sådan olja som kan utvinnas med konventionell och känd teknik till dagens oljepriser. Problemet med definitionen var hur man skulle ställa sig till olja inbäddad i lerskiffrar och tjärsand. Ett annat problem var olja under havsytan och i arktiska miljöer. Allteftersom tekniken utvecklades fördes successivt olja över från kategorin okonventionell till konventionell olja, samtidigt som prisförändringar kunde föra tillbaka tidigare konventionell olja till att bli okonventionell. Definitionen innebär att syntetisk olja, framställd genom Fischer Tropsch processen, är en okonventionell olja. Fischer Tropsch processen utvecklades i Tyskland under andra världskriget för att framställa bensin ur kol. Tekniken utvecklades ytterligare av Sydafrika under de år FN utsatte landet för handelsembargo. Numera är det framför tekniken ”gas to liquids” (GTL) d.v.s. omvandling av naturgas till i första hand dieselolja, som lockar. Men även kol är en möjlig resursbas för syntetiska oljor, liksom biobränsle. Syntetiska oljor kan spela en roll för att täcka mindre och mer tillfälliga brister, men kan knappast bli ett storskaligt alternativ till övriga oljor.

Den nu använda definitionen av konventionell respektive okonventionell olja är kostnadsberoende och nästan helt teknikberoende vilket borgar för en ökad stabilitet.

Frågan om konventionell respektive okonventionell olja är långtifrån oväsentlig. Utvinningen av olja ur t.ex. naturgaskondensat har alltid förekommit och är betydande, enbart inom OPEC uppgår den till ca 400 miljoner fat per år.

Naturgaskondensat är i grunden metangas uppblandat med andra kolväten, företrädesvis propan men också tyngre kolväten. Dessa kan genom olika processer frigöras och användas kommersiellt. I de resonemang som förs om återstående utvinnbara oljetillgångar avstår Peak Oil helt från att räkna in den okonventionella oljan, eller tar enbart med obetydliga mängder. Tillgången av olja i lerskiffrar och tjärsand samt av asfaltolja är mycket stora, även om utvinning av sådan olja med dagens teknik är miljömässigt problematisk, energikrävande och dyrare än utvinning av konventionell olja.

De kända och fastställda tillgångarna av okonventionell olja som kan utvinnas med dagens teknik är enligt IEA i samma storleksordning som de kända och fastställda reserverna av konventionell olja, dvs. drygt 1 biljon fat. En ökad utvinning av okonventionell olja är därför fullt realistisk. De kända utvinnbara

¹⁰ Resources to reserves. Oil&Gas Technologies for the Energy Market of the Future, IEA. Paris 2005

totala tillgångarna av okonventionell olja har av IEA beräknats till ca 2 biljoner fat.

Enbart genom att addera de kända och fastställda tillgångarna av utvinnbar okonventionell olja till de kända och fastställda reserverna av konventionell olja så ökar resursbasen dramatiskt.

Men därutöver finns goda förutsättningar för stora utvinnbara tillgångar av ännu inte upptäckt konventionell och okonventionell olja. Det finns olika tekniker för att göra sådana beräkningar.

2.4.2 Etablissemangen anser att resursbasen är stor

Av tradition har det funnits två skolor bland geologerna. Den ena skolan hävdar att med den geologiska kunskap, erfarenhet och redan gjorda prospekteringar finns små förutsättningar för att finna ytterligare olja. Den andra gruppen hävdar motsatsen. Den ackumulerade erfarenheten och geologiska kunskapen innebär att det är möjligt att genom extrapoleringar göra bedömningar över tillgången även i områden som ännu inte exploaterats. Men också att man kan göra ännu säkrare bedömningar över ytterligare upptäckta tillgångar även i områden som har varit utsatta för exploatering. Denna grupp av etablerade geologer ser inte tillgången av olja som en i närtid gränssättande faktor.

Med all den respekt som måste visas det faktum att oljan är en begränsad resurs, vilket innebär att för varje nyupptäckt oljefält så finns det ett fält mindre att upptäcka i framtiden och för varje utvunnet fat olja så finns det ett fat mindre olja att utvinna i framtiden, förefaller det ändå rimligt att man med stöd i vetenskaplig teori och med tillämpning av empiriska erfarenheter samt statistiska metoder kan göra bedömningar över hur mycket ytterligare olja som kan finnas i marken.

Sådana beräkningar har under flera decennier gjorts av US Geological Survey, IHS, Schlumberger, FN, IEA och WEC¹¹. Det finns ingen större anledning att gå igenom alla olika studier över hur mycket olja som kan finnas och hur mycket av detta som kan utvinnas. I stor utsträckning utgår alla studier från samma grundmaterial IHS databaser (tidigare Petroconsultant). Ett material som de olika institutionerna kompletterar med eget underlag och som utvärderas av egna experter. I praktiken är emellertid alla beroende av IHS databaser. Möjligen har USGS tillräckligt mycket egen datafångst för att verkligen kunna testa IHS data.

IEA gjorde en omfattande studie av denna fråga i mitten av 1990-talet som redovisades i WEO 2001 och har under 2005 följt upp denna med en kritisk analys och genomgång av redovisade studier inom området med egna och särskilt

¹¹ US Geological Survey motsvaras närmast av Sveriges Geologiska Undersökningar. IHS är ett privat serviceföretag specialiserade på datainsamling och databearbetning. Schlumberger är ett serviceföretag inriktat på oljeprospktering och oljeutvinning. WEC World Energy Council är en världsomspännande nätverksorganisation för den internationella energiindustrin, företrädesvis elindustri.

inbjudna experter¹². WEO 2001 utsattes för kritik, många ansåg att de bedömningar som gjordes var allt för optimistiska. Studien 2005 som i stort bekräftar slutsatserna i WEO 2001 har utförts av medarbetare och experter som inte deltog i WEO 2001.

Därutöver finns andra angreppssätt som är mer kommersiellt inriktade. Cera (numera ägt av IHS) t.ex. gör regelbundna värderingar över den potentiella kapaciteten att utvinna olja i ett perspektiv av 15 till 20 år. Utgående från IHS databaser och egen kunskap erfarenheter gör de regelbundna värderingar utgående från känd teknologi över vilken kapacitetsutveckling som är möjlig inom ett definierat tidsspann med dagens kostnader och priser.

Angreppssättet är antagligen mer fruktbart och mer vägledande än en totalstudie som skall beskriva hela resursbasen. Ett problem med en totalstudie är, även om den är helt korrekt så finns inget tidsperspektiv. IEA:s slutsats är att det med stor sannolikhet finns minst 3,3 biljoner fat konventionell olja som är möjlig att utvinna är tämligen ointressant om den inte också har en tidtabell som visar i vilken takt dessa tillgångar bli utvinnbara.

För en investerare är det en fullt tillräcklig kunskap att veta hur mycket kapaciteten kan utvecklas i ett 15 till 20 -årsperspektiv.

Framförallt är en sådan ansats nödvändig för att kunna bedöma kostnadsutvecklingen. Olika oljetillgångar kostar olika mycket att exploatera. Med dagens teknik är utvinning av olja ur skiffrar den dyraste tekniken som ligger i ett spann från ca 25 till 70 \$/fat. Om denna olja av kapacitetsskäl måste börja produceras tidigt eller om den inte behöver exploateras förrän om 30 år så får det stora ekonomiska konsekvenser.

Mot den bakgrunden ges först en redovisning av IEA senaste utvärdering och därefter en redovisning av de uppgifter som Cera redovisat.

2.5 De återstående utvinnbara oljetillgångarna

2.5.1 IEA:s uppskattning av de utvinnbara oljetillgångarna

I sammanfattad form kan IEA:s beräkningar beskrivas enligt nedanstående tabell.

¹² IEA. Resources to Reserves. Paris 2005

Tabell 2 Uppskattad mängd olja IEA¹³

Resursslag	Tillgång totalt (Biljoner fat toe)	Redan utvunnet (Biljoner fat toe)	Utvinnbart (Biljoner fat toe)
Konventionell olja	7- 8	1	3,3
Okonventionell olja ¹⁴	7	0,001	1-3
Konventionell gas	4	0,5	2,8
Okonventionell gas ¹⁵	2-4	0,01	1,5
Metanhydrat	6-60	0	?
Summa	26-83	1,511	8,6-10,6

Källa: IEA Resources to Reserves

Den totala resursbasen är utgående från IEA: s bedömningar knappast gränssättande. Visserligen är uppskattningarna osäkra, men inte ens om man gör mer försiktiga antaganden och antar att den enbart är hälften så stora så är den gränssättande.

Men som framgår av tabellen är det stor skillnad mellan potentialen (tillgången) och vad som är utvinnbart. Räkna vi bort metanhydraten som en tänkbar resursbas minskar resursbasen till mellan 20 och 23 biljoner toe (Ännu så länge finns ingen teknik för exploatering av denna resurs). Även när det gäller övriga resursslag så är det en stor skillnad mellan tillgång och vad som sedan visar sig utvinnbart. Såväl tjärsand, som oljeskiffrar och asfaltoljor, utgör huvuddelen av tillgångarna av okonventionell olja. De är tekniskt och miljömässigt komplicerade att utvinna. Kostnaden är med nuvarande teknik så hög att enbart de lättast tillgängliga tillgångarna kan exploateras. Med dagens teknik når man en omslagpunkt där utvinningen oavsett kostnad blir oförsvarbar eftersom energiåtgången för utvinning kommer att närma sig den energimängd som kan utvinnas¹⁶. Tekniken går dock hela tiden framåt.

Många av fyndigheterna, gäller såväl konventionella som okonventionella oljor, är i en storleksordning som gör dem ointressanta för utvinning. Av den mängd som återstår kommer det inte vara möjligt att utvinna mer än en mindre del av den totala tillgången.

¹³ IEA. Resources to Reserves.

¹⁴ IEA har inte räknat in syntetisk olja från naturgas, kol eller biobränsle.

¹⁵ Med okonventionell olja avser IEA i första hand metangas inbäddad i kollager och oljeskiffrar.

¹⁶ Detta är en uppfattning som bland annat har framförts av R. Skinner (Oxford Energy Research Institute).

Utvinningsgraden för konventionell olja har genom teknikutveckling successivt höjts. I genomsnitt kan ca 35 % av oljan i ett oljefält utvinnas. I vissa fält t.ex. på Nordsjön och i Mexikanska Gulfen har utvinningsgraden kunnat pressas upp till 40 %. Men det finns enstaka exempel i Nordsjön med en utvinningsgrad över 60 %. För naturgas är utvinningsgraden betydligt högre ca 70 %. När det gäller de okonventionella oljorna och gasen finns inga egentliga erfarenheter¹⁷.

IEA:s utvärdering utmynnar i att det av konventionella och okonventionella oljor finns mellan 3 till 6 biljoner fat olja, utöver den biljon som redan är utvunnen, möjliga att utvinna.

När det gäller naturgas så finns det möjligheter att utvinna ytterligare motsvarande 2,8 biljoner fat olja utöver de 0,5 biljoner fat som redan utvunnits. Detta förutsätter dock att naturgasen inte används för andra ändamål.

Det finns åtminstone två aspekter i IEA studien, liksom i den underliggande studien från USGS som inte är belysta:

1. Tidsaspekten - När och i vilken ordning kommer olika tillgångar att exploateras.
2. Kapacitetsaspekten - Även om tillgången är tillfredsställande säger studien inget om hur kapaciteten att utvinna olja kommer att utvecklas.

2.5.2 Cera: s bedömning av kapacitetsutvecklingen fram till 2020

I en senatsutfrågning den 7 december 2005¹⁸ framförde Cera uppfattningen att det enligt den kunskap och erfarenhet som organisationen har så finns inga resursmässiga eller tekniska hinder de närmaste 20 till 25 åren innebärande att kapaciteten att utvinna olja skulle stagnera. En sådan stagnation ansågs emellertid som möjlig, men i så fall som ett resultat av politiska eller marknadsmässiga tillkortakommanden. Inte heller för perioden efter 2030 ansåg Cera att det fanns några tecken som tyder på att kapaciteten skulle sjunka. Tvärtom framfördes den åsikten att det inte nu finns något som tyder på att kapaciteten skulle sjunka de närmaste 30 till 40 åren. För perioden därefter handlar det snarare om en långvarig plåtå än att kapaciteten skulle sjunka.

Cera utgår i sina analyser konkret från hur kapaciteten skulle kunna utvecklas på årsbasis för ”alla” kända kolvätefyndigheter. Fram till 2015 anser Cera att den möjliga kapacitetsökningen är relativt jämnt fördelad mellan OPEC och övriga producenter. För perioden mellan 2015 och 2020 så kommer merparten av ökningen att ske inom OPEC.

¹⁷ Konsekvenserna av detta, liksom de faktiska möjligheterna till en sådan ökning av utvinningsgraden är omstridda. Tekniskt går det under begreppen Improved Oil Recovery (IOR) och Enhanced Oil recovery (EOR). Frågan om IOR och EOR kommer att ytterligare behandlas under avsnittet teknik.

¹⁸ The Oil Industry Growth Challenge: Expanding Production Capacity. Bob Esser, vittnesmål inför House Energy and Air Quality Subcommittee hearing on Understanding the Peak Oil Theory. Den 7 December 2005. www.cera.com/news/details/1,,7777,00.html

I USA och på Nordsjön kommer utvinningen fortsatt att minska. Kring 2010 kommer även utvinningen i Sydostasien att minska, samtidigt som tillväxten i den ryska utvinningen saktar in. Däremot ökar utvinningen i Kanada, Latinamerika (där f. a. Brasilien träder fram som en betydande producent), Väst- och Nordafrika, Kaspiska bäckenet och i Mellanöstern.

Samtidigt sker en accelererande ökning i andelen okonventionell olja. Cera räknar till okonventionell olja: kondensat, naturgaskondensat, syntetiska oljor främst baserat på naturgas, tjärsand men även olja på extrema djup. Fram till 2010 anger Cera att andelen okonventionell olja uppgår till 35 % jämfört med 10 % 1990¹⁹.

Fram till 2010 så kommer huvuddelen av den nya oljan bestå av lätta oljor. Därefter sker en ökning i ungefär samma proportioner av lätta och tunga oljor med en över tiden minskande andel av medeltunga oljor. På längre sikt ökar andelen tunga oljor.

Utvinningen av olja på stora vattendjup ökar kraftigt i Mexikanska gulfen, utanför Nigeria, Angola och Brasilien från ca 3,5 miljoner fat per dag (mbd) år 2005 till 9 mbd 2010.

Utvinningen av asfaltolja från Venezuela och Kanada ökar från knappt 2 mbd 2005 till knappt 5 mbd 2015. Huvuddelen av ökningen ligger i Kanada.

För naturgaskondensat ser Cera en ökning från nuvarande 1,4 mbd till 2,2 mbd till 2015. Utbyggnaden går särskilt snabbt i Norge och i Qatar.

När det gäller syntetisk olja i huvudsak baserad på naturgas anser Cera att en ökning från nuvarande 0,5 mbd till 1 mbd är trolig fram till 2010. Huvuddelen av denna syntetiska olja är GTL, d.v.s. den baseras på naturgas.

En betydande del av dessa ökningarna är säkrade eftersom investeringsbesluten redan är fattade och påbörjade. Cera menar därför att dessa tillskott kommer att ske oavsett hur oljepriset utvecklar sig. De 10 största projekten kommer tillsammans att öka kapaciteten med 2 – 2,5 mbd i minst 10 år framåt.

Men det finns politiska osäkerheter framförallt i Mellanöstern, Centralasien, Sudan, Venezuela och i Sydostasien som kan påverka utvecklingen.

2.5.3 Etablissemangets samlade bild är positiv

Kombinerar man IEA:s utvärdering med Cera:s studier växer en bild fram som säger att det inte finns några restriktioner i resursbasen som indikerar en

¹⁹ Räknar man bort den arktiska oljan och vad Cera kallar ultra deep off shore oil, dvs. anpassar begreppet okonventionell olja till den numera vedertagna definitionen så utgör den okonventionella oljan (asfaltolja, tjärsand och NGL) mindre än 5 % 2005 och kan uppgå till ca 10 % 2015 utgående från Cera:s underlag.

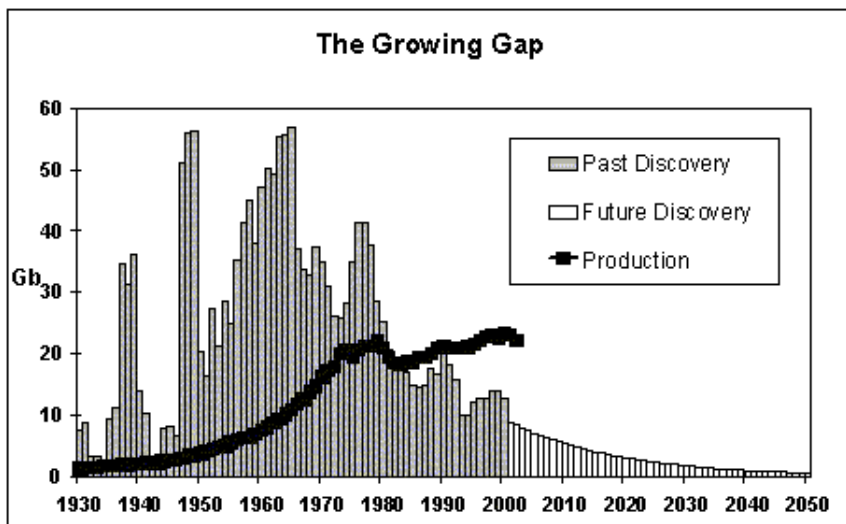
stagnerande utvinning inom överskådlig framtid. Cera studien visar att med redan fattade investeringsbeslut är sannolikt att kapaciteten att utvinna olja de närmaste 10 till 15 åren utvecklas i takt med efterfrågan.

Det finns anledning att påpeka att uppfattningen baseras på sannolikheter. Intill dess oljan har hittats och utvunnits så finns en risk att tillgången är övervärderad.

2.5.4 Peak Oil och den utvinnbara tillgången

Företrädare för Peak Oil²⁰ har olika metoder för att beräkna den utvinnbara resursbasen. Några, t.ex. Collin Campbell,²¹ använder samma ansats som de mer traditionella geologerna, dvs. varje fält bedöms för sig. Geologiska data studeras för varje fält och utifrån dessa beräknas mängden olja som finns kvar att producera. I denna del skiljer sig metoden inte från vad som konventionellt används. Men Peak Oil anser att framförallt OPEC:s reserver är övervärderade.

Figur 5 Campbell: s prognos för nya oljefynd



Källa: <http://www.hubbertpeak.com/campbell/>

Även om Campbell utgår från kända data om befintliga fyndigheter så har han en annan syn över hur man skall värdera möjligheten till nya fynd. Campbell utgår från att det enbart finns obetydliga mängder olja kvar att upptäcka.

²⁰ Peak oil företrädarna har sitt ursprung i oljeindustrin. Men efterhand som deras teorier spridit sig har rekryteringsbasen bräddats. Numera sker ett samarbete inom Association for the Study of Peak Oil & Gas. Ordförande är Kjell Aleklett, fysikprofessor i Uppsala, som också har blivit rörelsens förgrundsfigur och den främste företrädaren i Sverige för Peak Oil.

²¹ Colin Campbell f.d. geolog med bakgrund bland annat från Petroconsultant. Grundare av ODAC (Oil Depletion Action Committee) och hedersordförande i ASPO. Författare till flera böcker mest känd är "The Coming Oilcrisis" (1997). Mer information finns på ASPO hemsida. (www.peakoil.net)

I figuren ovan som redovisar fyndfrekvensen sedan 1930 ges ett stöd för att fyndtakten har avtagit och att det är naturligt att denna process fortsätter. Men det finns några tunga argument varför det inte går att dra så långtgående slutsatser.

Förutom Campbell finns även andra Peak Oil företrädare, t.ex. Laherrere²², som försöker bedöma sannolikheten över hur mycket olja som finns kvar att upptäcka. Båda baserar sina bedömningar på den historiska utvecklingen av fyndtakten. I första hand över hur fyndtakten har utvecklats de senaste 30 åren.

En sådan metod måste med nödvändighet bli tämligen tvivelaktig utgående från bland annat oljeindustrins starkt cykliska egenskaper. Reservtillväxten den senaste 30 årsperioden sammanfaller med den senaste oljecykeln. En framskrivning av statistik baserad på fyndfrekvensen under en oljecykel måste leda fram till att det statistiskt inte finns en särskilt stor sannolikhet för ytterligare fynd av olja. Eftersom det karaktäristiska för en oljecykel är att fynden är störst i början av perioden och sedan faller.

Förutsättningen för att göra fynd av olja är att någon investerar i att finna olja. Investeringstakten gick ner under 1980-talet och nådde en bottennivå under andra halvan av 1990-talet. Det är därför helt naturligt att fyndtakten har minskat.

Men därutöver finns ett ytterligare problem, nämligen när man i tiden bokför en ny fyndighet. I princip finns två alternativa metoder. Den första metoden innebär att fynden bokförs det år då reserven faktiskt ökade. Den andra metoden innebär att oavsett när underlaget för reserven fastställdes så bokförs fyndet på det år som oljefältet hittades. Eftersom intresset av och investeringarna i att hitta nya oljefält varit begränsat de senaste 30 åren har ökningen i reserverna främst åstadkommit genom uppskrivningar av reserverna i redan befintliga fält. Det innebär att huvuddelen av uppskrivningarna har bokförts som fynd under 1960- och 1970-talen. Förfarandet innebär en systematisk överskattning av tidiga fynd och en systematisk underskattning av senare fynd.

De flesta använder denna senare metod och den används av Peak Oil, vilket innebär att huvuddelen av den reservökning som skett sedan 1980 har bokförts som fynd före 1980.

Styrkan i Peak Oil: s beräkningar är därför inte lika övertygande som grafiken i diagrammet ovan ger sken av.

Det finns även prominenta Peak Oil företrädare som utgår från kabbalistiska talserier²³. En sådan metod är att lista redovisade historiska fynd i storleksordning och sedan beräkna frekvensen mellan fynd i olika storleksordningar. Denna teori

²² Jean Laherrere f.d. geolog från oljebolaget Total. På www.hubbertypeak.com finns en redovisning över Laherrere: s och andra peak oil företrädarens artiklar och böcker i ämnet.

²³ Kabbala är en judisk talmystik. Där siffror symboliserar namn och händelser, genom att kombinera dessa talserier på olika sätt kan profetior om apokalypsen utläsas och uttydas.

bygger på ett antagande om att man alltid, med en viss stokastisk spridning, hittar de största fynden först och de mindre sist. Även med denna metod kommer man fram till att sannolikheten för nya fynd är starkt begränsad. Vissa företrädare för den uppfattningen anser att det enbart finns ett riktigt stort oljefält och sedan 2 som är hälften så stora därefter 3 som är en tredjedel osv.²⁴ Eftersom det största, Ghavar, är funnet så är det bara att fylla i luckorna med de fält som saknas.

2.6 Jämförelse och värdering mellan etablissemang och Peak Oil

I huvudsak finns det fyra avgörande skillnader mellan de mer konventionella beräkningarna och de beräkningar som Peak Oil gör.

Den första och helt avgörande skillnaden är att Peak Oil anser att det inte finns några nämnvärda volymer olja kvar att hitta och att uppgraderingar av befintliga oljefält (Enhanced Oil Recovery se kapitlet Teknik) saknar betydelse.

Den andra skillnaden är att Peak Oil tillmäter uttömning en avgörande betydelse.

Den tredje skillnaden är att Peak Oil är extremt försiktig i sina bedömningar över den okonventionella oljan.

Den fjärde skillnaden är att Peak Oil har ett rent matematiskt förhållningssätt till oljeutvinningen.

Peak Oil utgår från statistiska samband, nämligen att ju mer olja som hittats desto mindre finns det kvar att hitta. Ett av deras tyngsta argument är att fyndtakten sjunkit under senare år. *Stämmer det grundläggande antagandet om att det inte finns annat än begränsade mängder ny olja att finna så måste fyndtakten avta. Fyndtakten har avtagit, således är påståendet rätt.* Logiken är riktig, men frågan är om observationerna är relevanta.

Etablissemang har en annan utgångspunkt. De utgår från de geologiska omständigheter som måste föreligga för att det skall finnas olja. Genom att jämföra redan undersökta områden med ofullständigt undersökta områden söker de beräkna hur mycket olja som kan finnas kvar.

