

Tutto quello che vorreste sapere sul Picco del Petrolio

di Luca Pardi

Introduzione

Il fenomeno dell'esaurimento delle risorse minerali trova il suo paradigma nel cosiddetto Picco del Petrolio, Peak Oil o Picco di Hubbert. A nostra conoscenza il modello più semplice che descrive il picco di una risorsa non rinnovabile è quello proposto nel 2009 da Bardi e Lavacchi.¹

Definiamo risorsa non- rinnovabile, una risorsa naturale scambiata sul mercato, che viene prodotta e consumata ad un tasso molto superiore a quello di rigenerazione naturale. La produzione e il consumo della risorsa è la quantità prodotta/consumata nell'unità di tempo. La produzione cumulativa è la quantità totale prodotta nella storia estrattiva della risorsa. Per le risorse minerarie la produzione equivale all'estrazione. La curva di esaurimento (*depletion*) della risorsa è quella che descrive il declino della disponibilità della risorsa nel giacimento in cui è contenuta causato dal suo consumo/produzione ed è uguale alla produzione cumulativa cambiata di segno.

La forma teorica della curva di produzione di una risorsa non- rinnovabile in funzione del tempo, cioè la sua dinamica storica, è quella di Hubbert. Con la locuzione "Picco di Hubbert" si indica, sia il fenomeno osservato in numerosi casi di esaurimento locale o globale di risorse minerali e non, sia il modello matematico che descrive il fenomeno. Rimandando ad una fase successiva la discussione dei casi particolari di Picchi produttivi di risorse registrati nella storia, dedichiamoci al problema di esplicitare il modello teorico.

Il Picco ideale.

Per iniziare restringiamo ulteriormente il campo seguendo un procedimento di riduzione degli accidenti. Consideriamo una risorsa il cui giacimento è unico, omogeneo e rigorosamente finito cioè a tasso di rigenerazione nullo. Indichiamo con Q_0 la quantità contenuta nel giacimento (*resource stock*). Allo scopo di esplicitare il modello partiamo, come Hubbert fece, dal modello tipo [Lotka- Volterra \(L-V\)](#) preda- predatore.² Nel modello L-V se indichiamo con la variabile X la popolazione (numero di individui) della preda e con Y quella del predatore. Il ciclo di retroazione

preda predatore viene descritto con un sistema di due equazioni differenziali accoppiate in cui la variazione nel tempo della popolazione della preda dipende dal tasso di riproduzione diminuito della mortalità (qui assunta interamente dovuta alla predazione), mentre la variazione della popolazione del predatore dipende dal tasso di crescita dello stesso, il quale dipende dal tasso di predazione moltiplicato per il prodotto delle popolazioni di preda e predatore diminuito della mortalità del predatore.

$$\frac{dX}{dt} = \alpha X - \beta XY \quad (1)$$

$$\frac{dY}{dt} = \delta XY - \gamma Y \quad (2)$$

Nel caso di una risorsa economica non- rinnovabile la preda corrisponde allo stock di risorsa, Q , presente nel giacimento e il predatore allo stock di capitale, K , disponibile per estrarla. Qui si pone il problema delle unità di misura. Possiamo scegliere sia il valore monetario delle grandezze in questione sia, nel caso che si parli di una risorsa energetica, l'energia contenuta nei due stock. Un ulteriore assunto è che il capitale investito nella produzione provenga dalla produzione stessa e sia interamente reinvestito nella produzione. Date queste premesse la dinamica di esaurimento dello stock di risorsa è data da un sistema di equazioni come la (1) e la (2) nel quale il fattore di riproduzione della preda è nullo ed il fattore di mortalità del predatore corrisponde al deprezzamento del capitale, quindi:

$$\frac{dQ}{dt} = -k_1 QK \quad (1')$$

$$\frac{dK}{dt} = k_2 QK - k_3 K \quad (2')$$

Le tre costanti indicano rispettivamente, k_1 il tasso di estrazione della risorsa, k_2 il tasso di trasformazione della risorsa in capitale e k_3 il tasso di deprezzamento del capitale. Se si misurano le grandezze in unità monetarie k_1 e k_2 hanno le dimensioni di una frequenza (inverso del tempo, per esempio l'inverso degli anni o y^{-1}) diviso per una unità monetaria (quindi: $y^{-1}\$^{-1}$) mentre k_3 ha le dimensioni di una frequenza (inverso del tempo). Assumendo delle condizioni iniziali $Q = Q_0$ e $K =$

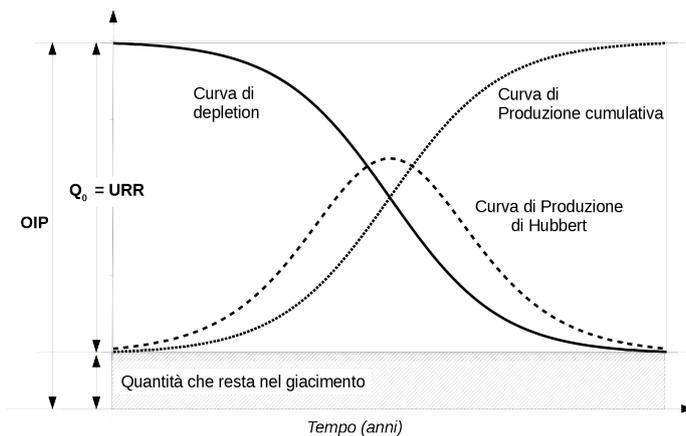


FIGURA 1. L'ORIGINE DELLA CURVA DI HUBBERT.

nell'unità di tempo. In realtà la produzione è il valore assoluto della derivata di Q nel tempo dato che la derivata è sempre negativa rappresentando una diminuzione dello stock di risorsa ed essendo la derivata di una funzione monotona decrescente.

