

Petrolio: uno sguardo al picco

di Michael C. Lynch

I teorici del picco petrolifero impiegano fondamentalmente due metodi per modellare le scoperte e la produzione di petrolio in modo formale: l'uso dei dati di produzione per predire la produzione e le risorse, e l'uso dei dati sulla scoperta di nuovi campi per predire le scoperte, la produzione e le risorse. Sebbene vi siano lievi differenze, queste due categorie generali sono utili per capirne i metodi e i limiti. Quel che soprattutto hanno in comune è di affidarsi all'interpolazione di curve sui dati storici anziché adottare strumenti più sofisticati: nessuno dei due sistemi prende in considerazione gli investimenti o le perforazioni come precursori della scoperta o della produzione. In effetti, non vi sono variabili indipendenti: nulla guida i loro modelli.

Modelli di produzione

Il metodo originario di Hubbert cercava di modellare la produzione sulla base dello storico. Nel suo paper del 1956, M. King Hubbert interpolava la produzione di greggio negli Stati Uniti con una curva a campana, e – combinandola con le stime di tutto il petrolio recuperabile – proiettava l'esaurimento della produzione americana nel 2100. Il fatto che abbia saputo prevedere il picco della produzione americana ha portato un numero di altri modellatori ad adottare questo metodo per varie regioni – tra cui l'Alaska e la Russia – o per il mondo intero. Il più importante è Kenneth Deffeyes, ma anche altri come Korpela, Reynolds e Wattenberger l'hanno applicato.

L'argomento di fondo è che la produzione di petrolio segue naturalmente una curva a campana o una qualche sua variante e, data una stima delle risorse ultime e i dati sulla produzione storica, si può interpolare una curva che predica il picco di produzione nonché la produzione futura finché tutto il petrolio della regione non si sia esaurito. Questo ha consentito agli autori delle previsioni di produrre grafici davvero impressionanti, i quali mostrano un picco nel breve termine e poi un declino complessivo in quasi tutti i Paesi del mondo.

L'assunto di base è che tale metodo, se i dati sono sufficienti, possa essere utilizzato anche per stimare le risorse ultime recuperabili in una regione, cioè capire se la produzione stia cominciando a rallentare e soprattutto se abbia già raggiunto picco e stia declinando. E poiché i teorici del picco affermano che *la produzione raggiungerà il picco quando metà delle risorse ultime sono state prodotte*, anche stimare questa variabile può essere utile.

Michael C. Lynch è Presidente di Strategic Energy and Economic Research ed è ricercatore presso il Center for International Studies del Massachusetts Institute of Technology. Si è specializzato in Scienze Politiche presso lo stesso MIT ed è autore di numerosi studi relativi a energia e quadro internazionale, con particolare riferimento alle previsioni del mercato globale dell'energia, energia e sicurezza, strategie aziendali nel settore dell'energia e analisi dell'offerta di petrolio e gas.

Ha rivestito l'incarico di Capo-economista per il settore energia di DRI-WEFA, Inc., una delle più importanti società di consulenza economica e la carica di Presidente della United States Association for Energy Economics. Attualmente è Senior Fellow della stessa USAEE. I suoi studi sono stati pubblicati in lingua spagnola, araba, italiana, russa e giapponese oltre che in inglese. Lynch è membro della redazione di numerose pubblicazioni, tra le quali le riviste Energy Policy e Geopolitics of Energy.

Problemi teorici e pratici

Il problema principale sta nella completa assenza di una teoria che spieghi perché la produzione dovrebbe seguire una curva a campana. Lo stesso Hubbert, nel 1956, diceva di usare una curva a campana solo perché interpolava adeguatamente i dati americani, ma riconosceva che in realtà sarebbe stata possibile qualsiasi altra forma. In seguito, si affezionò all'idea che la curva a campana avesse solide basi scientifiche e che dunque non potesse essere modificata.¹

Sfortunatamente, le cose non stanno così. Intanto, le scoperte di nuovi giacimenti non seguono una curva a campana,² né lo fa la produzione. Inoltre, solo in pochissime regioni la produzione di petrolio segue una curva a campana. Per giunta, numerosi Paesi hanno avuto più di un picco, il che significa non solo che non seguono una curva a campana, ma che *il picco non si verifica quando metà delle risorse sono esaurite*.

Inizialmente Campbell e Laherrere sostenevano che la curva a campana fosse scientificamente determinata e che dipendesse dalla struttura geologica e che quindi fosse uno strumento affidabile sia per predire il picco produttivo che per stimare le risorse. Tuttavia, in seguito hanno abbandonato questa tesi, riconoscendone i difetti pur senza ammettere esplicitamente l'errore. Hanno quindi sostenuto che, poiché il picco produttivo si verifica a metà strada verso l'esaurimento delle risorse, tale fattore potesse essere utilizzato per stimare le risorse totali, ma in seguito sono stati costretti ad ammettere che molti Paesi avevano diversi picchi. Da ultimo, hanno accettato che la produzione storica non poteva essere usata per modellare le risorse avvalendosi di una curva a campana o desumendo l'ammontare delle risorse a partire dal picco.

Una lista di Paesi che seguono una curva a campana, sulla base delle cifre offerte da Jean Laherrere (dal libro del 2003 curato da Campbell). In effetti, appena un quinto di tutti i Paesi sembrano seguire una curva a campana. Si potrebbe affermare che, in assenza di interventi politici nelle fasi di esplorazione e produzione, qualcosa di simile a una curva a campana potrebbe essere la norma, e invero quello che forse è l'esempio più vicino a un libero mercato, lo stato del Texas, segue abbastanza da vicino una curva a campana e sembra conformarsi abbastanza bene alla predizione di Hubbert del 1956 (Figura 1). Sfortunatamente, perfino negli Usa è raro poter effettuare perforazioni senza restrizioni, mentre altrove è virtualmente impossibile, il che rende inutile questo metodo.

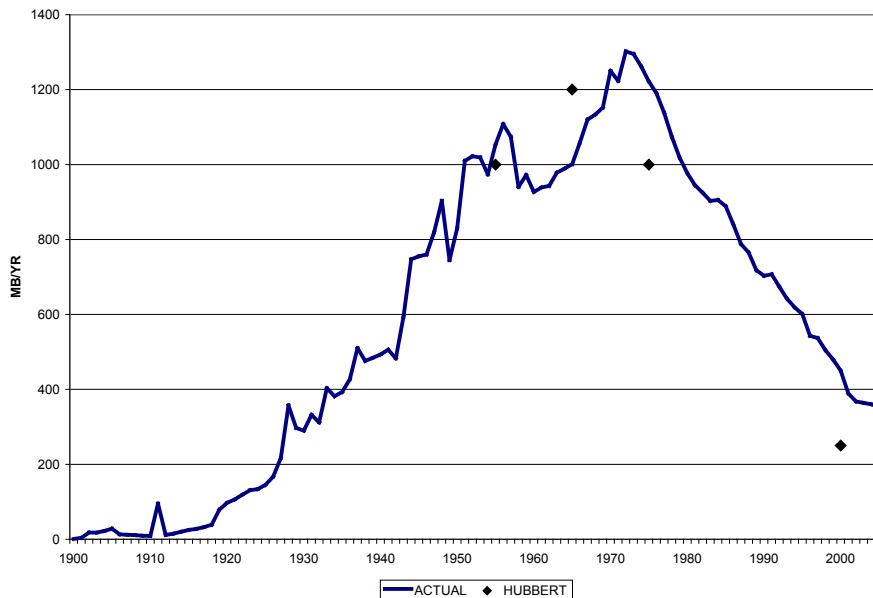
Deffeyes: La legge dei grandi numeri

Il lavoro del professor Kenneth Deffeyes occupa un posto di rilievo in questo dibattito, tanto da essere stato ripreso in giornali di grande diffusione come *Newsweek*. Il suo *background* di docente di geologia all'università di Princeton naturalmente fornisce alle sue affermazioni un certo peso. Tuttavia, un'attenta lettura dei suoi due libri sul tema mostra che non riguardano principalmente la previsione dell'offerta di petrolio, ma trattano soprattutto informazioni sull'industria petrolifera e (nel secondo libro) speculazioni sulla natura del mondo all'indomani del picco.

I suoi commenti sul campo saudita di Ghawar sono un buon esempio: “una piccola porzione del giacimento era di dolomite, ma la maggior parte risultò essere una formazione calcarea a “fecal-pellets”. Dovetti tornare a casa quella sera e spiegare alla mia famiglia che la roccia serbatoio nel giacimento petrolifero più grande del mondo era fatta di cacca”. Sebbene questa informazione tecnica aiuti a stabilire le sue credenziali come geologo petrolifero, e sia un aneddoto stupefacente, egli non spiega cosa ciò significhi per la produzione di quel campo, o perché determini un cambiamento nelle

FIGURA 1

Produzione di petrolio in Texas



Si noti che il recente appiattimento della produzione potrebbe essere un'anomalia di breve termine, ma potrebbe anche rappresentare la combinazione tra alti prezzi e nuove tecnologie che consentono un maggiore tasso di recupero dai campi esistenti.