I etablissemangets analyser får inte uttömning samma betydelse. Det går lätt att visa att uttömning visserligen påverkar kapaciteten i det enskilda fältet, men det får marginell betydelse för den totala uthålligheten så länge denna kapacitetsnedgång kan kompenseras genom utvinning ur nya reservoarer. Eftersom de konventionella bedömningarna baseras på att det inom överskådlig tid tillkommer nya reservoarer skjuts hela tiden den tidpunkt där uttömning får betydelse för den fysiska utvinningskapaciteten. Det finns därför inga stora

²⁴ Kenneth S. Deffeyes: Hubert's Peak The impending World Oil Shortage, Princeton. 2003.

kontroverser om uttömning som begrepp. Oenigheten har att göra med tidpunkten när uttömning får effekter för den aggregerade kapaciteten.

Peak Oil baserar sina beräkningar på att det vid varje tidpunkt, med de restriktioner som uttömning ger, utvinns maximalt med olja. Men i verkligheten utvinns inte mer olja än vad som efterfrågas. Efterfrågan styrs av ett antal parametrar där inte minst priset på olja har en stor betydelse. Det innebär att den faktiska utvinningen sker i lägre takt än vad som är utgångspunkt för Peak Oil: s beräkningar.

Peak Oil utgår från att endast obetydliga mängder av den okonventionella oljan är möjlig att utvinna. De avfärdar den främst med argumentet att utvinningen är allt för energikrävande. Det är obestridligt sant att nettotillskottet av energi räknat per enhet blir mindre än för konventionell olja. Men eftersom sådan utvinning, visserligen i blygsam skala, sker till kostnad under 20 \$/fat så är uppenbarligen inte energiförlusterna i utvinningen något avgörande generellt argument mot okonventionella oljor.

Peak Oil har en imponerande geologisk kunskap, men har inte tillgång till allt datamaterial och förfogar framförallt inte över den datorkapacitet som krävs för att kunna använda sig av det geologiska grundmaterialet. De har därför valt att använda sig av andra beräkningsmetoder där kapaciteten i en vanlig PC är tillräcklig.

2.6.1 Tidpunkten för peak oil är ett rörligt mål

Skillnaden mellan att hela tiden räkna med maximal utvinning och den utvinning som krävs för att täcka marknadens behov visar sig tydligt i följande exempel.

Warman²⁵ publicerade redan 1971 en beräkning över när den utvinnbara tillgången av olja (2 biljoner fat) skulle nå sin peak. Runt 700 miljarder fat av denna tillgång var då utvunnen. Enligt Warman skulle oljeutvinningen nå sin peak runt 1990 med en årlig oljeförbrukning på 130 mbd. Den faktiska efterfrågan 1990 var 65 mbd, dvs. hälften av Warman: s kalkyl, och det återstod då fortfarande över 1 biljon fat olja att utvinna.

1996 kom Collin Campbell²⁶ med sin beräkning. Resursbasen inklusive redan utvunnen olja angavs av Campbell till 1 750 miljarder fat olja, således 250 miljarder fat mindre än i Warman: s beräkning 30 år tidigare. Vid tidpunkten för Campbell s beräkning hade ca 1 biljon fat olja redan utvunnits. Campbell kom i sin beräkning fram till att peak nivån skulle inträffa år 2004. Campbell och Laherrere har senare reviderat denna beräkning och angav att peaken inträffar före

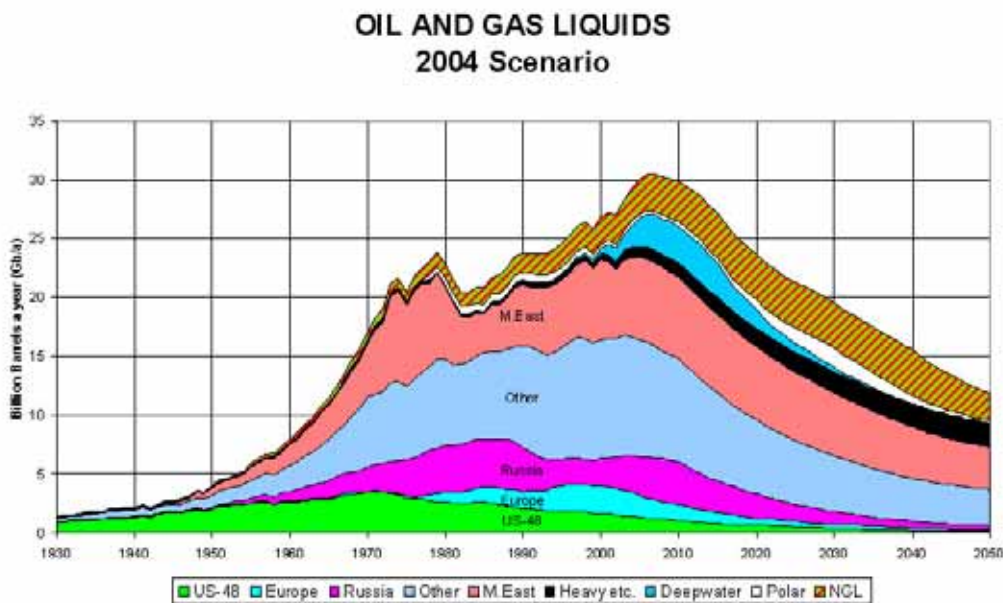
²⁵ H. Warman: Future Problems in Petroleum Explorations. Petroleum Review. March 1971. Återgiven av P. Odell: Oil and Gas Crises and Controversies. 1961- 2000. Volume 1: Global Issues 2001. Kapitel 1-5, World energy in the 1980:s. The significance of Non OPEC Supplies.

²⁶ Collin J Campbell: The coming oil crisis, England 1997

år 2010.²⁷ Detta beskriver i ett nötskal problemet, trots en nedskrivning med över 10 % av den totala reserven så räcker den 20 år längre än vad som ursprungligen förutsattes av Peak Oil teorin.

Det blir än mer svårförståeligt när ASPO (Association for the Study of Peak Oil & Gas) i sin studie år 2004 (figur 4) återigen redovisade att peaken skall infalla omkring 2004²⁸. I denna studie ingick även de okonventionella tillgångarna Rimligen borde peaken nu inträffa långt efter 2010. Inräknas okonventionella oljor ökar otvivelaktigt resursbasen och tidpunkten för kapacitetsgränsen skjuts framåt. Det förefaller som den resursbas som även inkluderar okonventionella oljor i den här studien av Campbell är mindre än den resursbas som Campbell utgick från i sin studie 1996. Underlaget är otydligt redovisade varför det inte är helt klart vad som ingår och inte ingår i beräkningarna. Resultatet är anmärkningsvärt givet att de utvinnbara tillgångarna av okonventionell olja är mycket stora. Rimligen borde peaken hamna åtminstone 20 år bort i tiden. Av det redovisade underlaget går det inte att se vilka faktiska antaganden som gjorts. Av diagrammet att döma så har Peak Oil gjort en mycket pessimistisk bedömning över möjligheterna att tillgodogöra sig de stora tillgångarna av okonventionell olja.

Figur 6 ASPO²⁹ uppfattning om oljetillgångarna och utvinningskapaciteten



Källa: Uppsala Hydrocarbon Depletion Study Group, UHDSG
<http://www.peakoil.net/uhdsg/Default.htm>

Tar man utgångspunkt i nu fastställda reserver av konventionell olja inklusive den del av de okonventionella oljorna som kan utvinnas till en kostnad lägre än 30 \$,

²⁷ Campbell och Laherrere: The end of cheap oil. Scientific American, March 1998, återgiven på www.peakoil.net

²⁸ OIL AND GAS LIQUIDS 2004 Scenario. Updated by Colin J. Campbell, 2004-05-15

²⁹ se ovanstående fotnot

vilket borde motsvara de förutsättningar som ASPO anger så nås ingen peak före 2025.

Det finns ingen anledning att diskutera vad som är rätt eller fel. Det är tämligen uppenbart att man med samma utgångsmaterial kan komma till mycket olika slutsatser. Warman utgick ifrån att en total utvinnbar resursbas på 2 biljoner fat skulle räcka i ytterligare mindre än 20 år. När uthålligheten av denna resursbas 25 år senare, d.v.s. när den egentligen borde ha varit slut på nytt beräknades angavs den räcka i ytterligare 15 till 20 år. Detta trots att Campbell räknat ned resursbasen med över 10 %. Men när ASPO på nytt år 2004 ökade denna resursbas genom att lägga till de okonventionella oljorna där den utvinnbara tillgången med stor säkerhet är minst lika stor som den fastställda reserven av återstående konventionella oljor så har enligt ASPO oljeutvinningen redan nått sin topp.

2.6.2 Antaganden ersätter bevis

Frågan hur mycket olja finns kvar att upptäcka har inget ovedersägligt sant svar. Det finns en given men okänd volym olja kvar att finna. En del av den volym som kommer att hittas är också möjlig att utvinna. Eftersom vi inte känner storleken på resursbasen återstår enbart möjligheten att med olika sannolikhetsberäkningar bedöma hur mycket ytterligare olja som kan utvinnas. Såväl etablissemanget som Peak Oil utgår från sannolikhetsberäkningar. Metoderna för dessa beräkningar skiljer sig kraftigt åt.

Etablissemanget förfogar över i princip alla kända geologiska data och har även tillgång till den datorkapacitet som krävs för att göra alla de bearbetningar och sannolikhetskalkyler som krävs för att kunna använda sig av det geologiska grundmaterialet.

Peak Oil utgår från att det finns ett samband mellan i vilken takt olja hittills har hittats och hur mycket olja som finns kvar att finna. Frekvensen av nya fynd sjunker, oavsett om man med frekvens menar storleken på enskilda fynd, antalet fynd eller den totala mängden olja som hittats det enskilda året. Genom att skriva fram denna trend så anser Peak Oil det möjligt att beräkna hur mycket olja som finns kvar att upptäcka.

Statistiskt kan metoden försvaras, men den har en uppenbar svaghet. Antalet fynd över tiden beror inte enbart på hur mycket olja som finns kvar att upptäcka. Det finns ett påtagligt och starkt samband mellan antalet fynd och hur mycket resurser som satsas på att upptäcka mer olja. Om det vore på det sättet att oljeindustrins investeringar i att finna ny olja är konstant över tiden så bör den tillämpade frekvensmodellen kunna användas för att beräkna hur mycket olja som finns kvar. Men så är inte fallet. Dessutom förhåller sig så att uppskrivningen av befintliga reserver bokförs det år när reserven upptäcktes och inte på det år när underlaget skapades för en uppskrivning av reserven. Detta innebär att den historiska

fyndtakten systematiskt överskattas och fyndtakten i närtid lika systematiskt underskattas.

Oljeindustrin är cyklisk, som visas i kapitel 4 Ekonomin, därmed är även investeringarna i att finna ny olja cykliska. Med den stora reservtillväxt som skedde framförallt under 1970 och 1980- talen har det inte funnits några större behov för oljebolagen att ytterligare öka sina reserver. De internationella oljebolagen använde en stor del av sina vinster i slutet av 1990-talet till konsolidering som bland annat innefattande uppköp och sammanslagningar med andra bolag. En konsekvens var att det enskilda bolaget därmed ökade sina reserver, utan att de totala reserverna ökade. De mycket begränsade investeringar som trots allt gjordes under 1990- talet för att finna ny olja kanaliseras till, eller i direkt anslutning till, befintliga oljefält. Kostnaden att finna ny olja med en sådan strategi blir åtskilligt lägre än att undersöka oexploaterade områden, samtidigt som möjligheten till annat än marginella nytillskott av reserver är små. Men det innebär också att huvuddelen av dessa fynd bokförts som fynd före 1980.

Om investeringarna i att finna nya reserver på grund av oljeindustrins cykliska egenskaper minskar så är det också uppenbart att frekvensen av nya fynd minskar. Detta erkänns även av vissa företrädare för Peak Oil, som genom att vända på resonemanget hävdar att de minskade investeringarna i att finna ny olja beror på att oljebolagen vet att det inte finns mer olja att finna och därför har dragit ned på sina investeringar. Men detta blir en form av cirkelbevis som inte kan godtas i en seriös diskussion.

Peak Oil har inga bevis för att

- det endast finns obetydliga mängder olja kvar att finna
- redovisade fastställda reserver är övervärderade
- uttömning sätter en gräns för den årliga kapaciteten annat än på lång sikt.

Peak Oil tillmäter inte den okonventionella oljan tillräcklig betydelse i sina beräkningar.

Den största svagheten i deras teorier gäller möjligheterna att finna ny olja. Det kan visa sig att de har rätt i att det bara finns obetydliga mängder olja kvar att finna. Men argumenten för denna slutsats är inte särskilt starka.

Etablissemangets metod för att beräkna återstående oljetillgångar är avgjort mer sofistikerade. De utgår från de geologiska förutsättningarna för att det skall finnas olja. De kartlägger systematiskt jordskorpan för att finna var det finns geologiska förutsättningar för att finna olja. Genom jämförelser mellan redan upptäckta och exploaterade fält och nya inte exploaterade områden med förutsättningar för oljefynd söker de uppskatta hur mycket olja det totalt kan finnas. De försöker även uppskatta hur mycket av denna olja som är konventionell respektive okonventionell. I ett tredje steg försöker de värdera hur mycket av denna tillgång som kan utvinnas med hjälp av känd teknologi och till vilken kostnad.

Resultaten av sådana undersökningar ter sig mer tillförlitliga än de resultat som Peak Oil kommer fram till. Men samtidigt finns problem även med etablissemangets metod. Den första är att kunskapen om sedimentlagret inte är fullständig. Till stora delar bygger de uppskattade sedimentlagren på extrapoleringar. Det andra problemet är att det inte är säkert att historiska samband mellan sedimentlager och oljefyndigheter stämmer när man söker beräkna fyndigheter på stora djup, där de historiska erfarenheterna ännu är begränsade. Tryck och värmeförändringar kan ha förvandlat den ursprungligen befintliga oljan. Även om uppskattningarna över den totala resursbasen är korrekt så kan andra omständigheter medföra att oljan praktiskt inte kan utvinnas. Etablissemanget hävdar att de gjort konservativa bedömningar som innebär att de tagit hänsyn till alla dessa och även andra negativa faktorer. Men det är svårt för en utomstående att kunna bedöma med vilken säkerhet som bedömningarna är gjorda.

Den metodmässiga svagheten är uppenbar när det gäller Peak Oil. Deras beräkningar bevisar i praktiken ingenting. Det finns ingen motsvarande uppenbar svaghet i etablissemangets metod, däremot finns det utrymme för hur data skall tolkas. Om etablissemanget i sina tolkningar följt sina egna förutsättningar så bör tillförlitligheten vara god och deras bedömningar vara konservativa, dvs. sannolikheten är större att den utvinnbara tillgången kommer att växa ytterligare över tiden än att den i stället skulle minska.

Bedömningen måste därför bli att etablissemangets beräkningar över de utvinnbara tillgångarna och deras uthållighet är mer trovärdiga än de argument Peak Oil framför om en omedelbar och oundviklig nedgång i utvinningen.

2.7 Sammanfattning och slutsatser

Betydelsen av de fastställda reserverna är överdriven och missförstådd. Utvecklingen av de fastställda reserverna kan inte användas för några förutsägelser om när tillgången på olja börjar sina. De fastställda reserverna är oljebolagens inneliggande lager. Oljebolagen har inget behov av och inte ekonomiskt utrymme att öka sina tillgångar av fastställda reserver i snabbare takt än utvinningen. Nuvärdet av ett tillskott av framtida utvinnings blir litet jämfört med letnings- och utvecklingskostnader. Att med nuvarande kostnader öka kvoten R/P med ett år från 30 till 31 år innebär med 10 % internränta en diskonterad räntekostnad på 80 \$/fat olja. Att öka R/P till 50 år leder till en diskonterad räntekostnad på över 500 \$/fat. Historiskt har en R/P -kvot på 30 år utgjort en nedre gräns för att bolagen skall hinna finna nya oljefält och påbörja utvinningen. Ett oljebolag har inte behov av längre framförhållning. Förändringen i reserver är främst en investeringssignal. Om reservkvoten varaktigt fortsätter att sjunka även efter det att investeringstakten har ökat finns anledning att misstänka att tillgången till olja är på väg att sina. Men det finns en ledtid från investeringsbeslut till konfirmerad reserv på mellan 3 till 10 år. Den politiska värderingen av oljetillgångarna måste därför baseras på annat underlag än R/P. De utvärderingar

som etablissemang redovisat bland annat i IEA studien Resources to Reserves är ett bättre underlag för politiska bedömningar.

Inte heller den totala resursbasen innebär någon restriktion som motiverar omedelbara åtgärder. Möjligheterna att efterhand öka de fastställda reserverna är goda. Så länge det är möjligt att öka de fastställda reserverna kommer inte heller frågan om uttömning att ha någon större betydelse.

De farhågor som framförs av Peak Oil om en omedelbart förestående peak och som slutar i en uppmaning att redan nu radikalt minska oljeberoendet och utveckla andra alternativ är överdrivna. Även om de skulle få rätt i att de återstående utvinnbara tillgångarna är mindre än vad IEA med flera förutsätter så står inte oljeindustrin inför en omedelbar peak.

Det går att göra grova beräkningar över när oljeutvinningen når sin peak under antaganden om den utvinnbara oljetillgången, olika efterfrågekurvor och antaganden om uttömning.

Skall sådana beräkningar bli mer än teoretiska räkneexempel så måste det göras andra antaganden, t.ex. i vilken takt nya fält öppnas och hur uttömning utvecklas för varje enskilt fält.

I avsaknad av sådan information kan enbart teoretiska beräkningar göras. Beräkningarna illustrerar att Peak Oil inte utgör något argument för nuvarande oljekonsumenter att minska sin oljeanvändning och utveckla alternativ.

Tillgången till olja inklusive den okonventionella oljan är betryggande givet att inte efterfrågan skulle komma att öka dramatiskt. Men om oljeanvändningen skulle öka i en omfattning som hotar den långsiktiga försörjningen kommer prismekanismen att justera ner efterfrågan³⁰.

Sedan 1973 har efterfrågan varit stabil med en ökning på 1,8 % per år. Konventionell ekonomisk teori säger att efterfrågeökningen snarare kommer att fortsätta att avta än att på nytt öka. Den ekonomiska utvecklingen i Asien och om den följs av en motsvarande utveckling i Latinamerika och Afrika, kan möjligen för en kortare tid innebära en ökning av den trendmässiga efterfrågan. IEA antar i sin WEO 2005 att efterfrågeökningen skall falla ner till 1,3 %.

I nedanstående exempel har beräknats när peak - nivån nås vid en efterfrågeökning på 1,5 %, respektive 2 %.

³⁰ Det är frestande att här föra in Hotelling: s berömda ekvation som säger att utbudet är en funktion av priset. Men denna ekvation hårdras av vissa och används för att påstå att även tillgången av olja är en funktion av priset. Därmed skulle fokus i redovisningen riskera att flyttas från den geologiska vetenskapen till den ekonomiska. Oljans ekonomi kommer i stället att behandlas i kommande avsnitt.

Resursbasen antas uppgå till 2,3 biljoner fat, respektive 3,3 och 5 biljoner fat, varav 1 biljon fat redan är producerat. Som uttömningstakt har antagit 5 %, vilket är högre än vad t.ex. ASPO har förutsatt i sin beräkning. En återstående resursbas på 2,3 biljoner fat motsvarar den mängd olja som är konsistent med ASPO: s beräkning som även inkluderar okonventionell olja.

2.7.1 Total oljetillgång 2,3 biljoner fat, varav 1 biljon utvunnen

Inte ens med ett försiktigt antagande om att den återstående utvinnbara tillgången enbart skulle uppgå till 1, 3 biljoner fat finns risk för en peak före 2020.

Antagandet förutsätter att det inte hittas någon ytterligare konventionell olja och att utvinningen av den okonventionella oljan stannar på nuvarande nivå. Sjunger efterfrågan ner till 1, 3 % som IEA antar så skjuts peaken fram till närmare 2030. Det förefaller osannolikt att resursbasen skulle vara så liten, men om så är fallet kommer prisökningar att leda till en minskad oljeanvändning.

2.7.2 Total oljetillgång 4,3 biljoner fat, varav 1 biljon utvunnen

Detta skulle möjligen kunna kallas för ett referensscenario. Sannolikheten för att resursbasen skall vara större än så anges till 50 %. Peak nivån nås någon gång mellan 2053 och 2059 beroende på om efterfrågan är hög eller låg. Sannolikheten att resursbasen växer är större än att den skulle minska sett över tiden. Det innebär att den totala resursbasen omkring 2030 har ökat till närmare 5 biljoner fat. I det här scenariot kommer det att utvinnas betydande mängder okonventionell olja.

Om vi med en rimlig hög grad av sannolikhet inte kommer att nå peak nivå före 2050 finns knappast anledning att idag vidta åtgärder för att flytta fram denna peak.

2.7.3 Total oljetillgång 6 biljoner fat, varav 1 biljon utvunnen

Ett sådant scenario kan anses optimistiskt. Med dagens kunskap är sannolikheten för att den återstående resursbasen skall vara större än 5 biljoner fat 10 %. Men givet den historiska erfarenheten så är det troligt att sannolikheten ökar över tiden.

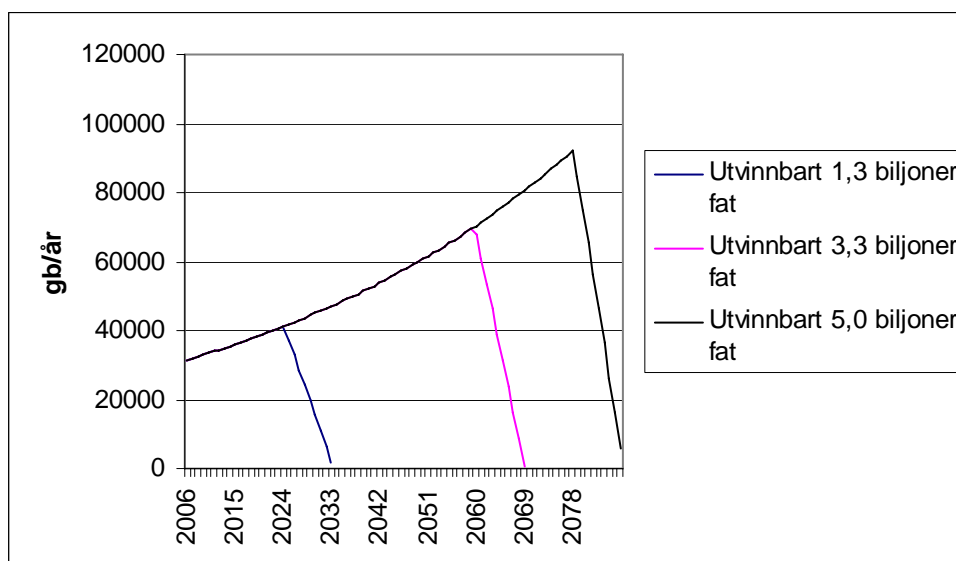
Ur investeringssynpunkt har det ingen betydelse om den återstående resursbasen idag antas vara 1, 3 eller 6 biljoner fat har. Redan med den fastställda resursbasen finns ett tillräckligt underlag för att gå vidare med investeringar. Efterhand som kunskapen ökar om den återstående utvinnbara resursbasen finns underlag för nya ställningstaganden till antingen nya investeringar eller investeringar i alternativa energiformer. I denna den mest optimistiska bedömningen nås inte peak nivån förrän mellan 2068 och 2079 beroende på efterfrågeutvecklingen.

Att bestämma mängden utvinnbar olja är som att försöka nå regnbågen. Den flyttar sig bortåt ju närmare man kommer.