La produzione cumulativa che è anche (e ovviamente) l'integrale della produzione istantanea è uguale alla curva $-(Q(t)-Q_0)$. In Figura 1 lo stock di risorsa Q_0 è eguagliato alla sigla URR che è l'acronimo dell'inglese Ultimate Recoverable Resource (quantità che dipende anche dalle condizioni economiche, cioè la prezzo di mercato della risorsa). L'acronimo OIP significa *Oil In Place*, a volte si incontra anche OOIP che significa *Oil Originally In Place*, in pratica la stima migliore del petrolio presente al tempo 0, nel giacimento considerato.

Discussione del caso ideale.

Nel modello proposto il punto più rilevante è che si assume che il capitale investito nell'impresa di estrazione della risorsa finita sia originato dalla produzione della risorsa stessa. In realtà parte del capitale può provenire dal mercato finanziario e, soprattutto, ad un certo punto, ben prima che la campana di Hubbert tocchi lo zero la produzione della risorsa viene abbandonata. La rimozione dell'assunto che tutto il capitale sia reinvestito nella produzione modifica diminuendolo, il valore della costante k_2 . L'effetto in questo caso è un declino più rapido dopo il picco o un picco più precoce, o ambedue le cose. La rimozione dell'assunto relativo al tasso di rigenerazione non

inizia l'utilità del modello a meno che il tasso di rigenerazione sia molto prossimo al tasso di produzione/ consumo. Nel caso del petrolio e delle risorse minerarie si può assumere tranquillamente un tasso di rigenerazione nullo.

La rimozione dell'assunto che il giacimento sia unico e omogeneo produce la varietà di comportamenti osservati nella realtà in migliaia di campi petroliferi e ormai in diverse decine di regioni produttive,^{3,4} ma non modifica l'utilità del modello di Hubbert e di quelli derivati.⁵⁻⁷

C'è un altro assunto implicito nel modello che può essere difficile "curare" all'interno di un foglio di calcolo, ma che può essere facilmente affrontato usando un pacchetto di calcolo di Dinamica dei Sistemi come Stella o Vensim; questo assunto è l'istantaneità dell'investimento in capitale sulla produzione. Nella realtà naturalmente l'investimento ha un certo ritardo che può essere facilmente simulato nei programmi di Dinamica dei Sistemi introducendo un fattore di ritardo. In questo modo si osserverebbe il ritardo del picco del capitale rispetto a quello di produzione.

C'è un altro aspetto che, per quanto possa sembrare pedante rilevarlo, ci ha ingannato per qualche tempo e quindi esplicito volentieri, nel modello preda- predatore le oscillazioni riguardano le popolazioni che, alle condizioni iniziali non sono uguali e questo determina un'alternanza di esplosioni demografiche dell'una o dell'altra popolazione. Nel nostro caso le grandezze corrispondenti alle popolazioni sono Q e K, ma il nostro interesse si focalizza sulle loro derivate nel tempo Q' e K' che mostrano l'andamento a picco.

EROI.

L'EROI (Acronimo di *Energy Return On Energy Investment*) è un parametro che misura la qualità di una risorsa energetica dal rapporto fra l'energia ottenuta da una determinata fonte primaria attraverso l'uso di opportuni impianti di produzione di energia e l'energia impiegata per ottenere quell'energia, cioè spesa in tutte le fasi che vanno dalla ricerca della fonte, ad esempio ricerca e prospezione per gas e olio, alla costruzione degli impianti che permettono di trasformare la risorsa in energia utile utilizzabile dalla società.⁸⁻¹³

Nel modello Bardi e Lavacchi relativo ad una risorsa energetica può essere esplicitato anche l'EROI di questa risorsa. In particolare l'EROI istantaneo, che è quello che conta per le risorse

fossili, è dato dal rapporto fra quantità estratta e il capitale impiegato se ambedue le grandezze sono misurate nelle

appropriate unità di misura dell'energia (la questione della rappresentazione monetaria deve essere approfondita):

$$EROI = \frac{k_2 QK}{K} = \left(\frac{1}{K} \right) * \left| \frac{dQ}{dt} \right| \quad (3)$$

L'EROI è dunque direttamente proporzionale alla pendenza della curva di *depletion* ma dato il fattore K a dividere, ha, nel tempo, lo stesso andamento della curva di *depletion*.

La matematica di Hubbert.¹⁴

Il trattamento della curva, e del picco, di Hubbert può essere affrontata anche in un modo diverso che ci permette di ottenere la forma analitica della curva.