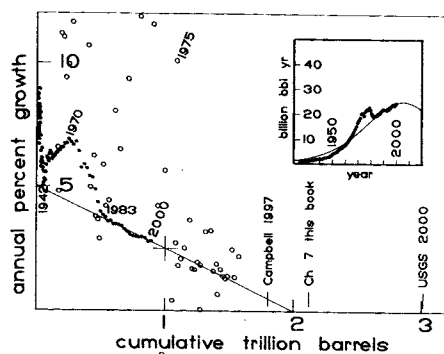
aspettative del profilo produttivo, dato che quel campo è *sempre* stato di caccia di dinosauro.

Che egli sia un professore in un'importante università mette in ombra il fatto che il suo argomento si basi su quasi nessuna ricerca. Nel suo primo libro, egli fa essenzialmente due osservazioni che possono essere considerate quantitative: le dimensioni delle scoperte calano e la produzione sembra seguire un trend che può essere estrapolato (Figura 2). Da ciò, egli conclude che il picco nella produzione petrolifera può essere predetto *con la precisione di un paio di settimane*.

Un'osservazione abbastanza semplice del trend delle scoperte solleva la questione di come lo si possa considerare definitivo visto che la linea in tendenza chiaramente

FIGURA 2

Il "modello" Deffeyes



World oil production (solid circles) and discoveries (open circles) are consistent with a straight-line trend after 1983. The line starts at 5 percent and ends with 2 trillion barrels of production. Warning: I have removed abrupt increases in reserves announced by some OPEC countries during the 1980s. Starting from the most recently completed production year (2000), it will take about five years to reach the mathematical peak.

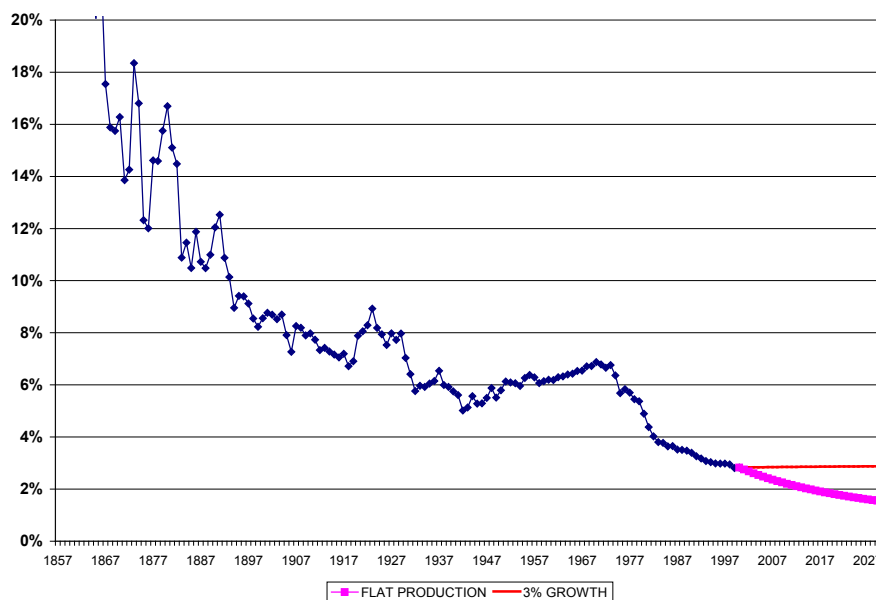
Fonte: Deffeyes (2001), p. 157.
I punti rappresentano la produzione storica, mentre i circoletti aperti sono le scoperte.

interpola i punti molto grossolanamente. (Si noti che egli non fornisce né la fonte dei dati né i risultati di alcuna analisi statistica impiegata per generare la linea di tendenza, ammesso che esista). È anche bizzarro che diverse grandi scoperte recenti non sembrano essere riportate nel grafico, anche se la scala (o la sua assenza) rende difficile esserne certi.

La domanda più ovvia sollevata dal grafico della produzione (Figura 2) è il fatto che *la curva non interpola i dati* sulla produzione petrolifera *per la maggior parte del periodo storico*, il che parrebbe violare l'argomento che il trend sia scientificamente determinato e quindi inalterabile. Le orbite dei pianeti non cambiano nel tempo senza qualche chiara interferenza; obbediscono sempre alle stesse leggi fisiche, non solo negli ultimi due decenni. Ma la realtà è che l'intera formulazione è invalida. Graficare la produzione contro la produzione cumulata *darà sempre luogo a una curva decrescente*. Man mano che il denominatore (la produzione cumulata) cresce, i valori della curva scenderanno a meno che il numeratore (la produzione) cresca più rapidamente. Anche se la produzione è costante, la curva scenderà nel tempo; e anche una produzione in crescita a un tasso costante restituirà una curva decrescente (Figura 3). Poiché l'attuale produzione petrolifera rappresenta circa il 3 per cento della produzione cumulata, qualunque crescita produttiva inferiore al 3 per cento restituirà un trend verso il basso.

FIGURA 3

Test del modello di Deffeyes

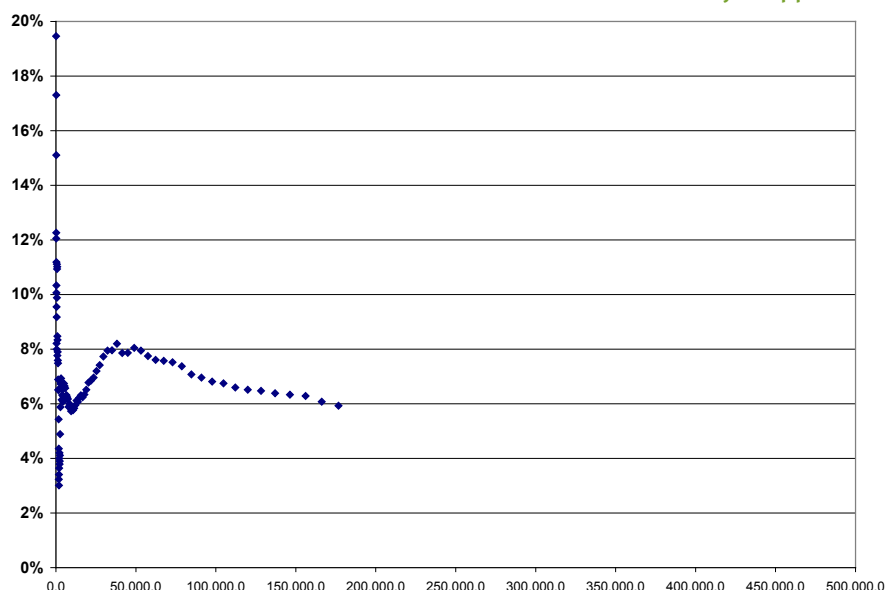


Analogamente, se viene divisa per la sua stessa sommatoria, quasi ogni variabile economica può essere graficata in modo da restituire una curva decrescente: la Figura 4 mostra il prodotto interno lordo americano modellato allo stesso modo in cui Deffeyes modella la produzione di petrolio, e mostra che il Pil ha raggiunto un picco e ora sta calando. In realtà, questo non dimostra nulla del genere, ma solo il fatto che la variabile p (produzione annua) cresce più lentamente di p divisa per p cumulata.

Ancora più imbarazzante, la stima di Deffeyes riguarda la domanda globale, dacché la produzione è effettivamente vincolata dalla quantità che i consumatori richiedono durante la maggior parte della storia di questa industria. Questo significa che Deffeyes

FIGURA 4

Il modello Deffeyes applicato al Pil americano



ha predetto un picco nella domanda di petrolio, non nella produzione. Si tratta dello stesso errore commesso da Hubbert quando tentò di modellare la produzione americana di gas naturale: poiché il mercato americano del gas è relativamente isolato, quando gli alti prezzi depresso la domanda nei primi anni Ottanta, le sue estrapolazioni restituirono una previsione che si rivelò assurdamente pessimistica.

Perfino un osservatore privo di conoscenze specifiche potrebbe meravigliarsi di come uno possa modellare qualcosa tanto complicato come la produzione petrolifera mondiale con una precisione di due settimane basandosi soltanto sulla produzione storica. La produzione globale, dopo tutto, riflette principalmente la domanda globale di petrolio e i molti fattori economici e politici che la guidano suggeriscono che sia un'equazione assai più complessa di quanto possa spiegare un modello a una sola variabile. E in verità, come abbiamo visto, il modello ricostruisce abbastanza male la produzione storica e sembra funzionare bene solo negli ultimi vent'anni. Quel che Deffeyes ha scoperto è che la domanda attuale è piccola in relazione alla produzione cumulata e non cresce più veloce del 3 per cento, o che lo è in relazione alla domanda cumulata.