Beräkningarna över hur länge olika stora resurstillgångar räcker skall naturligtvis inte tolkas allt för bokstavligt. Tillsammans med tidigare gjorda beskrivningar och

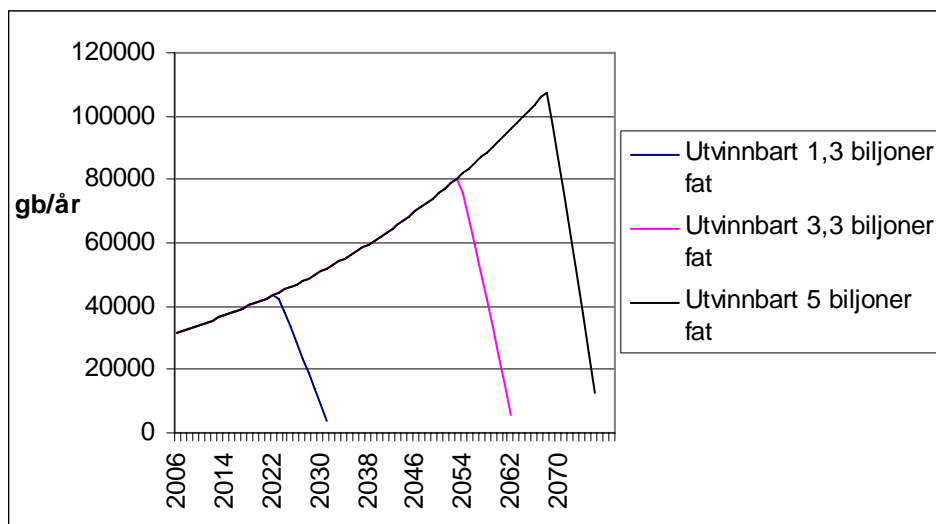
förda resonemang visar de att frågan om de utvinnbara tillgångarna är ett rörligt mål. Kunskapen om tillgången utvecklas hela tiden. Efterfrågan har stor betydelse men framförallt teknik- och kunskapsutvecklingen. Hittills har varje bedömning underskattat de utvinnbara tillgångarna. Det är fullt möjligt att industrin utvecklar en metod för att utvinna energiinnehållet i metanhydraten. En tillgång som ännu så länge ingen vill räkna in som utvinnbar. Tillgången av denna energiresurs är i det närmaste obegränsad. Det kan därför mycket väl visa sig att Peter Odell får rätt när han upprepade gånger har hävdats att världen har kapacitet att förbruka mer olja 2100 än vad man förbrukade år 2000³¹. Hittills har som tumregel gällt att de kända och utvinnbara tillgångarna räcker i 30 år. Så länge oljeindustrin i genomsnitt kan hålla sina reserver på den nivå som finns ingen anledning att utifrån resursbasen vidta åtgärder för att drastiskt minska oljeanvändningen.

Figur 7 Uthålligheten med 1,5 % årlig ökning i efterfrågan



³¹ Peter Odell: The global energy Market in the Long Term: Continuing Dominances of Affordable Non- Renewable Resources. Uppsats ingående i Oil and Gas: Crises and Controversies 1961-2000.

Figur 8 Uthålligheten med 2 % årlig ökning i efterfrågan



Oljan som fysisk resurs utgör knappast den gränssättande faktorn inom överskådlig tid.

3 Tekniken³²

3.1 Tekniken för konventionell oljeutvinning

3.1.1 Att finna oljan

Tekniken för att finna och utvinna olja har hittills utvecklats i takt med behoven. I de första oljefälten på 1860-talet i Pennsylvania utvanns oljan genom handgrävda brunnar. Allteftersom de grundast belägna fälten sinade utvecklades teknik för att med mekanisk kraft borra brunnar. Även efter det att borrarerna drevs maskinellt var det en kostsam, tidsödande och mödosam process att finna ett oljefält, utvärdera det och utvinna oljan.

Inledningsvis utvanns bara några få procent av det totala innehållet i reservoaren. En av de stora svårigheterna var att bestämma fältens topografi och storleken på reservoaren. Någon annan teknik fanns inte än att borra ett antal hål på olika djup och genom temperatur-, tryck- och flödesmätningar försöka skapa en bild över hur fältet såg ut för att därigenom bestämma var man skulle borra för att få ut så mycket olja som möjligt.

Även om man tidigt hade klart för sig de geologiska förutsättningarna för att det skulle finnas olja går det inte att enbart visuellt avgöra om det finns förutsättningar att finna olja på en viss plats.

Genom seismiska mätningar, dvs. genom att sända tryckvågor genom marken kunde man så småningom kartera förekomsten av sedimentlager, den första förutsättningen för att det skall finnas olja. Parallellt med detta utvecklades en teknik för att mäta den elektriska aktiviteten i ett sedimentlager. Svaga elektriska impulser sändes mellan olika borrhål. Eftersom vatten och olja har olika resistans kan man göra primitiva beräkningar över förekomsten av olja.

Dessa metoder används fortfarande. Men de har utvecklats och kompletterats. Satellitspaning har införts och med dagens teknik kan man göra tredimensionella modeller i datamiljö över ett oljefält. Det pågår även en utveckling av fyrdimensionella modeller där man kan simulera hur reservoaren beter sig under hela sin livslängd, redan innan borrhålen har börjat. Fortfarande är dock seismiska mätningar nödvändiga och i praktiken den enda möjligheten att finna olja till havs.

Det finns en uppfattning att man genom satellitspaning kan kartlägga förekomsten av olja och gas. Det är bland annat dessa föreställningar som används som huvudargument för att det inte finns mer gas och olja att upptäcka. Men denna

³² Fakta och mycket av resonemangen i detta kapitel bygger främst på IEA: Resources to Reserves och Kenteh Deffeyes. Hubbert's Peak – The impending World Oil Shortage, om inget annat anges.

föreställning är felaktig. Genom satellitspaning kan man kartlägga sedimentlager på marken och i grunda havsområden. Men man kan inte kartera djupa havsbottnar med denna metod och framförallt kan man inte avgöra om sedimentlagren innehåller gas, olja eller bara vatten. För att kunna bedöma om ett sedimentlager också innehåller kolväten måste det göras undersökningar på plats. Det finns fortfarande avsevärda landområden som ännu inte är undersökta och högst 10 % av havsbottnarna är undersökta.

På grundval av de data som nu börjar växa fram om sedimentlagren och med den erfarenhet som vuxit fram de senaste 150 åren anser sig geologerna kunna göra bedömningar över hur mycket olja som kan finnas även i dessa inte undersökta områden. Det är utifrån sådant underlag som IHS, USGS, IEA med flera gör sina bedömningar över hur mycket ytterligare kolväten som finns i marken.

3.1.2 Att borra efter oljan

Utvecklingen har gått snabbt när det gäller borrhörtekniken. I stället för att använda borrhörstänger så används nu kabel vilket medger att själva borrhörningen går snabbare, och att man kan borra även extremt djupa hål med konstant diameter och att man kan använda styrbara borrhör. Det innebär att man inte längre bara kan borra ett vertikalt hål utan det kan vinklas av till att bli helt horisontellt och man kan borra grenhål, dvs. från huvudbrunnen kan man borra ett antal horisontella hål i olika riktningar. Denna teknik hjälper visserligen till att öka utvinningsgraden, men framförallt ökar den kapaciteten att under en given tidsperiod utvinna olja och minskar investeringskostnaden. Genom datorteknik och simuleringar kan man med större precision än tidigare bestämma var i fältet och hur många hål och hur djupt dessa skall ligga för att undvika vatten- och gasfickor och för att kunna utnyttja sprickbildningar m.m. Teknikutvecklingen har varit speciell snabb för djuphavsborrhörning. Idag finns knappast någon gräns för på vilka havsdjup borrhörning kan genomföras.

3.1.3 Att utvinna oljan

En viktig faktor är sedimentlagrets genomsläpplighet. I ett tätt sedimentlager kan det finnas mycket olja, men inte ens höga tryck kan frigöra oljemolekylerna och få dem att strömma upp genom borrhålet. Tidigare var det bara att överge ett sådant fält. Snart lärde sig geologerna att förutsättningarna att utvinna stora mängder olja ökade om berglagret innehöll flera sprickzoner. Sådana förutsättningar finns främst i tidigare stora meteornedslag. Detta ledde fram till en teori om att det är meteornedslagen som åstadkommer det tryck och den värmebildning som är nödvändig för att olja skall bildas. Emellertid finns inga bevis för att meteoriter på något vis är inblandad i processen med att bilda olja³³. Meteorerna kan dock spräcka upp berggrunden på ett sätt som gör att oljan lättare kan ta sig upp till ytan. Denna kunskap ledde fram till en utveckling där man på artificiell väg, genom

³³ Det var denna teori som låg bakom projektet Dala djupgas. Siljansringen som är resultatet av ett meteornedslag skulle enligt denna teori innehålla naturgas. De borrhörningar som företogs i slutet av 1980-talet visade emellertid inga spår av olja.

Ljudvågor kan spräcka upp bergrunden för att därigenom utvinna mer olja. Detta är dock ingen universalmetod. Ibland är sedimentet i sig så tätt att den inte släpper oljemolekylerna, och framförallt finns risken att sprickorna fylls med vatten från omkringliggande vattenreservoarer. En alternativ metod är att lösa upp oljan med hjälp av kemikalier.

Inledningsvis utvanns all olja med självtryck ”primary recovery” (primär utvinning). Men allteftersom trycket sjunker i reservoaren så minskar oljeflödet. Det är detta som kallas för depletion (uttömning). När trycket blir för lågt lönar det sig inte längre att utvinna oljan. Ganska snart lärde man sig att hålla uppe trycket på konstgjort väg ”secondary recovery”. Genom att borra hål runt fyndigheten på olika djup och pumpa in vatten eller gas i dessa hål så kan man ”svepa oljan”. Trycket under och runt om oljefyndigheten ökar och oljan drivs fram mot brunnen. Koldioxid framstår nu som den bästa drivmetoden. Koldioxid expanderar snabbare än vatten samtidigt som den därigenom kan lagras i bergrunden och därmed lösa ett miljöproblem. Naturgas eller naturgaskondensat som tidigare pressades tillbaka i fältet börjar få ett allt större kommersiellt värde, varför koldioxid, särskilt om utsläpp till luft belastas med kostnader, kan utgöra ett framtida ekonomiskt alternativ.

Men även denna metod har sina begränsningar i ett tredje och sista steg ”tertiary recovery” installeras pumpar som på mekanisk väg pumpar upp oljan.

3.1.4 Uttömningen påverkar kapaciteten

”Depletion” eller uttömning är ett av peak oil företrädarnas huvudargument varför det finns ett yttersta kapacitetstak. Varje oljefält når en punkt där kapaciteten att producera minskar så gäller det uppenbarligen även för den aggregerade utvinningen. Eftersom dessutom tillgången av nya oljefält är begränsad så går det inte efter en viss tidpunkt att öka utvinningen genom att öppna upp nya oljefält.

Detta är ett tämligen okontroversiellt påstående som inte kan bestridas. Vad diskussionen ytterst handlar om är flera faktorer

Hur länge kan man med tekniska metoder hålla uppe trycket i ett oljefält?

Hur länge kan man kompensera sig för uttömningen genom att utvinna en större mängd olja i ett givet fält (En höjning av utvinningsgraden från 35 till 40 % motsvarar en ökning av de kända och fastställda reserverna med 50 miljarder fat olja).

Hur länge kan man motverka ”uttömning” genom att ta nya fält i anspråk?

Rent generellt har oljeindustrins företrädare och peak oil företrädarna helt olika uppfattningar på alla dessa tre punkter.

3.1.5 Utvinningsgraden är inte någon given storhet

Peak Oil företrädarna menar att industrins metoder för att upprätthålla trycket i reservoarerna endast är temporärt och leder till en överutvinning som på längre sikt ger upphov till en snabbare uttömning än vad som är nödvändigt. Detta

innebär att man i stället för att kunna höja utvinningsgraden i stället måste räkna med att den kommer att sjunka.

De fakta som redovisades i föregående avsnitt om de totalt utvinnbara tillgångarna tyder på att Peak Oil företrädarna har fel när det gäller möjligheterna att finna mer olja. Men de kan mycket väl ha rätt i sitt påstående att man visserligen med konstgjorda metoder under en tid kan upprätthålla ett högre tryck i reservoaren men att detta leder till en långsiktigt större uttömning än om man använt det naturliga trycket. Detta har i så fall betydelse för kapaciteten på lång sikt, men inte för uthålligheten. Ett tryckfall innebär inte med nödvändighet att man inte kan höja utvinningsgraden. Enbart att det tar längre tid att producera en given volym. Eftersom det även med ganska konservativa beräkningar finns åtminstone 3 gånger så mycket ny olja att producera som den volym som redan är utvunnen kommer man med stor säkerhet under överskådlig tid att kunna kompensera för det kapacitetsbortfall som uttömning utgör, utan att detta påverkar tidpunkten för peaken, med mer än möjligen ett eller två år.

Teknikutvecklingen har inneburit att man i ett konventionellt oljefält kan utvinna upp till 60 % av den totala ursprungliga reservoaren. Sådana värden har uppnåtts i fält både i Nordsjön och i Mexikanska gulfen. Genomsnittet är fortfarande mer blygsamma 35 %. Men detta innebär ändå en imponerande förbättring från mindre än 10 % för de grunt liggande oljefälten som uppnåddes i inledningen av 1900-talet.

IEA säger sig utgå från en utvinningsgrad om 35 % i de fyndigheter av olja som kan bli aktuella för utvinning. Andra mer optimistiska bedömare menar att man kan öka det antagandet till åtminstone 40 %, och på sikt till kanske 60 %³⁴. Här finns emellertid anledning att varna för allt för optimistiska bedömningar. Redan i mitten av 1960 talet ansåg optimisterna att den globala oljeindustrin före sekelskiftet skulle ha uppnått igenomsnitt 40 % utvinningsgrad. Men år 2004 hade oljeindustrin i genomsnitt inte kommit över 35 % trots all modern teknik. Det finns anledning att varna för överoptimism på denna punkt. Frågan är inte oväsentlig i IEA studien Resources to Reserves räknar IEA med att den utvinnbara reserven skall kunna öka med ca 400 miljarder fat genom s.k. Enhanced Oil recovery.

Men det finns även andra utanför kretsen av Peak Oil som höjer en varnande finger och menar att utvinningsgraden bestäms av så många faktorer och efterhand som utvinningen går från relativt kända miljöer till mer okända miljöer t.ex. extrem djuphavsborrning och arktisk utvinning så kommer nya hittills okända geologiska problem att dyka upp som åtminstone inledningsvis kan minska utvinningsgraden till dess att ny teknik utvecklats. Peak oil har hittills konsekvent avstått från att tillmäta enhanced recovery någon betydelse för kapacitetsutvecklingen och uthålligheten. Detta är märkligt för utvunnen olja är

³⁴En är t.ex. John Browne Chief Executive Officer för BP som bland annat vid WEC kongress i Houston den 14 september 1998 framförde att BP förväntar sig en utvinningsgrad på 60 %.

olja oavsett om den utvinns i ett befintligt oljefält eller i ett nytt. Däremot kan Peak Oil naturligtvis argumentera för att tekniken lovar mer än vad den håller.

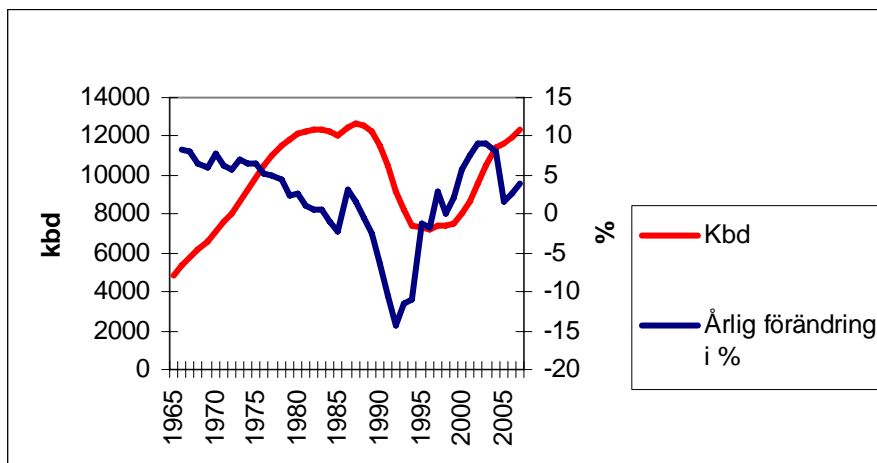
När det gäller konventionell olja så finns det knappast några tekniska hinder som skulle omöjliggöra en utvinning av olja i enlighet med t.ex. IEA: s scenarios i WEO 2004. En av de få osäkerhetsfaktorerna rör själva utvinningsgraden, men där säger IEA att beräkningarna grundas på försiktiga antaganden om 35 % utvinningsgrad.

3.2 Har Ryssland nått sin peak?

Oljeutvinningen i Sovjet nådde sin absoluta topp 1987 omedelbart före unionens sammanbrott. En allmänt spridd uppfattning i västvärlden har varit dels att nedgången berodde på eftersatta investeringar, dels på en rovdrift av det slag som Peak Oil varnar för. Nämligen att det är möjligt att under en period upprätthålla en högre utvinning än vad som följer av Hubbert: s teorier, men att det straffar sig genom en framtida mycket snabbare nedgång än vad som skulle ha följt om utvinningen fått följa sitt normala förlopp.

I diagrammet nedan redovisas oljeutvinningen i Sovjetunionen fram till sammanbrottet och därefter den aggregerade oljeutvinningen för de stater som ingick i Sovjetunionen. Ryssland är den dominerande parten, ca 80 % av all olja utvinns i Ryssland³⁵.

Figur 9. Oljeutvinningen i Sovjet och för de stater som ingått i Sovjetunionen



Källa: BP och Cera

³⁵ Före 1985 finns ingen särredovisning av Rysslands oljeutvinning inom ramen för Sovjetunionen. En bild som enbart visar utvecklingen f. o. m. 1985 visar inte dramatiken i den ryska oljeutvinningen

Diagrammet visar att oljeutvinningen var närmast i fritt fall fram till början av 1990-talet, men att den snabbt har återhämtat sig och beräknas år 2007 vara tillbaka på samma nivå som före sammanbrottet drygt 12 miljoner fat om dagen.

För västliga analytiker visar utvecklingen inte bara den västliga kapitalismens överlägsenhet utan även betydelsen av teknologin. Speciellt tekniken med enhanced oil recovery anses ha demonstreras med stor tydlighet i Ryssland. Med modern teknologi har det varit möjligt att återuppta utvinningen i helt nedlagda oljefält och att återställa kapaciteten i andra oljefält där uttömningstakten varit mycket stor.

Men säger kritikerna ökningstakten i utvinningen har kulminerat. År 2003 var ökningstakten över 9 %. Den har nu sjunkit ned till omkring 5 % i årlig utvinningsökning med en bottennotering 2003 på knappt 2 %. Detta visar att enhanced oil recovery inte har någon långsiktig effekt. Fortfarande gäller Hubbert: s teorier. Långsiktigt kan man inte utvinna oljan snabbare än tillväxttakten i reserverna. Inom kort kommer utvinningen att sjunka, eftersom "oligarkerna" i ledningen främst för YUKOS och Sibneft tillämpade en extrem form av kvartalskapitalism, som visserligen snabbt ökade utvinningen men på bekostnad av uthålligheten.

Det kan förvisso vara sant, men det finns många alternativa förklaringar till att ökningstakten nu planar ut som inte behöver innebära att utvinningen på nytt faller.

1. Efter en period av snabb tillväxt sker en naturlig avmattning
2. Infrastrukturen klarar inte av en högre utvinning t.ex. flaskhalsar i transportapparaten
3. Kapaciteten finns men investeringar saknas fortfarande
4. Den utdragna skatteprocessen och förstatligandet av Yukos liksom det förväntade förstatligandet av Sibneft har påverkat deras utvinning mer än förväntat, osv.

Alla dessa förklaringar är lika rimliga som att YUKOS och Sibneft har bedrivit en rovdrift.

Under en lång tid har det strömmat in kapital och teknik för att öka oljeutvinningen, men investeringarna i transportlogistiken har inte varit lika höga. Samtidigt har Ryssland medvetet blockerat möjligheterna för de Centralasiatiska republikerna att exportera sin olja och lagt om hela logistiken så att i princip all olja exporteras över Östersjön i stället för via Svarta havet (för övrigt en fråga vars miljö- och säkerhetspolitiska konsekvenser allt för lite uppmärksammats i Sverige). Det pågår en politisk kamp om makten över oljetillgångarna som åtminstone under en tid blockerar fortsatta investeringar. Under skatteprocesserna mot YUKOS fanns inte kapital ens för de mest nödvändiga underhållsinsatserna, vilket omöjliggjorde en expansion av oljeutvinningen.

Ryssland och de centralasiatiska republikerna kan ännu inte räknas ut. I området finns betydande icke undersökta områden med förutsättningar för stora fyndigheter av kolväten. Det går inte heller att utifrån utvecklingen i Ryssland att bortse från de bidrag som "enhanced oil recovery" kan ge.

3.3 Har Saudiarabien nått sin peak?

I tidigare avsnitt refererades till Matt Simmons och hans studier om Saudiarabiens reserver och oljeutvinning. Ett viktigt element i hans studier är slutsatsen att Aramco nådde sin peak i det väldiga Ghavar fältet redan 1981, med en utvinning på 5,7 mbd. Utvinningen har sedan dess, enligt Simmons legat avsevärt lägre omkring 4,5 mbd.³⁶ De belägg som Simmons åberopar är framförallt tekniska och vetenskapliga rapporter som enskilda tjänstemän vid Aramco under årens lopp har publicerat i tidskriften för Society of Petroleum Engineers, Technical Papers (SPE). I dessa rapporter redovisas olika tekniska problem, främst rörande vatteninträngning som påverkar respektive har påverkat utvinningen i olika brunnar i fältet.

Simmons slutsats att Ghavarfältet är på nedgång är allvarligt, eftersom om detta är sant så följer också att utsikterna för Aramco att varaktigt skall kunna öka sin utvinning, utöver de 9- 10 mbd som nu utvinns, till 12 mbd, som t.ex. IEA förutsätter i sin WEO knappast kan realiseras. Ännu mindre blir det möjligt att öka kapaciteten fram till 2009 till mellan 12,5 och 13 mbd som Saudiarabiens oljeminister har lovat³⁷.

Det finns två obestridbara fakta i Simmons redovisning dels rapporterna i SPE, dels faktumet att den antagna utvinningen i Ghawar nådde en topp 1981, även om den var obetydligt lägre än den nuvarande utvinningen. Simmons är nogga med att framhålla att han inte har några bevis för sitt påstående. Hans argumentering går i stället ut på att det är upp till Aramco att bevisa motsatsen. Vare sig Aramco eller kungahuset har hittills i någon fråga varit villiga att redovisa fakta kring den här sortens strategiska information. De har hittills nöjt sig med att dementera Simmons påståenden.

IEA har med tillgång till befintliga data sökt utvärdera Ghawar och dess tillstånd. De ser inget oroande i att allt mer vatten blandas i oljan. Enligt IEA består 37 % av innehållet i oljan av vatten. För andra stora oljefält med motsvarande mognadsgrad kan vatteninnehållet uppgå till 75 %.

³⁶ Frågan om Ghawar tas upp av IEA i WEO 2005. Enligt IEA: s bedömning innehåller fältet minst 300 miljarder fat olja. Totalt har utvunnits ca 61 miljarder fat. IEA godtar Aramco: s bedömning att det går att producera minst 86 miljarder fat ytterligare. Utvinningen år 2004 uppgick enligt Aramco till 5,2 miljarder fat och hade en peak 1997 på 5,5 miljarder fat, en tämligen obetydlig nedgång från 1981. IEA godtar vidare Aramco: s uppfattning att fältet år 2010 kommer att kunna producera 6 miljarder fat om dagen.

³⁷ Ali Ibrahim Al-Naimi, Saudiarabiens oljeminister, den 7 februari 2006, vid Cera Week i Houston.

Utan klarlägganden från Aramco är det i praktiken omöjligt att ta ställning till Simmons anklagelser. Han för ett trovärdigt resonemang. Men det är å den andra sidan inte särskilt svårt att finna naturliga och rimliga förklaringar som vederlägger Simmons. Det är emellertid knappast troligt att Aramco både skulle ljuga om sina reserver och dessutom ha passerat sin peak. Ett av dessa påståenden kan vara sanna men knappast båda. Däremot kan båda påståendena samtidigt vara felaktiga.

Har Simmons rätt så är det naturligtvis kortsiktigt, även i ett globalt perspektiv, ett kapacitetsproblem, men samtidigt undanröjs emellertid ett av problemen för IOC. De kan relativt lugnt investera i dyr ny oljeutvinning, utan att riskera att OPEC på nytt dumpar marknaden.

Tills vidare förefaller emellertid de bedömningar som Aramco, IEA, IHS och även IOC mer sannolika än Simmons bedömningar.

3.4 Tekniken för okonventionell oljeutvinning

När det gäller teknikens betydelse för att utvinna okonventionella olja så är situationen en annan. Den enklaste okonventionella oljan är gaskondensat. Denna flödar upp tillsammans med den konventionella oljan. I över 100 år har den i varierande utsträckning tagits om hand och de tyngre kolvätemolekylerna har extraherats. Det finns inga tekniska problem med denna utvinning. Det var först i samband med att OPEC införde sina utvinningskvoter på 1970-talet som naturgaskondensat i större utsträckning kommersiellt började utvinnas.