La curva può essere espressa in quattro modi equivalenti per la qual cosa si definiscono le seguenti variabili:

t è il tempo espresso in anni (year, y).

$Q(t)$ è la produzione cumulativa espressa in unità di massa o volume (ad esempio per il petrolio in barili).

Q_0 è la URR definita nel precedente paragrafo.

$P(t) = dQ/dt$ è la produzione annuale nelle unità scelte all'anno t .

τ è l'anno in cui la curva è massima, cioè raggiunge il picco.

ω è l'inverso di un tempo di decadimento.

La prima forma è quella differenziale che definisce la produzione nell'unità di tempo:

$$\frac{dQ}{dt} = P = \omega Q \left(1 - \frac{Q}{Q_0} \right) \quad [1]$$

Dividendo la [1] per Q si ottiene la cosiddetta linearizzazione di Hubbert:

$$\frac{P}{Q} = \omega \left(1 - \frac{Q}{Q_0} \right) \quad [2]$$

La curva in questa rappresentazione è lineare nelle variabili Q e P/Q. Avendo valori storici della produzione P_i e, a fortiori, Q_i , si possono diagrammare nel piano (Q, P/Q) (escludendo eventualmente i primi punti, vide infra) ottenendo un insieme di punti che possono essere accomodati su una retta. L'estrapolazione della retta nel tempo incontra l'asse delle ascisse (dove P/Q si annulla) in cui $Q = Q_0$, permettendo così di avere una stima dell'URR dai dati storici di produzione. Ovviamente questa stima sottovaluta sempre quello che sarà l'URR osservato al termine della storia estrattiva.

Il picco del petrolio (il Picco Reale).

Come abbiamo detto la dinamica di esaurimento delle risorse minerarie, e dunque strettamente non rinnovabili, può essere idealizzata come mostrato nella sezione precedente. La dinamica introduce un punto di vista affatto diverso sulla durata temporale delle risorse naturali non rinnovabili e, di fatto, su ogni risorsa il cui sfruttamento viene condotto ad un tasso superiore a quello di rigenerazione, rispetto al punto di vista convenzionale. Nel caso delle risorse minerali e dei combustibili fossili si può assumere che il tasso di rigenerazione sia nullo. Roger Bentley³ definisce Picco del Petrolio come “il raggiungimento di quel massimo di produzione, in unità di peso, volume o energia nell'unità di tempo (dQ/dt nella sezione precedente), all'interno di un campo petrolifero, di un bacino petrolifero o per l'intero pianeta, che sia determinato dalla limitazione fisica della quantità economicamente e tecnicamente estraibile”. Questa definizione, un po' astratta, spiega la ragione per cui si è rivelato abbastanza difficile far penetrare nell'opinione pubblica globale il concetto di Picco e sollevare il necessario interesse per un fenomeno che, dal punto di vista umano, non è meno importante ed allarmante del cambiamento climatico. Ulteriori difficoltà si incontrano a causa del proliferare delle spiegazioni e delle stesse definizioni di picco. È dunque necessario partire dall'inizio.

Cosa sono i combustibili fossili e, in particolare, il petrolio.

I combustibili fossili, carbone, petrolio e gas naturale (prevalentemente metano), sono quanto resta dei corpi di organismi viventi, prevalentemente vegetali, che, per le particolari condizioni in cui si sono depositati ed accumulati hanno subito soltanto parzialmente il processo di decomposizione che normalmente avviene ad opera degli organismi decompositori.

Gli organismi fotosintetici assorbono CO_2 dall'atmosfera, acqua ed altri elementi dal suolo, e, attraverso il complesso meccanismo della fotosintesi, trasformano il carbonio della CO_2 , combinato con l'idrogeno tratto dall'acqua (H_2O), in glucosio (uno zucchero) e da questa molecola formano i loro tessuti. La cellulosa, un costituente fondamentale dei tessuti vegetali, ad esempio, è costituita da lunghissime catene di molecole di glucosio e costituisce il polimero naturale più diffuso in natura. Essenzialmente i nostri corpi ed i corpi degli altri organismi viventi sono fatti di carbonio e acqua. Quando gli organismi muoiono altri organismi detti decompositori tornano a trasformare i tessuti in CO_2 e H_2O . Se però questa decomposizione non è completa parte dei tessuti ricchi in carbonio e idrogeno possono formare sedimenti marini e lacustri contenenti una elevata percentuale di materia organica. Tali accumuli di materia organica possono diventare combustibili fossili attraverso una complessa trasformazione chimico- fisica che si compie nel sottosuolo. Il petrolio è costituito da una miscela di idrocarburi che si sono originati dalla decomposizione di materia organica in assenza di ossigeno in pochi episodi di riscaldamento globale centinaia di milioni di anni fa. I resti di organismi marini, prevalentemente alghe, in periodi di forte riscaldamento si depositarono sul fondo del mare o di laghi e lagune e furono sepolti dai sedimenti depositati successivamente. La formazione del petrolio dalla materia organica originaria è un processo abbastanza ben conosciuto che necessita di una vera e propria "cottura" a temperature non inferiori a 60- 80 °C a non oltre i 150°C. Queste condizioni si trovano mediamente nella crosta terrestre a profondità non inferiori a circa 2 Km e non superiori a 4,5 Km, la cosiddetta "finestra del petrolio". Quando le rocce finiscono a profondità superiori, e corrispondentemente a temperature superiori, la cottura del materiale ha come prodotto il metano.^{4,15} Coerentemente con la genesi descritta, generalmente, un giacimento di idrocarburi ha le caratteristiche descritte nella figura 4.

