

IL PICCO E IL DECLINO DELLA PRODUZIONE MONDIALE DI PETROLIO E GAS NATURALE

K. Aleklett and C.J.Campbell
(Uppsala University, Sweden)

Traduzione di Ugo Bardi (Bardi@unifi.it)

Questo documento è on-line a www.unifi.it/unifi/surfchem/solid/bardi/energia per gentile concessione di Colin Campbell, Ottobre 2003

Il petrolio e il gas naturale sono noti fin dall'antichità, ma la moderna industria petrolifera ha le sue radici verso la metà del secolo XIX in Pennsylvania e sulle sponde del mar Caspio. Al principio, la scoperta del petrolio era una questione di tentativi ma negli anni successivi è diventata un processo decisamente scientifico e tecnologico. Lo sviluppo forse più importante è stato quello della geochimica negli anni 1980 che ha reso possibile correlare la presenza di petrolio in un pozzo con la roccia all'interno della quale è stato generato. Questo sviluppo ha condotto a sua volta alla comprensione degli infrequenti meccanismi attraverso i quali il petrolio si forma in natura. Ulteriori sviluppi della scienza dei computer hanno anche portato a grandi progressi nell'esplorazione sismica, che hanno reso possibile l'accurata determinazione la natura delle strutture geologiche sepolte a grandi profondità.

Tuttavia questi sviluppi della scienza non sono stati accompagnati da una maggior chiarezza nel modo in cui i risultati erano descritti, resi confusi da definizioni ambigue e da metodi di rendicontazione non rigorosi. In breve, abbiamo qui un altro esempio di cattiva amministrazione. La stima delle dimensioni di un campo petrolifero non pone grosse sfide tecnologiche, sebbene esista naturalmente un dominio quantificabile di incertezza. L'estrapolazione delle tendenze delle scoperte passate allo scopo di determinare le scoperte future dovrebbe essere ovvia, come pure dovrebbe esserlo la distribuzione delle dimensioni dei campi. Ma la natura atrocemente poco affidabile dei dati disponibili pubblicamente ha lasciato molto spazio quando si arriva a determinare la situazione dell'esaurimento e l'impatto di fattori economici e politici sulla produzione. Questo fatto ha prodotto lo svilupparsi di due metodi in conflitto per valutare a situazione.

Il primo metodo potrebbe essere chiamato: "L'approccio scientifico", che osserva i fattori che controllano l'accumulo del petrolio in natura e che applica le immutabili leggi della fisica al processo di esaurimento. Questo metodo cerca di basare le proprie conclusioni su tre semplici domande:

Che cosa è stato trovato, con riferimento alle differenti categorie di petrolio e gas?

Quanto ne è stato trovato?

Quando è stato trovato?

(vedi Bentley, 2002; Campbell 1997,1998; Deffeyes, 2001; Laherrère 1999; Ivanhoe, 2000; Perrodon, 1999; Simmons 2000; Youngquist, 1997)

Il secondo metodo è quello che si potrebbe chiamare "metodo della terra piatta" nel quale le risorse vengono assunte come praticamente senza limiti, con il processo di estrazione trattato come se fosse controllato soltanto da fattori economici, politici e tecnologici. Il metodo cerca di spiegare la scoperta come la conseguenza degli investimenti nella concezione che la disponibilità arriverà sempre a soddisfare la domanda come richiesto da principi economici ineluttabili. Propone che quando una risorsa è esaurita, il suo posto venga preso senza sbalzi da un sostituto migliore: "L'età della pietra non finì perché finirono le pietre" e un aforisma ben noto e usato di frequente dai proponenti di questo approccio. (vedi Adelman, 1995; Odell, 1999.)

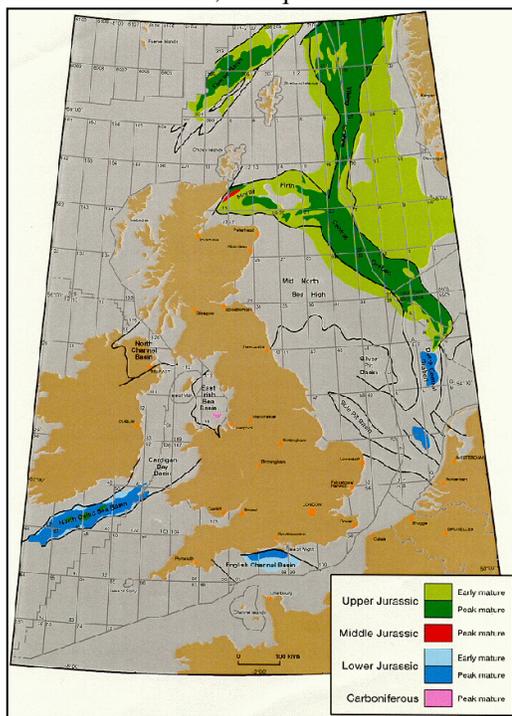
Non c'è molta possibilità di arrivare a un compromesso fra questi due metodi dato che uno dei due si basa su delle misure sperimentali e sull'osservazione della Natura mentre l'altro sulle capacità umane di padroneggiarla. Il dibattito, se possiamo chiamarlo così, è ulteriormente oscurato da interessi commerciali che hanno buoni motivi di oscurare e confondere la situazione. Da una parte si sono avute le compagnie petrolifere, che avevano buone ragioni commerciali e legali per sotto-stimare le dimensioni delle scoperte, cosicché le successive revisioni verso l'alto davano alla borsa un'immagine incoraggiante crescita robusta. Dall'altra parte, ci sono governi e agenzie internazionali che hanno trovato che è più facile in termini politici reagire a una crisi piuttosto che prevenirla. L'esaurimento del petrolio, che produce il 40% dell'energia commerciata sul pianeta e il 90% dei combustibili usati nel trasporto è sotto tutti gli aspetti un problema cruciale per tutti i governi poiché annuncia una discontinuità di proporzioni storiche. E' facile per gli economisti che fanno da consulenti per la maggior parte dei governi modellizzare cicli economici a breve termine, ma è molto difficile per loro trattare discontinuità sostanziali, specialmente quelle che minacciano le vere e proprie fondamenta del loro soggetto.

Questo articolo cerca di presentare evidenza per *l'approccio scientifico*, esaminando le limitazioni geologiche, le basi tecniche della stima delle riserve, la distribuzione delle dimensioni dei campi, e l'ovvia correlazione fra la scoperta e la produzione dopo un certo lasso di tempo. Parlerà inoltre dei metodi per relazionare la situazione e presenterà sia una stima realistica delle risorse sia un modello pratico di esaurimento.

Limitazioni Geologiche

Il processo di esplorazione implica la ricerca di strutture geologiche che hanno il potenziale percepito di contenere petrolio e gas. In questa discussione sarà conveniente riferirci in senso collettivo a "petrolio e gas" semplicemente come "petrolio" eccetto che nel caso in cui ci sia la necessità di distinguere fra i due casi. Quando una nuova area è stata aperta all'esplorazione, l'industria petrolifera si muove per raccogliere dati geologici. Nei primi tempi dell'esplorazione su aree continentali, i geologi studiavano le rocce superiori senza altri strumenti che una lente di ingrandimento e un martello, e in questo modo hanno trovato la maggior parte del petrolio mondiale. Le osservazioni superficiali sono state sempre più integrate da informazioni da analisi sismiche che hanno mostrato la configurazione delle rocce profonde, ma che non sono in grado di indicare la composizione delle rocce stesse. Questo tipo di informazione deve venire necessariamente da perforazioni profonde che riportano in superficie "carote" e campioni che arrivano dal processo di trivellazione della roccia eseguito dalla punta e portati in superficie dal fango usato come lubrificante. Ulteriori dati possono essere ottenuti da sonde calate nelle trivellazioni per misurare le proprietà fisiche delle rocce.

Nell'Unione Sovietica, gli esploratori potevano permettersi il lusso di trivellare soltanto per ottenere informazioni e da lì dirigere meglio la loro ricerca, ma in Occidente era possibile esaminare soltanto casi in cui si percepiva che i fosse un buon potenziale di trovare un campo petrolifero economicamente redditizio (o che quantomeno potevano essera spacciati come tali). La differenza fra la percezione scientifica e l'illustrazione commerciale apre la prima porta alle confuse pratiche di rendicontazione che sono così profondamente abbarbicate



all'industria del petrolio.