Naturgaskondensat ingår inte i OPEC: s kvotberäkningar. Framförallt Saudiarabien kunde därmed öka sin oljeutvinning utöver kvoterna utan att beskyllas för att bryta mot kvottilldelningen. I takt med stigande oljepriser börjar allt fler bolag att kommersiellt utnyttja denna tillgång i stället för att flamma upp den eller att använda den som drivgas i oljeutvinningen. När Cera gör bedömningen att denna utvinning kommer att öka så grundas detta enbart på rationella argument. Det kommer inte att krävas nya fyndigheter eller teknikutveckling.

Däremot är situationen en annan för övriga okonventionella oljor. Syntetisk olja baserad på naturgas, kol eller biobränslen grundas visserligen på känd teknik. Fischer - Tropsch processen började tillämpas storskaligt redan av Tyskland under andra världskriget och övertogs av Sydafrika. Processen är energikrävande och det krävs därför en betydande kostnadsdifferens mellan oljepris och naturgas- eller kolpriserna för att vara lönsam. Cera gör en försiktig bedömning av utvecklingen av syntetisk olja. Deras värdering utgår enbart från redan fattade investeringsbeslut. Men om dagens prisskillnad mellan de tre stora kolvätena håller i sig så finns teknisk möjlighet att expandera denna utvinning avsevärt, särskilt i tidsperspektivet bortom 2010. Ur ett uthållighetsperspektiv är det knappast någon lösning att använda naturgas eller kol som råvara. Tekniken kan dock vara försvarbar för naturgas som inte har någon annan naturlig marknad eller

för att under perioder täcka brister. Qatar, som inte har någon marknad för sin naturgas har blivit marknadsledande på att introducera denna teknik.

När det gäller tjärsand, oljeskiffrar och asfaltoljor så finns visserligen teknik, men den är dyr, energikrävande och miljömässigt problematisk. De översta tjärsandlagren i Alberta, som kan utvinnas direkt på plats är möjliga att utvinna till kostnader väl under 20 \$/fat, redan vid priser runt 12 till 14 \$/fat är utvinning kommersiellt försvarbar. Men tillgången till sådan välbelägen och lättarbetad tjärsand är begränsad. De bedömningar Cera gör över utvinningen av tjärsand i Kanada bygger på att man enbart koncentrerar sig på den billigaste utvinningen. På sikt går det säkerligen att öka kapaciteten, men med dagens teknik stiger kostnaden brant och det är ändå inte säkert att man kan öka kapaciteten vare sig snabbt eller till avgörande högre nivåer under överblickbar tid, d.v.s. 10 till 15 år. För närvarande utvinns ca 1 mbd³⁸, kapaciteten byggs ut och bedöms till ungefär 3 mbd efter 2010. Problemen ökar framförallt när man måste övergå från dagbrott till mer konventionell gruvbrytning.

Situationen är likartad för asfaltoljorna. Begränsade mängder kan utvinnas med känd teknologi. Redan nu produceras ca 1 mbd, fördelat ungefär lika mellan Kanada och Venezuela³⁹. Men för storskalig utvinning måste oljan antingen värmas upp på ett djup av mer än 1000 m för att bli flytande, eller så måste den lösas upp med hjälp av kemikalier. Detta innebär att även vid höga oljepriser kommer teknologin att sätta gränsen för hur mycket som kan utvinnas. I närtid finns antagligen små möjligheter att tänka sig en utvinning större än Cera: s bedömning i föregående kapitel.

Oljeutvinning ur skiffrar har under lång tid förekommit, men som ett reservalternativ, t.ex. den svenska utvinningen av olja under andra världskriget från lerskifferberget utanför Kvarntorp.⁴⁰ Den kända tekniken för utvinning är dyr och energikrävande. Dagens oljepriser medger emellertid lönsamhet även för denna utvinning. Ännu så länge så baseras alla kommersiella oljeprojekt på ett långsiktigt oljepris på mellan 20 till 25 \$/fat. Några investeringar i utvinning av olja ur skiffrar är knappast aktuella för närvarande. Däremot är det möjligt att intresset för teknikutveckling ökar, eftersom tillgången är extremt god och att den alltsedan andra världskriget har funnits med som ett reservalternativ. Redan för oljekriserna på 1970-talet var industrin optimistisk inför framtida utvinning ur oljeskiffrar. En storskalig utvinning förutspåddes redan till 1990.⁴¹

Ännu finns ingen teknik för exploatering och utvinning av metanhydrat. Men eftersom tillgången till metanhydrat är extremt god satsas stora forskningsresurser

³⁸ Arnot and Skinner, Oxford Energy Institute The oil Supply and Demand Context for Security of Oil Supply to the EU from the GCC Countries, April 2005, Kuwait City

³⁹ David Knapp, Energy Intelligence Group. Competitiveness Relative to Conventional Oil. IEA conference on non conventional oil: Prospects for increased production, Calgary, Alberta, November 2002.

⁴⁰ Det förekommer en viss globalt sett obetydlig kommersiell skifferbrytning, t.ex. i Estland.

⁴¹ Peter Odell: a.a.

på att utveckla teknik både i Ryssland, Kina, Japan och USA. Det finns ingen som ännu vågar räkna in denna råvarubas som en utvinnbar tillgång.

3.5 Sammanfattning och slutsatser

Tekniken sätter knappast några gränser för utvinningen av den konventionella oljan, när den väl har funnits. Metoderna för att finna olja, särskilt på havsbottenarna är ännu inte så goda som vore önskvärt och framförallt inte så goda som de beskrivs i populärdebatten.

Det finns tekniska restriktioner för utvinningen av okonventionella oljor. Men restriktionerna är främst av ekonomisk art. Med hittills känd och använd teknik är det, visserligen betydande, men samtidigt begränsade, volymer som kan utvinnas till en kostnad understigande 25\$.

Någon anledning att förmoda att brist på teknik eller felaktigt utnyttjande av tekniken skulle kunna sätta restriktioner för oljeutvinningen finns inte.

Peak Oil har rätt i att det inte är säkert att teknikutvecklingen kommer att räcka till för att oljeindustrin i avgörande utsträckning skall kunna öka nuvarande utvinningsgrad. Men även om detta innebär en osäkerhet så är inte den osäkerheten av avgörande betydelse. Peak Oil:s argumentering om uttömning är i huvudsak okontroversiell, uttömning förekommer och uttömning kräver att nya fyndigheter måste tillkomma. Detta ställer stora anspråk på oljeindustrin när det gäller investeringstakten, men har inom överskådlig tid inte så stor betydelse för kapacitetsutvecklingen som Peak Oil utgår från.

Peak Oil bortser i stort sett från all okonventionell olja. Det förekommer redan en betydande utvinning av okonventionella oljor. Tillgångarna finns och det finns teknik som redan nu är ekonomisk konkurrenskraftig. Det finns ingen anledning att anta att teknikutvecklingen skulle upphöra just vid den tidpunkten där behoven att utnyttja den tillgång ökar. Tvärtom så finns anledning att förmoda att utvecklingen kommer att gå minst lika snabbt som under 1970-talet.

4 Politiken⁴²

4.1 Geopolitiken är död men återuppstånden

Geopolitik introducerades som begrepp försett med en egen doktrinbildning först på 1800-talet. Begreppet geopolitik har definierats som ”*Studiet av politiska problem ur synpunkten av staternas geografiska belägenhet*”⁴³. Under senare år har begreppet ofta använts som synonym för internationell oljepolitik.

Under en kort period runt senaste sekelskiftet betraktades geopolitiken som närmast ett dött begrepp. Såväl geopolitiken som försörjningssäkerheten kunde, borde och hade ersatts av marknadsekonomin enligt många.

Idag upplever geopolitiken och försörjningssäkerheten en renässans. Huruvida den blir bestående eller om vi på nytt kommer att sätta vårt hopp till marknaden återstår att se?

4.2 Fördelningen av resurser är ojämn - Skillnaderna ökar

4.2.1 Resurserna är ojämnt fördelade

Av de kända oljereserverna finns 2/3 i Mellanöstern. En befolkningsmässigt snabbt växande region, men som bara innehåller 4 % av världens befolkning.

Totalt uppgår befolkningen i samtliga energiexporterande länder till drygt 900 miljoner (ca 14 % av världens befolkning). Dessa länder svarade år 2005 för ca 70 % av den totala utvinningen. I denna grupp återfinns några av världens rikaste och mest välutvecklade länder Norge och Kanada, men också några av världens fattigaste, t.ex. Kamerun och Chad.

Fördelningen är inte bara ojämn mellan länderna utan även mellan regionerna, så som framgår av nedanstående figur.

Denna obalans kommer att försämrats över tiden. De regioner som har underskott kommer att se sina underskott växa ytterligare och de regioner som har överskott

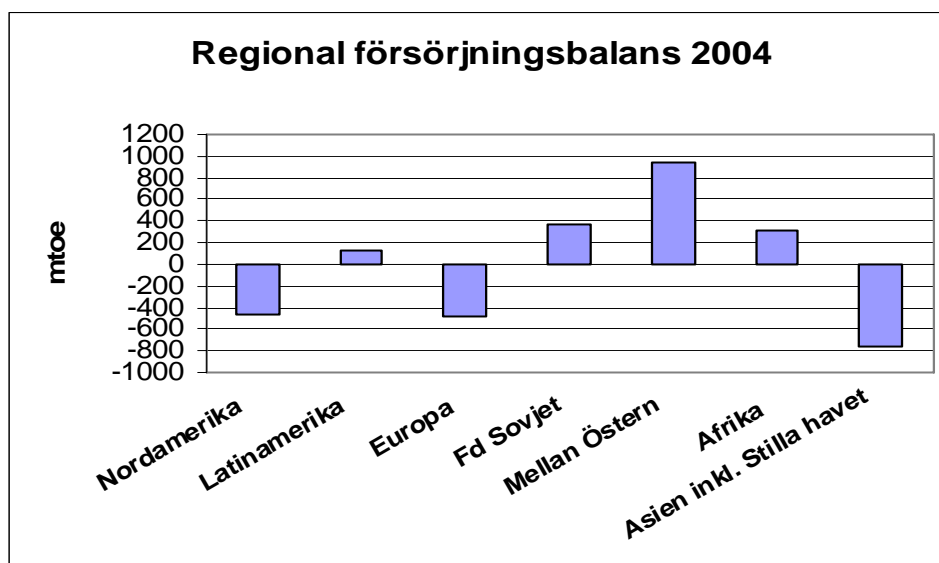
⁴² Mycket av faktainnehållet och beskrivningarna i detta kapitel baseras på material redovisat vid IEA (sammanträden och seminarier med standing group on the oil market och standing group on long term questions), men även från seminarier och konferenser anordnade av Chatham House, Oxford Energy Institute, Centre for Global Energy Studies, Cera och slutligen John Mitchell. Underlaget är sällan dokumenterad i sökbar form och i några fall inte heller publikt tillgänglig. Även Financial Times och The economist har använts. Där så är möjligt lämnas dock referenser. Statistikuppgifter är tagna från IEA om ingen annan källa anges.

⁴³ Begreppet geopolitik definierades och utvecklades av Rudolf Kjellen: Staten som livsform (1916).

kommer att få större överskott. Givet att utvecklingen följer den konventionella utvecklingen som bland annat förutsätts i IEA: s prognoser.

Underskotten i framförallt Asien kommer att öka kraftigt. Överskotten i Latinamerika och Afrika kommer procentuellt att öka. F.d. Sovjet är en "dark horse". Förutsättningarna för stora fynd bedöms som goda både i Ryssland och i de Centralasiatiska republikerna.

Figur 10 Den regionala oljebalansen 2004.



Källa: Alla sifferuppgifter tagna ur BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

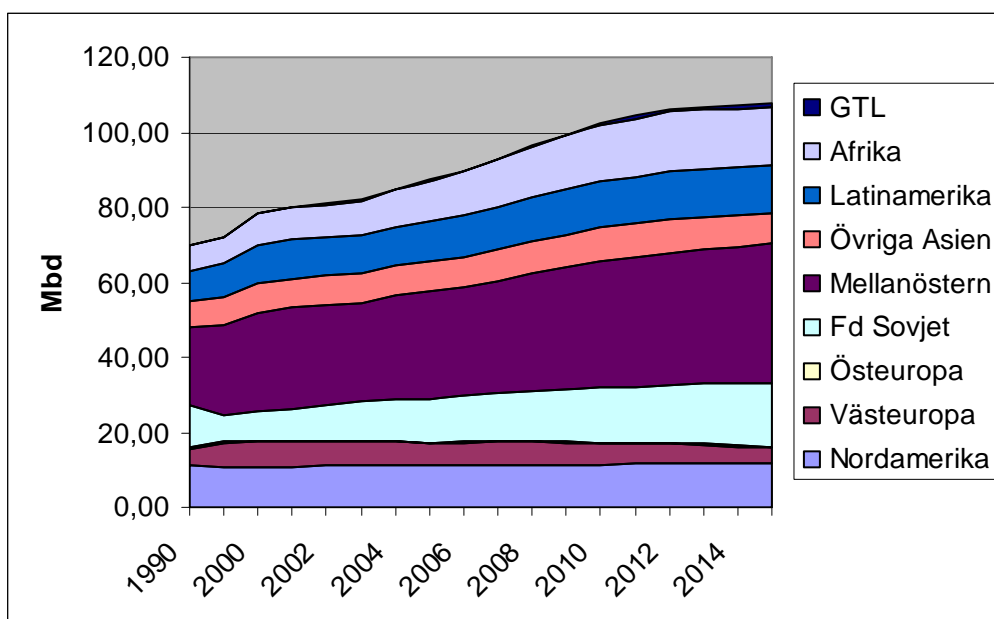
För Europa och Nordamerika är utvecklingen inte lika klar som det kan verka. I Nordamerika finns stora tillgångar av okonventionell olja, som redan nu har börjat utvinnas. Om denna utvinning kan expandera tillräckligt snabbt och kraftigt så kan den möjligen balansera det samtidigt växande behovet av olja. De tekniska restriktionerna som redovisats i föregående kapitel innebär att utvinning är mer kostsam än konventionell oljeutvinning, varför konkurrenskraften påverkas negativt.

För Europas del så kan det finnas möjligheter att kompensera delar av bortfallet på Nordsjön genom utvinning på extrema djup i Atlanten och i Arktis. De försörjningsmässiga och ekonomiska konsekvenserna skulle i så fall bli stort samma som i USA. Om Europa inte kan öka utvinningen i Nordatlanten och i Arktis så försämras oljebalansen ytterligare. Det finns anledning att peka på att Europas oljebehov blir allt mer marginellt i den totala oljebalansen. Detta kan vara både en styrka och en svaghet.

För Asiens del finns fortfarande konventionell olja möjlig att utvinna i t.ex. Kinesiska sjön. Volymerna är dock relativt små och innebär dessutom att ett antal gränskonflikter måste lösas mellan Japan, Kina, Taiwan och Vietnam. Alla dessa länder gör anspråk på havsområden som är intressanta för olje- och gasutvinning. Totalt sett kommer Asiens oljebalans att kraftigt försämrats.

Utgående från den bedömning över möjlig kapacitetsutveckling som Cera gjorde inför senatsförhört den 7 december och som redovisades under kapitlet Oljan kan den möjliga kapacitetsutvecklingen fram till 2015 beskrivas enligt nedanstående diagram. Möjlig utveckling skall inte förväxlas med sannolik utveckling. Diagrammet nedan visar bland den stadigt ökade dominansen för Mellanöstern.

Figur 11 Bedömd kapacitetsutveckling till 2015



Källa: Cera

4.2.2 Den atlantiska bassängen

Under 1980-talet har växt fram ett logistiskt mönster som innebär att det bildats två stora försörjningsområden för olja. Det ena är den atlantiska bassängen innefattande USA, Kanada, Europa och Afrika och i huvudsak även Ryssland. I princip konsumeras all olja utvunnen i den atlantiska bassängen i det området. Det andra området utgörs av Mellanöstern och övriga Asien. Det asiatiska området försörjs i huvudsak av Mellanöstern. 70 % av all olja från Mellanöstern exporteras till andra asiatiska länder. Endast 30 % av oljan från Mellanöstern går till det atlantiska området.⁴⁴

Atlantområdet konsumerar knappt 50 % av den totala världsutvinningen av oljan. Huvuddelen utvinns inom intresseområdet runt Atlanten och nästan 60 % av oljan

⁴⁴ Dessa uppgifter är hämtade från BP Statistical Review of World Energy, June 2005.

utvinns ur fält ägda eller kontrollerade av amerikanska eller europeiska bolag. Andelen olja från Mellanöstern är ca 15 %.

Det är framförallt i den atlantiska bassängen som de internationella oljebolagen har sina säten och sin huvudsakliga verksamhet. De internationella oljebolagen kontrollerar ungefär 30 % av världens oljeutvinning.

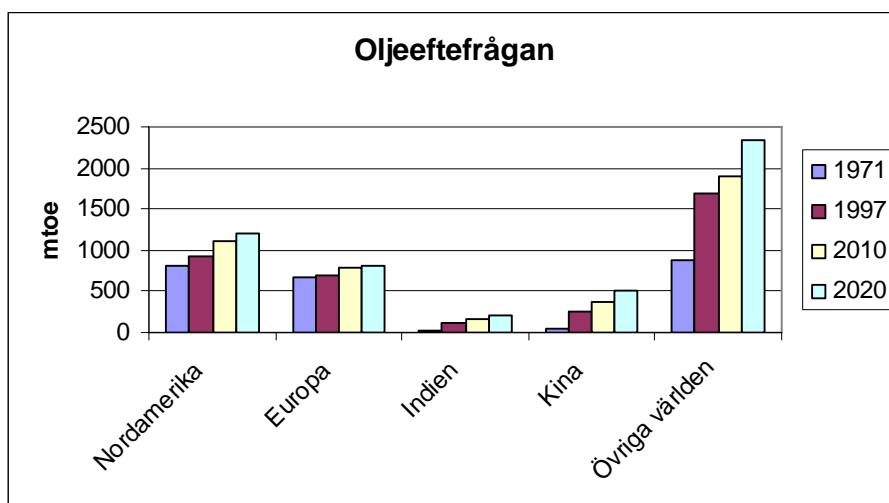
Så länge det fanns en överskottsutvinning av olja, d.v.s. fram till mitten av 1999 var det enkelt för USA och Västeuropa att intala sig att de levde i den bästa av alla världar. Vad som inte noterades var att den snabba ekonomiska utvecklingen i Asien skulle innebära ett ökat tryck på den internationella oljehandeln när väl överskottet var avbetat. Sedan några år tillbaka är vi en situation där överskotten är förbrukade.

4.3 Politisk dragkamp

Dragkampen om makten över oljetillgångarna är på väg in i ett nytt skede. Aktivast i denna kamp är IOC, USA, Ryssland, Kina, Indien och Japan. Ryssland kommer av allt att döma välja en liknande väg som OPEC slog in på för 30 år sedan, nämligen att utnyttja sin energiexport för att utöva politisk och ekonomisk inflytande. Deras ambition är att så långt möjligt även skaffa kontroll över energiflödet från Centralasien. I Centralasien försöker även USA och IOC i konkurrens med Kina att öka sitt inflytande och sin kontroll. Det finns inget givet facit för utgången i Centralasien.

Opec lär av allt att döma fortsätta på den redan inslagna vägen, men den politiska instabiliteten i framförallt Mellanöstern kan ge upphov till helt nya scenarios. I Afrika och Latinamerika hotas mycket av den hegemoni som USA och framförallt IOC har byggt upp. I första hand är det Kina som försöker göra inbrytningar.

Figur 12 Oljebehoven år 2020



Källa: World Energy Outlook 2004

Ser man till hur efterfrågan enligt IEA kommer att utvecklas de närmaste 15 åren så är det trots allt inte Indien och Kina som står för den största ökningen. Det är i utvecklingsländerna som efterfrågeökningen bedöms vara kraftigast. Men Kina och Indien är vid sidan av Ryssland de enda staterna som kan antas få en tillräcklig ekonomisk och politisk och möjligen även militär tyngd för att i ett geopolitiskt perspektiv kunna utgöra ett hot mot försörjningen av USA och EU.

Frågan är hur långt olika länder är redo att gå för att skaffa kontroll över oljeflödet och därmed oljeinkomsterna och/eller för att säkra sin egen tillförsel? En komplicerande faktor är att USA och Europa är mer och mer beroende av en fri energihandel där IOC svarar för försörjningen. I övriga regioner finns inte samma tydliga uppdelning mellan det politiska och ekonomiska ansvaret.

Ryssland var länge en nettoexportör med tydliga tecken på att välja en västerländsk modell där inhemska energiföretag verkade i konkurrens med IOC. Utvecklingen de senaste åren, med ”konfiskeringen” av YUKOS och ett sannolikt övertagande av Sibneft tillsammans med utvecklingen inom gassektorn tyder på att energin och framförallt energiexporten ses som en nationell tillgång som är underordnad politiken.

I länder som Kina och även Indien är det nationella oljebolag som givits uppdrag att säkra tillförsel genom att köpa upp bolag och genom att säkra koncessioner eller ”production sharing agreements” (PSA) för oljeutvinning varhelst så är möjligt.

4.3.1 Irakkriget och det storpolitiska agerandet

En allmänt och spridd uppfattning är att ursprunget till den amerikanska invasionen av Irak 2003 bottnade, förutom i det officiella målet att störta Saddam Hussein och eliminera hans förmodade massförstörelsevapen, i två olika delmål. För det första att kontrollera de irakiska oljetillgångarna. Iraks oljereserver är världens tredje största. För det andra att skapa ett militärt basområde som ersättning för Saudiarabien. Det finns logiska invändningar mot båda dessa delmål. Framförallt Martin Wolf har i Financial Times redan långt innan krigsutbrottet analyserat logiken bakom kriget. Wolf visade att det inte fanns vare sig några ekonomiska eller politiska fördelar med kriget som skulle kunna väga upp de ekonomiska och politiska nackdelar kriget skulle medföra. Självfallet kan den amerikanska politiska ledningen ha gjort en annan bedömning än Wolf.

Oavsett motiven för kriget, så fick den en rad oavsiktliga konsekvenser. Den första och viktigaste var att den antiamerikanska stämningen i Mellanöstern växte, så som Wolf bland annat förutsåg. En annan konsekvens, som först sågs om en stor amerikanska framgång var att USA politiskt kunde flytta fram sina positioner i Centralasien, bland annat i form av flygbaser i Uzbekistan. Men eftersom detta av Ryssland sågs som ett direkt hot riktat även mot Ryssland ökade de ryska ansträngningarna dels att blockera IOC och deras verksamhet i Ryssland, dels att

på nytt tvinga in Centralasien i det ryska transportsystemet för olja och gas. Detta har öppnat en väg för Kina. Om Centralasien inte vill infoga sig i det ryska energisystemet och Ryssland kan hindra eller försvåra fördyra och fördröja en export över Turkiet så finns bara det logiska alternativet att exportera till Asien (Indien men främst Kina). Utgången i Centralasien är inte självklar. Men IOC förlorar tempo samtidigt som både Ryssland och Kina har gjort inbrytningar.

I Latinamerika, som ofta kallas den amerikanska bakgården, har förhållandet mellan framförallt Venezuela och USA varit spänt sedan Hugo Chavez valdes till president. Venezuela är en av USA:s största leverantörer av råolja. USA importerar i storleksordningen 10 mbd varav ungefär en fjärdedel kommer från Venezuela (något mer än importen från Mellanöstern). CIA har utpekats som inblandad i åtminstone tre försök att genom statskupper eller strejker störta Chavez. I efterdyningarna till dessa kontroverser så har Venezuela inlett ett samarbete med Kina och påbörjat en procedur för att på sikt stänga ute kvarvarande IOC från deras återstående koncessioner. Chavez har på olika sätt även inspirerat andra energiexportörer i regionen att minska det amerikanska inflytandet och i stället bjuda in andra aktörer. Venezuela är långsiktigt strategiskt viktigt genom sitt stora innehav av asfaltolja, den s.k. Orinocoöljan. Kortsiktigt är Venezuela viktigt för USA och tillförseln till oljecentret runt mexikanska golfen, särskilt som oljeutvinningen i golfen är sårbar för väderstörningar. På kort sikt har den venezuelanska oljeutvinningen minskat på grund av strejker och oroligheter.

Risken för ytterligare utvinningsminskningar är stor eftersom landet trots stora inkomster från oljan har svårt att avdela tillräckliga resurser för ny- och reinvesteringar i oljeutvinningen. Andra inhemska främst sociala behov ges högre prioritet. Det är för övrigt en situation som delas med andra oljeproducerande stater. USA:s närmaste granne Mexiko, t.ex. har samma problem.