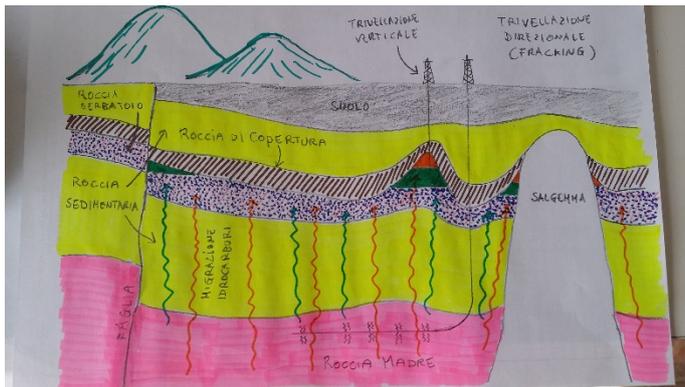


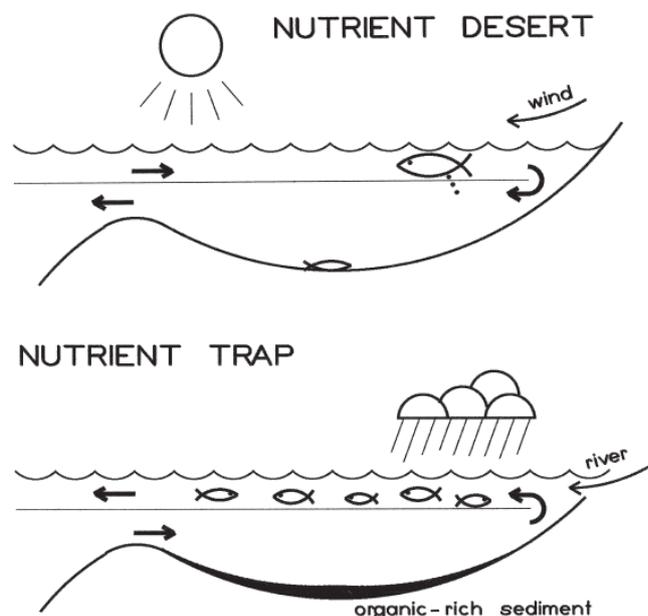
Figura 2. Struttura di un giacimento convenzionale di idrocarburi⁴

La roccia madre (*source rock*) che contiene inizialmente il materiale organico nel quale esso è maturato all'interno della finestra del petrolio. Un "*reservoir*" (roccia contenitore)

cioè una formazione rocciosa che assorbe gli idrocarburi che migrano dalla roccia madre. Una roccia di copertura (*seal rock*) impermeabile agli idrocarburi che sigilla gli idrocarburi nel "*reservoir*". Una trappola geologica che raccoglie il fluido senza lasciarlo sfuggire verso la superficie dove, a contatto con l'atmosfera, si decomporrebbe.^{4,16,17} I sedimenti ricchi di materia organica si formano nelle condizioni di "trappola dei nutrienti". In una situazione come quella raffigurata nella figura 5(a), l'acqua della laguna ha un rapido ricambio e rimane ossigenata in modo che il corpo di un organismo in decomposizione viene interamente portato ad anidride carbonica ed acqua (e sostanze minerali) dagli organismi decompositori. La decomposizione può essere vista come la reazione chimica opposta a quella di fotosintesi in cui i tessuti morti vengono interamente riportati a CO₂ e acqua (lo stesso risultato di una combustione, ma con altri mezzi). Quando, come nell'esempio della figura 5(b), in una laguna bassa vicino all'estuario di un fiume l'acqua si stratifica per densità, il fondo viene rapidamente deprivato dell'ossigeno necessario agli organismi

Figura 3. Le condizioni di formazione di sedimenti ricchi di materia organica precursori degli idrocarburi. (a) Deserto di nutrienti (b) trappola di nutrienti.

decompositori per decomporre totalmente la materia organica che si accumula nei sedimenti. Questi sedimenti poi, rapidamente coperti da altri sedimenti, scendono nella crosta terrestre si compattano e, raggiungendo le pressioni e temperature adeguate, proprie ad esempio della "finestra del petrolio", vedono la digestione/cottura della parte organica in petrolio.¹⁷