Se non fosse per le variabili mancanti, non ci sarebbe alcuna variabile

“Ciò che fa infuriare i ‘cornucopiani’ è l’implicazione di Hubbert che nulla conta se non la frazione non ancora scoperta... La produzione petrolifera dipende linearmente dalla frazione di petrolio che deve ancora essere prodotta”

Deffeyes (2005), pp.39, 42)

Uno dei più gravi errori logici dei teorici del picco petrolifero è la convinzione che le scoperte e la produzione petrolifera dipendano dalla geologia e null'altro. Se ciò fosse vero, allora le leggi della geologia che governano la distribuzione dei campi petroliferi consentirebbero le sequenze di scoperte con equazioni che consentano di predire le scoperte future.

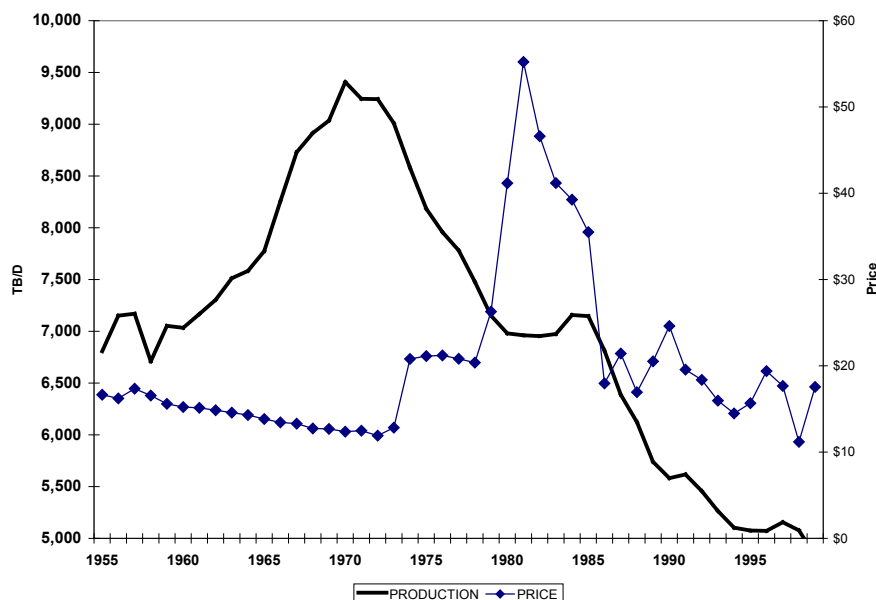
In particolare, esse rispondono ai modelli economici che si basano su un'offerta elastica al prezzo, laddove i cambiamenti di prezzo sono positivamente correlati coi

cambiamenti nell'offerta (sia pure con un ritardo temporale) ma le scoperte e gli investimenti non sono modellati esplicitamente. A quanto pare, i geologi come Campbell e Deffeyes sono offesi dall'idea che prezzi più alti possono far sì che il petrolio esista dove prima non c'era, essendo il loro tipico commento che "il petrolio o c'è oppure non c'è".

Per esempio, Deffeyes commenta: "una domanda a bruciapelo per quegli economisti che insistono che l'aumento dei prezzi del petrolio porterà nuove scoperte: come si chiamano gli anni Trenta? (La Grande depressione). Quant'era allora il prezzo del petrolio? (1 dollaro a barile; senza razionamento della produzione il prezzo di libero mercato sarebbe stato 10 centesimi a barile)" (Deffeyes 2001, pp.138-139). Campbell sottolinea che "il petrolio alla fin fine è controllato da eventi che hanno avuto luogo nel Giurassico e sono immuni dalla politica" (Campbell 2000) e che "le scoperte e l'esaurimento sono stabiliti rispettivamente da quel che la Natura ha da offrire e dalla fisica immutabile dei giacimenti" (Campbell 2002). E Bentley (2002, p.197), per esempio, critica Schollnberger (2001) dicendo: "questo paper ha delle serie debolezze. Le direttrici dei suoi argomenti sul petrolio sono: l'economia determina le riserve. (Ma guardate all'esperienza americana durante la 'frenesia petrolifera' seguita agli shock petroliferi, quando venne rinvenuto un po' di gas, ma ben poco petrolio)". In realtà, prima del 1980, la produzione di petrolio negli Stati Uniti continentali stava calando del 3 per cento all'anno, ma poi crebbe leggermente tra il 1980 e il 1985 (Figura 5).

FIGURA 5

Effetti dei prezzi sulla produzione americana nei primi anni Ottanta



Ma l'assunto che politica ed economia non continuo, caro ai teorici del picco, ha portato ad alcuni errori davvero bizzarri. Per esempio, Hubbert osservò il calo della produzione di gas naturale negli Usa ed estrapolò le risorse totali adattandole ad una curva a campana. Ebbene, il suo risultato era così basso che gli Stati Uniti hanno estratto una quantità di gas naturale ben superiore alla sua stima delle riserve complessive. Tale valore, pari a circa 34 mila miliardi di metri cubi, è stato raggiunto già nel 2000.

Analogamente, in seguito al disastro nel campo di Piper, Campbell ravvisò un calo della produzione inglese ed estrapolò tale valore nel futuro, con risultati assurdi (come

vedremo tra poco). Jean Laherrere fa un errore simile per quel che riguarda le scoperte quando estrapola nel futuro il ridotto tasso di scoperte recentemente verificatosi nel Medio Oriente, ignorando il fatto che l'esplorazione si è spostata dai maggiori produttori verso Paesi come l'Oman, la Siria e lo Yemen. Di fatto, la riduzione nel numero di nuove scoperte in Iran e Iraq durante la loro lunga guerra viene così interpretato come una questione di geologia. E un numero di teorici del picco petrolifero hanno erroneamente interpretato i cali stagionali della produzione (nel tardo 2000 e nel tardo 2005) come segnali che il picco di lungo termine era stato raggiunto.

In realtà nessun dato mostra il petrolio nel sottosuolo, ma piuttosto il *petrolio scoperto* nel sottosuolo, e le scoperte richiedono investimenti e spese, cioè soldi. Il prezzo del petrolio determina le somme che l'industria ha a disposizione per gli investimenti e un prezzo più alto significa che lo sfruttamento di alcuni depositi di petrolio, il quale non era economico alle quotazioni più basse, diviene profittevole e quindi può essere considerato una riserva – che, per definizione, prevede che la produzione debba essere economicamente proficua.

Qualcosa di losco in quelle curve

“La legge di Zipf è un po' grossolana per i 15 maggiori campi petroliferi; i più grandi giacimenti del mondo non sono abbastanza grandi. Dal campo numero 18 al numero 500, la legge di Zipf funziona molto bene... La legge di Zipf sembra dirci che possiamo estendere l'offerta di petrolio di 22 anni semplicemente utilizzando campi grandi un decimo di quelli attuali. Solo un economista potrebbe trovare attraente questa conclusione”

Deffeyes 2001, pp.118, 120

“La legge di Zipf è quindi una legge sperimentale, non teorica. Le distribuzioni di Zipf possono essere osservate comunemente, in molti generi di fenomeni. Le cause delle distribuzioni di Zipf nella vita reale sono, tuttavia, oggetto di qualche controversia”

Wikipedia

La discussione è ancora aperta in merito al fatto se i teorici del picco che modellano la produzione, specialmente utilizzando curve a campana, abbiano scoperto una legge naturale applicabile alla produzione di petrolio. Uno dei fattori che dovrebbero far nascere qualche sospetto in merito alla “scientificità” delle loro interpolazioni è la loro applicazione a una varietà di altri fattori economici e ambientali. Deffeyes nota che la dimensione delle città del Belgio segue la legge di Zipf, in base alla quale le dimensioni di ciascun esemplare del campione sono pari alla metà di quelle del precedente. Egli sostiene anche che tutti i campi petroliferi seguono abbastanza bene tale legge, con l'eccezione dei più grandi, come mostra la citazione precedente, sebbene egli assuma che i suoi dati sulle dimensioni dei campi siano accurati.

Deffeyes nota anche la prevalenza di curve a campana, comprese quelle generate con processi casuali, un fatto ben noto ai matematici. (Molti musei delle scienze hanno meccanismi per dimostrare il modo in cui delle palline lanciate a caso di dispongono secondo una curva a campana). Campbell e Laherrere mostrano una rappresentazione stilizzata della produzione nei singoli campi costruendo così una curva a campana per un'intera regione (1998).