Brasilien framträder allt mer som en stor potentiell oljexportör och som samtidigt är öppet för investeringar från IOC.

Även i Afrika pågår en liknande utveckling där USA och IOC förlorar i inflytande. Det mest påtagliga exemplet är Sudan. Inget IOC vågade ta den politiska risken att investera i oljeutvinning i det oroliga Sudan. Under tiden har Kina etablerat sig i området som exploatör av olja. I Nigeria trappas våldet upp med kontinuerliga störningar i olje- och gasutvinningen. Konflikten i Nigeria riktar sig delvis mot den utbredda korruptionen och ojämna inkomstfördelningen. Men mycket av konflikten är driven av flera splittrade etniska minoriteter, vilket tyder på att störningarna är svåra att komma till rätta med och samtidigt att risken för ett totalt sammanbrott i utvinningen är relativt liten. Även om kapaciteten att producera i Nigeria byggs ut så är utvinningsbortfallet på mellan 200 till 400 000 fat olja om dagen betydande. Litet tyder på att bortfallet skall minska i närtid. Det är högst sannolikt att erfarenheterna från Nigeria påverkat IOC vilja att investera i Sudan och andra politiskt instabila områden.

Det går att räkna upp fler exempel som visar på att USA och IOC förlorar i inflytande och i kontroll över olika tänkbara oljeexporterande stater. Utvecklingen går i två riktningar. Någorlunda ekonomiskt och tekniskt utvecklade länder tar både den politiska och ekonomiska kontrollen över sin energiutvinning och energiexport, Ryssland och Venezuela är typexempel. Mindre utvecklade och mer instabila regioner som Sudan och möjligen Centralasien söker ett närmare samarbete med framförallt Kina.

Utvecklingen med ett minskat västerländskt politiskt inflytande är ofrånkomlig i och med att även Asien tillkommer som en stor energianvändare. Men ända fram tills för några år sedan föreföll det rimligt att utgå från att såväl Kina, Indien som Ryssland och Centralasien skulle välja en väg där IOC skulle stå för en ökad andel av oljeutvinningen och den internationella handeln.

En rad geopolitiska scenarier är möjliga. I den fortsatta framställningen tas till utgångspunkt att de olika maktkonstellationerna accepterar de val respektive energiexporterande land gör och därmed avstår från olika mer eller mindre kanonbåtsliknande interventioner. Detta innebär att framförallt USA och Västeuropa fortsatt sätter sin tillit till en fungerande internationell oljehandel. Men också till en fortsatt dialog syftande till gemensamma åtgärder mellan energiexporterande och energiimporterande länder. I sammanhanget finns anledning att peka på att USA och Europa inte längre har ett sammanfallande intresse i form av en gemensam huvudmotståndare (Sovjetunionen). USA: s huvudintresse riktas mot Asien där Kina ökar i betydelse som huvudmotståndare men även som garant för USA: s fortsatta ekonomiska utveckling. Det innebär att Europa inte längre lika självklart kan förlita sig på amerikansk hjälp vare sig för hantering av säkerhetspolitiska kriser eller för försörjningssäkerhet.

4.4 De internationella oljebolagens dilemma

En viktig förutsättning för IOC hegemoni har varit kontrollen över råvaruflödet. Under hela sin existens har de dominerat försäljningen till slutkunderna och haft en stark kontroll över råolje-flödet. Antingen har de genom ägande kontrollerat utvinningen eller så har det funnits begränsade möjligheter för övriga oljeproducenter att avsätta sin olja till någon annan intressent än IOC. I många länder har det visserligen funnits nationella oljebolag, men dessa har haft begränsad verksamhet utanför det egna landet. På Sovjettiden utgjorde Comecon ett eget handelsområde vid sidan om den internationella handeln. Inslaget av mindre oberoende bolag har visserligen alltid varit stort, men dessa har endast i begränsad utsträckning kunnat påverka de stora bolagen.

Men makten håller långsamt på att förskjutas. OPEC lyckades 1973 genom samordnade aktioner få fram en marknadsprissättning av råoljan och har sedan med varierande grad av framgång kunnat påverka råoljepriset.

Allt fler oljeexporterande länder vill nu själva kontrollera utvinningen. De senaste exemplen är Ryssland och Venezuela. Under Putin: s presidenttid har Ryssland

gjort en U-sväng som innebär i praktiken en nationalisering och konsolidering av privata oljebolag YUKOS och Sibneft och där IOC som Exxon, Shell och BP upplever ett hårdnande klimat. I Venezuela har president Chavez meddelat att allt efter det att existerande koncessioner löper ut skall tillgångarna föras över till det nationella oljebolaget PdVSA eller till välvilligt inställda nationer.

Oljematematiken innebär att för långsiktig hållbar utvinning måste reserverna öka i samma utsträckning som utvinningen. För IOC som är helt inriktad på storskalighet finns en ytterligare komplikation. De vill inte, eller förmår inte, att ekonomisk utvinna olja i allt för lågproducerande fält. Det innebär att de söker stora fält som med en stor investeringsinsats snabbt når sin peak och när utvinningen efter ca 10 år har sjunkit så avyttras fältet till mindre och medelstora bolag som driver dem vidare⁴⁵. Detta innebär att den övergripande strategin för IOC är en ständig expansion. I praktiken måste de öka sina reserver snabbare än sin utvinning om de inte långsiktigt skall förlora marknadsandelar.

En ökande andel av oljan förefaller att kanaliseras in i ett bilateralt flöde utanför det internationella handelssystemet. Samtidigt som fler producentländer i ökad utsträckning antas vilja använda sin energiexport för politiska syften.

Kan inte IOC längre garantera försörjningen och det fria handelssystemet med ett marknadspris som anknyter till marknadsfundamenta så får detta negativa konsekvenser för de marknader som är helt beroende av den fria oljehandeln. I huvudsak sammanfaller detta med OECD- länderna, och framför allt USA och EU.

4.4.1 Vilka möjliga strategier kan IOC ha?

- Diversifiera, dvs. utveckla sig till energitjänstbolag som även tillhandahåller annan energi än olja och gas
- Övergå från att vara integrerade bolag med kontroll över varje led i värdekedjan till att bli rena marknadsbolag
- Investera i den dyrare oljan som finns på mycket stora havsdjup och i arktisk miljö samt i okonventionell olja.

Den första strategin prövades under oljekriserna på 1970- talet med kolbrytning och elproduktion inte minst kärnkraft. Strategin övergavs successivt under 1980-talet. Men det finns tydliga tendenser till en renässans, framförallt i de europeiska bolagen som satsar stora resurser på att utveckla både syntetisk olja och drivmedel baserade på förnybara energiresurser (biomassa och vätgasteknologi).

Den andra strategin, som innebär att IOC lämnar råoljeutvinningen och koncentrerar sig på att tillverka och sälja raffinerade produkter, kan möjligen vara intressant och möjlig för bolagen, men om den genomförs så överförs

⁴⁵ IOC strategi beskrivs bland annat i Ian Rutledge: Addicted to Oil – American Relentless Drive for Energy Security, New York, 2005.

försörjningsproblemet från aktieägarna till regeringarna i USA och inom EU. Dessa måste i så fall själva säkra tillgången av råolja.

Den tredje strategin att i stor skala exploatera relativt sett dyrare konventionell respektive okonventionell olja är ett ekonomiskt risktagande. Problemet är att energiexportörer med låga kostnader har stora möjligheter att snabbt expandera sin utvinning till en total kostnad under 10 \$/fat. Samtidigt som IOC om de radikalt skall öka sina reserver och utvinning står inför kostnader i storleksordningen på mellan 25 till 30 \$. Risken är att IOC på nytt får uppleva en prisdumping liknande den på 1980 talet där priset föll från över 30 till 10 \$ på några månader. Kostnaden i de då nyöppnade fälten i Nordsjön och Alaska låg på ca 25 \$.

Det ligger utanför syftet med denna rapport att analysera konsekvenserna med var och en av de olika strategierna. Den fortsatta framställningen utgår från att IOC väljer den tredje strategin, d.v.s. att de investerar i ny, men dyrare utvinning i områden som är politiskt stabila. Strategin innebär att den billigaste oljan liksom hittills kommer att konsumeras i Asien. OPEC och Ryssland får en vågmästarställning och kan både påverka oljeflödet och oljepriset utifrån andra överväganden än strikt marknadsmässiga.

Den enklaste lösningen är en helt fri energimarknad där investeringsbeslut och priser och därmed oljeflödet enbart bestämdes av marknaden. En sådan lösning får anses utopisk. Men även om ambitionsnivån sätts lägre är sannolikheten för ett i närtid väsentligt utökat samarbete låg.

4.4.2 Det finns ett ömsesidigt beroende mellan exportör och importörländer

I reala termer började oljepriset i slutet av 1990- talet att närma sig de låga nivåer som gällde i början av 1970-talet. De enda orosmolnen var att intäkterna för oljeexporterande länder började närma sig en kritisk ohållbar låg nivå som skulle kunna leda till inrikespolitisk oro och därmed på sikt rubba balansen. Särskilt Mexiko och Ryssland, men även Saudiarabien, led av en negativ utveckling med sjunkande realinkomster. Det finns anledning att peka på att de flesta oljeexporterande länders ekonomi är mer sårbar för fallande oljepriser än vad de oljeimporterande länderna är för stigande oljepriser (se tabell 2 och 3).

Särskilt Saudiarabien har ett eget sätt att kalkylera fram vad de anser vara ett långsiktigt stabilt oljepris. Regeringen utgår inte från kostnaderna för att utvinna olja utan från vilka inkomster landet behöver för att kunna erbjuda befolkningen en dräglig tillvaro. De ansätter därför den sociala kostnaden som en bas för oljepriset. Den sociala kostnaden har ökat från omkring 25 \$ till drygt 40 \$ under de senaste 10 till 15 åren.

Tabell 3 Tabell: Inkomstberoendet för oljeexporterande länder (Oljeandelens andel i handelsbalansen).

OPEC	%	Non OPEC	%
Algeriet	98	Ryssland	38
Nigeria	94	Mexiko	28
Förenade Arabemiraten	81	Norge	27
Iran	79		
Kuwait	75		
Saudiarabien	74		
Venezuela	64		

Källa: PRODUCER- CONSUMER Dialogue, report, John Mitchell, November 2005, Chatham House

Tabell 4 Olje- och gasimporten som andel i BNP för oljeimporterande länder

Land	Olje- och gasimport i % av BNP	Olje- och gasimport + inhemsk olje- och gasutvinning i % av BNP
-------------	---------------------------------------	--

EU 25+ Norge, Island och Liechtenstein	1,6	2,3
Japan	2,3	2,3
USA	1,5	3,7
Indien	0,6	1,0
Kina	0,4	0,9

Källa: Producer – Consumer dialogue, Report, John Mitchell, November 2005, Chatham house.

4.5 Producent konsumentdialogen

Det internationella inslaget i energiförsörjningen är stort men det motsvaras knappast av något internationellt bindande regelsystem. Viktigast är antagligen WTO, som sätter upp vissa regler för handeln mellan de deltagande länderna. WTO reglerar inte bara den fysiska handeln utan sätter även upp regler för investeringar m.m. Emellertid står många viktiga energiexporterande och även energiimporterande länder utanför WTO.

4.5.1 Producent och konsumentorganisationer

OPEC bildades 1960 för att tillvarata de oljeexporterande ländernas intressen. De rika energiimporterande länderna inom OECD bildade år 1975 IEA som en motpol till OPEC. Därutöver finns och har funnits olika regionala organ. På sovjettiden kan COMECON sägas utgöra en sådan organisation för handeln

mellan olika kommunistländer. I Nordamerika bilades NAFTA för att underlätta handeln mellan USA, Kanada och Mexiko. Ett viktigt argument för USA var att säkra sin energiförsörjning. Liknande organisationer finns även i Asien, t.ex. ASEAN. Inom Europa har EU länge försökt att spela en aktiv roll inom energipolitiken utan att lyckas.⁴⁶

OPEC och IEA har ofta ställts mot varandra, men samtidigt finns det allt fler som betonar att de båda organisationerna egentligen strävar efter samma sak nämligen stabilitet och förutsägbarhet.

4.5.2 Samarbetet IEA/OPEC

IEA har inskrivet som ett mål att genom dialog med icke-medlemsländer (i praktiken OPEC) verka för en ökad förståelse mellan konsument- och producentintressena. Arbetet går långsamt men vissa framsteg har emellertid åstadkommit. Samarbetet bedrivs i olika former och har hittills resulterat i ett gemensamt samarbetsorgan International Energy Forum (IEF) med ett permanent sekretariat placerat i Riyhad. Den största framgången hittills är ett gemensamt projekt för att förbättra statistiken över utvinning och efterfrågan samt lagerförändringar Joint Oil Data Initiative (JODI). Det pågår även en dialog om investeringar och det finns en öppning för diskussioner om samarbete och gemensamma regler för redovisning av reserver. Någon tidtabell finns inte satta för dessa diskussioner och det finns inte heller formulerat någon gemensam målsättning. Diskussionerna är konsultativa och inte förpliktigande.

4.5.3 Internationellt garanterade priser

OPEC söker genom sin kvotpolitik upprätthålla oljepriset på en för exportörerna rimlig nivå. IEA söker genom sin politik förebygga och begränsa skadeverkningarna av störningar i oljetillförseln. Från tid till annan har det på diskussionsbasis framfört den åsikten att om de båda organisationerna ökade samarbetet så skulle de gemensamt kunna garantera stabila priser till fromma för både konsumenter, exportörer och investerare.

Detta är en tanke som historiskt kan spåras tillbaka till effekterna av depressionen på 1930-talet och dess dramatiska konsekvenser för den internationella handeln. Depressionens mest drabbade offer var de stora och vid den tidpunkten ekonomiskt välmående råvaruexportörerna i Latinamerika som total tappade fotfäste och ännu efter 70 år inte kommit tillbaka till samma välstånd.

⁴⁶ I samband med att det brittiska ordförandeskapet i EU andra halvåret 2005 upphörde konstaterade Tony Blair att det finns ett behov av en samordnad gemensam europeisk energipolitik. Uttalandet kan verka förvånande, med tanke på den brittiska skepticismen mot EU och överstatlighet. Men sett mot bakgrund av det alltmer utsatta försörjningsläget som Storbritannien står inför är uttalandet logiskt. 2006-03-08 publicerade EU-kommissionen ett förslag till gemensam energipolitik; Green Paper. A European Strategy for a Sustainable, Competitive and Secure Energy.

En tidig tanke för att stabilisera världshandeln och inte minst råvarupriserna lanserades av J. M. Keynes under andra världskriget⁴⁷. För att få fart på efterkrigstidskonjunkturen och för att minska den ekonomiska ojämlikheten mellan länder föreslog han tre internationella ekonomiska organ.

För det första en världsbank som skulle kunna tillhandahålla krediter till ekonomiskt utsatta länder.

För det andra ett valutasamarbete för att stabilisera valutakurserna. Svängande valutakurser drabbar alla länder men särskilt råvaruexporterande länder kan drabbas hårt.

För det tredje inrättandet av en internationell råvarufond för att stabilisera råvarupriserna på en för såväl producent- som konsumentländer acceptabel nivå.

Råvarufonden skulle ha till uppgift att beräkna den långsiktiga marginalkostnaden för olika råvaror och skulle sedan förses med medel för att genom lageruppbyggnad respektive lageruttag stabilisera råvarupriserna i ett band runt den långsiktiga marginalkostnaden.

De två första institutionerna infördes och existerar fortfarande. Råvarufonden förkastades med argumentet att fonden inte långsiktigt kan fungera - antingen tar pengarna slut eller råvarorna. Kritiken sköt in sig på att fonden möjliggjorde en riskfri spekulering i råvaror. Spekulanterna skulle därmed riskfritt kunna spekulera i ned- eller uppgångar ända tills fonden antingen inte längre hade några råvaror att sälja eller pengar att köpa för⁴⁸.

4.5.4 Förhandlat samarbete - Energy Charter

EU förde runt sekelskiftet diskussioner och förhandlingar med Ryssland om en Energy Charter. Målsättningen med denna var att knyta samman Ryssland och EU i ett gemensamt energisamarbete som skulle ge Ryssland tillgång till teknik och kapital samt en säker marknad för energiexport. Fördelen för EU skulle vara en långsiktigt säkrad energiförsörjning. Resultatet av Energy Chartern har emellertid blivit magra, skalar man bort den politiska retoriken så finns knappast någon substans i avtalet.

Det finns även andra fora för diskussioner och dialog. Ett av målen med Oxford Institute for Energy Studies som bildades 1982 av Robert Marbo, bland annat med ekonomiskt bistånd från Sverige var att skapa en mötesplats och en långsiktigt ökad förståelse mellan producenter och konsumenter. Chatham House, som under mycket lång tid erbjudit privata forum för politiska diskussioner i konflikt- eller

⁴⁷ Förslagen framfördes i anslutning till skriften: *How to pay for the War* (1940).

⁴⁸ Det kan finnas anledning att peka på att obligatorisk handel med certifikat eller utsläppsrätter har likheter och kan utlösa samma spekulationsbeteende som redan i slutet av 1940-talet förutsågs för råvarufonderna.

prestigefyllda ämnen, har under årens lopp tagit initiativ till diskussioner och samarbetsprojekt även när det gäller energifrågor⁴⁹.

Trots stora ansträngningar så går arbetet långsamt och det finns knappast anledning att hysa optimism om några snabba genombrott.

4.5.5 Ensidiga åtgärder - Konsumentlager som prisstabilisator

Tanken på att stabilisera priser genom lageruppbyggnad och lageravtappning dyker upp med jämna mellanrum⁵⁰. Hittills har inte redovisats vare sig några teoretiska eller empiriska belägg för att en prisstabilisering byggd på lagerpolitik långsiktigt skulle ge bättre resultat än vare sig en reglerad eller en fri handel.

Den slutsats som kan dras är antagligen att lager inte är en framkomlig väg för att långsiktigt stabilisera priset.

4.6 Sammanfattning och slutsatser

Geopolitiken är tillbaka igen. Möjligheterna att inom överskådlig tid skapa förutsättningar för en global frihandel enbart genom dialog är begränsade.

Västvärlden har två möjliga vägar att gå. Antingen försöker man genom politiska medel tilltvinga sig tillträde till lågkostnadsutvinning, med de stora risker detta innebär, eller så accepterar man en uppdelning som innebär att oljepriset bestäms av den utvinning som är möjlig i egna områden eller politiskt stabila länder. Det innebär att oljepriset inte kommer att följa en sedvanlig order of meritkurva där resurser tas i anspråk efter stigande marginalkostnad. Priset kommer att bestämmas av den högsta marginalkostnaden i den utvinning som bedrivs av IOC. I praktiken är det så marknaden har fungerat de senaste 30 åren. Nationella producenter med låga marginalkostnader kommer därmed att kunna öka sina vinstmarginaler. En sådan politik kräver en övergång till en initialt dyrare teknik än vad som används i dag och därmed övergångsvis högre priser än vad som uppfattades som normalpris före år 2000.

⁴⁹ Det senaste iniatativet är Producer- Consumer Dialogue – What can Energy Minister say to one another, Report, John Mitchell, November 2005, Chatham House

⁵⁰ EU-kommissionen har vid några tillfällen återkommit med förslag i den riktningen. Första gången i grönboken år 2000. Towards a European strategy for the security of energy supply. Men även senare har sådana förslag lanserats. Hittills har dessa avvisats av ministerrådet.

5 Marknaden⁵¹

5.1 Oljans konjunkturcykel

Oljeindustrin är liksom alla industrier cyklisk. Mineralindustrin kännetecknas ofta av att cyklerna är långa. Kapitalkostnaderna utgör en mycket hög andel av de totala kostnaderna. Kapacitetsutbyggnaden sker språngvis. Mineraltillgångar oavsett om det är järnmalm, olja eller gas är koncentrerad till större eller mindre fyndigheter. När fyndet väl är gjort så kommer utvinningen att kunna fortsätta i flera år. Reservtillväxten sker därför i språng men den är också starkt koncentrerad till perioder av högkonjunkturer när den befintliga resursbasen och utvinningskapaciteten bedöms vara otillräcklig.

Oljeindustrin är nu i slutet av den femte konjunkturcykeln sedan det första kommersiella oljefältet öppnades 1859. En oljecykel är ungefär 30 år. Den första cykeln varade från 1860 till slutet av 1880-talet. Den andra cykeln varade fram till första världskriget. Den tredje cykelns slut inföll strax för andra världskriget. Den fjärde cykeln slutade 1980. Den femte och nuvarande cykeln är på väg att fullbordas.

Frågan är om den femte cykeln efterföljs av en sjätte cykel? Mycket talar för att vi inom några år går in i en ny cykel som antagligen kommer att fullbordas under 2030-talet.

Genomgående för alla dessa cykler är inte bara att de i tiden har varat mellan 20 till 40 år, utan de har också i stort följt samma mönster.

Omslaget mellan cyklerna karaktäriseras av en stark ekonomisk högkonjunktur som vänder och övergår i en lågkonjunktur. Kapaciteten i slutet av perioden att tillgodose marknadens behov är otillräckliga. Priserna stiger samtidigt som investeringar för att öka reserverna och utvinningskapaciteten ökar. När konjunkturen vänder har samtidigt investeringarna resulterat i ny kapacitet. Det uppstår större reserver och en större kapacitet än vad marknaden efterfrågar. Detta leder till överutbud och prisfall, samtidigt som investeringar för att finna ny olja eller att ytterligare öka kapaciteten hålls tillbaka. En konsolidering sker i branschen, genom att mindre företag slås ut och spekulanter som gått in när priserna var goda säljer ut sina innehav.

⁵¹ Mycket av faktainnehållet och beskrivningarna i detta kapitel, liksom i det föregående kapitlet, baseras på material redovisat vid IEA (sammanträden och seminarier med standing group on the oil market och standing group on long term questions), men även från seminarier och konferenser anordnade av Chatham House, Oxford Energy Institute, Centre for Global Energy Studies, Cera och slutligen John Mitchell. Underlaget är sällan dokumenterat i sökbar form och i några fall inte heller publikt tillgänglig. Daniel Yergin. The Prize har utgjort ett allmänt referensmaterial för de lämnade historiska redovisningarna över ekonomi och politik.

Men investeringar i reserver och kapacitet är långsiktiga. Trots att det redan finns överkapacitet fortsätter kapaciteten att växa även efter det att den nya cykeln inletts. Beslutet att investera i ett fält tas när industrin har säkerställt att det minst finns utvinnbar olja som täcker kostnaden. När fältet sedan börjar bearbetas visar det sig nästan alltid att det innehåller åtskilligt mer olja. Ledtiderna är långa för investeringar i att öka kapaciteten att ta upp oljan. Reserverna och även kapaciteten fortsätter därför att öka av egen kraft efter det att investeringarna minskat.

Detta leder till rationaliseringar för att hålla nere kostnaderna, men också en fortsatt överutvinning så länge priset på oljan överstiger de rörliga driftskostnaderna. Efterhand upphör kapacitetstillväxten och även tillväxten i reserverna minskar, samtidigt som efterfrågan, på grund av låga priser ökar igen. Priserna börjar stiga igen, samtidigt som investeringarna ligger kvar på en låg nivå.

I slutet av oljecykeln kommer som regel en period med mycket stark ekonomisk tillväxt och en stark efterfrågeökning på olja. Den tidigare överkapaciteten försvinner och reserverna börjar sjunka.

I slutet av varje sådan cykel har hittills alltid förts en diskussion som tar till utgångspunkt att oljan är på väg att ta slut. Argumenteringen följer samma mönster: *”Statistiken talar sitt tydliga språk. De senaste 15 till 20 åren, dvs. sedan priserna planat ut på sin lägsta nivå har antalet nyupptäckta fält minskat. Reservtillväxten börjat sjunka och är negativ. Investeringarna är på rekordlåg nivå. Priserna på olja kan bara öka.”* Samtidigt börjar bolagen på nytt investera i att finna ny olja och för att öka kapaciteten att utvinna den. Men ledtiden, flera år, gör att det tar tid innan oljan upptäcks och ännu mer tid innan den börjar nå marknaden.

Ofta, men långt ifrån alltid, börjar den ekonomiska konjunkturen att vika resulterande i en efterfrågedämpning. I anslutning till denna konjunkturedgång börjar investeringarna att ge resultat i form av ökade reserver och ökad kapacitet. Oljecykeln är fullbordad.