Un campo petrolifero candidato all'esplorazione deve soddisfare alcuni criteri ben noti, fra i principali dei quali::

Roccia Sorgente

Deve essere in comunicazione con uno strato roccioso capace di generare petrolio, denominato "roccia sorgente". Sebbene questi strati possano trovarsi localmente a ogni livello, la grande massa del petrolio mondiale deriva da due brevi periodi, che si sono verificati rispettivamente fra 100 e 150 milioni di anni fa. In questi periodi la Terra era stata soggetta a un intenso riscaldamento globale che aveva causato la proliferazione di alghe, che a loro volta avevano efficacemente avvelenato i laghi e i mari del tempo. Il materiale organico così formato è sedimentato in zone profonde prive di ossigeno ed è stato doverosamente sepolto da sedimenti posteriori. E' stato soggetto al seppellimento dovuto al movimento della crosta terrestre con la cosiddetta "finestra del petrolio" che si formava normalmente a profondità di circa 2000 metri, dove le temperature erano sufficientemente alte da convertire in petrolio il materiale organico. Il gas naturale si forma allo stesso modo, eccetto che viene da materiale vegetale piuttosto che alghe e si forma anche in zone dove il petrolio sprofonda al di sotto della finestra del petrolio. In questo caso, il materiale organico incontra temperature molto alte che spezzano le molecole del petrolio trasformandole in metano. La maggior parte delle zone che producono petrolio sono state mappate in buon dettaglio, ma esiste pur sempre la possibilità che appaiano dei piccoli sviluppi inaspettati.

Possiamo anche menzionare, e considerare con certezza come non valida, la teoria alternativa che petrolio e gas sono stati generati durante gli stadi iniziali della formazione della Terra, come proposto da un fisico (Gold, 1988). La teoria è stata messa alla prova senza successo a costi molto elevati in Svezia ed è stata universalmente abbandonata dalle industrie petrolifere anche se rimangono alcuni sostenitori, occasionalmente messi in mostra dalla fazione della terra piatta in supporto della loro fede in risorse illimitate.

Migrazione

Le reazioni chimiche responsabili per la formazione del petrolio coinvolgono un'espansione, cosicché il petrolio è sottoposto a pressione molto alta, sufficiente per causare la frattura delle rocce superiori. Questo permette al petrolio di muoversi verso zone a più basse pressioni. Nel caso che il petrolio incontri una formazione geologica permeabile e porosa, come per esempio calcare, fluisce preferenzialmente attraverso di essa, muovendosi per rimpiazzare l'acqua che in natura occupa i pori della roccia. Il petrolio e il gas possono separarsi nel corso di questa migrazione riempiendo differenti trappole, e una ri-migrazione può verificarsi a causa di cambiamenti nelle condizioni strutturali. Se il condotto di migrazione si estende fino alla superficie al limite del bacino geologico, il petrolio finisce per sfuggire nell'atmosfera. I grandi depositi di petrolio fortemente degradato che si trovano al margine dei bacini nel Venezuela orientale e nel Canada occidentale sono residui di questo tipo, dai quali il petrolio è sfuggito verso l'atmosfera, in parte come risultato dell'azione dei batteri.

Trappole

Nel caso in cui il condotto attraverso il quale il petrolio migra sia stato deformato dai movimenti tettonici a formare delle pieghe, o sia stato tagliato da faglie, il petrolio si raccoglie nella parte superiore di queste trappole dove, comunemente, un tappo di gas separa il petrolio dalla roccia. Il petrolio e il gas fluiranno comunque lentamente verso l'alto a meno che la struttura non sia isolata da un blocco efficace, per esempio argilla o, meglio, sale. Grandi quantità di combustibili fossili sono andate perdute in tempi geologici dato che nessuna di queste formazioni è perfettamente stagna.

Il petrolio all'interno della trappola è trattenuto nei pori della roccia, questo volume poroso è noto come "bacino". Lo spazio poroso include gli spazi fra i grani che costituiscono la roccia, che contengono normalmente acqua. I bacini più efficienti hanno porosità nella regione del 20%-30% in volume. I grani individuali sono normalmente ricoperti di uno strato sottile di acqua residua che può bloccare il movimento del petrolio, con un effetto negativo sulla permeabilità. E' facile capire come mai è possibile estrarre solo una frazione del petrolio presente nella roccia e come mai una gran parte di esso rimanga all'interno bloccato da effetti capillari. La frazione estraibile è normalmente di circa il 40%, ma questo valore può variare di molto a seconda delle caratteristiche del petrolio e del bacino. Un bacino deve avere valori soddisfacenti sia della porosità come della permeabilità, valori tali da permettere sia al petrolio di penetrare sia poi perché possa muoversi verso le trivellazioni dei pozzi quando viene estratto. Un bacino, inoltre, può essere una formazione ben diverso da una sequenza uniforme di roccia porosa, al contrario può contenere barriere e zone isolate di porosità che non sono in comunicazione fra di loro.

Misurare le dimensioni di un giacimento potenziale

Se un giacimento potenziale passa tutti i criteri qualitativi descritti più sopra, l'attenzione si sposta a misurarne sia le dimensioni sia il suo potenziale economico. Il giacimento può essere mappato mediante esami sismici che forniscono dati sulla geologia della zona sotto la superficie. Può anche essere oggetto di una mappatura a curve di livello allo stesso modo in cui una collina su una superficie può essere mappata per mostrare sia le altezze come i volumi.

Il punto di partenza per la determinazione della quantità di petrolio che può essere contenuta in un giacimento potenziale è il volume lordo della trappola, misurato mediante i test sismici. E' più difficile prevedere la natura del bacino in essa contenuto. Questa determinazione si può fare mediante informazioni sulla regione circostante oppure sulla base di trivellazioni in zone vicine, tuttavia è sempre possibile fare delle stime ragionevoli sullo spessore netto del bacino, la porosità, la saturazione con petrolio, il fattore di estrazione e il grado di riempimento della struttura. Ovviamente, le assunzioni fatte in un'area inesplorata sono meno sicure di quelle fatte per un'area "matura".

Se l'analisi geologica risulta ragionevolmente promettente, l'attenzione viene rivolta a una valutazione economica e a "vendere" la proposta al management. Le prospettive economiche ipotetiche sono valutate prendendo in considerazione le dimensioni delle possibili riserve, il costo di estrazione e il profitto probabile nell'assunzione di specifici scenari per i prezzi del petrolio. Le compagnie petrolifere, normalmente, sono interessate a mettere alla prova solo prospettive di dimensioni sufficienti ad assicurare un ritorno economico sufficiente, al di là di un minimo prefissato. Normalmente lavorano sulla base di scenari che assumono prezzi bassi per il petrolio, non che ci credano veramente, ma che comunque proteggono contro costi inaspettati.

Vendere il progetto al management, che non è necessariamente qualificato per valutare l'effettivo merito geologico dello stesso, è una questione di abilità commerciale. Se le migliori stime scientifiche non sono in grado di fornire la necessaria giustificazione economica, il progetto può essere riconsiderato sulla base di assunzioni iniziali più ottimistiche. La politica entra in gioco nel processo sia all'interno della compagnia sia in relazione ai partner industriali e al governo ospitante. A volte, pozzi scavati principalmente per ottenere informazioni necessarie per valutare nuove idee geologiche, o per sottostare a impegni di trivellazione presi con i governi, devono essere pesantemente mascherati per passare il test economico imposto da comitati aziendali lontani.

In tutti i casi, il risultato delle stime delle riserve rimane confidenziale all'interno della compagnia che le ha eseguite. Nei casi in cui più di una compagnia sia coinvolta nel progetto, ciascuna avrà le sue proprie stime come richieste dalle proprie procedure interne e dai propri scopi. In certi casi, queste stime devono essere fornite ai governi in relazione a delle aste competitive, ma questi dati non devono essere presi molto sul serio date che sono normalmente aggiustati per fornire l'immagine desiderata.

La misurazione delle dimensioni di una scoperta

Nel caso che gli esploratori riescano a convincere il management a fornire i fondi necessari, la prospettiva e le idee che ci sono dietro verranno messi alla prova scavando quello che viene chiamato una trivellazione "wildcat" (gatto selvaggio). Un tipico wildcat marino può costare qualcosa come dieci milioni di dollari e molto di più se eseguito in acque profonde. Le possibilità di successo sono basse, circa 1:10 per una scoperta e forse 1:100 per la scoperta di un giacimento di notevoli dimensioni. L'industria è abituata ad accettare un certo numero di fallimenti nelle trivellazioni esplorative, confortata fra le altre cose dal fatto che la maggior parte dei costi sono deducibili dalle tasse.

Se il wildcat ha successo, l'attenzione viene rivolta allora a ottimizzare un piano di sviluppo. Sulla terraferma in Texas, per esempio, il primo pozzo può essere messo in produzione immediatamente ma, sul mare, è necessario costruire delle piattaforme adatte per supportare un certo numero di pozzi. La sfida è di bilanciare gli investimenti nell'equipaggiamento con il livello di produzione. All'inizio è normale mirare a un valore costante di produzione ottimale piuttosto che a un breve picco seguito dal declino. Comunque la nozione economica del valore del tempo e del denaro incoraggia lo sfruttamento rapido.