Ma molte variabili seguono una curva a campana, compresi gli omicidi a New York e la produzione di veicoli leggeri negli Stati Uniti (Figure 6 e 7). Il fatto che lo stesso Laherrere abbia trovato curve a campana nella produzione di olio di balena, nella pesca al

merluzzo nell'Atlantico, e nelle temperature di lungo termine avrebbe dovuto metterlo sull'avviso (Figure 8 e 9).

FIGURA 6

Omicidi a New York

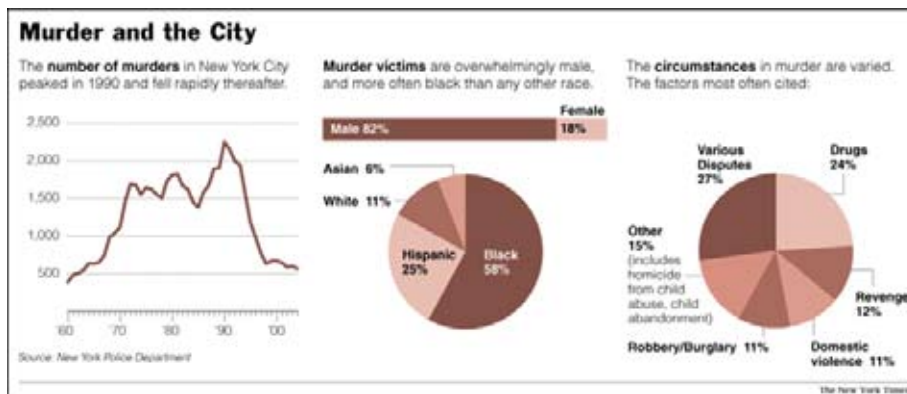
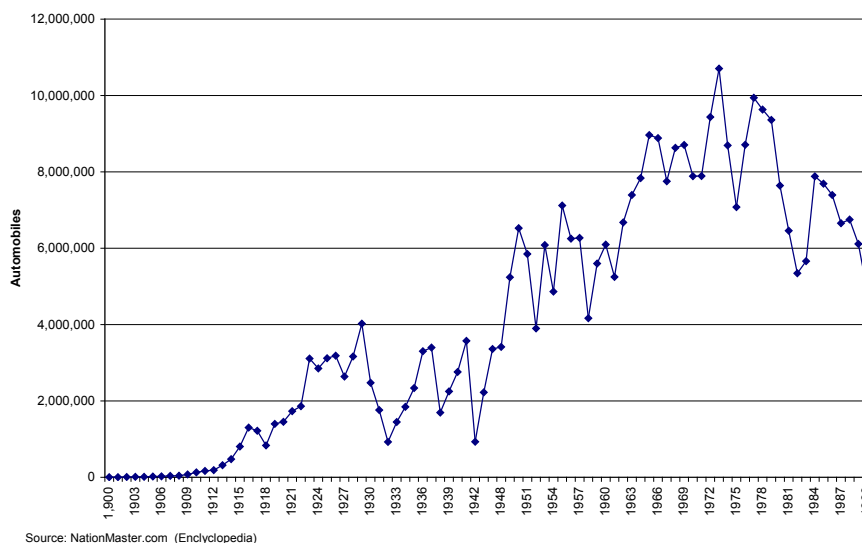


FIGURA 7

Produzione di auto leggere negli Stati Uniti



Il punto è che in qualsiasi insieme di dati, appaiono regolarmente certe forme, come le curve a campana, ma anche le curve a S, le linee rette, le iperboli e le sinusoidi. Spesso sono frutto di coincidenze, cioè la distribuzione dei dati sembra avere una forma precisa, anche se in realtà è casuale. La dimensione delle città del Belgio chiaramente non è determinata da qualche legge fisica, e l'assenza di riferimenti ad altre nazioni che seguano tale regola suggerisce che è più o meno unica.

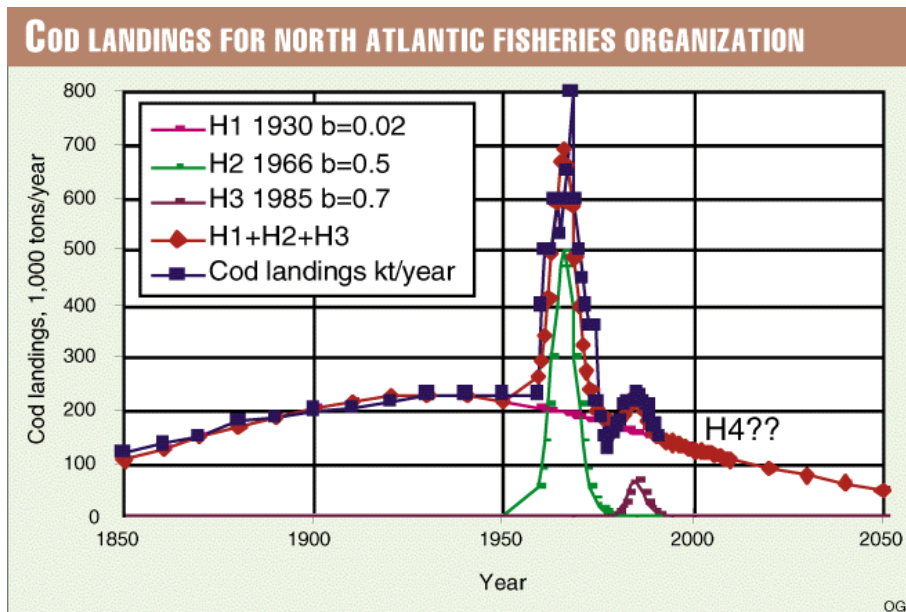
Inoltre, le forme delle curve di distribuzione possono essere influenzate da fattori diversi dalle leggi fisiche, come l'inerzia: molte variabili economiche (e di altro genere) non cambiano rapidamente a causa del capitale investito. L'offerta di petrolio non può crescere velocemente, poiché ciò richiede un significativo aumento delle perforazioni e i mezzi necessari non possono essere fabbricati dall'oggi al domani, mentre la domanda non cambia velocemente dacché lo stock di macchine che consumano petrolio

non può aumentare con rapidità ed è improbabile che si riduca rapidamente a causa dei costi sommersi.

Si noti l'applicazione di ventuno "cicli di Hubbert", soprattutto nel grafico delle temperature pubblicato da Laherrere. Essenzialmente, egli ha scoperto che, se i dati fluttuano, è possibile interpolarli aggiungendo delle variabili di servizio, che egli chiama

FIGURA 8

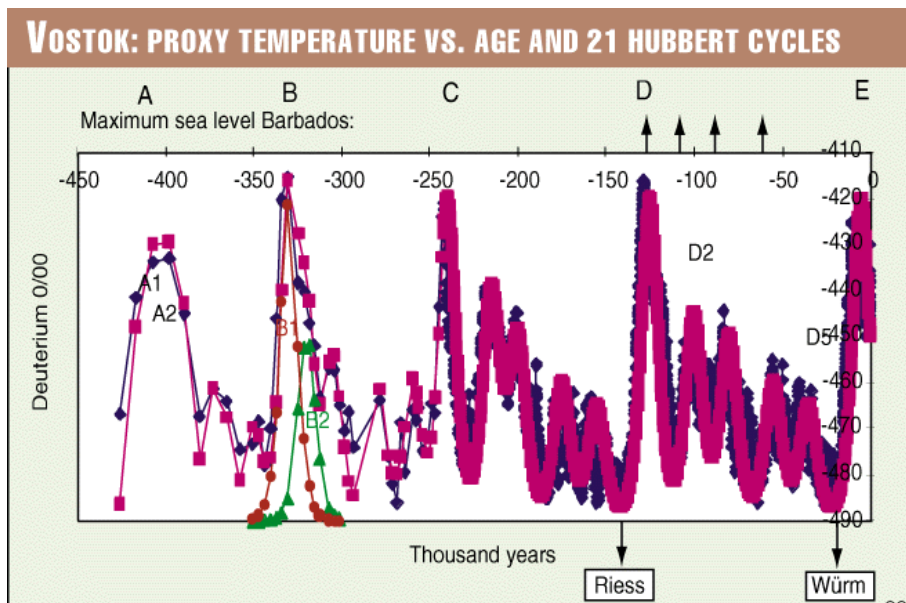
Il modello di Laherrere del merluzzo



Fonte: Laherrere Oil & Gas Journal 2/1/99.

FIGURA 9

Il modello di Laherrere delle temperature



Fonte: Laherrere Oil & Gas Journal 2/1/99.

cicli di Hubbert ma che i modellatori statistici chiamano “variabili *dummy*”, in modo da imbroggiare ogni cambiamento. Il modello non può spiegare i cicli presenti nei dati, e quindi i modellatori inseriscono delle forme perché esso si adatti alla loro tesi.