Un giacimento di idrocarburi contiene una formazione rocciosa profonda detta "roccia madre" che rappresenta il sedimento originario che si è formato sul fondo di un bacino marino o lacustre nel modo illustrato sopra, e nella quale si è formato l'idrocarburo che sarà petrolio o gas a seconda della sua storia successiva alla sedimentazione. Da tale formazione una parte, generalmente piccola, del fluido (gas o liquido) migra in una formazione superiore costituita da una roccia porosa (che può essere arenaria, oppure un calcare). Tale formazione si chiama "roccia serbatoio". Al di sopra di questa roccia serbatoio si trova una roccia di copertura (*seal rock*) che deve essere impermeabile agli idrocarburi in modo che essi non continuino il loro cammino fino alla superficie dove sarebbero decomposti dai batteri e dall'azione dei fattori naturali. Affioramenti di petrolio e gas sono noti fin dall'antichità e il nome latino di *petroleum*, olio di pietra, lo testimonia. Il petrolio veniva usato per vari scopi già dall'antichità soprattutto come bitume per l'impermeabilizzazione degli scafi o dei ponti delle navi. Se la roccia di copertura è incurvata con la concavità verso il basso si determinano le condizioni per il confinamento dei fluidi e si parla di trappola per piega anticlinale nella quale il gas e il petrolio si accumulano come mostrato in figura 4 (*anticline trap*). Esistono altri tipi di trappole geologiche come quelle in corrispondenza di faglie (*fault trap*) o intorno a delle formazioni di sale (*salt trap*). Se la roccia madre contenente il sedimento ricco di materia organica non scende nella crosta terrestre fino a profondità sufficienti affinché si formi il petrolio, il sedimento resta come un materiale di tipo ceroso, detto cherogene. Rocce ricche di cherogene sono sfruttate per generare petrolio attraverso un intenso riscaldamento, ma il procedimento è ovviamente energivoro (cioè consuma molta energia riducendo così la resa del combustibile ottenuto).

Le condizioni in cui il petrolio si forma sono perciò abbastanza rigide e già questo ci fa capire che esso non può essere cercato ovunque. Tali condizioni sono cinque e costituiscono una *check list*¹⁸ che richiede di essere interamente soddisfatta affinché l'area esplorata contenga petrolio:

- 1) l' esistenza di sedimenti ricchi di sostanza organica, che siano rapidamente sepolti da altri sedimenti e sottratti così al contatto con l'atmosfera ossidante. I sedimenti così formati devono essere portati in profondità, che permettano la diagenesi della roccia madre che include una sorta di digestione/cottura delle complesse molecole organiche in molecole più piccole in opportune condizioni di temperatura e pressione (finestra del petrolio: 80- 150°C, 2,2 -4,5 Km di profondità circa).
- 2) Esistenza di una "roccia serbatoio". Tale roccia accoglierà nei suoi pori il liquido formato nella cottura. Le rocce porose che possono contenere petrolio sono essenzialmente di due

tipi: arenarie e calcari. Il petrolio è contenuto nelle porosità della roccia come acqua in una spugna.

- 3) Esistenza di una “roccia di copertura” che impedisca al petrolio di sfuggire verso la superficie della crosta terrestre. Tali rocce sono tipicamente denominate evaporiti,¹⁹ per esempio gesso anidro (Solfato di calcio) e salgemma (Cloruro di calcio: il sale da cucina). I grandi giacimenti petroliferi del Medio Oriente sono intrappolati proprio da uno strato di anidrite.
- 4) Esistenza di un “trappola” cioè una incurvatura delle rocce di copertura che impedisce al petrolio di sfuggire lateralmente alla formazione rocciosa.
- 5) Assenza di fratture nella roccia di copertura tali da far sfuggire il petrolio.

È inoltre necessario che nella roccia serbatoio i pori che contengono il fluido siano connessi fra loro da canali che permettano lo scorrimento del fluido verso il sistema estrattivo costituito da una o più pozzi. Tale proprietà è misurata dalla permeabilità della roccia.

È solo al termine di questa gara di qualificazione, nella quale ciascun test deve essere superato con successo, che inizia il vero *Camel Trophy* petrolifero, cioè il processo di prospezione e perforazione alla ricerca dell'oro nero.¹⁸

Le condizioni per la formazione di giacimenti petroliferi sfruttabili economicamente, si sono verificate in un numero limitato di eventi durati alcuni milioni di anni, centinaia di milioni di anni fa. Quasi il 60% del petrolio dei giacimenti terrestri noti, e che hanno fornito idrocarburi per oltre un secolo, si è formato in due grandi eventi nel Giurassico e nel Cretaceo.⁴ Cioè in un periodo che va da circa 200 a 65 milioni di anni fa. Gli eventi di formazione di idrocarburi si sono inoltre verificati in un pianeta che aveva un aspetto totalmente diverso da quello attuale, non solo per il tipo di flora e fauna, ma anche per la distribuzione dei continenti.^{3,19} I vari bacini petroliferi attuali disegnano, in un certo senso, i confini continentali in cui si verificarono le condizioni per la formazione dei sedimenti precursori del petrolio e del gas naturale.