Lo sviluppo dei grandi campi petroliferi ha luogo normalmente in una serie di fasi. La prima fase mira a recuperare l'investimento il più rapidamente possibile sfruttando la parte più favorevole della trappola petrolifera. Le fasi successive estendono il valore costante della produzione il più a lungo possibile andando ad attingere da bacini sussidiari e tasche esterne. La produzione viene mantenuta costante il più a lungo possibile per massimizzare il ritorno economico dei costi spesi anche perché la parte finale dello sfruttamento di un campo petrolifero non è mai molto remunerativa. Ogni specifica situazione ha le sue caratteristiche particolari. Un campo petrolifero continentale in un'area matura può semplicemente essere oggetto di successive trivellazioni, mentre un campo marino e in località remote richiede uno sviluppo più complesso che può coinvolgere la costruzione di oleodotti e/o la connessione ad altri sistemi vicini.

Rendicontazioni della dimensione di una scoperta

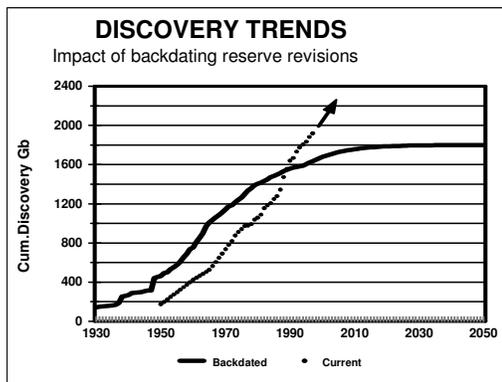
Le pratiche di rendicontazione dell'industria petrolifera si sono evolute molto tempo fa, all'epoca di una tecnologia abbastanza primitiva, molto influenzata da condizioni specifiche degli Stati Uniti dove la "Security and Exchange Commission" (SEC) si era mossa per imporre controlli rigorosi sulla rendicontazione finanziaria. I diritti minerari in gran parte degli Stati Uniti appartengono al proprietario del terreno, il che significa che i primi campi petroliferi erano dispersi fra un gran numero di proprietari.

L'industria ha comunemente riconosciuto tre categorie di riserve: *Provate*, *Probabili* e *Possibili*, con i significati ovvi dei termini. Le *riserve provate*, rendicontate per scopi finanziari, si riferiscono alla produzione futura stimata dei pozzi correntemente in produzione, determinata spesso semplicemente come dieci volte la produzione corrente annuale, il che è un altro modo per assumere una velocità di esaurimento pari al dieci per cento annuo. In parole semplici, il termine significa "provate fino ad adesso", e dice poco riguardo alla dimensione del campo petrolifero intero che, ai tempi dei campi texani, non poteva essere misurato comunque data la frammentazione dei proprietari. Era un sistema perfettamente logico e ragionevole per gli scopi per i quali era stato sviluppato.

Dato che la maggior parte delle compagnie petrolifere sono quotate nella borsa degli Stati Uniti, le stesse pratiche di rendicontazione sono state applicate a livello internazionale e per i campi petroliferi marini, nonostante il fatto che le circostanze fossero molto diverse. Questi campi petroliferi venivano normalmente sfruttati da una singola compagnia, oppure da un gruppo di compagnie che lavoravano secondo un accordo. In questo caso era necessario conoscere l'estensione del totale del campo petrolifero per permettere una pianificazione dello sfruttamento. Tuttavia, sono rimasti gli stessi principi generali della rendicontazione delle "riserve provate", sebbene con un rilassamento marginale per tener conto non solo dei pozzi in azione ma anche delle fasi di sviluppo programmate, includendo per esempio anche il contributo dell'allagamento e del mantenimento in pressione. Nella pratica, le regole erano concepite principalmente per prevenire l'esagerazione fraudolenta e non erano particolarmente adatte a evitare una sotto-rendicontazione. Le compagnie, da parte loro, avevano trovato utile rilasciare stime conservative

destinate ad essere riviste verso l'alto col tempo. Questo aveva l'effetto di smorzare l'impatto finanziario delle loro proprietà, riducendo le tasse e dando l'immagine di una crescita graduale e ben gestita.

Ci si ricorderà che la scoperta è qualcosa di episodico o addirittura trascendentale, un evento necessariamente accompagnato da molti tentativi falliti. Tuttavia, senza il punto iniziale della scoperta niente di quello che segue nella produzione di petrolio potrebbe aver luogo. Questo vuol dire che è essenziale riportare indietro le revisioni nelle stime delle riserve al wildcat originario per determinare le effettive tendenze nelle scoperte. Invece, per scopi finanziari, le revisioni sono attribuite alle date nelle quali sono annunciate. E' di importanza vitale distinguere fra queste due pratiche di rendicontazione, dato che la confusione fra di esse è alla base della disputa che divide la *Scienza della Natura* dall' *Economia della terra piatta*.



La conoscenza delle dimensioni di un campo migliora con la vita del campo stesso, arrivando alla conoscenza assoluta al momento in cui il campo viene abbandonato quando non se ne estrae più petrolio. La produzione che continua attinge dalle riserve. Il termine *riserve* può significare *riserve rimanenti* alla data di riferimento o può voler dire *riserve iniziali* o *originali*, riferendosi alle stime di quando la produzione era cominciata, ma spesso non è chiaro se queste ultime definizioni includono o escludono le revisioni successive. La possibilità di confusione è grande.

Nel linguaggio comune, il termine *riserve provate e probabili* si prende di solito come una definizione della dimensione del campo tutto intero.

E' ovvio che tutte le stime sono soggette a un certo grado di incertezza o, in altre parole, di *probabilità*, cosa che apre un altro vaso di Pandora di confusione. E' del tutto normale applicare la teoria della probabilità alla stima tecnica delle riserve in modo tale da integrare i diversi parametri. Si applica comunemente una procedura nota come simulazione di tipo Monte-Carlo per considerare ogni possibile combinazione di circostanze. Si usano molteplici e arcani metodi statistici per cercare di quantificare i rischi associati con lo sviluppo di un campo petrolifero. Questo ha condotto a un'altra pratica di rendicontazione secondo la quale stime alternative delle riserve sono riportate in un grafico contro il loro ordine di probabilità. Questa procedura considera un *Caso Minimo* nel quale le riserve sono dette avere una *probabilità soggettiva* del 90-95% di essere maggiori del valore stabilito e un *Caso Massimo* che ha una *probabilità soggettiva* del 5-10% di essere più grande del valore stabilito. Da questo dominio di valori si possono calcolare i valori *Medio*, *Mediano* e *Modale*. Il valore *medio* si assume come uguale alla somma delle *riserve provate e probabili*. Si riporta anche a volte il valore *Mediano*, definito anche P_{50} : si intende che le probabilità dell'ammontare effettivo delle riserve ha il 50% di probabilità di essere maggiore o minor del valore stesso.

Alcune classificazioni uguagliano le *riserve provate* con le *riserve P_{90-95}* sotto il sistema probabilistico, ma questo non tiene conto del fatto che in realtà le riserve provate sono relative all'attuale stadio di sviluppo mentre le *riserve Provate e Probabili (Medie)* si riferiscono al campo totale. Entrambi i concetti sono soggetti a diversi gradi di probabilità ma sembra fuorviante, se non scorretto, metterli insieme sulla stessa scala. Sebbene il sistema delle probabilità abbia un suo posto nelle stime strettamente tecniche, tende a confondere, piuttosto che a chiarificare, l'oscuro affare della rendicontazione delle riserve.

Fino ad ora, abbiamo considerato le pratiche di rendicontazione delle industrie quotate in borsa, ma è anche necessario prendere in considerazione quelle dei governi e delle imprese a proprietà statale, che non sono soggetti ai controlli della borsa. Oggi, la maggior parte del petrolio prodotto al mondo arriva da entità del genere, pertanto le loro pratiche di rendicontazione hanno una significativa influenza sui totali mondiali. Qui, dobbiamo considerare in particolare i metodi di rendicontazione dell'Unione Sovietica e quelli dei principali paesi OPEC, entrambi soggetti a distorsioni nel passato.

La Rendicontazione Sovietica delle Riserve

L'industria petrolifera sovietica era divisa in due rami, esplorazione e produzione, che lavoravano in sostanziale isolamento con nessuno dei due soggetto ai normali criteri commerciali. Le riserve rendicontate erano volumi geologici astratti liberi da regole tecnologiche o economiche. L'analisi del declino di singoli campi indica che le riserve ufficiali devono essere ridotte in media di circa il 30% per riflettere quello che si può veramente produrre nel mondo reale, come è stato confermato più tardi da Khalimov (1993) esperto russo.