5.1.1 Historiskt reglerade priser gör att cyklerna är svåra att upptäcka

Det är ett problem med att följa oljecyklarna enbart utgående från tillgängliga uppgifter om prisutvecklingen. Med de långa cyklerna så kommer även olika politiska och andra kriser att påverka priskurvorna. Inflation, växelkursförändringar m.m. att gör också jämförelser svåra. Detta kan justeras med hjälp av pris- och valutaindex. Men råoljepriserna har endast under korta perioder, framförallt under den innevarande oljecykeln bestämts av en någorlunda fri och öppen marknad. Råoljepriset är därför historiskt ingen bra indikator

Under den första oljecykeln från 1860 fram till mitten av 1890-talet var marknaden i bokstavlig mening oreglerad och volatil, men den var samtidigt mycket omogen. I slutet av perioden och in i mitten av den andra cykeln utövade Standard Oil en stor monopolmakt. Deras intresse var ett lågt råoljepris men höga produktpriser. Den första cykeln avslutades med att utvinningen i Pennsylvania började avta och oljeepoken antogs vara över. Men stora fyndigheter i Texas innebar inledningen på en ny oljecykel.

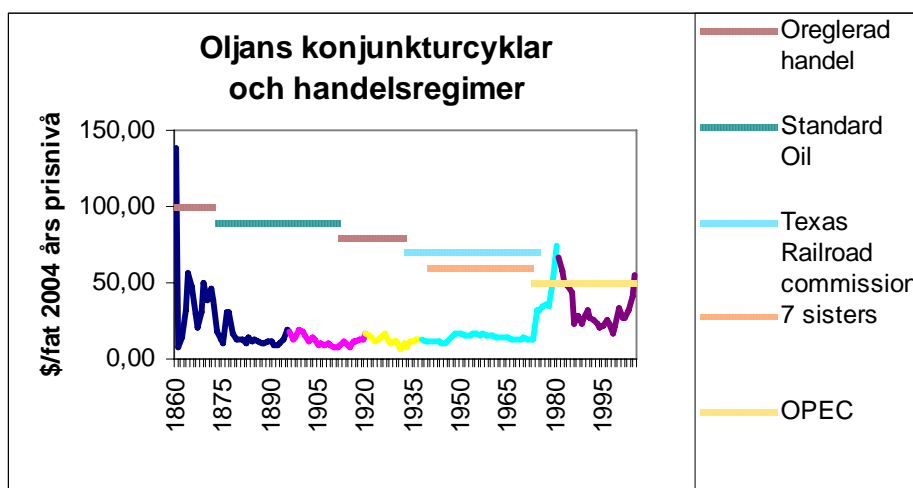
Under den andra cykeln som varade mellan 1896 till 1920 upplöstes Standard Oil och marknaden var på nytt oreglerad. I samband med världskriget upphörde började på nytt ifrågasättas om USA långsiktigt hade tillräckligt stora reserver.

Den tredje cykeln avslutades före andra världskriget. Den är den kortaste cykeln hittills knappt 20 år. Bilismens starka uppsving och en ökad global oljeanvändning innebar att de inhemska tillgångarna i USA bedömdes som otillräckliga. Men oljeexploateringen av Arabiska halvön i början av 1930-talet ledde till upptäckten av de hittills största reserverna och farhågan för en framtida oljebrist kunde avskrivas 1937.

I avsikt att skydda de inhemska små s.k. ”independent producers” började USA under den tredje cykeln att reglera den inhemska oljeutvinningen. Denna reglering genomföres av Texas Railroad Commission från och med 1931.

Inledningsvis hade denna reglering stor betydelse, men allteftersom de stora oljebolagens utvinning utanför USA ökade fick den minskad betydelse. Efter andra världskriget var det uppenbart att de stora oljebolagen bestämde priset. I likhet med Standard Oil 30 år tidigare var deras mål låga råoljepriser men höga produktpriser. Formellt upphörde prisregleringen under den första oljekrisen.

Figur 13 De fem hittillsvarande oljecyklarna (2004 års prisnivå)



Källor: Cera, Daniel Yergin m.fl.⁵²

⁵² Yergin D: The Prize, New York, 1991

Från 1940 talet och fram till första oljekrisen fanns en informell samverkan mellan de internationella oljebolagen för att hålla nere råoljepriset men hålla upp slutanvändarpriset (de sju systrarnas epok)⁵³. Detta för att utestänga ”independent producers”, men också för att hålla nere koncessionsavgifter och andra ersättningar till regeringarna i de länder där oljan utvanns. Den fjärde cykeln som inleddes 1939 avslutades 1980 och blev den längsta hittills 41 år.

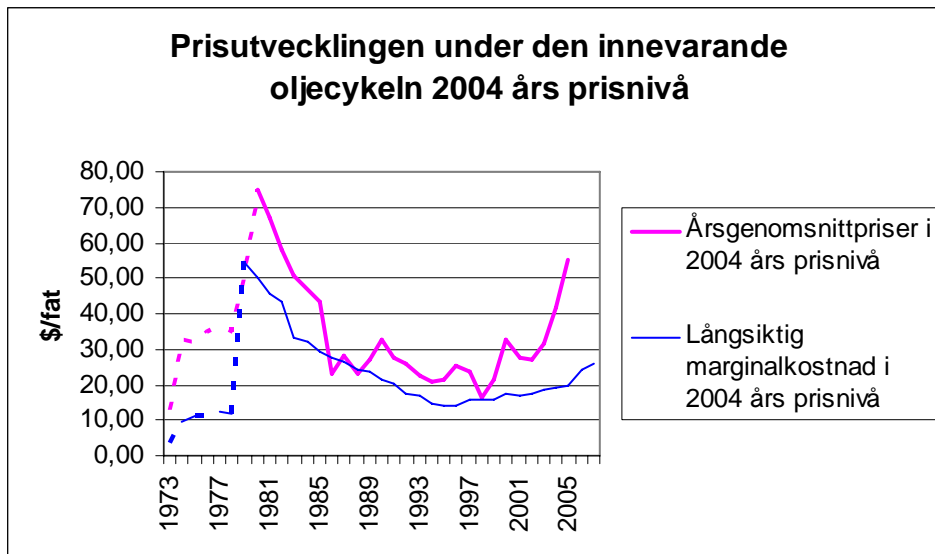
Den femte cykeln, som är inne på sitt 26 år. Den prissamverkan som skedde inom kartellen OPEC från och med 1973 för att hålla upp priserna i producentländerna har inneburit att OPEC under låga perioder har kunnat kontrollera priset, men också en transparent prissättning. På denna marknad har inte IOC på samma sätt som tidigare kunnat manipulera råoljepriset. De har inte heller haft samma intresse av låga priser, eftersom deras egna utvinningskostnader varit högre än inom OPEC. Under perioder med stort utbud har OPEC inte kunnat använda sin marknadsstyrka. Av allt att döma går nu den femte oljecykeln mot sitt slut. Mycket tyder på att övergången till en sjätte oljecykel kommer att ske inom några år, sannolikt omkring år 2010. Om övergången till en ny oljecykel även leder till en ytterligare regimförändring återstår att se.

Ett alternativt sätt att ekonomiskt studera de olika oljecyklarna skulle vara att i stället för att utgå från råoljepriset använda sig av produktprisets utveckling. Men även här uppstår vanskligheter. Fram till början av 1900-talet var fotogen den dominerande produkten. Först någon gång under 1920-talet blev bensin den ledande produkten. De senaste 10 åren framstår diesel som den prisledande produkten.

Det finns anledning att studera priskurvan för den innevarande oljecykeln för att se vilka lärdomar som möjligen kan dras inför framtiden. I figuren nedan har lagts in årligt genomsnittspris för olja sedan 1970 och fram till och med 2005. Priset är omräknat till 2004 års prisnivå. Samtidigt har skattats den långsiktiga marginalkostnaden för den nya oljeutvinning som påbörjats respektive år. Även dessa uppgifter har räknats om i 2004 års prisnivå. Det måste framhållas att det inte finns någon officiell sammanställning över de långsiktiga marginalkostnaderna för olika fält. Dessa uppgifter bygger därför på information som i olika sammanhang har lämnats av oljebolagen eller beräknats av analytiker och forskare. Tidsserien är inte heller komplett, vissa av uppgifterna är extrapoleringar. Marginalkostnadskurvan måste därför användas med urskiljning.

⁵³ Enrico Mattei (ENI) myntade begreppet de 7 systrarna (Exxon, Mobil, Chevron, Texaco, Gulf, BP och Shell). Dessa bolag ansågs utgöra ett oligopol som delade upp tillgångar och marknader samt bestämde priserna i vare led i värdekedjan. I praktiken ingick fler bolag i detta informella samarbete, inkl. ENI. Deras hegemoni bröts av OPEC 1973.

Figur 14 Oljecykeln 1980 till 2005



Källa: Cera och muntliga och skriftliga uppgifter hämtade från anföranden m.m. vid olika konferenser

I stort visar den ungefär den bild som kan förväntas och som också relativt väl stämmer överens med de analyser över oljemarknaden som gjorts under denna period. Oljepriset i slutfasen av den förra oljecykeln motsvarades inte av den långsiktiga marginalkostnaden och inte heller i inledningsfasen av den nuvarande oljecykeln, dvs. perioden 1980 till 1985. Men de samtidigt starkt fallande marginalkostnaderna och överutvinningen drev fram en prisanpassning nedåt. Periodvis, och troligen i något större omfattning än vad som bilden visar, föll priset under den långsiktiga marginalkostnaden⁵⁴. Men under perioden som helhet har priserna legat avsevärt över marginalkostnaden. Detta som ett utslag av två faktorer dels den oligopolmakt som OPEC utövat, dels på grund av politiska oroligheter.

Marginalkostnaden steg kraftigt under 1970-talet som en följd av den nya tekniken med offshoreverksamhet på stora djup. När väl tekniken utvecklats så sjönk marginalkostnaden, dock inte tillbaks till de låga nivåer som gällde före energikrisen 1973. Från och med slutet av 1990-talet har marginalkostnaden på nytt börjat stiga. Men den har inte nått upp till samma höga nivåer som i slutet av 1970-talet.

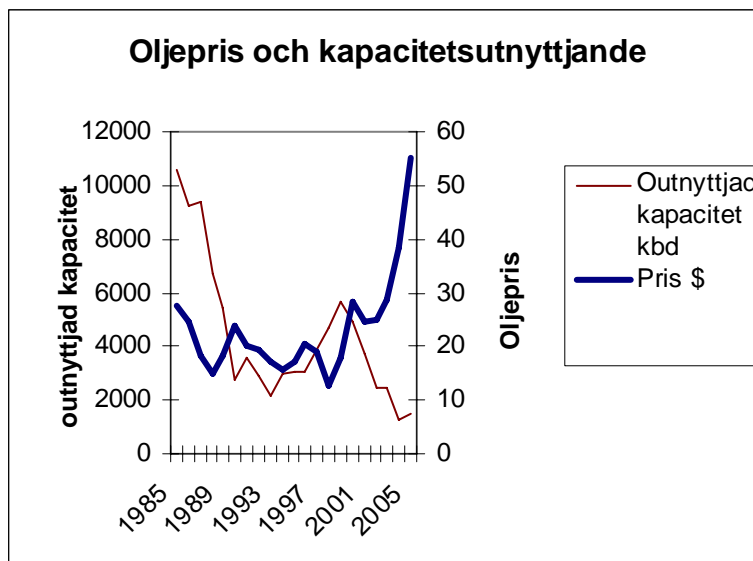
Den mycket kraftiga skillnaden mellan marginalkostnad och pris som fanns runt 1980 och som också har byggts upp sedan sekelskiftet baseras på risken för

⁵⁴ Den upplösningsgrad på priserna som använts är årsgenomsnitt. Hade i stället månads- eller dagsgenomsnitt använts så skulle volatiliteten ha framgått bättre och även de extremt låga priser som periodvis har förekommit.

knapphet. Utvinningskapaciteten, eller marknaden tilltro att de nationella oljebolagen (OPEC) skulle släppa ut tillräckliga mängder olja, i förhållande till efterfrågan har varit gränssättande. Detta illustreras av nästa diagram.

Sambandet mellan marginalkostnader och priser är långsiktiga, på kort sikt bestäms priserna av den relativa knappheten eller överskottskapaciteten som finns på marknaden. I diagrammet nedan redovisas kapacitetsutnyttjandet under hela cykeln fram till och med år 2005.

Figur 15 Kapacitetsutnyttjandet har en stor inverkan på priset



Källa: Egna bearbetningar av material från Cera

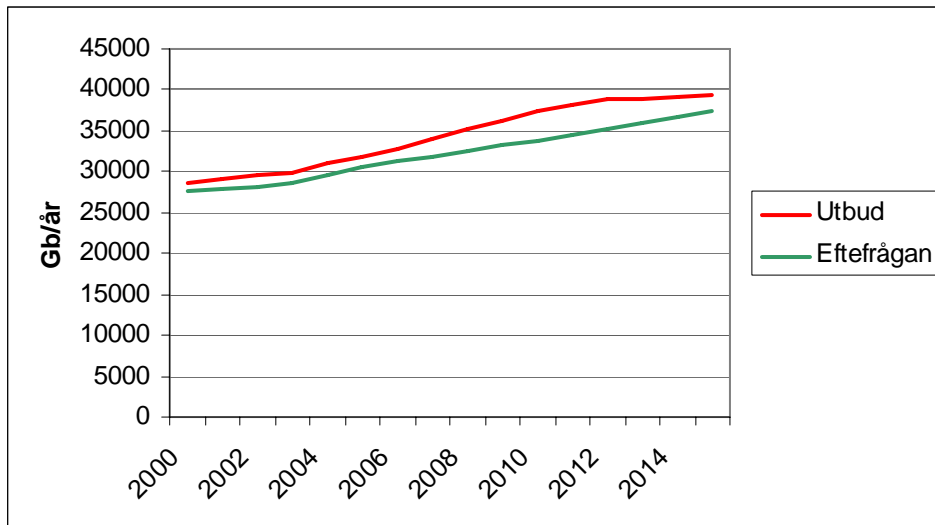
5.1.2 När börjar nästa oljecykel?

Får man tro den finansiella marknaden så kommer nuvarande prisbild i stort att hålla sig åtminstone fram t.o.m. 2012, som när denna rapport färdigställdes var den börsta gränsen för futurekontrakt på NYMEX -börsen. Den 9 februari 2006 kostade ett futurekontrakt med leverans i december 2012 drygt 62 \$/fat, vilket var nästan samma pris som på en 1 månaders forwardkontrakt samma dag.

Det är möjligt att finansmarknaden får rätt och att oljepriset nu har nått en platånivå som kommer att hålla sig i 6 år framåt. Men det finns ett samband mellan priser och utbud samt efterfrågan på olja. Så länge efterfrågan är hög kommer utbudet av olja att ha svårt att hålla jämna steg. Den politiska instabiliteten verkar också dämpande på utbudet. Men om man tar fasta på Cera: s bedömning över kapacitetsutvecklingen så bör det successivt byggas upp en överkapacitet. Diagrammet nedan är baserat på Cera: s bedömning över möjlig kapacitetsutvecklingen fram till 2015. I diagrammet har även lagts in en efterfrågekurva baserad på 2 % årlig tillväxt i efterfrågan. Håller nuvarande globala tillväxttakt i sig så kan tillväxten i efterfrågan mycket väl hamna på 2 %

årligen under ett antal år. Men även med en så pass hög efterfrågan kommer det att byggas upp ett överskott.

Figur 16 Bedömd möjlig kapacitetsutveckling fram till 2015



Källa: Cera

Den höga globala ekonomiska tillväxten bedöms av OECD hålla i sig i ytterligare två år. Under denna period kommer troligen efterfrågan på olja att vara fortsatt hög. Men om konjunkturen viker av så får det ett omedelbart genomslag i form av minskad efterfrågan. Redan 2008 kan det uppstå en överkapacitet på ca 10 %. En sådan överkapacitet får direkt genomslag i prisbildningen. Inte ens OPEC kan genom kvotpolitik förhindra ett prisras. Totalt skulle det kunna uppstå en överkapacitet på nästan 9 mbd. Även om tillväxten i oljeanvändningen fortsätter med 2 % per år under resten av decenniet så kommer det i alla fall att senast 2010 uppstå en överkapacitet i storleksordningen 10 %, givet att uppbyggnaden av kapacitet faktiskt genomförs. Även om bara hälften av denna potential förverkligas så är det tillräckligt för att driva fram betydande prissänkningar jämfört med dagens priser. En osäkerhet är de stora bortfall av olja som är politiskt betingade. För år 2006 och 2007 räknar t.ex. Cera med ett bortfall på i genomsnitt 2 mbd. Det är ett bortfall av olja som är större än hela den beräknade efterfrågeökningen. Finns det ingen lösning på den politiska oron och särskilt om den tilltar så kan den förändra förutsättningarna för ett prisfall.

Med reservation för politiken är det trots allt rimligt att anta att den innevarande oljecykeln kommer att övergå i en ny cykel under perioden 2008 till 2010, eller strax därefter, med kraftig fallande priser.

Avgörande kommer att bli dels hur den globala ekonomin utvecklar sig, dels hur stora kapacitetstillskott som kommer de närmaste åren. Den viktigaste parametern för vilka kapacitetstillskott som kan väntas är investeringstakten.

5.2 Investeringar

5.2.1 Behovet av investeringar

I WEO 2003 sökte IEA beräkna behovet av investeringar i energisektorn för att utbudet av energi 2030 skall svara mot efterfrågan. Självfallet innehåller en sådan beräkning många och stora osäkerheter, varför den inte får tolkas allt för bokstavligt. Samtidigt är ett 30- årsperspektiv i sig inte avskräckande långt när det gäller infrastrukturinvesteringar som ofta har både en teknisk och ekonomisk livslängd på 40 till 50 år.

Det totala investeringsbehovet under perioden 2001 till 2030 uppgår enligt IEA till 16 biljoner \$. Detta är en enorm siffra, men i förhållande till den globala ekonomin innebär det att ca 1 % per år av den totala bruttonationalprodukten måste avsättas till energiinvesteringar. Elindustrin ensam behöver investera 10 biljoner \$, under det att den samlade investeringen i olje- och gasindustrin kräver 3 biljoner \$.

Investeringarna i olje- och gasindustrin fördelar sig på följande sätt:

Konventionell oljeutvinning 2,1 biljoner
Okonventionell oljeutvinning 0,2 biljoner
Transportsystem 0,3 biljoner
Raffinaderier 0,4 biljoner.

Sedan 2002 har intresset för okonventionell oljeutvinning påtagligt ökat. Skulle IEA datera upp studien så är det möjligt att siffran 3 biljoner fortfarande håller, men det skulle säkert ske en omfördelning av investeringar från konventionella till okonventionella oljor.

Det har på många håll ifrågasatts om industrin verkligen kommer att vilja eller förmå att genomföra de nödvändiga investeringarna. I fortsättningen koncentreras enbart på oljeindustrin och dess investeringar. I den mer populistiskt inriktade debatten så har fokus varit på två frågor.

För det första har det framhållits att oljeindustrin särskilt under senare hälften av 1990- talet drog ner sina investeringar i nya tillgångar, i ny utvinningskapacitet och i ny raffinaderikapacitet till ett minimum. Även på transportsidan har investeringstakten varit liten, ålderssammansättningen i tankerflottan har varit minst sagt skev.

För det andra har framhållits att när oljepriserna vände uppåt under början av 2000-talet har investeringarna fortsatt att ligga på en låg nivå. Oljeindustrin har valt att köpa tillbaka sina egna aktier eller att öka aktieutdelningen istället för att investera i att öka sina tillgångar och sin kapacitet.

Oljeindustrins försvar är att med den överkapacitet som rådde under 1990-talet var det inte försvarligt att investera i ny kapacitet. I stället krävdes en

konsolidering som bland annat innebar att oljebolag slogs samman till större enheter. För perioden efter sekelskiftet har investeringarna ökat och är nu på historiskt rekordhöga nivåer, i takt med investeringsnivån på 1970 talet. Men investeringsstillfällena är begränsade och de mest attraktiva och lönsamma investeringsmöjligheterna finns i områden IOC är utestängda från eller inte vågar investera i. Med andra ord måste även NOC öka sina investeringar. Men OPEC har under en lång tid hållit tillbaka sina investeringar av rädsla för att annars utlösa ett prisras liknande det som inträffade 1985.

5.2.2 Vilka investeringar görs?

Det kan tyckas vara en enkel uppgift att ta reda på vilka investeringar som faktiskt görs. Men det är inte så enkelt som det kan förefalla. Privata oljebolag följer vissa minimikrav när det gäller redovisning. Det går därför att via bolagens årsredovisningar få reda på vilka investeringar som genomförts under ett visst år. I många fall redovisas även större projekt. Men detaljeringsgraden i dessa redovisningar är inte särskilt stor. De investeringar som i det här sammanhanget är intressanta redovisas under rubriken Exploration & Production (E & P) det är närmast ogörligt att få en bild över vad som har gått till teknikutveckling, investeringar i nya fyndigheter eller investeringar i ny utvinningskapacitet eller investeringar för att bibehålla befintlig kapacitet. Även om bolagens redovisningar till aktieägare, investerare och andra finansiella aktörer successivt förbättras är det svårt att få en jämförbar tidsserie. När det gäller NOC finns inga tvingande regler överhuvudtaget. Men eftersom även dessa bolag blir mer och mer beroende av den internationella kapitalmarknaden så blir även deras redovisningar mer och mer transparenta. Samtidigt finns en tilltagande tendens som innebär att betydande investeringar, särskilt de som avser teknikutvecklingen, sker utanför oljebolagen. De stora serviceföretagen som Halliburton, Schlumberger och Bechtel finansierar själva stora investeringar.

Det förekommer att forskare, konsultbolag, servicebolag och även enskilda oljebolag, men framförallt större investerare som banker och hedgefonder, undersöker, sammanställer, analyserar och redovisar investeringsstrukturen i relativt detaljerad form. Men även dessa sammanställningar har begränsat värde. De innehåller som regel enbart ett tvärsnitt som redovisar t.ex. de 10 största oljebolagen eller investeringarna i en viss region. Kan de inte jämföras med varandra och kan inte utvecklingen över tiden utläsas så får dessa analyser ett begränsat värde för att bedöma hur den aggregerade investeringsnivån utvecklas.

Det är därför en vansklilig uppgift att försöka ge en samlad och korrekt bild av investeringar i nya oljefyndigheter och i ny utvinningskapacitet.

Investeringsstakten sjönk under 1990 talet. De fastställda reserverna som redan var historiskt höga fortsatte att växa av egen kraft snabbare än utvinningen. Totalt fanns en överkapacitet som pressade priserna. Bolagen slimmade sina organisationer och minskade sina utvecklingsavdelningar och drog ned på sin

personal, främst den fältpersonal som krävs för att på plats leta efter och undersöka oljefyndigheter.

När överskottet försvann runt år 2000 så fanns visserligen kapital och teknik för att snabbt öka investeringstakten, däremot rådde brist både på utrustning och på personal. Platsundersökningar kräver borrhigar och personal som kan hantera utrustningen. På båda dessa kritiska områden saknades resurser. Ledtiden från beställning till dess en ny oljerigg kan sättas i drift är åtminstone ett år. Att utbilda personal tar ännu länge tid.

Utvecklingen av båda dessa faktorer kan tas som en ganska god indikation på investeringstakten

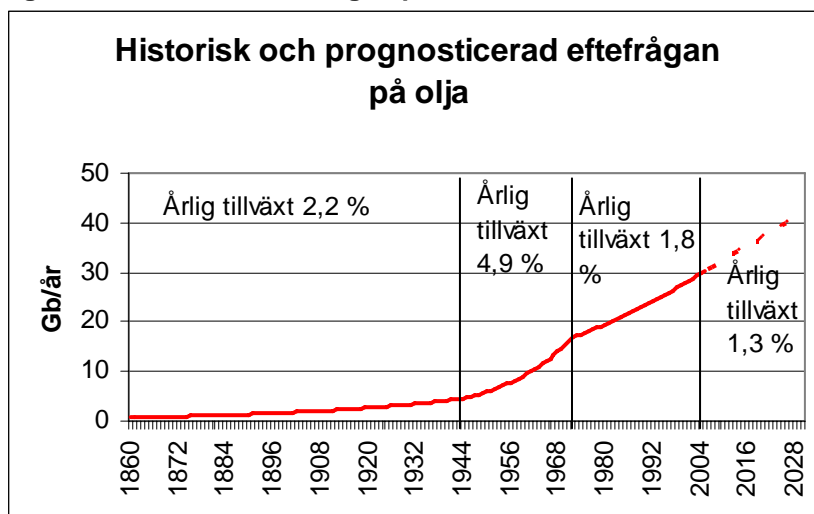
5.3 Efterfrågeutvecklingen

Detta avsnitt är inte avsett att utgöra någon efterfrågeprognos. Avsikten är att söka avgöra om efterfrågan på olja de närmaste 20 till 30 åren står i samklang med det uttag resursbasen medger. Ur resonemangen under avsnittet om olja så framgår att resursbasen med stor säkerhet medger ett årligt ökat uttag av olja på upp till 2 % under den tid vi rimligen kan överblicka dvs. de närmaste 20 till 30 åren.