Si pensa che questi eventi siano stati determinati da grandi fioriture algali (le analisi degli isotopi del carbonio danno indicazioni in questo senso) possibilmente determinate da fenomeni di riscaldamento climatico, seguiti da anossia del mare (assenza di ossigeno) e conseguente morte di grandi quantità di organismi che hanno costituito la materia organica dei sedimenti. Per completezza si deve dire che esiste anche una teoria sull'origine abiotica del petrolio e del gas come prodotti che si formano dalle rocce carbonatiche nelle profondità della crosta terrestre. Ma a questa teoria, piuttosto controversa, è attualmente dato poco credito. Si sa che una parte del metano (CH₄) ha origine abiotica, ma la velocità di formazione di questa parte di gas non giustifica le quantità accumulate nei giacimenti noti.²⁰

Come abbiamo detto Il picco di Hubbert o Peak Oil & Gas (tradotto in italiano Picco del Petrolio), corrisponde al raggiungimento del massimo di produzione di olio (o gas) in un campo petrolifero, in una regione petrolifera (generalmente costituita da molti campi) o nel mondo intero determinata dai limiti fisici di disponibilità della risorsa.³ Si tratta di un fenomeno osservato già centinaia di volte in campi petroliferi e in oltre 60 diverse regioni petrolifere (regioni che spesso si identificano con un singolo paese) ma non ancora osservato a livello mondiale per la categoria di tutti i liquidi combustibili, costituiti da miscele di idrocarburi. Sul fatto che vi sia stato un picco di quello che si definisce olio convenzionale ci sono pochi dubbi. Nel rapporto del 2018 l'IEA (International Energy Agency) ha affermato che: “La produzione di petrolio greggio convenzionale ha raggiunto il suo picco nel 2008, a 69,5 milioni di barili al giorno (Mb/g), e da allora è diminuita di circa 2,5 Mb / g.”²¹ Ciascun tipo di picco, in un campo petrolifero, in una regione e a livello globale ha le sue particolarità che devono essere esaminate. Per comprendere la natura del picco è necessario comprendere la dinamica di esaurimento delle riserve e quindi avere un’idea piuttosto precisa di cosa siano e come si identificano le riserve di petrolio. Ma prima ancora di scendere nei dettagli riguardanti le riserve, si deve capire cosa si intende per “oil”. Innanzi tutto in italiano si usa il termine petrolio per indicare generalmente la parte liquida degli idrocarburi: petrolio e gas. Nell’industria petrolifera, internazionalmente, il termine “*petroleum*” indica l’insieme di “oil” e “gas” e quindi appare come sinonimo di idrocarburi. Scegliamo quindi di chiamare olio (come si fa nell’industria e come fa, ad esempio, il Ministero dello Sviluppo Economico)²² quello che è noto a “livello popolare” come petrolio: la frazione liquida degli idrocarburi, il liquido più o meno scuro e denso che si è guadagnato l’epiteto di “oro nero” e che sempre nero non è. Non esiste una precisa definizione delle diverse categorie di olio. Quella presentata in figura 6 è una delle più accreditate nell’ambiente degli analisti.²³

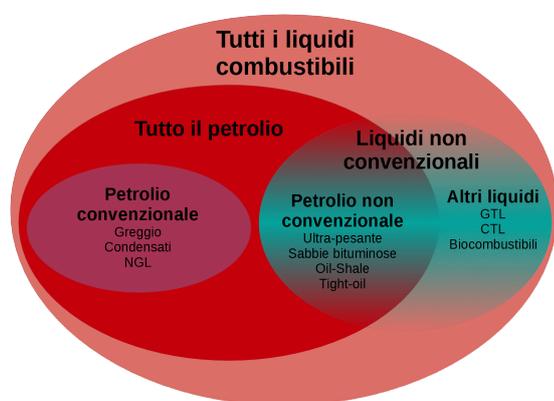


Figura 4. Diagramma di Venn che definisce l'insieme di tutti i combustibili liquidi.

Si identifica la macrocategoria di “tutti i liquidi combustibili”) che comprende “tutto il petrolio” e liquidi non convenzionali. Tutto il petrolio è diviso a sua volta in due categorie, quello convenzionale, e

quello non convenzionale. Il petrolio convenzionale è quello che ha alimentato il sistema

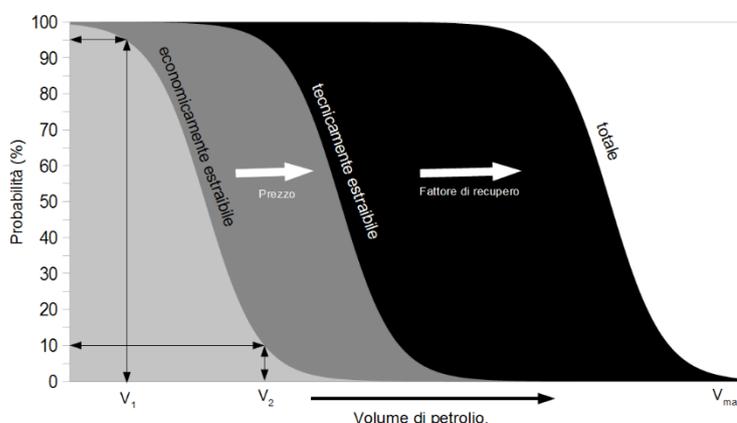
industriale, la nostra società, per oltre un secolo. Si tratta del petrolio geograficamente localizzato presente in trappole geologiche identificabili. Il fatto di essere contenuto in un giacimento geograficamente localizzato è un grandissimo vantaggio. In pratica processi naturali hanno concentrato per noi una risorsa, l'olio, che altri processi naturali avevano creato all'interno della roccia madre. Greggio, condensato e NGL (*Natural Gas Liquid*) sono le categorie che costituiscono l'olio convenzionale. Il greggio è il materiale liquido oleoso che siamo abituati a riconoscere come petrolio vero e proprio. Condensato e NGL sono invece frazioni liquide a basso peso molecolare che in certe condizioni possono essere utilizzate come il greggio, ma hanno in genere una densità energetica più bassa (meno energia per unità di volume). Si veda anche il Box 1.