La rendicontazione delle riserve nell'OPEC

I principali stati OPEC hanno espropriato le proprietà delle compagnie petrolifere straniere negli anni 1970, seguendo l'esempio dell'azione dell'Iran contro la BP nel 1951. Compagnie statali sono state formate per la produzione del petrolio, compagnie che hanno ereditato i dati tecnici e le stime delle riserve delle compagnie private. reciprocare con enormi incrementi.

SPURIOUS RESERVE REVISIONS								
	Abu Dhabi	Dubai	Iran	Iraq	Kuwait	Neutral Zone	Saudi Arabia	Venezuela
1980	28.0	1.4	58.0	31.0	65.4	6.1	163.4	17.9
1981	29.0	1.4	57.5	30.0	65.9	6.0	165.0	18.0
1982	30.6	1.3	57.0	<u>29.7</u>	64.5	5.9	164.6	20.3
1983	30.5	1.4	55.3	41.0	64.2	5.7	162.4	21.5
1984	30.4	1.4	51.0	43.0	<u>63.9</u>	5.6	166.0	24.9
1985	30.5	1.4	48.5	44.5	<u>90.0</u>	5.4	169.0	25.9
1986	30.0	1.4	47.9	44.1	89.8	5.4	168.8	25.6
1987	31.0	1.4	48.8	47.1	91.9	5.3	166.6	25.0
1988	92.2	4.0	92.9	100.0	91.9	5.2	167.0	56.3
1989	92.2	4.0	92.9	100.0	91.9	5.2	<u>170.0</u>	58.1
1990	92.2	4.0	92.9	100.0	91.9	5.0	257.5	59.1
1991	92.2	4.0	92.9	100.0	94.5	5.0	257.5	59.1
1992	92.2	4.0	92.9	100.0	94.0	5.0	257.9	62.7
1993	92.2	4.0	92.9	100.0	94.0	5.0	258.7	63.3
1994	92.2	4.3	89.3	100.0	94.0	5.0	258.7	64.5
1995	92.2	4.3	88.2	<u>100.0</u>	94.0	5.0	258.7	64.9
1996	92.2	4.0	93.0	112.0	94.0	5.0	259.0	64.9
1997	92.2	4.0	93.0	112.5	94.0	5.0	259.0	71.7
1998	92.2	4.0	89.7	112.5	94.0	5.0	259.0	72.6
1999	92.2	4.0	89.7	112.5	94.0	5.0	261.0	72.6
2000	92.2	4.0	89.7	112.5	94.0	5.0	259.2	76.9
2001	92.2	4.0	89.7	112.5	94.0	5.0	259.3	77.7
2002	92.2	4.0	89.7	112.5	94.0	5.0	259.3	77.8

Anomalous increase underlined. Note also implausible unchanged estimates.

Nel 1985, il Kuwait aveva aumentato le riserve del 50% da un giorno all'altro senza che niente di particolare fosse cambiato nel bacino. L'aveva fatto per aumentare la propria quota di produzione OPEC, che era basata sulle riserve. Poi tre anni dopo, il Venezuela raddoppiava le proprie riserve per mezzo dell'inclusione delle stesse di grandi quantità di oli pesanti, noti da tempo, ma che non erano stati rendicontati prima. Questo portò l'Iraq, l'Iran, il Dubai, l'Abu Dhabi e poi l'Arabia Saudita a per proteggere le loro quote. A questo punto qualche revisione era necessaria, dato che, siccome le stime precedenti erano troppo basse, essendo state ereditate dalle ditte private prima che fossero espropriate. Ma le revisioni, indipendentemente dal fatto che i numeri potessero essere giusti o sbagliati, devono comunque essere aggiornati al tempo della scoperta, ovvero a circa 50 anni prima. In totale, durante gli ultimi anni del decennio del 1980 furono aggiunti circa 300 miliardi di barili in questo modo, distorcendo grandemente il rendiconto delle effettive scoperte. Bisogna anche notare che in molti casi le riserve riportate rimangono implausibilmente costanti per anni, nonostante la produzione. E' impressionante che un tipo di informazione così ovviamente distorta sia riportata nelle basi di dati pubblici, sostanzialmente senza commenti o qualifiche.

L'espropriazione delle compagnie straniere ha avuto effetti di lunga durata e conseguenze inaspettate. Se le compagnie private avessero mantenuto il controllo del petrolio facile e a basso costo del Medio Oriente, lo avrebbero estratto prima di passare al petrolio più costoso e difficile che si trova offshore e nelle regioni polari. Questo sarebbe accaduto nell'ambito di una normale progressione che avrebbe attratto l'attenzione sul graduale esaurimento, la crescente scarsità, e i costi crescenti. Ma dal momento in cui avevano perso il controllo, le compagnie petrolifere si sono orientate verso le risorse difficili e costose, sulle quali hanno lavorato al massimo ritmo possibile, lasciando il controllo delle risorse facili e poco costose ai governi del Medio Oriente. Questi ultimi si sono trovati di fronte al difficile impegno di giocare un ruolo di compensazione per produrre la differenza fra la domanda mondiale e quello che gli altri stati potevano produrre nei limiti dei loro profili di esaurimento. Inoltre, la situazione che si è evoluta implica che al momento in cui il petrolio medio-orientale si troverà anch'esso in declino non ci saranno più risorse di altro tipo alle quali rivolgersi. Ne consegue che la produzione mondiale è destinata a crollare più rapidamente di quanto non sarebbe successo se l'industria si fosse evoluta secondo le normali linee economiche.

Cosa Misurare?

Un'altra sorgente di confusione sta nel fatto che esistono diverse categorie di petrolio., essendoci chiaramente una grande differenza fra il petrolio molto fluido di un pozzo medio-orientale e quello che si può ottenere scavando con una pala le sabbie bituminose del Canada. Ciascuna categoria ha una propria abbondanza in natura, i propri costi e le proprie caratteristiche e, soprattutto, il proprio profilo di esaurimento. Le categorie facili e a buon mercato, normalmente chiamate "petrolio convenzionale", hanno prodotto fino ad oggi la maggior parte del petrolio e continueranno a farlo nel futuro, ma non c'è un accordo standard su dove esattamente tracciare la linea che separa il petrolio "convenzionale" dal petrolio "non convenzionale".

Il Problema della Fase

Gli idrocarburi esistono come fasi solide, liquide e gassose, cosa che è la causa di ulteriore confusione nella rendicontazione. Allo stesso modo in cui l'umidità atmosferica si condensa come pioggia, o come le bolle si formano in un bicchiere di champagne, le fasi degli idrocarburi cambiano a seconda delle differenti condizioni di temperatura e di pressione. Il petrolio saturo rilascia del gas, che forma un tappo di gas nel bacino. Il gas disciolto nel petrolio si può separare quando viene portato alla superficie, nel qual caso si parla di *Condensato*, cosa che può essere, o non essere, misurata insieme con il petrolio. Liquidi addizionali si possono estrarre negli impianti a gas. Idealmente, sarebbe sensato considerare il condensato insieme al petrolio, essendo questo correlato a un campo petrolifero e dato il fatto che si esaurisce insieme col petrolio. Viceversa, si dovrebbero separare i liquidi associati a un giacimento di gas, di nuovo perché questi si dovrebbero esaurire insieme al gas. Ma in pratica le basi di dati non permettono una differenziazione accurata.

Ulteriore Confusione

La misura delle quantità di gas esistenti in un bacino ha i suoi propri problemi, essendo spesso incerto se i volumi riportati includono le frazioni non infiammabili, spesso presenti. La combustione di gas in atmosfera (“flaring”) e la ri-iniezione del gas sono ulteriori aree di incertezza.

Se poi tutto questo non fosse abbastanza, un singolo campo petrolifero appare spesso con nomi diversi quando si trova ad attraversare confini nazionali o di proprietà. L’accumulo di idrocarburi più grande del mondo è un caso del genere ed è noto come il “Campo del Nord” in Qatar e come “Pars del Sud” in Iran.

Alcuni studi, in particolare quello dell’USGS del 2000 enfatizzano la cosiddetta “piramide delle risorse”, sostenendo che la quantità di risorse sfruttabili aumenta con l’aumentare dei bisogni. Questa nozione deriva dalla passata esperienza con minerali come il carbone, dove la concentrazione del filone è critica. Se i prezzi si alzano, diventa conveniente estrarre filoni a concentrazione più bassa. Ma questa osservazione non tiene conto del fatto che il petrolio, normalmente, o si trova in grande abbondanza oppure non c’è per niente. Il contatto fra petrolio e acqua in un giacimento è brusco e non da virtualmente nessuna possibilità di estrarre più basse concentrazioni. I depositi di olio pesante e di bitume, che potrebbero essere considerati come la parte bassa della piramide, esistono in grandi quantità solo nel Canada dell’ovest e in Venezuela.