L'uso delle scoperte per predire risorse e produzione

Al di là delle previsioni della produzione e delle risorse future sulla base della produzione storica, l'altro metodo principale è l'uso delle scoperte storiche per predire le scoperte future, incluso ovviamente l'ammontare delle risorse ultime, e la produzione. Esistono qui due metodi, uno inventato da Laherrere e l'altro adattato dal medesimo studioso a partire da un sistema impiegato originariamente da un certo numero di geologi del settore.

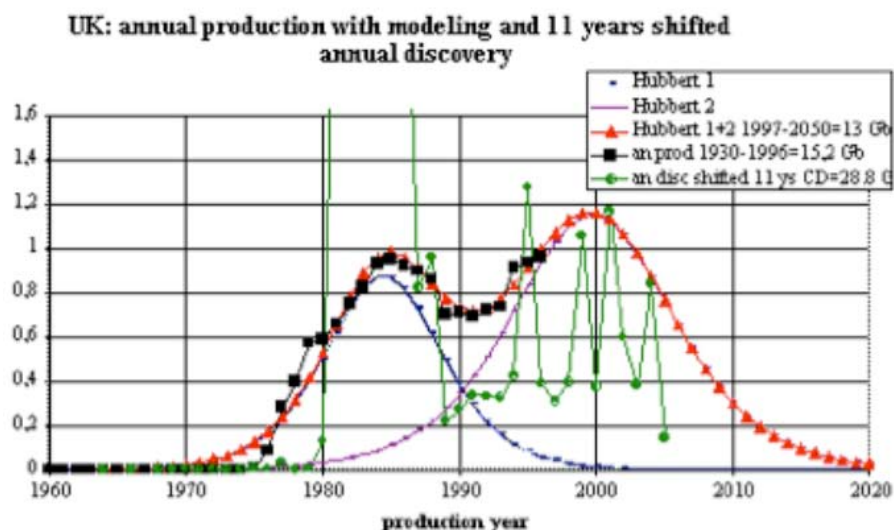
Dalle scoperte alla produzione

Svariati teorici del picco affermano con malcelato orgoglio di distinguersi per il fatto di aver scoperto che il petrolio deve essere scoperto, prima di poter essere prodotto. (Jean Laherrere arriva a dire che questa è stata la grande intuizione di Hubbert). Sebbene ciò possa apparire legato al concetto degli economisti secondo cui la produzione è influenzata anche da fattori diversi dalla geologia (si veda sopra), Laherrere ha usato le scoperte anche per predire la produzione in varie regioni.

Ci sono due esempi specifici di questo approccio. Uno dei due riguarda l'impiego della produzione annua per un Paese o una regione e quindi la sua proiezione per un certo numero di anni in modo da disegnare la curva di produzione. La Figura 10 mostra il caso inglese.

FIGURA 10

Il modello di Laherrere sul rapporto tra scoperte e produzione



Fonte: Laherrere 1997.

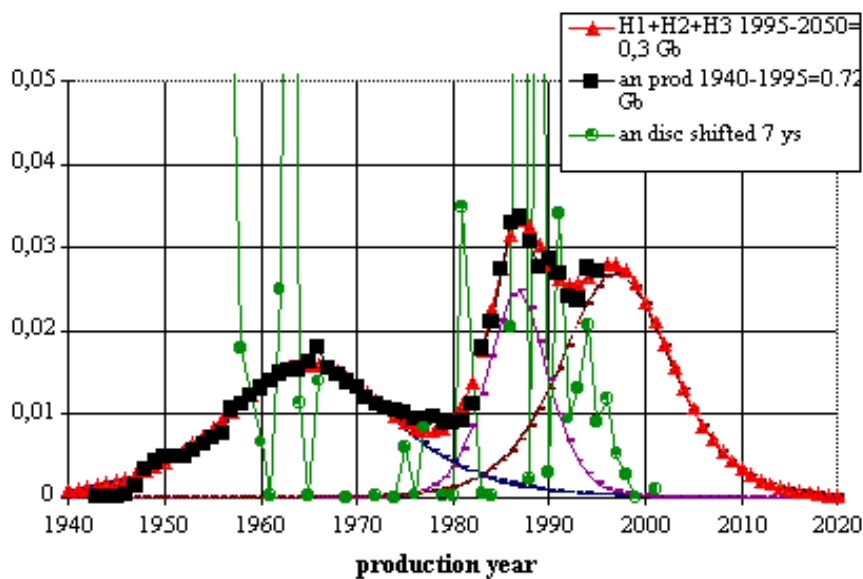
Egli mostra anche scoperte gigantesche e la successiva produzione, come nel caso dei Paesi Bassi in Figura 11, sebbene la relazione tra le scoperte annuali e la produzione non sia chiara. Ciò potrebbe essere presentato a scopo meramente illustrativo, piuttosto che per adombrare l'ipotesi che singole scoperte di depositi giganti permettano di

prevedere un appiattimento della curva di produzione, ma in Campbell (2003) Laherrere include diversi grafici che mostrano le scoperte maggiori sovrapposte alle curve di produzione, con l'implicazione che le une predicono le altre.

FIGURA 11

Modello di produzione di Laherrere sulla base delle scoperte (Paesi Bassi)

**Netherlands: annual production with modelin;
and 7 years shifted annual discovery**



Fonte: Laherrere (1997).

In un certo senso, questo approccio riflette la modellazione econometrica, che spesso (ma non sempre) prevede le scoperte e quindi la produzione. Tuttavia vi sono due differenze fondamentali: *questo metodo non predice le scoperte* (si veda la sezione sotto sulle curve *creaming*), ed è del tutto generale, cioè scoperte e produzione sono messe in relazione nel modo più semplice possibile. La capacità di predire che il picco produttivo arriverà dopo il picco delle scoperte non contribuisce di molto a farci capire adeguatamente il processo, in quanto non indica quanto sarà alto il picco o quando si verificherà. Come mostra la Tabella 2, c'è una netta discrepanza tra il momento in cui arriva il picco delle scoperte e quello del picco della produzione, almeno secondo le stime di Campbell.

Per riassumere l'argomento di Laherrere, se è possibile determinare quando si verificherà il picco delle scoperte, si può automaticamente desumere che il picco produttivo arriverà qualche tempo dopo, in un periodo compreso tra 6 e 122 anni. Naturalmente, per le molte aree che non sono ancora mature, non è affatto chiaro se le scoperte abbiano già raggiunto il picco. Inoltre, il meccanismo in virtù del quale le scoperte si convertono in produzione è del tutto opaco: sembra che non sia stato fatto nulla più che *sovrapporre i dati su un grafico, e poi aggiungere una curva di produzione decrescente*.

TABELLA 1

Tempo tra il picco delle scoperte e il picco della produzione

Saudi Arabia	64	Algeria	22	Syria	29	Bahrain	61
Russia	23	Canada	15	Turkmenistan	9	Thailand	27
US-48	41	Azerbaijan	136	Dubai	21	Sudan	25
Iraq	90	N.Zone	53	Brunei	49	Cameroon	9
Iran	13	Oman	31	Trinidad	19	Netherlands	8
Venezuela	29	Egypt	29	Gabon	11	Bolivia	47
Kuwait	75	Qatar	60	Ukraine	8	Turkey	22
Abu Dhabi	49	India	23	Peru	122	Croatia	38
Mexico	26	Australia	36	Yemen	21	France	30
China	44	Argentina	38	Vietnam	33	Austria	8
Nigeria	12	Colombia	8	Uzbekistan	17	Papua	6
Libya	9	Malaysia	24	Denmark	29	Hungary	30
Kazakhstan	24	Angola	27	Congo	16	Albania	54
Norway	21	Romania	119	Germany	14	Sharjah	18
UK	25	Ecuador	35	Tunisia	10	Pakistan	9
Indonesia	22	Brasil	14	Italy	16	Chile	22

Le curve *creaming*: la base scientifica della questione

*“La curva *creaming* (introdotta dalla Shell) mostra le scoperte cumulate contro l’attività esplorativa cumulata, cioè il numero di nuovi pozzi esplorativi. È preferibile a un grafico delle scoperte cumulate contro il tempo in quanto cancella gli stop & go esplorativi. È un grafico che mostra la ben nota ‘legge dei rendimenti decrescenti’ nell’esplorazione mineraria. Generalmente la curva *creaming* mostra una o più iperboli (con diversi cicli di attività)”*

Laherrere (2001)