Riserve.

Le riserve di una risorsa non rinnovabile sono, in genere, una piccola percentuale della risorsa totale. Ad esempio, secondo l'USGS (United States Geological Survey),^{24,25} le riserve globali di rame sono stimate in 500 milioni di tonnellate di metallo a fronte di una risorsa totale di oltre 3 miliardi di tonnellate. Questo perché soltanto le quantità scoperte che possono essere estratte economicamente e tecnicamente possono essere definite riserve. In questo quadro si identificano tre tipi di riserve: quelle certe (*proved*), quelle probabili (*probable*) e quelle possibili (*possible*). Queste tre categorie corrispondono a quantità conosciute che hanno un'alta, una media e una bassa probabilità di essere estratte nelle condizioni tecniche ed economiche attuali. Uno dei grafici che aiuta a comprendere la natura delle riserve è rappresentato in figura 7.²⁶ In questo grafico si identificano le riserve in base alla crescente difficoltà geologica ed economica di estrazione.

Figura 5. Curve di probabilità di estrazione delle riserve.

Dividiamo le risorse in tre parti a seconda della loro effettiva disponibilità, determinata dalle condizioni economiche e tecniche del momento: la quantità totale presente nel sottosuolo (*total in place*), la quantità tecnicamente, ma non economicamente, recuperabile e la



quantità recuperabile economicamente che è un sottoinsieme delle precedenti. Per ciascuna delle tre categorie di recuperabilità si traccia una curva sigmoide come rappresentato in figura 7. Per un dato volume in ascissa, ciascuna curva indica, in ordinata, la probabilità minima che quel dato volume ha di essere effettivamente estratto. Così, ad esempio, il volume V_1 può essere estratto economicamente con una probabilità maggiore del 95%, mentre il volume V_2 può essere estratto con una probabilità maggiore del 10%.

In pratica scelto un dato volume sull'asse orizzontale si legge la probabilità sull'asse verticale e viceversa nel modo indicato dalle frecce tracciate sul diagramma per i due volumi V_1 e V_2 . Il massimo volume estraibile è V_{max} all'estrema destra del diagramma, un volume che non potrà essere mai interamente estratto (probabilità pari a zero). Quanto più volume volete estrarre minore sarà la probabilità minima, tanto maggiore volete la probabilità tanto minore sarà il volume. Nella pratica una volta tracciate le curve basate sulla conoscenza ingegneristica e geologica di un dato giacimento si può inferire il grado di recuperabilità del petrolio ivi contenuto.²⁶⁻²⁸

Box 1. Tassonomia dei petroli

- **Crudo (greggio)**. Miscela liquida di idrocarburi prima della raffinazione, così come esce dai pozzi.
- **Condensate**. Miscela di idrocarburi a basso peso molecolare che si condensa a pressione e temperatura ambiente dai pozzi di gas naturale. A volte definito “benzina naturale” è essenzialmente costituito da pentano, ma contiene anche molecole più pesanti fino all’ottano.
- **NGL (Natural Gas Liquid)**. Miscela di Etano, Propano e Butano che viene dai pozzi di olio. L’etano viene a volte separato per la produzione di polietilene.
- **Extra-Heavy oil**. Olio ultra pesante cioè con grado API inferiore a 10 (cfr pag seguente). In genere sono gli olii estratti dal bacino dell’Orinoco in Venezuela.
- **Oil Sands** (o Tar sands) Sabbie bituminose. Sono idrocarburi solidi o molto viscosi contenuti in giacimenti di sabbie. Sono presenti prevalentemente nel Canada nella regione dell’Alberta. Si tratta di idrocarburi in parte degradati dal contatto con l’atmosfera.
- **Tight Oil**. A volte indicato come *Shale Oil* (da non confondere con *Oil Shale*). Si tratta di giacimenti di idrocarburi ancora residenti nella roccia madre, cioè in formazioni continue e

compatte. La loro estrazione implica la combinazione delle tecniche di trivellazione direzionale e di fratturazione idraulica (*Hydraulic Fracturing o Fracking*).

- **Oil Shale.** Si tratta di un materiale ceroso (*kerogen*) originato dalla parte organica dei sedimenti che non sono scesi all'interno della finestra del petrolio e sono perciò immaturi e devono essere trasformati in vero e proprio olio attraverso un processo chimico- fisico di maturazione.

Nel Box 1 si trova una classificazione dei tipi di petrolio rappresentati in Figura 6.