Questa discussione è sufficiente per spiegare la grandezza della confusione che risulta dalle definizioni ambigue e dalle pratiche di rendicontazione poco rigorose. Spiega inoltre come i proponenti della visione dottrinarica “terra piatta” sono stati in grado di liberarsi dai limiti imposti dalle misure delle reali tendenze delle scoperte.

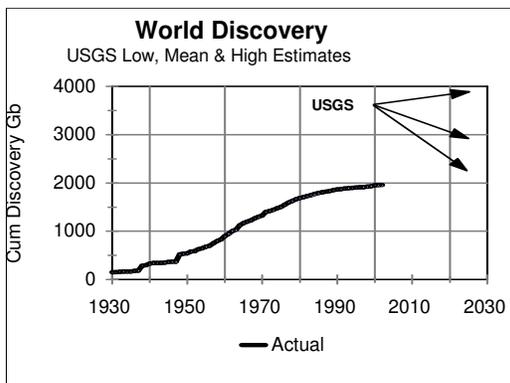
Sorgenti di Dati

La sorgente di informazioni pubblica più largamente usata deriva dalle compilazioni fatte annualmente dalle riviste *Oil and Gas Journal* e *World Oil*. Essendo queste riviste commerciali, non sono nella posizione di poter verificare la validità delle informazioni che ricevono. Vale la pena di notare come i due set di dati differiscono grandemente, nonostante siano stati compilati con gli stessi metodi da sorgenti governative e industriali. Una debolezza ovvia è il fatto che le stime delle riserve in molti paesi rimangono implausibilmente costanti per anni nonostante la produzione in corso, a indicare che il paese in questione o non ha aggiornato le sue stime, oppure semplicemente non ha risposto alla richiesta di nuovi dati. Circa 63 paesi hanno riportato stime costanti nel 2002.

Un’altra sorgente comunemente usata è il *BP Statistical Report of World Energy*. Molti analisti credono erroneamente con questa rivista di avere perlomeno la benedizione tacita di una compagnia petrolifera che ha esperienza e conoscenza sufficienti per verificare la validità dei dati. Ma la BP non fa altro che riprodurre i dati dell’*Oil & Gas Journal*, comprensibilmente cercando di evitare di esporsi in questa area molto sensibile.

Esiste un database industriale che è stato compilato con un lavoro di cooperazione pluriennale con le compagnie petrolifere che riporta le complete riserve, correttamente aggiornate alla scoperta, ma il suo costo lo pone fuori dalle possibilità della maggior parte degli analisti. Nel passato, quando l’industria era dominata da poche grandi compagnie, era relativamente facile tenersi aggiornati, specialmente considerando che erano le stesse compagnie che supportavano il lavoro di analisi. Ma questo è diventato sempre più difficile data l’esistenza di molte piccole compagnie speculative al lavoro nonché al crescente controllo da parte di compagnie governative. Inoltre, gli Stati Uniti e il Canada lavorano in un ambiente talmente differente da quello del resto del mondo che è difficile integrare le informazioni che arrivano da questi paesi nel quadro generale mondiale.

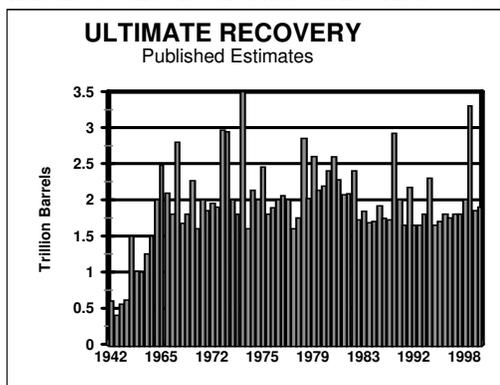
Uno studio sbagliato da parte del servizio geologico degli Stati Uniti



Il servizio geologico degli Stati Uniti (USGS) ha esaminato il potenziale produttivo del petrolio mondiale fin dalle crisi petrolifere degli anni 1970. In questo periodo ha fornito verifiche sensate, che venivano pubblicate a intervalli triennali, fino a che un nuovo gruppo ha pubblicato uno studio completamente sbagliato nel 2000. In questo studio, gli autori hanno considerato loro dovere esaminare soltanto a fattori geologici astratti per indicare le quantità di petrolio che si sarebbero potuti trovare in un periodo di 30 anni a partire dal 1995, forzando i risultati in termini di probabilità soggettive, date fino alla terza decimale. Curiosamente, lo studio non si preoccupava di correlare i suoi risultati con le tendenze passate di scoperta e produzione, oppure

di stimare la scala dell'esplorazione richiesta per fornire le quantità indicate. Questa predizione è già screditata dagli effettivi risultati delle scoperte durante i primi sei anni del periodo preso in considerazione dallo studio stesso. La sua stima *Media* delle scoperte sul periodo di 30 anni è di 732 Gb (gigabarili, ovvero miliardi di barili), dando una media di 24 Gb all'anno, quando i risultati reali sono stati meno della metà di quella quantità. Questo è una doppia maledizione, dato che i campi petroliferi più grandi sono quelli che vengono trovati per primi. In aggiunta, lo studio ha introdotto il concetto di *Crescita delle Riserve*, proponendo che le attuali riserve dovrebbero crescere fra il 46% e il 130% con il 76% indicato come valore *Medio*. Senza riuscire a capire la natura delle pratiche di rendicontazione, come discusso prima, ha applicato l'esperienza dei vecchi campi continentali degli Stati Uniti al mondo intero, nonostante l'ambiente molto diverso. Lo studio non ha neanche considerato che la crescita delle riserve è principalmente confinata a grandi campi petroliferi con differenti fasi di sviluppo e non verrà riprodotta nei campi più piccoli del futuro.

Stime dell'ammontare totale di petroli vengono pubblicate tutti gli anni dalle principali compagnie petrolifere, consulenti, e altre autorità. La media di circa 65 stime è leggermente meno di due trilioni di barili, sebbene la definizione di che cosa si sta misurando può essere variata a seconda dei diversi autori. In ogni caso, la stima dell'ASPO di 2000 Gb per l'ammontare totale che potrà essere prodotto da qui al 2075 è vicina al consenso generale.



La natura inesorabile dell'esaurimento

La discussione precedente ha spiegato l'estrema debolezza dei dati pubblici sulla scoperta e la produzione di petrolio. Molti analisti, privi di esperienza diretta nel business del petrolio, possono essere perdonati per prendere come buoni dei dati apparentemente provenienti da sorgenti affidabili. Non ci si può aspettare che comprendano tutte le sottigliezze delle pratiche di rendicontazione. Detto questo, rimane il fatto che il petrolio e il gas sono risorse finite che si sono formate in occasioni particolari del passato geologico. Ne consegue che non è possibile negare che sono soggetti a esaurimento. Una caratteristica essenziale dell'esaurimento è che più alta è la produzione, più corto il tempo di vita. Il mondo ha cominciato a esaurire il petrolio dal momento in cui ha prodotto il primo barile, ma "esaurimento" non è il punto fondamentale dato che la coda finale della produzione può continuare per un tempo molto lungo. C'è un museo in Pennsylvania dove si può vedere un pozzo trivellato più di 100 anni fa, che tuttavia produce ancora qualche litro di petrolio al giorno. In un paese, la produzione comincia a zero e finisce a zero, raggiungendo un picco quando si è raggiunta circa la metà della produzione totale, come spiegato eloquentemente da M. King Hubbert che predisse correttamente il momento del picco di produzione del petrolio negli Stati Uniti 15 anni prima che si verificasse (Hubbert 1956, 1962). La questione del picco, il momento in cui la crescita del passato si trasforma nel declino del futuro, è molto più importante di quella dell'esaurimento finale, che non si verificherà ancora per parecchi decenni. Con il petrolio che fornisce circa il 40% dell'energia commerciale e il 90% del combustibile per i trasporti, il picco rappresenta una

discontinuità storica, che avrà effetti su praticamente tutti gli aspetti della vita sulla terra, incluso l'agricoltura, il che significa le risorse alimentari.