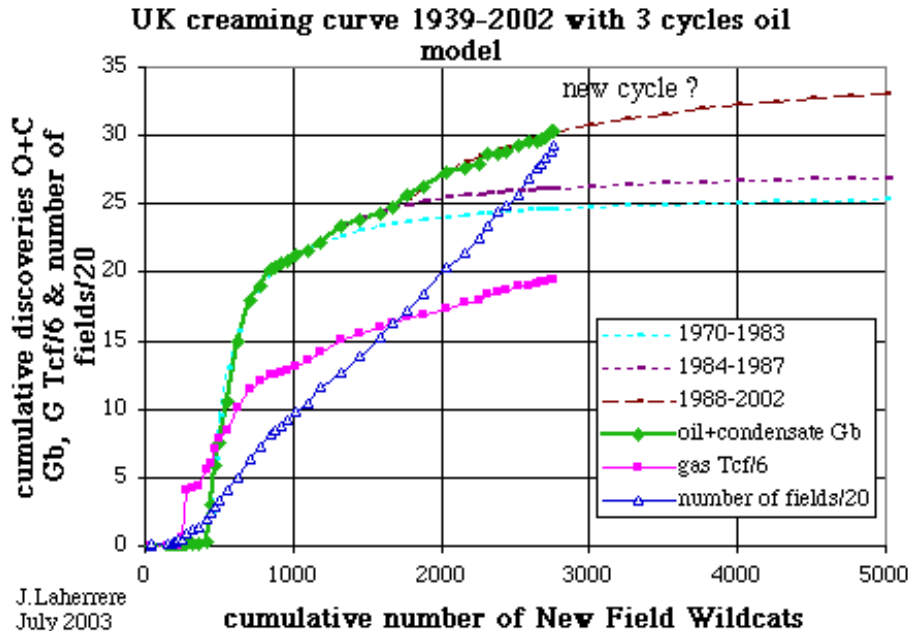
L’aspetto più impressionante del lavoro che è stato fatto, apparentemente dal solo Jean Laherrere, è la creazione di curve *creaming* per numerose nazioni e regioni, e per il globo intero, che dimostra il comportamento asintotico delle scoperte, le quali appunto calano asintoticamente. Questo è stato esaltato come un metodo chiaro e preciso per stimare le risorse in ogni data regione e nel mondo intero, e si basa sul lavoro originariamente sviluppato dai geologi Arps e Roberts.³ Costituisce la base di quella che i teorici del picco petrolifero chiamano la loro *scienza naturale*, contrapposta a quella degli economisti, in quanto la pendenza della curva dipende dalla geologia.

La Figura 12 fornisce un eccellente esempio di questo tipo di curva *creaming*, applicata al Regno Unito e pubblicata da Laherrere. Egli solleva due punti, generalmente accettati, e cioè che le dimensioni dei giacimenti siano decrescenti e che le scoperte cumulate si stiano livellando. La conclusione che un asintoto sia chiaramente visibile e costituisca un previsore affidabile delle risorse totali è più discutibile.

La Figura 13 mostra le curve *creaming* generate per ogni regione, ed è interessante notare come nessuna di esse sembri tendere a un asintoto ma anzi siano linearmente crescenti, sebbene sia difficile capirlo con precisione a causa della scala ridotta. Evidentemente Laherrere non sarebbe d’accordo, avendo fatto delle stime regionali sulle risorse. Ancora, l’assenza di lavoro statistico – cioè l’affidarsi alla semplice osservazione visiva – costituisce un grave elemento di debolezza dell’intero lavoro, in quanto ciò potrebbe indicare in modo più preciso la presenza del *trend* previsto e dell’asintoto.

FIGURA 12

La curva creaming di Laherrere per il Regno Unito

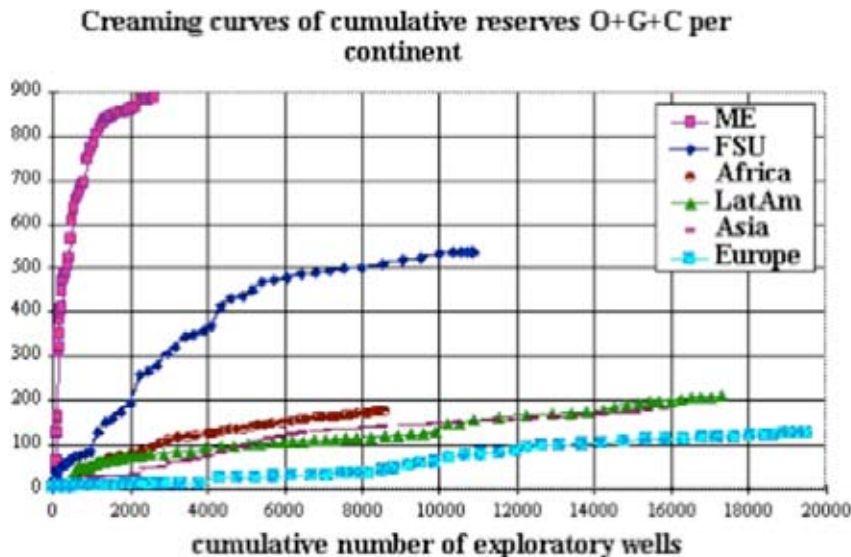


Fonte: Laherrere 2003.

Poiché questo metodo si basava originariamente sulla teoria, ampiamente accettata, che la distribuzione delle dimensioni dei giacimenti in un bacino possa essere modellata, per quale ragione si dovrebbero attaccare le conclusioni di Laherrere? In primo luogo, occorre ricordare che *non esiste una forma generalmente accettata* della distribuzione dei campi in un bacino; vari gruppi hanno proposto una varietà di modelli, nessuno dei quali si è imposto come standard. L'esame dei metodi impiegati trova una significativa differenza nelle stime perfino nelle regioni ben studiate, come discute sotto la sezione sui frattali.

FIGURA 13

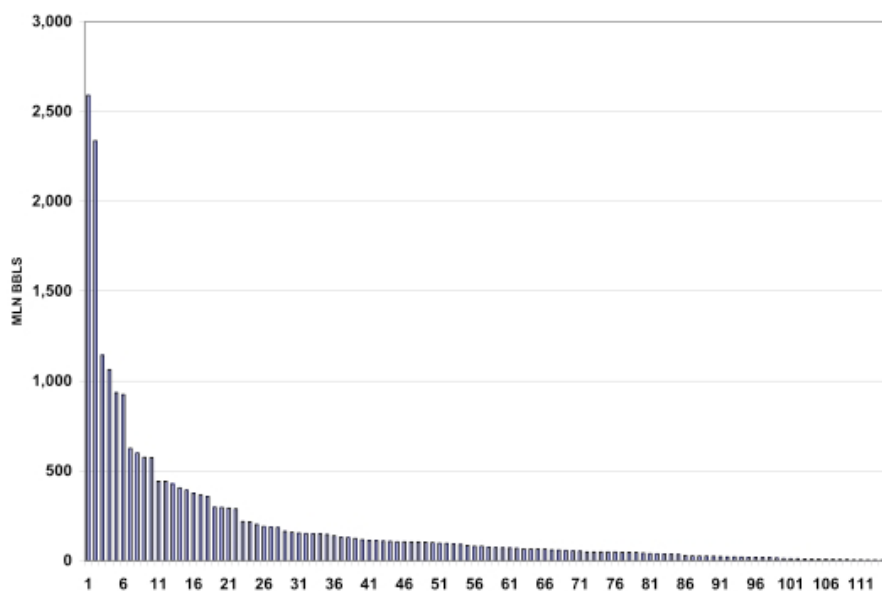
Le curve creaming regionali di Laherrere



La maggior parte dei modellatori di bacini assume che la forma della distribuzione dei campi sarà una lognormale. Sebbene a prima vista tale conclusione appaia convincente, è difficile dimostrare nella pratica che le cose stanno davvero così. Poiché, per ragioni economiche, i perforatori si muovono prima nelle aree di prospezione maggiori, all'interno di un bacino ci si può aspettare che i giacimenti più grandi vengano scoperti prima, con le dimensioni decrescenti esponenzialmente in seguito. Nella Figura 14, i campi britannici vengono ordinati per dimensione (l'inverso di una curva *creaming*, che rappresenta le scoperte cumulate), e la curva – e il suo asintoto – sono facilmente visibili.