Under perioden 1860 och fram till 1945 steg efterfrågan på olja med 2,2 % per år. Efter kriget och fram till den första oljekrisen 1973 ökade efterfrågan med hela 4,9 % per år. Från 1973 och fram till i år har efterfrågan i genomsnitt ökat med 1,8 %.⁵⁵ Den här serien har föranlett många spekulationer. I den ekonomiska teorin finns en avtagande marginalnytta som förutsätter en sådan utveckling. Efterfrågan skall enligt denna teori fortsätta att plana ut för att vid någon tidpunkt i framtiden börja falla. IEA utgår i sin WEO 2004 från att efterfrågan fram till 2030 ökar med 1,3 %.

⁵⁵ För perioden 1860 fram till 1997 finns uppgifter i Peter Odell. Oil and Gas: Crises and Controversies 1961 -2000. UK 2001. För perioden därefter har använts uppgifter ur BP Statistical Review of World Energy.

Figur 17 Tillväxten i efterfrågan planar ut



Källa: Bearbetning och komplettering av Odell

Kombinerar man detta med den resursteorin som Hotelling formulerade på 1930-talet, så kommer oljan att stiga i pris allteftersom resursbasen minskar. Vid någon tidpunkt kommer två effekter att samverka. Det ökade priset leder i sig till efterfrågebortfall, på samma sätt som skedde under perioden 1979 till 1983 men också ett ökande intresse för att substituera olja med andra energislag. Både efterfrågan på olja och oljepriset kommer efter denna tidpunkt att varaktigt falla.

Det finns knappast någon som tror annat än att oljan vid någon tidpunkt måste ersättas av annan energi. För de oljeproducerande länderna gäller som grundregel att det gäller att skjuta denna tidpunkt framför sig så långt som möjligt. De vill att omslaget skall ske först när deras tillgångar är förbrukade eller i vart fall när endast obetydliga mängder kvarstår. Men samtidigt vill de ha ett så högt pris som möjligt under tiden. Framförallt Saudiarabien är den tydligaste exponenten för denna uppfattning. För IOC gäller, åtminstone teoretiskt, den motsatta strategin. Redan hittade reserver representerar årliga räntekostnader med ett osäkert framtida värde. Det gäller därför att producera så mycket som möjligt under kortast möjliga tid. Till detta skall fogas olika politiska strategier där det gäller att ersätta oljan så snabbt som möjligt med andra alternativ för att öka försörjningssäkerheten och för att minska klimatpåverkan. Dessa olika strategier kommer att påverka efterfrågan på olja.

De internationella bolagens kontroll över resursbasen har minskat och kan antas fortsätta att minska därmed förefaller det realistiskt att räkna med att såväl viktiga oljeexporterande länder som konsumentländernas regeringar har intresse av att hålla nere efterfrågan.

Det finns emellertid faktorer som talar mot en sådan utveckling

Den snabba ekonomiska utvecklingen i Kina och i Indien samt övriga snabbväxande ekonomier i Ostasien har lett fram till en oro för att dessa länder inom en 20 till 30- årsperiod skall bli lika oljeberoende som OECD- länderna.

Efterhand kommer även andra länder nå samma snabba ekonomiska utveckling med åtföljande ökad efterfrågan på olja. Därmed skulle den nuvarande trenden med en relativt låg efterfrågeökning som dessutom visar en fallande tendens brytas. Detta närmast oberoende av vilka åtgärder OECD- länderna kan tänkas sätta in för att dämpa efterfrågan i sina länder.

Besannas denna utveckling så uppstår en kamp mot klockan där det kommer att gälla både att finna reserver som räcker tillräckligt länge för att ett ersättningsalternativ skall kunna utvecklas i tid. Men även en kamp mot klockan att ständigt öka kapaciteten att utvinna den olja som går att utvinna.

5.3.1 Energieffektivisering har en stor potential.

Det finns ett påtagligt effektiviseringsutrymme i oljeanvändningen. Det finns ingen anledning att förmoda att vare sig Indien eller Kina, eller något annat land heller, inte kommer att använda sig av bästa teknik. Det går därför inte okritiskt att utgå från att de nya snabbväxande länderna kommer att öka sin oljeförbrukning på samma sätt som OECD världen gjorde efter andra världskriget⁵⁶.

IEA räknar i (WEO 2005) med att efterfrågan på olja kommer att stiga med 1,3 % fram till 2030. Den totala energiefterfrågan antas öka med 1,6 %, vilket implicerar ett fortsatt svagt minskande oljeberoende. Detta innebär också en nedskrivning i tillväxttakten jämfört med tidigare år

Skillnaden mellan 1,3 och 1,8 % innebär att efterfrågan 2010 blir ungefär 2 mbd mindre och 2030 hela 15 mbd mindre.

5.4 Prisutveckling

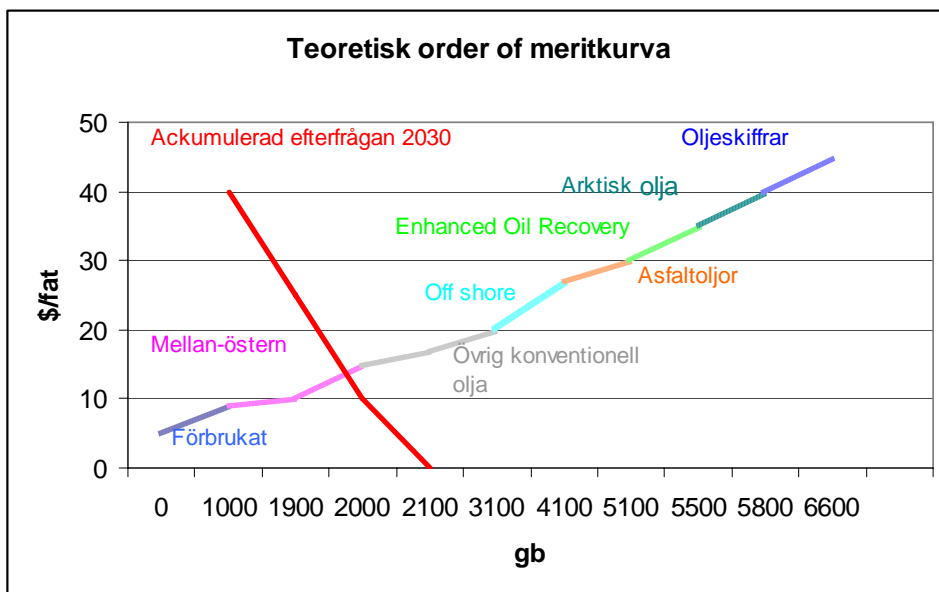
5.4.1 Oljepriset vid perfekt fungerande konkurrens

Om priserna skulle sättas av en fri marknad där det inte finns några restriktioner för investeringar så finns utrymme för ett betydande prisfall. Detta om IEA har rätt i sina bedömningar över de utvinnbara tillgångarna av olja fram till 2030 och kostnaderna för denna utvinning.

⁵⁶ Kjell Aleklett utgick i sin redovisning, inför det senatsutskott som den 7 december 2005 anordnande en hearing om tillgången på olja, att Kina och Indien kommer att ha samma konsumtionsmönster som Sverige på 1950- talet. Men detta är inte troligt. Den relativa kostnaden för olja är högre nu än vad de var på 1950-talet. Men framförallt är tekniken avsevärt mindre energiintensiv. Det innebär att det för samma prestation nu åtgår ca 60 % av den olja som krävdes för 50 år sedan. Det finns inget hittills som tyder på att dessa länder medvetet skulle välja energiineffektiva lösningar, tvärtom investeras i ”State of the art” teknologi.

Diagrammet nedan är en förenklad bild av de framtida marginalkostnader för olika utvinnbara tillgångar som IEA har räknat med i sin analys över tillgången på oljereserver. I diagrammet har även lagts in den aggregerade efterfrågekurvan enligt WEO 2005. Diagrammet är inte framtagit med syfte att visa hur billig oljan är, eller åtminstone borde vara, utan mer för en diskussion om varför teorin och verkligheten skiljer sig åt. Finns det någon som tror på ett oljepris 2030 som motsvarar 10 \$/fat idag, eller kanske snarare vem skulle vilja ha ett så lågt oljepris?

Figur 18 Aggregerad utbudskurva och efterfrågekurva fram till 2030



Källa: IEA Resources to reserves och IEA WEO (Fri bearbetning)

Om denna bild skulle vara sann så krävs att alla de utvinnbara tillgångar som IEA har räknat med är omedelbart tillgängliga och att fyndigheterna tas i drift efter marginalkostnader. Innebörden skulle vara att all utvinning utanför Mellanöstern skulle läggas ned. Först någon gång mellan 2030 till 2035 som utvinningen av olja med låga kostnader, främst i Mellanöstern, skulle vara helt förbrukade och det skulle vara av intresse att utvinna olja i Ryssland, Afrika, Latinamerika osv. De politiska konsekvenserna skulle bli minst sagt svåröverskådliga. Men bilden har en pedagogisk funktion genom att den visar att utvinningen av den okonventionella oljan inte medför några dramatiska öknings jämfört med dagens marginalkostnader

5.4.2 Politiken bestämmer priset

I det fortsatta resonemanget har valts en strategi som innebär att IOC ökar sin utvinning av olja i de områden där man har kontroll. Tillskotten på den internationella oljemarknaden från länder med låga utvinningskostnader skulle därmed begränsas. Afrika med framför allt Angola, Latinamerika med framförallt Brasilien och med Centralasien som ett osäkert "Vild Card" skulle stå för nytillskotten av relativt billig olja. IOC koncentrerar sig i stället på den dyrare

okonventionella oljan samt extrem djuphavsutvinning och utvinning i arktiska miljöer. OPEC kan fortsätta att hålla tillbaka utbudet för att därigenom kunna maximera sina långsiktiga intäkter. Även Ryssland kan välja en sådan strategi.

Centralasien är ett av de områden som är osäkra avseende både framtida utvinning och om de kommer att ingå i IOC: s intressesfär eller kommer att domineras av Ryssland alternativt Kina. Vilken sida de väljer får politisk betydelse men behöver inte påverka priset⁵⁷.

Utbudskurvan kommer att förskjutas uppåt. Priset kommer sannolikt att bestämmas av den långsiktiga marginalkostnaden för att utvinna tjärsand och asfaltoljor. Kostnaden för utvinning av dessa oljor bedöms av IEA till att ligga i intervallet från drygt 20 upp till 40 \$/fat⁵⁸. Utgående från att utvinningen börjar för de områden som ger lägst kostnader och att teknikutveckling efterhand leder till lägre marginalkostnader är det rimligt att tänka sig ett kostnadsintervall från 20 till högst 30 \$ under de kommande 30 -årsperioden.

Med den skisserade strategin behövs inget prispåslag för politisk oro. I vart fall inte i de nivåer som nu är aktuella⁵⁹. Den politiska utvecklingen i Mellanöstern med flera områden blir mer ett asiatiskt problem än ett västproblem. Priset bestäms av IOC och västvärldens oljekonsumenter. Övriga producenter och konsumenter blir pristagare. Uppstår stora störningar utanför den atlantiska bassängen så kommer det givetvis att spilla över även på priset i den atlantiska bassängen. Ett långsiktigt råoljepris i intervallet mellan 30 till 40 \$/fat förefaller långsiktigt rimligt. Även om priset på samma sätt som under perioden 1980 och tills nu troligen kommer att variera avsevärt uppåt och nedåt. Prisvariationerna kommer att drivas mer av själva oljecykeln än av politiken. Det vill säga att kostnadskurvan kommer, liksom under den innevarande oljecykeln, att vara mer badkarslik än vad den varit under de första fyra cyklarna.

5.4.3 IEA: s prisantaganden är rimliga

IEA utgår i sin WEO 2005 från att oljepriset skall stiga från 36 \$ 2010 till 37 \$ 2020 för att 2030 stanna på nivån 39 \$⁶⁰. De bedömningar som IEA gör ligger i det övre intervallet av priskurvan 30 till 40 \$/fat som redovisades i resonemanget

⁵⁷ Man skall inte överdriva betydelsen av att NOC ökar sina andelar på IOC bekostnad. Även om Kina skaffar ett ägande till oljefält i Centralasien så kommer fortfarande oljan både att utvinnas och konsumeras. Skillnaden är att kanaliseras direkt till Kina och inte via det internationella handelssystemet. I längden kan inte Kina räkna med att få tillgång till oljan till ett lägre pris än världsmarknadspriset. Det är i huvudsak endast under en knapphetsituation som ett ägarmässigt kontrollerat flöde ger fördelar.

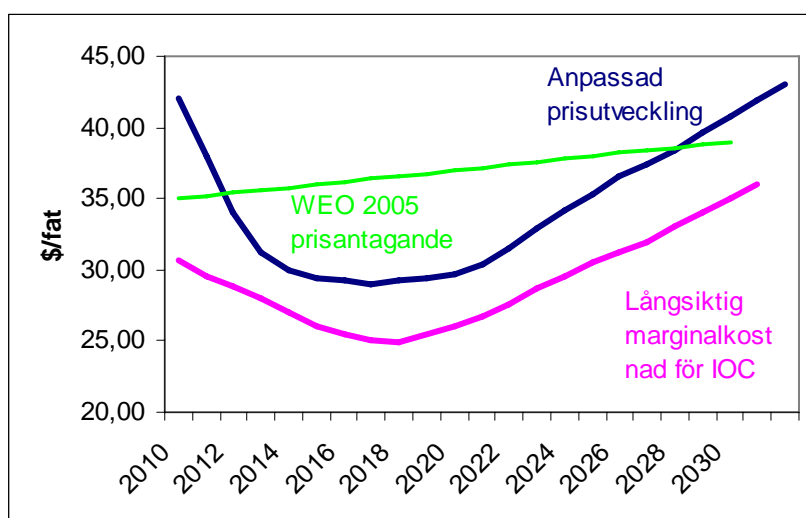
⁵⁸ Det finns dock andra som har en mycket positiv syn. Cera antar att det är möjligt att utvinna de volymer som är aktuella till en kostnad under 20 \$:

⁵⁹ en relativt allmän och spridd uppfattning är att oljepriset under 2005 och hittills under 2006 är att den geopolitiska oron ökat oljepriset med mellan 5 till 10 \$. Kuwaits oljeminister Sheijk Ahmad al-Fahd al Sabah angav t.ex, enligt Financial Times 2006-03-08, att den geopolitiska oron medför en prisökning på mellan 5 till 8 \$/fat.

⁶⁰ IEA redovisar inte hur och i vilken takt priset skall anpassas från nivån 55 \$ 2005 ner till 36 \$ 2010.

ovan. IEA argumenterar implicit för ett linjärt långsiktigt stigande oljepris. Det förefaller knappast troligt att priset skulle stiga linjärt. Sannolikt får vi se långsamt fallande marginalkostnader allt eftersom tekniken utvecklas, men i takt med att industrin tvingas bearbeta mer svårtillgängliga fyndigheter stiger marginalkostnaden på nytt. Marknadpriset kommer att spegla marginalkostnaden men i övergången från den knapphetsprissättning som nu gäller kommer utbudet att öka snabbare än efterfrågan och vi får ett snabbare prisfall. I slutet av perioden så uppstår på nytt svårigheter att öka utvinningen lika snabbt som efterfrågan och priset kommer att stiga snabbare än marginalkostnaden.

Figur 19 Oljepriset fram till 2030. (Illustration ingen prisprognos)



Källa: Bearbetning av uppgifter från IEA, WEO 2005 och IEA, Resources to Reserves anpassade till den antagna politiken och därur följande prisantaganden.

5.4.4 Övriga prisscenarios

Ovan har redovisats en form av ett bästa scenario; hög säkerhet och överblickbarhet kombinerat med konkurrens och rimliga priser. Scenariot är fullt möjligt, men det förutsätter att IOC tidigt och målmedvetet investerar i att öka utvinningen av olja i politiskt säkra regioner, arktisk olja, ”off shore” och i utvinning av olja ur tjärsand. Väljer oljebolagen en annan strategi eller om investeringarna försenas, eller om OPEC ensam eller i samarbete med andra producentländer försvarar en högre prisnivå så blir det ett annat utfall. Det mest sannolika i sådana scenarier är att marknaden blir mer volatil och med högre genomsnittspriser än de som angetts ovan. Men det finns också en möjlighet att konstruera scenarier som leder till visserligen mer volatila priser men i genomsnitt på en lägre nivå än de som IEA utgått från.

Avsikten är inte att göra en fullständig genomgång av olika scenarier utan mer att visa att IEA:s prisantaganden är försvarbara och rimliga. Givet de stora

osäkerheter som finns måste man vara medveten om att priserna kan röra sig i ett spann mellan ca 30 upp till 60 \$/fat, där sannolikheten är större att priset ligger över 35 \$ än att den ligger under denna nivå. Sannolikheten för genomsnittspriser under längre perioder i närheten av 60 \$/fat är dock mer begränsad.

5.5 Sammanfattning och slutsatser

Det finns goda förutsättningar för lägre oljepriser än dagens priser på ca 60 \$/fat under den kommande oljecykeln. Men sannolikheten för en fri och helt konkurrensutsatt oljemarknad är små. Den politiska instabiliteten och det växande geopolitiska intresset där allt fler stater vill säkra sin resursbas talar för en fortsatt marknadsmakt och en ökad politisk styrning.

Der finns anledning att utgå från att oljepriset kommer att ligga väsentligt över den nivå som gällt under perioden 1980 till och med 2005. Men samtidigt är dagens oljepriser över 60 \$/fat långsiktigt ohållbara. Ett prisintervall på mellan 30 till 40\$/fat, d.v.s. den nivå som IEA utgår från förefaller vara rimlig.

Utvecklingen är dock långt ifrån självklar. Om den går i den riktningen att oljebolagen investerar i ny, politisk säker men ekonomisk dyr utvinning åstadkoms en hög grad av säkerhet och stabilitet men på bekostnad av ett högre pris. Andra strategier är möjliga, samtliga torde dock innebära ett större risktagande. Denna risk kommer säkerligen att slå igenom i form av en högre prisvolatilitet. Risken för att priserna i genomsnitt blir högre än vad som har förutsatts i IEA WEO 2005 är påtaglig.

Politisk händelseutveckling som begränsar utvinning och investeringar kan snabbt förskjuta utbudskurvan till avsevärt högre nivåer. Den prisstrategi som OPEC har offentliggjort t.ex. innebär ett långsiktigt pris på 45 \$/fat. Det kan förutsättas att organisationen så länge som möjligt kommer att försvara den nivån som ett golvpris. De har onekligen förutsättningar att kunna göra detta om den politiska instabiliteten fortsätter och särskilt om den globala ekonomin fortsätter att utveckla sig starkt.

Ännu högre priser är möjliga, särskilt om IOC byter strategi och anpassar sig till en situation där de inte längre genom en stor egen utvinning kan påverka oljepriset. Rädslan för att bli utsatta för en prispress från OPEC, liknande den som skedde under slutet av 1980- talet, skulle kunna förmå IOC att avstå från investeringar i, jämfört med OPEC, högkostnadsoljor. I ett sådant perspektiv riskerar den internationella oljehandeln att allvarligt påverkas. En viss återgång till en handel baserad på avtal mellan länder kan i så fall förutses. I ett sådant scenario kan priserna mycket väl komma att stanna på dagens höga nivåer eller t.o.m. högre.

Det finns också scenarios som kan leda till lägre priser, om än inte i samma låga priser som i genomsnitt gällt under oljecykeln 1980 fram till idag. Det redovisade

referensscenariot är mest till för att dels visa att IEA:s prisantagande i sig är rimliga, men att de kan behöva anpassas till hur priserna kan bedömas utvecklas under hela oljecykeln.

Den stora prisrisken handlar inte om tillgången till olja i marken utan om tillgången till olja ovan marken. Den politiska händelseutvecklingen blir nu liksom tidigare avgörande för oljeprisets utveckling.

6 Produktmarknaden

6.1 Efterfrågan på produkter

Hittills har enbart råoljan och marknaden för råolja behandlats. Råolja är en insatsråvara inom framförallt energisektorn och den petrokemiska industrin, därutöver finns specialprodukter såsom asfalt, petroleumkoks, osv. De ur energisynpunkt intressanta produkterna är gas och övriga lätta fraktioner: bensin, nafta och fotogen och de s.k. mellandestillaten, som handlas under rubriken gasolja (lätt eldningsolja, flygfotogen och dieselolja), samt de tunga eldningsoljorna. Allt sedan energikriserna på 1970-talet så har det pågått en medveten strävan världen över att minska användningen av de tunga eldningsoljorna. Det snabbast växande området är mellandestillaten där framförallt efterfrågan på dieselbrännolja och flygfotogen ökar snabbast, följt av bensin.

Översatt i andra termer så har användningen av oljeprodukter för elgenerering och inom industriprocesser i stort sett varit konstant för IEA-länderna de senaste 20 åren. En viss ökning har skett utanför IEA-kretsen. Däremot har det skett en kraftig ökning av oljeanvändningen inom transportsektorn både inom och utanför IEA. Dessa trender är manifesterade och kommer av allt att döma fortsätta under överskådlig tid.

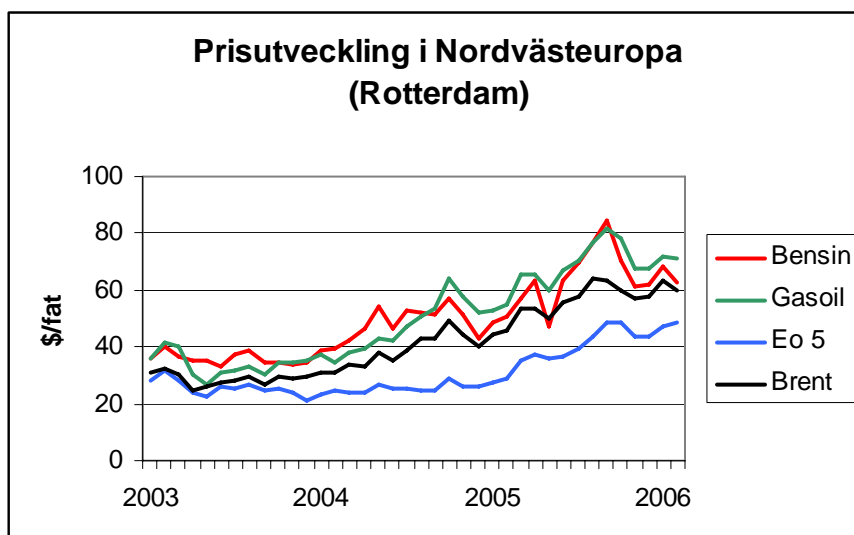
En ytterligare trend, som ännu inte är lika manifest, men som har haft betydelse för produktmarknaden och dess utveckling under den senaste 10-årsperioden är att den tidigare tydliga indelningen i vinter- och sommarsäsong har minskat. Det är flera faktorer som samverkat. För det första eftersom användningen av drivmedel ökar och användningen av eldningsolja stagnerar blir det inte en lika tydlig uppdelning mellan eldningsäsongen på vinterhalvåret och bilsäsongen under sommarhalvåret. Dessutom finns en trend framförallt i USA att bilsäsongen förlängs. Traditionellt har bilåkningen i USA minskat från Thanksgiving-helgen fram till första veckan i april. Men under senare år, framförallt efter 11 september-attacken, har bilåkningen markant ökat under vintersäsongen. Samtidigt har, möjligen ännu så länge slumpmässigt, eldningsäsongen i antingen Europa eller USA börjat tidigare på året alternativt fortsatt längre på våren. Ofta sammanfaller väderlekstypen över hela norra halvklotet. Särskilt under vintrar där köldperioden blir längre än normalt är behovet av eldningsolja fortfarande högt när bensinförbrukningen skjuter fart. Dessa år kan raffinaderierna få problem att försörja båda marknaderna vilket avspeglas i högre produktpriser.

En konsekvens är att de säsongsmässiga prisvariationerna inte längre är lika påtagliga. Fortfarande är handelspriserna för bensin och diesel högre under sommarhalvåret än under halvåret och på motsvarande sätt är priset på eldningsolja högre under vinterhalvåret än under sommarhalvåret. Men

framförallt under övergången från den ena till den andra säsongen kan det uppstå knapphet som driver priserna kraftigt. Produktpriserna är nu mer känsliga för tillgången på raffinaderikapacitet än för priset på råolja.