Di conseguenza, l'umanità si trova di fronte a un'enorme sfida nell'adattare il proprio stile di vita per usare meno petrolio e meno gas, sia riducendo gli sprechi sia utilizzando nuove forme di energia, nessuna delle quali sarà probabilmente comparabile al petrolio in termini di costi e di convenienza. Che ci piaccia o no, la logica proclama che abbiamo un bisogno disperato di sapere quanto tempo abbiamo ancora per prepararci a questo cambiamento, il che vuol dire che dobbiamo cercare di determinare al meglio possibile la data del picco. Ci sono due ostacoli su questo cammino. Il primo è la maligna influenza dell'economia dottrinarica, con il suo credo ottocentesco nell'Uomo come Padrone della natura in Pianeta di Risorse Infinite da piegare al proprio Volere; il secondo è la natura inaffidabile dei dati nel pubblico dominio, come discusso più sopra.

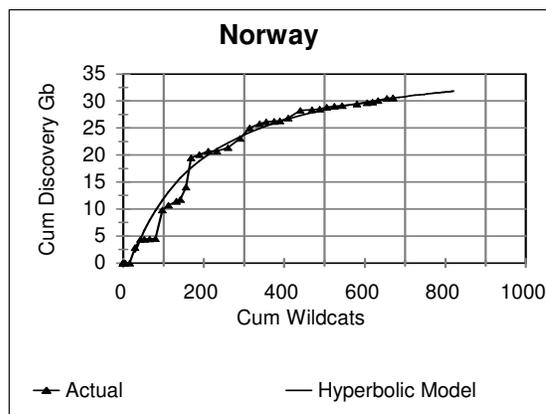
La Modellizzazione dell'Esaurimento

Uno dei metodi più usati, ma anche uno dei più fuorvianti, per misurare l'esaurimento è quello che viene chiamato "Rapporto Riserve/Produzione" (*Rapporto R/P*), definito in anni, che semplicemente divide le riserve per la corrente produzione annuale. Un attimo di riflessione è sufficiente per mostrare l'assurdità della nozione che la produzione attuale potrebbe rimanere costante per un certo numero di anni e poi fermarsi di botto, mentre invece si sa che tutti i campi petroliferi mostrano un declino verso l'esaurimento. E' sorprendente che la BP pubblichi dei diagrammi così fuorvianti nel suo *Statistical Review of World Energy*.

Bisogna trovare il petrolio prima che lo si possa produrre, il che significa che la produzione deve riflettere l'andamento delle scoperte dopo un certo lasso di tempo. Le scoperte passate, che non sono una speculazione, sono dunque la chiave per il futuro. L'esperienza fatta con campi maturi mostra che si scoprono prima i campi più grandi, semplicemente perché sono troppo grandi per essere mancati. Se avessimo accesso alla completa base di dati dell'industria, sarebbe un compito relativamente facile analizzare ogni provincia geologica usando tre tecniche che andiamo a descrivere ora.

La Curva di Creaming

Questa semplice curva (detta "creaming") diagramma la scoperta cumulativa in funzione del tempo ma i risultati sono soggetti a distorsioni dovute a eventi esterni quali guerre o politiche di esplorazione governative. Un metodo migliore è di riportare sul diagramma la scoperta cumulativa in funzione dei wildcat (ovvero delle trivellazioni). Si noterà come la curva delle scoperte segua normalmente una o più curve iperboliche. L'estrapolazione dell'iperbole all'asintoto permette di calcolare che cosa è rimasto da trovare, con la condizione di un taglio economico per campi troppo piccoli per essere economici. Un metodo conveniente è di costruire l'iperbole su tre parametri in ingresso: a) la prima scoperta, b) le scoperte al punto di metà del numero di wildcat correnti, c) le scoperte al momento



Il Frattale Parabolico

Jean Laherrère (1996) ha descritto una legge frattale dove la distribuzione delle dimensioni degli oggetti è una parabola quando le dimensioni sono diagrammate in funzione del rango su una scala logaritmica. Quando si sono trovati tutti i giacimenti più grandi, questi forniscono un segmento completo della distribuzione che, a causa della legge frattale di auto-somiglianza, descrive l'intera curva, determinando in questo modo i parametri necessari per costruire una parabola che si estende ai giacimenti

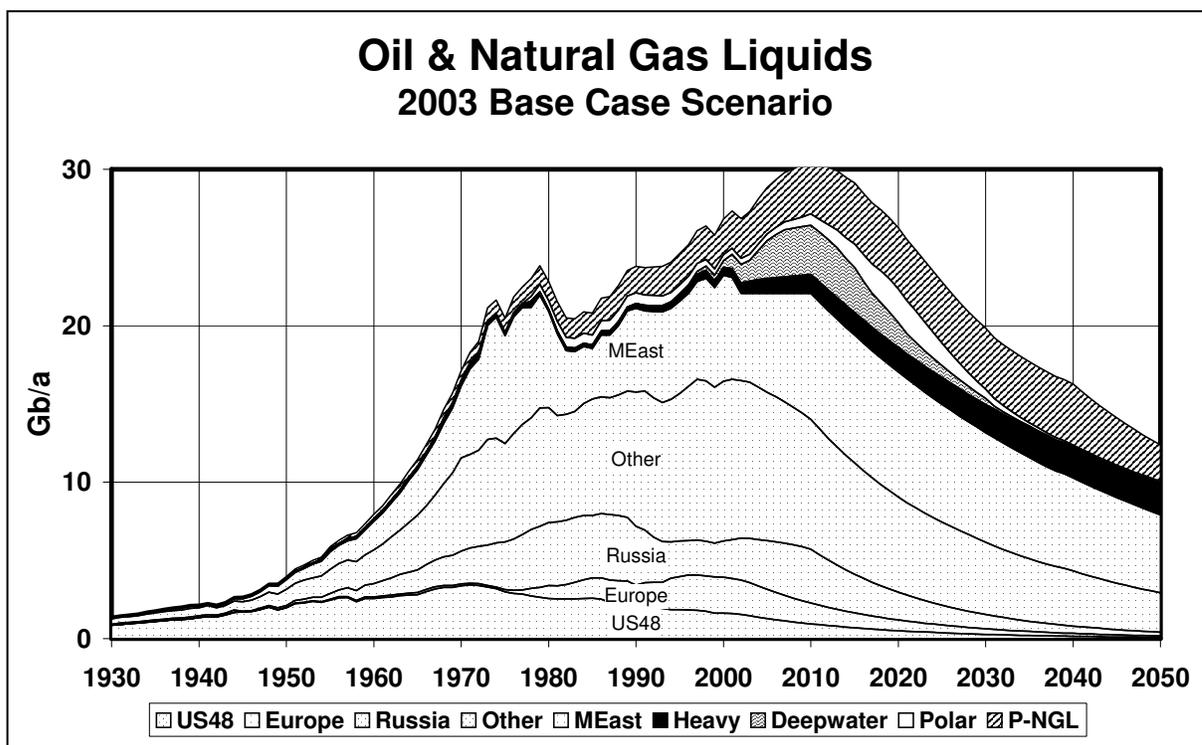
più piccoli. La differenza fra le scoperte al momento attuale e il totale definito dalla parabola, definisce quello che è rimasto da trovare.

Scoperta-Produzione

Un terzo metodo è di lisciare la curva delle scoperte e poi correlarla con la corrispondente curva delle scoperte traslata di un certo lasso di tempo. Comunemente, è facile determinare la presenza del picco delle scoperte e utilizzare il declino seguente per mostrare il corrispondente declino della futura produzione. Può essere utile lisciare il ciclo con una classica curva a campana. Alcuni paesi hanno avuto più di un ciclo di scoperte e di produzione.

Un modello pragmatico

Il network ASPO (<http://www.peakoil.net/>) ha pubblicato dati sulla produzione, riserve e scoperte basato su dati pubblici e dell'industria, facendo il meglio possibile per rimuovere le anomalie discusse prima. Dato che i dati in input non sono completamente affidabili, ASPO non può garantire che risultati pubblicati siano niente di più che un'onesta approssimazione, sufficiente però per determinare la data del picco di produzione con un'incertezza tollerabile (vedi tavole 1 e 2)



In assenza di dati completi e dettagliati, ASPO ha adottato un semplice modello di esaurimento basato sulle seguenti assunzioni:

1. Paesi al di là del punto medio

Assumiamo che nei paesi che hanno prodotto più di quanto rimane, la produzione continuerà a declinare al tasso di esaurimento corrente, ovvero che la produzione annuale è un certo valore percentuale della quantità di petrolio estraibile rimasta.

2. Paesi prima del punto medio

Si assume che la produzione rimarrà costante fino al punto medio per i paesi che non lo hanno ancora raggiunto, eccetto dove le circostanze locali suggeriscono altrimenti. Queste assunzioni non sono molto critiche per quanto riguarda le previsioni a lungo termine dato che la maggior parte di questi paesi sono oggi solo a pochi anni di distanza dal punto medio della produzione. Dopo il punto medio, si assume che la produzione declini al tasso di esaurimento normale per quel paese.