FIGURA 14

Giacimenti britannici ordinati per dimensione



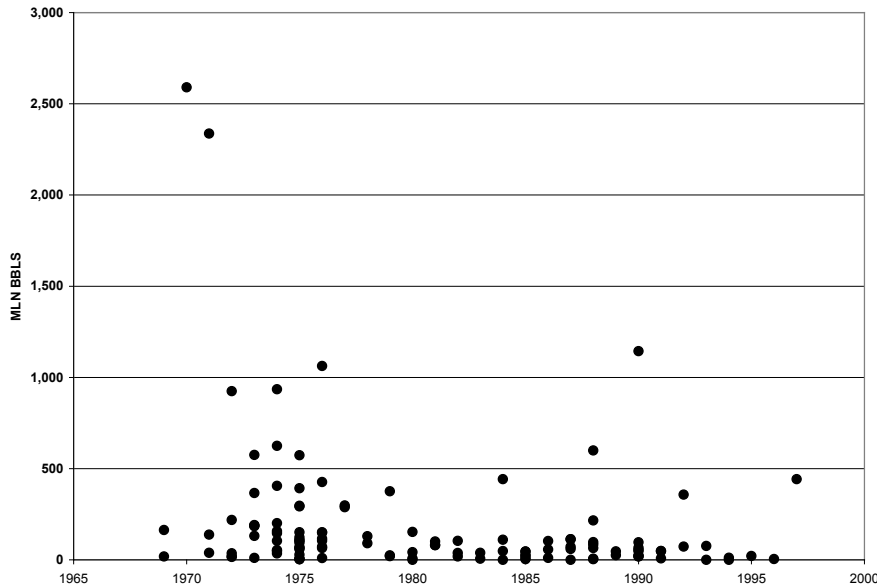
Tuttavia, se ordinati per data di scoperta, come nella Figura 15, diviene ovvio che la curva osservata non è così netta. Chiaramente le dimensioni calano, ma interpolare le singole scoperte con una qualsiasi forma diviene complicato. (Si noti che il campo di Buzzard, scoperto nel 2001, non compare nella figura perché non è ancora entrato in produzione. Avendo una dimensione approssimativa di 400 milioni di barili, chiaramente distorce il *trend*).

Questo in parte è dovuto al fatto che le stime sulle dimensioni dei campi non sono stabili: tendono a crescere nel tempo. Questo significa che la maggior parte della porzione più recente della curva tende a essere sottostimata di un fattore sconosciuto. In più, mentre la distribuzione dei campi potrebbe seguire una struttura chiara, in quasi tutti i casi, i dati osservati sono un *campione* dei campi in una regione, e specificamente di quelli scoperti, e sono davvero poche le aree abbastanza mature da consentire modelli accurati. Perfino nel caso del bacino di Neuquen in Argentina, che si riteneva maturo, i modelli hanno prodotto un vasto spettro di stime, la maggior parte delle quali chiaramente troppo conservative (Figura 18, più sotto).

Inoltre, le curve *creaming* sono tipicamente considerate applicabili a *bacini geologicamente omogenei*, e non secondo i confini politici, come nel caso dei modelli di Laherere (nel suo studio del 2000 sulle risorse mondiali lo U.S. Geological Survey – Servizio geologico degli Stati Uniti – comincia con un'analisi per bacini, che poi utilizza per

FIGURA 15

Campi britannici per data di scoperta



produrre stime nazionali). Gli effetti non sono esagerati, ma introducono un elemento di errore.

Questo metodo, poi, non consente la *scoperta di nuovi bacini*. Campbell e Laherrere rispondono a questo problema insistendo che il mondo è stato ampiamente studiato (sismicamente se non attraverso perforazioni) e che non restano più bacini importanti da scoprire. Non viene offerta nessuna evidenza a supporto di ciò; in effetti, nel 1997 Campbell non menzionava né il Sudan né il Chad, due nuovi Paesi produttori, e neppure le crescenti scoperte al largo delle coste della Mauritania.

Ma il principale limite consiste nell'interpretazione dei cambiamenti nelle dimensioni delle scoperte come segni di una caratteristica geologica intrinseca, anziché di altri fattori. Per esempio, Laherrere nota il declino nella resa dei pozzi nel Medio Oriente tra il periodo precedente e successivo al 1980, senza riconoscere fattori come la guerra tra Iran e Iraq (1980-1988) e il fatto che il surplus di riserve scoperte nei maggiori Paesi produttori aveva portato a un calo delle attività esplorative in quei Paesi, sostituito da un incremento in Paese meno ricchi come Oman, Siria e Yemen.

In generale, quindi, la grande fiducia che viene attribuita alle stime delle risorse generate col metodo del *creaming* è del tutto malriposta, e solo in parte a causa del problema della crescita delle riserve. Sembra funzionare solo se si ignorano le differenti stime generate in diversi periodi di tempo.

Frattali parabolici

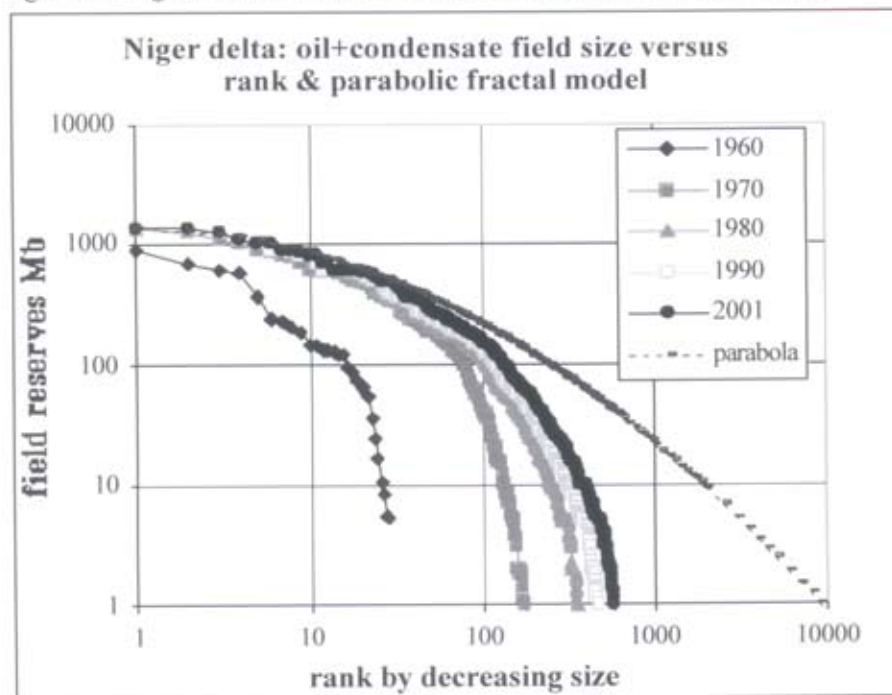
“Jean Laherrere ha investigato tutti questi approcci e ha concluso con una legge di distribuzione, che definisce frattale parabolico. Essa afferma che una parabola descrive la distribuzione degli oggetti in un dominio naturale quando si plottano le dimensioni contro l'ordinamento dimensionale in un formato bilogaritmico. Essa giace su una legge di invarianza di scala, in virtù della quale un segmento completo della distribuzione descrive l'intero”

Campbell (1997, p.86)

In alternativa, Laherrere argomenta che si possono generare delle curve frattali paraboliche utilizzando le scoperte in un bacino, come fa nella Figura 16 per il bacino del Niger e nella Figura 17 per il globo. Non è chiaro, tuttavia, quanti bacini abbiano generato frattali parabolici, dacché egli ne ha pubblicati raramente. Per giunta egli applica tale teoria ad altri set di dati, come le dimensioni delle città americane, il che ancora una volta lascia intendere che si tratti di un artificio tipico di questo metodo, non una legge naturale. Utilizzando scale bilogaritmiche si riduce la visibilità di ogni punto e si rende difficile comprenderne l'accuratezza.

FIGURA 16**Il frattale parabolico di Laherrere per il Delta del Niger**

Figure 20: Niger delta oil +condensate field size versus rank fractal display



Fonte: Laherrere 2003, p.19.

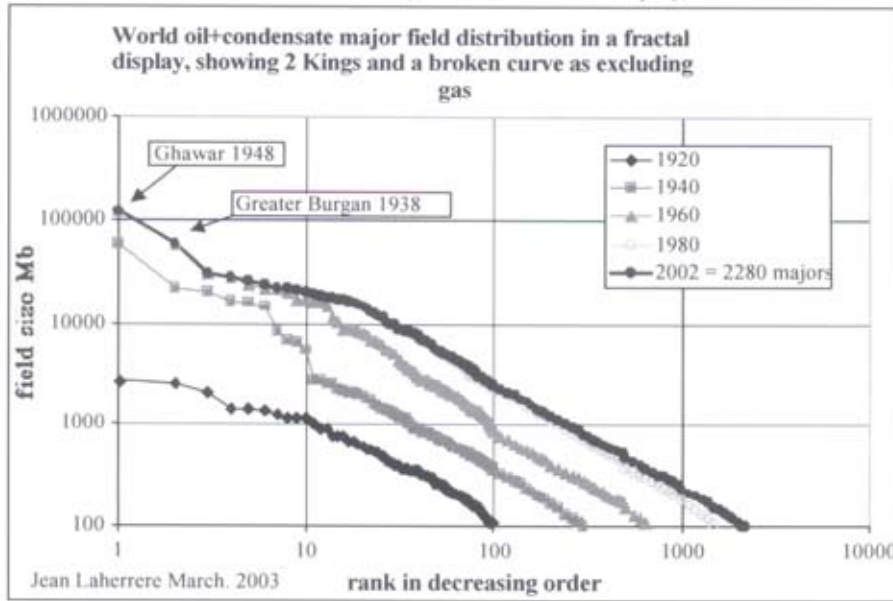
Nel caso del Delta del Niger, egli ha costruito una curva che, a suo dire, rappresenta le risorse totali della zona (l'area sottesa alla curva), e tuttavia non è stata pubblicata alcuna analisi a supporto di ciò e bisogna ancora una volta presumere che egli si accontenti dell'osservazione visiva. Per quel che riguarda il mondo, mostra semplicemente le curve ottenute in date differenti senza tentare di far vedere come ciò sia collegato alla sua stima delle risorse totali.