I figuren nedan så visas prisutvecklingen för de tre stora produkterna bensin, gasoil och tung eldningsolja.

Figur 20 Spotpriser för oljeprodukter i Nordvästeuropa.



Källa: IEA OMR

Trenderna framgår tydligt. Priset på eldningsolja utvecklas betydligt långsammare än råoljepriset. Såväl bensin som gasoil följer råoljepriset men det syns även en säsongsvariation, som innebär att bensin- och dieselprierna sjunker något under perioden november till mars för att sedan öka. Men det framgår också tydligt att prisutvecklingen under hösten 2005 inte primärt drevs av brist på råolja utan på raffineringsskapacitet.

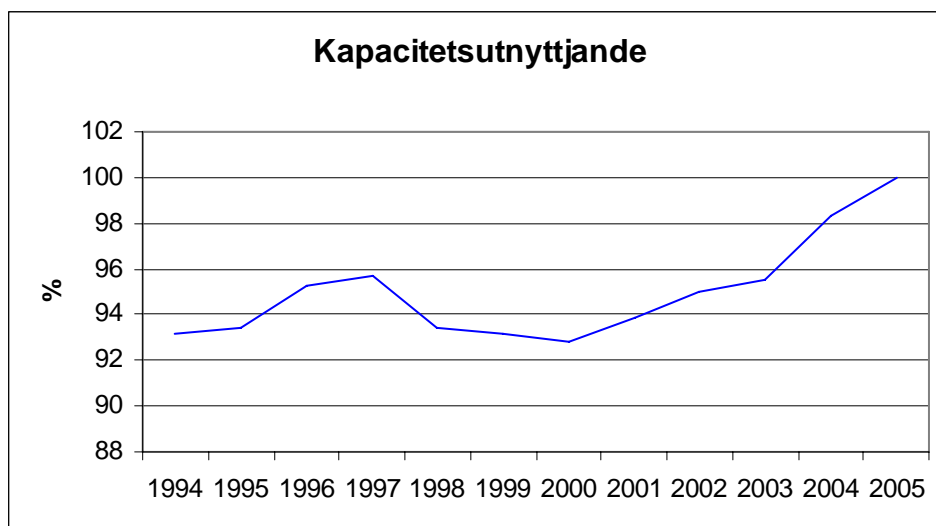
6.2 Raffinering ⁶¹

Totalt fanns 666 raffinaderier i drift i slutet av år 2005. Deras sammanlagda kapacitet att raffinera råolja var 85,1 mbd. Efterfrågan på produkter uppgick samma år till 83,3 mbd. Det innebär ett kapacitetsutnyttjande på 98 %. Men i praktiken fanns inga marginaler alls. Raffinaderikapaciteten i inledningen av år 2005 var 82,4 mbd. En betydande kapacitet var under året otillgänglig på grund av bränder och orkaner. Under en del av hösten var t.ex. 4,9 mbd raffineringsskapacitet runt Mexikanska golfen utslagen på grund av orkanerna Katrina och Rita. Givet så knappa marginaler utgör raffineringssektorn i sig en flaskhals som påverkar priset på oljeprodukter. Raffinaderimarginalerna har stigit under en längre tid och de var rekordhög under hösten 2005, vilket kan kopplas till raffinaderisituationen.

⁶¹ Hela avsnittet Raffinering bygger på statistiskt underlag från Oil & Gas Journal

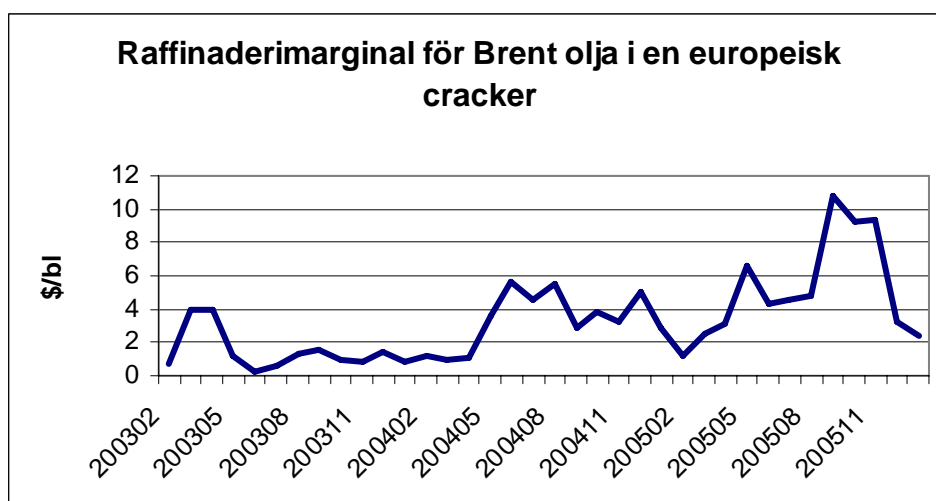
I figurerna nedan visas dels kapacitetsutnyttjandet av befintlig kapacitet och raffinaderimarginaler.

Figur 21 Kapacitetsutnyttjandet av raffinaderierna⁶²



Källa Oil & Gas Journal

Figur 22 Utvecklingen av raffinaderimarginalerna i Nordvästeuropa



Källa: IEA OMR

Att raffinaderimarginalerna föll tillbaka så kraftigt i slutet av året förklaras av två faktorer, dels återkom successivt kapacitet i Mexikanska golfen, dels byggdes flaskhalsar bort och kapacitet kunde successivt ökas under året, vilket ledde till en viss överkapacitet de sista månaderna under året. Raffinaderimarknaden är mycket

⁶² Beräkningen utgår från den angivna kapaciteten vid inledningen av varje år. Genom "capacity creep" tillkommer ytterligare kapacitet under året, varför det faktiska kapacitetsutnyttjandet inte är lika högt som diagrammet antyder.

priskänslig. Även måttliga förskjutningar av utbuds- och efterfrågekurvorna får stora konsekvenser.

Raffinaderiverksamheten kan inte enbart mätas utifrån sin uppgivna kapacitet. Det finns och har alltid funnit ett stort antal nedlagda eller malpåseförlagda raffinaderier som kan utnyttjas som reservraffinaderier. Totalt fanns under 2005 mer än 300 sådana raffinaderier med en sammanlagd kapacitet på 7,5 mbd. Många av dessa är mycket små och vissa av dem har inte varit i drift sedan 1980 talet. Men fortfarande finns en betydande raffinaderikapacitet som kan, efter längre eller kortare tid, tas i drift.

Det finns en obalans mellan regionerna som framgår av nedanstående diagram. Detta medför en omfattande logistisk planering där oljeprodukter transporteras från underskotts- till överskottsområden.

Tabell 5 Raffinaderisituationen 2005

	Antal raffinaderier	Kapacitet mbd	Förbrukning mbd
Nordamerika	159	20,17	25,5
Asien exkl. Mellanöstern	154	20,16	23,8
EU	111	15,1	15,6
Mellanöstern	43	6,4	5,9
Ryssland	41	5,4	2,6
Afrika	46	3,2	2,9
Sydamerika	47	4,5	5,0
Övriga världen	65	10,2	2,1
Summa	666	85,13	83,3
Varav OPEC	63	9,3	

Källa: Oil & Gas journal, OMR

Den asiatiska marknaden har i många år fungerat som ”swing refiner”. Men även här är överskotten numera borta som framgår av tabellen nedan.

Tabell 6 Raffinaderisituationen i Asien

Land	Antal raffinaderier	Kapacitet mbd	Förbrukning mbd
Kina	56	4,7	6,6
Indien	17	2,3	2,6
Japan	32	4,7	5,4
Övriga Asien	49	8,5	9,2

Källa: Oil & Gas journal, OMR

6.3 Tekniken har betydelse

Det finns olika slags raffinaderier. Flertalet producerar bränsle. Men det finns även raffinaderier som är inriktade på t.ex. asfaltutvinning. Konfigurationen av

raffinaderierna är viktig. De första raffinaderierna utgick från en enkel process där råoljans olika fraktioner avskildes genom destillation. Den mängd gasol, bensin, gasolja, eldningsolja och restprodukter som asfalt och petroleumkoks som kunde produceras bestämdes av råoljans kvalitet. Ju lättare råolja dess mer lätta fraktioner och omvänt för tunga råoljor.

Men efterhand har tekniken utvecklats, genom att utsätta råoljan för tryck och värme kan molekylstrukturen i kolvätena förändras. En given mängd råolja av en viss kvalitet kan därför beroende på raffinaderiets konfiguration ge ett mycket varierande utbyte av produkter. Ofta skiljer man mellan två tekniker "hydroskimning" och "cracking". Hydroskimning är raffinaderier baserade på äldre teknik och med små möjligheter att variera produktutbytet av en given råolja. Cracking innebär å den andra sidan att produktutbytet kan varieras utgående från efterfrågan och därmed prisbilden.

Den manifesta trenden de senaste 15 till 20 åren är att efterfrågan är högst för mellandestillaten, det som kallas för gasoil, under det att intresset för tunga eldningsolja, numera kallade residual oil är så lågt att priset som regel inte täcker raffinaderikostnaden. Om man så vill är mervärdet negativt.

Utifrån detta skulle man lätt kunna dra slutsatsen att alla raffinaderier är konfigurerade för mer eller mindre avancerad "cracking". Men så är inte fallet, många raffinaderier, särskilt i Europa är fortfarande av typ hydroskimning. Även om utvecklingen går starkt mot "cracking".

Det finns två huvudförklaringar för varför det uppstått en teknisk skillnad mellan framförallt USA och EU. Den första förklaringen är att Europa under en lång följd av år haft bättre tillgång till lätta råoljor än USA.

Den andra förklaringen är främst skillnader i politik mellan USA och EU. USA var tidigt ute med kraven på sin "reformed gasoline". Den tekniska specifikationen för att klara kravet på blyfrihet och oktantal gav en fördel för cookers och crackers jämfört med hydroskimning. Europa och EU har efterhand skärpt kraven på framförallt svavelhalter i oljeprodukter avsevärt mer än vad USA har gjort. Detta medförde relativt sett en fördel i att använda lätta råoljor med lågt svavelinnehåll, i stället för att investera i crackers och dyra anordningar för avsvavling. Detta trots att prisrabatten för tunga svavelrika råoljor tidvis har varit betydande.

Denna teknisk skillnad har fått en allt större logistisk betydelse. USA är med sin mer utbyggda cooking och cracking en överskottsmarknad av gasoil, dvs. diesel och lätt eldningsolja. Europa har blivit ett underskottsområde för diesel, på grund av satsningen på dieseldrivna personbilar, samtidigt finns ett växande överskott av bensin. Handeln mellan USA och Europa med färdiga produkter växer därför. Det amerikanska bensinunderskottet täcks av europeiska raffinaderier och tvärtom täcker amerikanska raffinaderier det växande europeiska dieselunderskottet.

Skillnaderna i raffinaderiernas konfiguration fick en stor betydelse under 2005 när raffinaderikapaciteten var som mest ansträngd. De relativt sett mindre lönsamma anläggningarna för hydroskimning, som normalt inte utnyttjas till sin fulla kapacitet fick arbeta för fullt för att täcka marknadens behov av bensin och diesel. Men eftersom dessa raffinaderier ger ett sämre produktutbyte av just bensin och diesel innebär det att de för att producera en given mängd bensin fick använda sig av mer råolja än vad som används i en cracker. Samtidigt var tillgången på lätta råoljor begränsad varför anläggningarna för hydroskimning ökad utsträckning fick använda tyngre råoljor än normalt. Detta medförde att efterfrågan på råolja totalt blev större än vad som annars skulle ha varit fallet.

Det finns oro för att detta skall bli en manifest trend så länge raffinaderisektorn utgör en flaskhals. Skall man utgå från erfarenheterna hittills så kommer denna flaskhals troligen inte att kunna bli bestående. I takt med att crackers ökar sin konkurrensförmåga så kommer industrin att öka sin konverteringstakt från hydroskimning till cracking.

6.3.1 Raffinaderier är inga givna storheter

Under de senaste 25 åren har i princip inga nya raffinaderier byggts i Nordamerika eller Europa. Ett antal stora raffinaderier har tillkommit i Asien och i Mellanöstern. Av världens 20 största raffinaderier ligger 7 stycken i Asien, 4 i Nordamerika, 4 i Mellanöstern och övriga jämnt spridda över världen

Industrin har tills för några år sedan kännetecknats av överkapacitet och låga marginaler. Detta har lett till en omfattande omstrukturering. Antalet oberoende raffinaderier har minskat. Branschen kontrolleras av IOC och olika nationella bolag. Men fortfarande finns legoraffinaderier. I knapphetssituationer sådana som hösten 2005 kan de oberoende raffinaderierna tjäna in pengar som täcker förlustdrift under flera år.

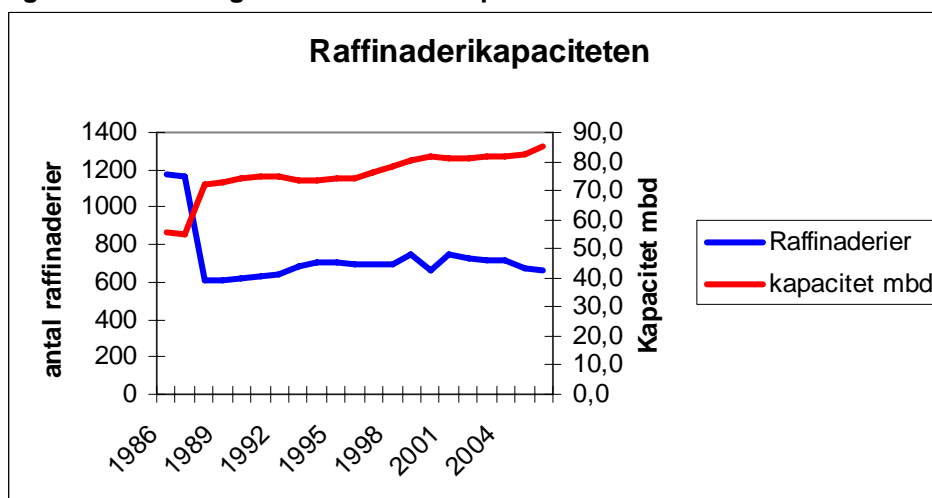
Det finns några grundförutsättningar för raffinaderiverksamhet som måste förklaras för att utvecklingen inom sektorn skall kunna förstås.

För det första är raffinaderiverksamhet en teknik- och kapitalintensiv verksamhet. Det är detta fenomen som gör den priskänslig för förskjutningar i utbuds- och efterfrågekurvor.

För det andra är det i praktiken nästan omöjligt att i Nordamerika eller i Europa att få tillstånd att bygga ett nytt raffinaderi.

För det tredje är det förknippat med extrema kostnader att lägga ned ett raffinaderi. Kostnaden för sanering och återställning av marken motsvaras mycket sällan av det faktiska markvärdet.

Figur 23 Utvecklingen av raffinaderikapaciteten och antalet raffinaderier



Källa: Oil & Gas Journal

Detta innebär att kostnadseffektivitet kan i praktiken endast åstadkommas genom att bygga ut och bygga bort interna flödeshalsar. Nya processteg integreras och kapaciteten byggs kontinuerligt ut. Detta går under benämningen ”capacity creep” och innebär att i genomsnitt ökar kapaciteten med någon eller några procent varje år. I begreppet ligger även andra åtgärder som ökar utnyttjandegraden. Modern teknik innebär t.ex. att raffinaderierna har blivit mycket flexibla när det gäller att snabbt ställa om från en råolja till en annan, men också i förmågan att ställa om från att producera en viss produkt till en annan. Sådana omställningar kunde med 1960- och 1970- teknik ta flera veckor och utvinningen kunde ligga nere i dagar och veckor för att mekaniskt bygga om och anpassa olika processteg. Processtyrningen är numera datoriserad och en omställning från en kvalitet till en annan kan oftast genomföras under pågående produktion. De årliga underhållsintervallerna har strömlinjeformats och innebär betydligt kortare produktionsavbrott än tidigare. Säkerheten har ökat vilket innebär att frekvensen av bränder och explosioner har minskat. Tillsammans har detta medfört att kapaciteten har kunnat byggas ut i jämna steg med efterfrågan utan investeringar i nya raffinaderier.

För åtminstone Nordamerika och Europa är det antagligen en nödvändig förutsättning att raffinaderierna kan bygga ut sin kapacitet genom investeringar i befintliga raffinaderier. Möjligheterna att få tillstånd till ett nytt raffinaderi är inte särskilt gynnsamma.

Här ligger förklaringen till varför att antalet avställda raffinaderier är så högt. Så länge ägaren har tillstånd att bedriva raffinaderiverksamhet, så kan ett sådant raffinaderi tas i drift, även om det kräver mycket stora investeringar. Värdet i dessa avställda raffinaderier ligger inte i de tekniska installationerna, de är ofta helt värdelösa, inte heller i tomtvärdet, utan just i rätten att kunna använda marken för raffinaderiverksamhet. Men över tiden begränsas även möjligheterna att bygga

ut befintliga raffinaderier. Anläggningar som för 30 år sedan låg långt från bebyggelse och annan verksamhet blir med tiden allt mer kringbyggda, vilket begränsar möjligheterna till fortsatt expansion.

Rimligt att döma kommer möjligheterna att svara mot en växande efterfrågan enbart genom "capacity creep" att avta över tiden. Det finns anledning att misstänka att nyinvesteringar i ny raffinaderiutvinning även i fortsättningen kommer att styras till Asien, med möjliga investeringar i anslutning till utvinningsområden i Mellanöstern och i Afrika. Detta får i så fall även implikationer och konsekvenser för tankemarknaden.

6.3.2 Sammanfattning och slutsatser

Trenden mot en ökad användning av bränslen för transporter och en minskad användning av eldningsolja för uppvärmning, ångproduktion inklusive elgenerering kommer av allt att döma att fortsätta. Detta ställer fortsatt tryck på raffinaderiindustrin att bygga ut kapacitet för cracking och bygga bort falskhalsar för att kunna öka produktuttaget. En ytterligare press har redan påbörjats i och med att balansen mellan lätta och tunga råolja successivt försämras till förmån för tunga råolja. En rimlig slutsats torde vara att raffinaderikapaciteten kommer att utgöra en trång sektor så länge efterfrågan på olja ökar i samma takt som "capacity creep". Men om de i tidigare avsnitt redovisade investeringarna i "gas to liquid" realiserar kommer stora mängder dieselloja att släppas ut på marknaden. Behovet av kapacitet för att tillverka diesel ur råolja kommer därmed att begränsas.

Akronymer och begrepp mm.

Egna använda begrepp

Etablissemanget. Med detta avses de organisationer, företag m.m. som är av den uppfattningen att tillgången på olja inte är någon gränssättande resurs inom överblickbar tid. Hit hör bland annat IEA, USGS, de internationella oljebolagen, de internationella servicebolagen.

Peak Oil. Den grupp av geologer, vetenskapsmän m.fl. som hävdar att oljeutvinningen har nått eller inom några få år kommer att nå en topp varefter den långsamt kommer att minska. Denna grupp arbetar i ett aktivt nätverk. Mer information om denna grupp finns framförallt på www.peakoil.net.

Vanliga internationella begrepp och förkortningar

API	American Petroleum Institute. En organisation för främst stora integrerade amerikanska oljebolag. API har och spelar bland annat en viktig roll som standardiseringsorgan.
ASPO	Association for the Study of the Peak Oil & Gas. En paraplyorganisation ledd av professor Kjell Aleklett för den grupp som hävdar att utvinningen av olja och gas har passerat eller inom kort kommer att passera sin topp.
EOR	Enhanced oil recovery. Teknik för att kunna utvinna mer olja ur ett givet oljefält. Tekniken möjliggör även att återuppta utvinningen i tidigare övergivna fält.
Gasoil	Kallas även ibland destilat. Den basolja som används till dieselloolja, flygfotogen och villaeldningsolja.
GTL	Gas to Liquids. Syntetiskt framställda drivmedel ur naturgas, kol eller biobränsle.
IEA	International Energy Agency Organisationen har 26 medlemsländer från OECD. Medlemsländerna står för ungefär 60 % av den globala oljeförbrukningen
IEF	International Energy Forum. Samarbetsorgan mellan IEA och OPEC. Organisationen har ett permanent sekretariat i Riyadh

IOC	International Oil Companies. Begreppet är något vagt men vanligen brukar avses icke statliga bolag som är representerade i flera länder och världsdelar och som arbetar i varje del av oljans värdekedja på strikt kommersiella villkor.
JODI	Joint Oil Data Initiative. En samverkan mellan bland annat IEA och OPEC för att förbättra statistik kvaliteten i data om utvinning, förbrukning och lager
mbd	Miljoner fat olja per dag
NOC	National Oil Companies. Härmed avses statligt ägda bolag som antingen på respektive regerings uppdrag utvinner olja för export t.ex. Aramco och PdVSA eller bolag som på regeringens uppdrag ombesörjer försörjning av hemmamarknaden t.ex. CNOOC eller JNOC.
OMR	Oil Market Report. IEA: s månatliga redovisning över utbud, efterfrågan priser och lager.
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries. Medlemmar är Algeriet, Indonesien Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Qatar, Saudiarabien, Förenade arabemiraten och Venezuela. Kartellen kontrollerar ungefär 40 % av världens oljeutvinning och nästan 75 % av de fastställda oljereserverna.
PSA	Production Sharing Agreement. Ett avtal mellan oljeproducerande länder och internationella bolag som reglerar villkor mm. för utvinning av olja och gas. Denna form har alltmer kommit att ersätta tidigare koncessioner. Ett PSA stärker det nationella inflytandet över utvinning och investeringar
Residual oil	Den tyngsta flytande oljefraktionen som används som eldningsolja.
SEC	Securities and Exchange Commission. Den amerikanska finansinspektionen.
SPE	Society for Petroleum Engineers.
toe	ton oljeekvivalenter.
USdoe	Energidepartementet I USA

USGS	US Geological Survey. Ungefär motsvarande Sveriges geologiska undersökningar.
WEC	World Energy Council. En internationell industriell lobbyorganisation, från början grundad av företrädare för elproducenterna, med syfte att öka tillgången på kommersiell energi i utvecklingsländerna.
WEO	World Energy Outlook. En årligen utkommande publikation av IEA. Innehållande lägesbeskrivningar, analyser och prognoser över världens energifrågor.
WPC	World Petroleum Congress. En lobby- och samarbetsorganisation för den internationella oljeindustrin.
WTO	World Trade Organisation.

Litteraturförteckning

- Arnot R Skinner R: The oil supply and Demand Context for Security of Supply to the EU from the CGG Countries. Kuwait city, 2005.
- Browne J: advancing Technology: Growing Global Needs. Anförande WEC congress 1998, Houston
- BP Statistical Review of World Energy, www.bp.com.
- Campbell, Laherrere: End of Cheap Oil. American Scientific. March 1998
- EU commission: Towards a European strategy for the security of energy supply. Bryssel, 2000.
- Cera. Upstream oil service. www.cera.com.
- Deffeyes Kenneth S: Hubbert's Peak -The Impending World Oil Shortage. Princeton, 2001.
- Financial Times. Artiklar, kommentarer och intervjuer de senaste 3 åren
- Hirsch R: Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation & Risk Management. "005
- IEA. Oil Market Report, en månadsrapport över utbud, efterfrågan, lager och priser på olja och oljeprodukter. www.iea.org.
- IEA. Resources to Reserves, OECD/IEA, 2005
- IEA. Minnesanteckningar m.m. från sammanträden och konferenser med Standing Group on the Oil Market (SOM)
- IEA. World Energy Outlook (årgångarna 2001, 2003, 2004 och 2005).
- Knapp D. Competitiveness Relative to Conventional Oil, IEA conference on non conventional oil, Alberta, November 2002.
- Mitchell John: Producer- consumer dialogue, Chatham house, London, 2006
- Mitchell John: Petroleum Reserves in Question, 2004, Chatham House
- Odell P. Oil and Gas: Crises and Controversies 1961-2000, Volume1: Global Issues, Rotterdam, 2001.
- Oil&Gas Journal. Online Research Center. Historical Worldwide Refinery Surveys, CD, 2006
- OPEC: Annual Statistical Bulletin 2004
- Peak Oil. www.peak.oil.net.
- Rutledge Ian. Addicted to oil –Americas Relentless Drive for Energy Security. New York, 2005.
- Simmons Matthew R. Twilight in the Desert. New Jersey, 2005.
- Yergin D. The Prize -The Epic Quest for Oil, Money and Power. New York, 1990.