3. Produttori oscillanti (Swing)

I cinque produttori principali per il Medio Oriente, ovvero, Abu Dhabi, Iraq, Iran, Kuwait e Arabia Saudita (inclusa la Zona Neutrale), con circa metà del petrolio mondiale rimanente, sono trattati come produttori oscillanti che compensano la differenza fra la domanda mondiale e quello che gli altri paesi possono produrre nelle assunzioni. Lo “Scenario Base” assume che la domanda mondiale rimarrà nel complesso costante fino al 2010 a causa di recessioni ricorrenti e brusche oscillazioni nel prezzo che si verificheranno con il raggiungimento dei limiti delle capacità produttive.

Ci possiamo aspettare che la produzione reale si allontanerà dalle previsioni per molti possibili motivi contingenti, ma il modello si auto-regola entro certi limiti. Se la produzione aumenta temporaneamente al di sopra del tasso di esaurimento questo vuol dire che il successivo declino previsto sarà più rapido rispetto alle riserve totali per quel paese.

Il modello tiene in considerazione le risorse di liquidi *non-convenzionali* come segue:

Oli Pesanti

Ci si aspetta una lenta crescita della produzione di oli extra-pesanti e di bitume, principalmente in Canada e in Venezuela. L'estrazione in Canada è ostacolata dalla scala gigantesca dell'impresa, dalla disponibilità in diminuzione di gas a buon mercato per dar potenza agli impianti, dai limiti di disponibilità di acqua, dalla necessità di scavare spessori sempre più grandi di strati superiori per raggiungere il deposito in quella che è, in effetti, un'operazione mineraria. Potrebbe essere persino necessario costruire degli impianti nucleari appositamente per produrre il vapore usato nel processo di estrazione. E' importante ricordare che fino ad oggi solo le locazioni più favorevoli sono state sfruttate

Un punto limite arbitrario per gli oli pesanti è stato stabilito a una densità di 17.5° API. Una certa quantità di questi oli possono essere prodotti in pozzi normali, ma sono caratterizzati da un basso tasso di recupero, il che a sua volta rende il processo adatto a sistemi di recupero mediante iniezione di vapore e altri metodi. Ci sono molte dichiarazioni che la tecnologia potrà aumentare la frazione di olio pesante che si può estrarre da un bacino senza tener conto che sono le proprietà fisiche dell'olio stesso e del bacino che controllano la frazione inamovibile bloccata nelle rocce.

Petrolio profondo (>500m sotto il livello del mare)

Appare chiaro che le aree più promettenti per scoperte di giacimenti profondi sono il Golfo del Messico e i margini dell'Atlantico del Sud, dove esistono le condizioni geologiche appropriate. In altre regioni, i candidati per trivellazioni profonde sono confinate ai fronti delta geologici dove però è probabile che si trovi principalmente gas ma poco o niente petrolio. La produzione da pozzi profondi richiede abilità tecnologiche e manageriali al limite delle capacità esistenti ed è anche limitata dalla disponibilità di adatte piattaforme flottanti. Sono stati scoperti circa 35 Gb di petrolio ad alta profondità, su un totale stimato di circa 65 Gb.

Petrolio Polare

L'Antartide non è molto interessante in termini di possibile presenza di giacimenti, ed è in ogni caso chiusa all'esplorazione da accordi internazionali. Le zone artiche sono più promettenti per la presenza di vasti bacini sedimentari. Ma fino ad oggi, l'evidenza suggerisce che questi bacini contengono principalmente gas, a causa di movimenti tettonici verticali causati dal peso delle masse di ghiaccio che nel

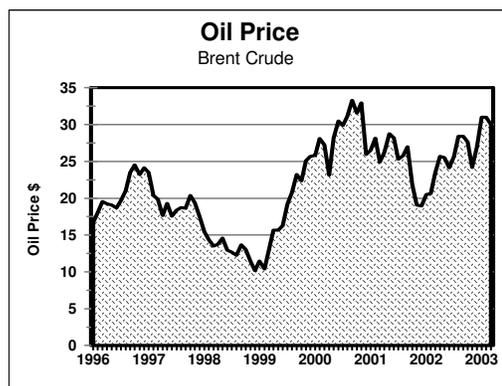
passato geologico hanno compresso le rocce sorgenti nella “finestra del petrolio” e che hanno anche avuto la tendenza a distruggere l’integrità delle guarnizioni. L’Alaska è un po’ un’anomalia, essendo stata appoggiata alle montagne rocciose. E’ un concentrato di habitat geologici, contenendo la maggior parte del proprio petrolio nel campo della baia Proudhoe. Tutto considerato, rimane nelle previsioni una certa quantità di petrolio ancora da scoprire, principalmente nell’artico siberiano.

Gas Naturali Liquidi

Ci si aspetta che la produzione di gas naturali liquidi cresca in parallelo con quella del gas, con qualche aumento di resa previsto.

Il Prezzo del Petrolio

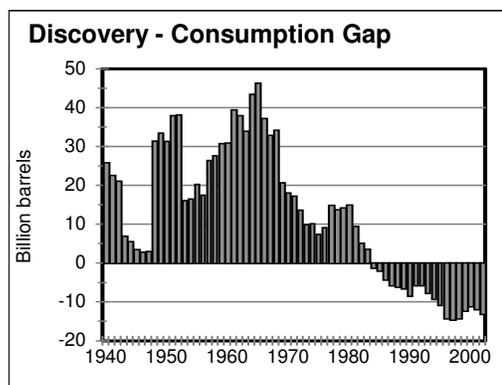
La produzione di petrolio convenzionale “non oscillante” è stata quasi costante dal 1997. Sarebbe stato ragionevole aspettarsi che i prezzi del petrolio sarebbero aumentati, riflettendo il crescente controllo del mercato da parte dei produttori Medio-Orientali. In effetti, i prezzi sono collassati l’anno seguente a causa della recessione asiatica e di altri fattori. Di seguito sono poi risaliti con un impressionante aumento del 300% fra il 1999 e il 2000, e avrebbero potuto salire molto di più dato che il mondo aveva esaurito le capacità di produzione in riserva. Questo non è avvenuto a causa della recessione che ha ridotto la domanda riducendo la pressione sui prezzi. Sembra dunque che il mondo sia entrato in un circolo vizioso dove qualunque crescita economica genererebbe un aumento della domanda che subito si troverebbe a scontrarsi con la declinante capacità produttiva causando prezzi più alti che, a loro volta, reimporrebbero la recessione. I prezzi del petrolio sono determinati da quello che viene detto il “barile marginale”, un sistema molto migliore sarebbe di determinarli in comparazione al costo di un combustibile sostitutivo.



La questione della riserve di capacità è un’ ulteriore materia di confusione. E’ evidente che le compagnie petrolifere stanno producendo ovunque al massimo ritmo possibile, praticamente hanno zero riserve per ulteriore produzione. Sembra poco probabile che gli stati Medio-Orientali, privi come sono degli incentivi sulle imposte che hanno le ditte private, vogliano pescare nei loro bilanci già fortemente stressati per scavare pozzi e poi chiuderli semplicemente per avere un cuscino confortevole per i consumatori. Solo un pozzo chiuso può essere aperto quando ce n’è bisogno. E’ possibile aumentare leggermente la produzione in qualunque campo petrolifero per breve tempo, ma mantenere una sovrapproduzione per un tempo lungo può danneggiare irreparabilmente il bacino.

Con il mondo che trova oggi meno di un barile per ogni quattro barili, la pressione sulla produzione può solo aumentare nel futuro. La forbice si sta allargando.

Va notato che il modello descritto finora non tiene conto della minacciata invasione dell’Iraq che potrebbe senza dubbio condurre a anni di terrorismo e sabotaggi nel Medio-Oriente e in altre aree. Se questo accadrà, la storia può ancora mostrarci che il picco della produzione di petrolio convenzionale ha in effetti avuto luogo nel 2000, con il Medio Oriente non più in grado di opporsi al declino in altre zone come tenuto conto nello Scenario di Base. Alcuni analisti hanno già notato questa possibilità. (Groppe, 2002).