Una critica di questo metodo è che non è realmente chiaro che cosa siano questi frattali parabolici, se non un insieme di curve simili. L'osservazione di Campbell che godano di "invarianza di scala" è difficile da provare, specie se si usano scale bilogaritmiche, che tendono a rendere i cambiamenti difficili da rilevare e riducono molti set di dati a linee rette.

FIGURA 17

Il frattale di Laherrere per il mondo

Figure 22: World oil+condensate major fields: fractal display



Fonte: Laherrere 2003, p.20

FIGURA 18

Stime delle risorse nel bacino di Neuquen

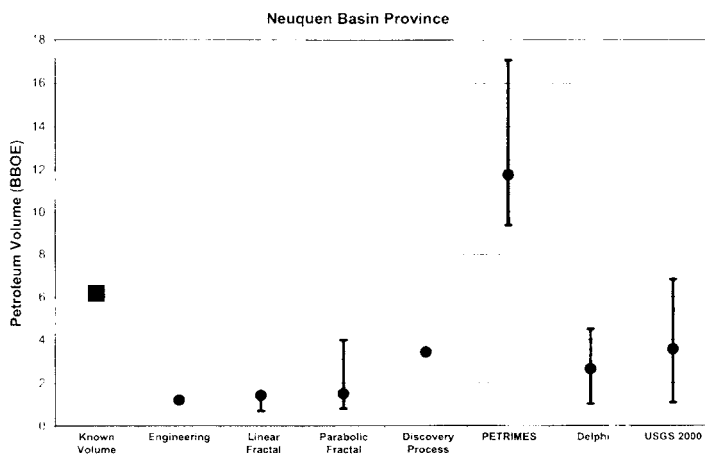


Figure 7. Comparison of estimates of technically recoverable undiscovered petroleum (used here as collective term for oil, natural gas, and natural gas liquids) resources in Neuquen Basin province, Argentina. Data represent inclusion of 209 fields greater than or equal to 1 MMBO (oil fields) or 6 BCFG (natural gas fields) and 1,041 new field wildcat wells, as reported by Petroconsultants (1996). See Table 1 for values and references. [Square, known (rediscovered) volume; circles, central tendency (mean, median, or mode); bars, range of uncertainty (typically 90th to 10th fractiles or 95th to 5th fractiles, except where otherwise noted in Table 1)]

Fonte: Ahlbrandt e Klett.

Più importante di tutto, come per il suo uso delle curve *creaming*, occorre sottolineare che egli non ha prodotto risultati robusti. Le curve ottenute in momenti diversi portano a stime differenti, e non c'è ragione di assumere che non cresceranno ancora nel futuro. L'analisi effettuata sul Delta del Niger nel 1960, nel 1970 o in altri anni chiaramente produce risultati assai inferiori a quelli rinvenuti più recentemente, e non c'è ragione di credere che questi ultimi siano conclusivi, né che la "parabola" che egli ha (in un qualche modo) generato sia accurata.

C'è poi il test di questo metodo in un'area matura, effettuato da Ahlbrandt e Klett,⁴ che hanno usato applicato al database delle scoperte nel bacino petrolifero argentino di Neuquen i diversi metodi proposti per la stima delle risorse, compreso quello dello studio del 2000 del Servizio geologico statunitense, di cui fanno parte. Come mostra la Figura 18, c'è un ampio spettro di stime a seconda del metodo utilizzato (non è una sorpresa), e il metodo del frattale parabolico conduce a una stima assai conservativa (e neppure questo sorprende). Tuttavia, poiché nei cinque anni successivi alla pubblicazione del set di dati impiegato è stato trovato più di un miliardo di barili di petrolio equivalente, cioè *quasi quanto* il frattale parabolico stimava come quantità più probabile che *sarebbe mai stata trovata*, pare difficile ritenere valido questo modello. (Si noti che il quinquennio includeva il collasso dei prezzi del petrolio del 1998, col crollo degli investimenti nell'*upstream*).

Valutazione dei metodi quantitativi

L'osservazione casuale delle curve creaming e dei frattali parabolici appena presentati dà l'impressione che si possano stimare degli asintoti ben definiti e prevedibili e che i risultati siano affidabili e robusti, come dicono Campbell e Laherrere. Tuttavia, questo è in parte dovuto all'enorme scala adottata nei grafici, con la conseguenza che cambiamenti anche consistenti nelle tendenze sono difficili da osservare; per essere visibili, gli errori devono essere enormi.

Una lettura più attenta dei grafici chiarisce che i risultati non sono per nulla solidi. Nel tempo, la stima delle risorse cresce virtualmente in ogni caso considerato, non appena si ridisegnano le curve *creaming* o i frattali parabolici coi dati aggiornati. Questo significa che non v'è ragione di pensare che non crescerà ancora nel futuro, al contrario di quanto affermano Jean Laherrere e Colin Campbell (che, peraltro, non presentano alcun elemento di prova a sostegno di tale affermazione).

Lo stesso vale per l'uso delle scoperte per predire la produzione. Sebbene naturalmente le scoperte precedano la produzione, Laherrere non è stato in grado di dimostrare un meccanismo in virtù del quale una serie di scoperte possa essere trasformata in una curva di produzione. I grafici così generati sono illustrativi, non predittivi.

Sempre su questa linea, il fatto che essi dipendano pesantemente dall'aggiunta di "cicli" prova che i metodi non funzionano: i cicli non sono e non possono essere previsti, e i due autori alludono implicitamente (e qualche volta esplicitamente) alla tesi che nessun ciclo si verificherà in futuro, benché tale affermazione non possa essere provata. Poiché i cicli precedenti non potevano essere previsti, non c'è ragione di ritenere che la previsione che non ne compariranno altri nel futuro sia minimamente affidabile.

Statistica per principianti

La competenza geologica di alcuni teorici del picco petrolifero maschera l'assenza di rigore statistico – e l'ignoranza dell'analisi statistica – nei loro lavori. Vi sono delle

nozioni che gli studenti di statistica imparano quando muovono i primi passi. Tra di esse:

- L'esame di numerosi set di dati (come la produzione petrolifera per Paese o la dimensione delle città per nazione) produce sempre un serie di forme riconoscibili, come le curve a S, le curve a campana, o perfino delle linee rette;
- L'impiego di numeri grandi (come la produzione cumulata) è inutile; i modelli dovrebbero concentrarsi sui cambiamenti delle tendenze;
- Ottenere risposte diverse da diversi set di dati, relativi per esempio a periodi differenti, implica che il modello non è robusto;
- L'aggiunta di un numero sufficiente di variabili *dummy* (o cicli di Hubbert) consentirà a qualunque curva di interpolare qualunque cosa, ma ciò vuol dire che il modello teorico è inadeguato.

I modelli quantitativi usati dai teorici del picco petrolifero non consentirebbero a uno studente del primo anno di statistica di superare l'esame.

NOTE

1. Alcuni teorici del picco hanno (appassionatamente) discusso se la curva debba essere gaussiana o lognormale, ma vi sono poche differenze rispetto alla consueta curva a campana e il dibattito è solo accademico.
2. In una conferenza, quando gli fu chiesto perché usasse la Francia come esempio, Bentley spiegò che lo faceva perché si adattava bene a una curva a campana e non tutti i Paesi lo facevano. Non spiegò, però, perché riteneva che la produzione dovesse seguire una curva a campana se molti Paesi non lo facevano.
3. J.J. Arps e T.G. Roberts, "Economics of drilling for Cretaceous oil on the east flank of Denver-Julesberg basin", *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 1958.
4. "Comparisons of Methods Used to Estimate Conventional Undiscovered Petroleum Resources: World Examples", *Natural Resources Review*, settembre 2005.

CHI SIAMO

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

COSA VOGLIAMO

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.