Esaurimento del Gas

Il gas è stato generato in quantità maggior del petrolio in natura, ma questo vantaggio è compensato dal fatto che ha bisogno di una chiusura migliore del bacino per mantenere il gas all'interno, e comunque una grande quantità di gas scompare durante le ere geologiche. L'elevata mobilità molecolare del gas implica che una frazione maggiore è recuperabile (circa l'80%) contro circa il 40% per il petrolio – ma è soggetta a un profilo di esaurimento ben diverso. Un pozzo incontrollato si esaurirebbe molto presto, perciò in pratica la produzione viene limitata per fornire valore costante che si mantiene a lungo, con fluttuazioni principalmente stagionali. In un ambiente come quello degli Stati Uniti, il gas di un gran numero di produttori viene pompato in una rete di distribuzione. I produttori competono fra loro per esaurire le loro riserve di capacità. Il costo si abbassa quando l'investimento iniziale è ripagato e i prezzi si muovono verso il basso in un mercato competitivo. Questo risulta nella crescita degli utenti, specialmente nel campo della generazione di elettricità, anche a causa dei benefici ambientali del gas. Ma alla fine quello che succede è che la capacità produttiva dei pozzi si esaurisce senza dare segnali premonitori al mercato con la conseguenza del collasso della produzione, come sta succedendo oggi negli Stati Uniti. Laggiù c'è stato un notevole incremento nella trivellazione di gas, ma stavolta i pozzi producono al loro ritmo massimo con la conseguenza che si esauriscono in pochi mesi. Il fallimento da parte del governo degli Stati Uniti nel riconoscere le conseguenze, peraltro facilmente prevedibili, dell'esaurimento, potrà essere ricordato nella storia come uno dei suoi fallimenti principali. Altri paesi non stanno facendo di meglio. La Gran Bretagna è di fronte oggi anch'essa a un rapido declino delle sorgenti locali di gas, con le importazioni destinate a superare il 50% del consumo per il 2010.

Mentre quello del petrolio è un mercato globale flessibile, il gas è più regionale in natura, riflettendo l'alto costo e i problemi del trasporto per gasdotto. Molte delle riserve di gas sono localizzate in aree remote e lontane dai mercati. Il gas può anche essere liquefatto a bassa temperatura e trasportato in navi "metaniere" speciali molto costose. Può anche essere convertito direttamente in liquidi usando una variante del processo Fischer Tropsch che si usa per produrre combustibili liquidi dal carbone.

Le stime attuali suggeriscono che il totale del gas disponibile è di circa 10 000 Tcf (trilioni di piedi cubici), dei quali circa 2700 Tcf sono stati estratti fino ad oggi. La produzione in Nord America ha già raggiunto il picco nel 1973 ed è adesso di fronte a una caduta rapida. L'Europa può ancora affidarsi per qualche anno sul gas Norvegese, con l'aggiunta di gas dal Nord Africa, Siberia e nel futuro dal Medio-Oriente e dall'Asia Centrale. Per questi due ultimi produttori, l'Europa si troverà in competizione con l'Asia del Sud Est. Altre regioni si affidano a sorgenti locali. E' difficile modellizzare l'esaurimento globale, ma è ragionevole aspettarsi un consumo costante di circa 130 Tcf all'anno dal 2015 al 2040, seguito da un rapido declino. Il gas "non convenzionale", derivante principalmente da metano da giacimenti carboniferi, supplerà sicuramente le riserve convenzionali, contribuendo già a circa il 10% del mercato degli Stati Uniti. I cosiddetti "Idrati" o "Clatrati" che contengono gas all'interno del reticolo del ghiaccio hanno attirato molti fondi per la ricerca, ma possono essere sicuramente considerati inadatti a essere una sorgente commerciale di gas.

Conclusioni

Questo breve articolo ha cercato di descrivere l'evidenza scientifica che ci conduce ad attenderci il picco di produzione per il petrolio mondiale in un futuro molto prossimo. Pochi potranno dubitare l'importanza di questo soggetto, dato che il petrolio e il gas sono i motori energetici dell'economia moderna. Non ci sono particolari difficoltà nel fare stime valide delle dimensioni di un campo petrolifero e neppure a estrapolare le tendenze del passato per indicare che cosa rimane da trovare e da produrre. Si noterà anche in proposito che l'industria ha finora mirato deliberatamente ai candidati più grandi e più facili, e ha lavorato in un ambiente economico favorevole, in un regime di tassazione agevolato. Possiamo anche notare che il mondo è stato esplorato completamente utilizzando tecnologie avanzate e conoscenze scientifiche ben note. Se si fosse potuto trovare di più, sarebbe stato trovato. Questo vuol dire che il lungo declino nelle scoperte a partire dal 1960, come adesso confermato anche dall'industria petrolifera stessa (Longwell 2002), riflette i limiti imposti dalla Natura.

Queste conclusioni relativamente ovvie e incontestabili sono state oscurate dalla natura estremamente inaffidabile dei dati pubblici, dovuta a definizioni ambigue e pratiche di rendicontazione scadenti. Inoltre, queste conclusioni sono una verità poco piacevole che va contro le assunzioni ormai ingranate e i pervasivi concetti dell'economia classica, costruiti sull'esperienza del secolo XIX.

Tuttavia, anche se questo messaggio può essere sgradevole, rimane il fatto che il mondo sta esaurendo le proprie risorse di petrolio e di gas, cosicché la produzione è destinata a raggiungere il massimo e poi a declinare a partire dal 2010 circa. La popolazione mondiale è aumentata di sei volte in parallelo all'aumento della produzione petrolifera che ha fornito la necessaria energia per mandare avanti l'economia mondiale, incluso l'agricoltura con la quale si da mangiare alla gente.

Sebbene non sia possibile stabilire con esattezza la data precisa del picco, a causa dei cambiamenti nella domanda dovuti alla recessione, guerra e altri fattori, il picco arriverà abbastanza presto da causare gravi preoccupazioni all'umanità. E' evidente che entro il tempo di vita della presente generazione sarà necessario trovare modi per ridurre gli sprechi di energia e trovare fonti sostitutive per le necessità essenziali. La transizione e l'aggiustamento alle mutate circostanze non sarà facile, perciò prima si fanno i piani, meglio sarà. Questi piani dovrebbero necessariamente includere il ritorno verso uno stile di governo più centralizzato, dato che il famoso libero mercato non è fatto per gestire l'esaurimento di una risorsa critica. La concentrazione delle risorse rimanenti in alcuni paesi del Medio Oriente costituisce una sorgente di conflitti geopolitici che può causare guerre quando i vari stati competono per l'accesso alle risorse (Klare, 2002). Qui si gioca una partita fondamentale.

Bibliografia

- Adelman M.A., 1995, *The genie is out of the bottle: world oil since 1970*; MIT ISBN 0-262-01151-4
ASPO Newletters (see www.asponews.org)
- Bentley, R W., 2002, *Global oil & gas depletion: an overview*; Energy Policy 30, p 189- 205, 2002
- Campbell C.J., 1997, *The Coming Oil Crisis*; Multi-Science Publishing Co. & Petroconsultants 210p
- Campbell C.J., and J.H. Laherrère, 1998, *The end of cheap oil*; Scientific American March 80-86
- Deffeyes K.S., 2001, *Hubbert's peak - the impending world oil shortage*; Princeton University Press 208pp
- Gold T., 1988, *Origin of petroleum; two opposing theories and a test in Sweden*; Geojournal Library 9 85-92.
- Groppe H, 2002, *The world oil and US natural gas outlook*; Executive Oil Conference, Midland Texas 17 April 2002 <http://www.petroleumstrategies.com/eocpresentations/2002/Groppe.ppt>
- Hubbert M.K., 1956, *Nuclear energy and the fossil fuels*; Amer. Petrol. Inst. Drilling & Production Practice. Proc. Spring Meeting, San Antonio, Texas. 7-25.[#187]
- Hubbert M.K., 1962, *Energy resources, a report to the Committee on Natural Resources*; Nat. Acad. Sci. Publ. 1000D
- Ivanhoe, L F., 2000, *World Oil Supply- Production, Reserves, and EOR*; Hubbert Center Newsletter # 2000 / 1-1, January 2000
- Khalimov E.M., 1993, *Classification of oil reserves and resources in the former Soviet Union*; Amer. Assoc. Petrol. Geol. 77/9 1636 (abstrct)
- Klare M.T., 2002, *Resource Wars*; Owl Books 289p.
- Laherrère J.H., 1996, *Distributions de type "fractal parabolique" dans la Nature*; C.R.Acad. Sci. Paris 322 II
- Laherrère J.H., 1999, *Reserve growth: technological progress, or bad reporting and bad arithmetic*
Geopolitics of Energy

- Longwell H., 2002, *The future of the oil and gas industry: past approaches ,new challenges*; World Energy 5/3 2002
- Odell P, R., 1999, *Fossil fuel resources in the 21st Century*; Financial Times Energy
- Perrodon A., 1999, *Quel pétrole demain*, Technip, Paris 94p
- Simmons, M R., 2000, *Energy in the New Economy: The Limits to Growth*; Energy Institute of the Americas, October 2, 2000
- United States Geological Survey (2000) *World Petroleum Assessment*; DDS-60.
- Youngquist W., 1997, *Geodesinies: the inevitable control of earth resources over nations and individuals*; Nat. Book Co., Portland 500p.