Ma più interessante di questa classificazione è la risposta alla seguente domanda: “come mai per oltre un secolo e mezzo il mondo ha fatto uso di olio convenzionale (cioè di olio in campi petroliferi: definiti come l'insieme di accumuli in rocce porose aperte) piuttosto che quello di altre sorgenti pur essendo molte di queste ultime conosciute?”³ E la risposta è semplicemente questa: “Perché l'olio convenzionale è stato solitamente di gran lunga meno costoso da produrre delle altre categorie e questo fatto dipende da due fattori: il tasso di flusso (*flow rate*) e il ritorno energetico (sull'investimento, cioè l'EROI)”.³ Per banale che possa apparire l'affermazione, e spesso in questo campo ci sono affermazioni banali, questo è quanto! Ed è bene ripeterselo. Per quanto riguarda il tasso di flusso si osserva che l'olio convenzionale è geograficamente localizzato e fluisce facilmente sotto l'effetto della pressione intrinseca, o di quella di qualche fluido presente o introdotto inclusa l'acqua. Per quanto riguarda l'EROI, come detto, vi sono molti modi diversi di stimare questo parametro di qualità della risorsa, in generale si osserva una variazione storica dell'EROI del petrolio. Charles Hall¹³ dà una stima della sua evoluzione storica; 30:1 (1930), 40:1 (1970) 5-10:1 attualmente.

Box 2. Riserve.

CERTE (proved): quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del **90%**) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. **P90**

PROBABILI (probable): quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di

ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del **50%**) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. **P50**

POSSIBILI (possible): quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del **10%**) essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. **P10**

Si definiscono anche le seguenti sigle:

1P = CERTE

2P = CERTE + PROBABILI

3P = CERTE + PROBABILI + POSSIBILI

La stima della quantità totale estraibile da una determinata porzione delle riserve, o da determinati giacimenti è spesso definita URR (*Ultimate Recoverable Resource*), questa è una frazione dell'OOIP (*Oil Originally In Place*) la quantità stimata di olio presente nel giacimento prima dell'inizio dello sfruttamento. Il rapporto fra URR e OOIP corrisponde al fattore di recupero.

I database pubblici (quello della British Petroleum²⁹ e quello di World Oil, Oil & Gas Journal³⁰ e dell'US- EIA³¹) forniscono i dati delle riserve 1P. Questo tipo di riserve hanno tre problemi di sottostima, sovrastima e non-stima. In pratica non valgono molto.³ Oggi tendenzialmente stanno convergendo allo stesso valore, ma hanno generato molta confusione specialmente quando si guardava al tasso di crescita delle riserve.

Sottostima (understatement). La definizione di riserve 1P è stata quanto di meno vicino alla realtà. In realtà storicamente si vede che le riserve 1P sono sempre state molto inferiori alle quantità recuperabili con ragionevole certezza (cfr Box 2). Queste sono in realtà le riserve 2P (*proved + probable*). Questo vale sicuramente per USA e Canada dove le regole SEC (La *Securities and Exchange Commission*, ente federale USA preposto alla vigilanza sulla Borsa Valori, cioè l'equivalente della nostra Consob) portano alla sottostima degli *asset* rappresentati

dalle riserve detenute dalle aziende quotate. Questo è quanto accade anche nel Regno Unito. Inoltre per intere regioni petrolifere (ad esempio il Mare del Nord) la sottostima può nascere da problemi di sommatoria di probabilità per motivi prettamente statistici.³ Naturalmente le riserve crescono nel tempo convergendo verso il valore delle 2P. Questa crescita è stata attribuita a miglioramenti delle tecnologie di prospezione e ricerca ed a quelle di estrazione, ma in molti casi si trattava di mera presa d'atto che le cifre date inizialmente erano molto conservative.

Sovrastima (overstatement). Per i paesi produttori, ed in particolare per quelli dell'OPEC le riserve sono offuscate in modo palese e deliberato. Osservando la figura 8, creata prendendo le riserve provate dei paesi OPEC riportate nei dati della BP,²⁹ si vede un salto delle riserve di ciascun paese OPEC a partire dall'Iraq nel 1980-81, quando, dovendo sostenere la guerra contro l'Iran, Saddam Hussein cercò di aumentare le quote di esportazione che, allora, erano basate sulla consistenza delle riserve.

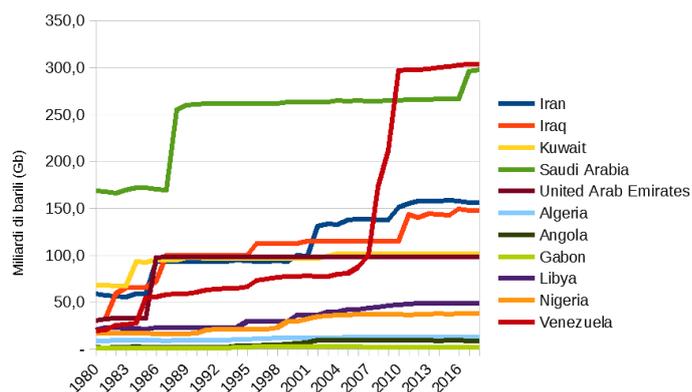
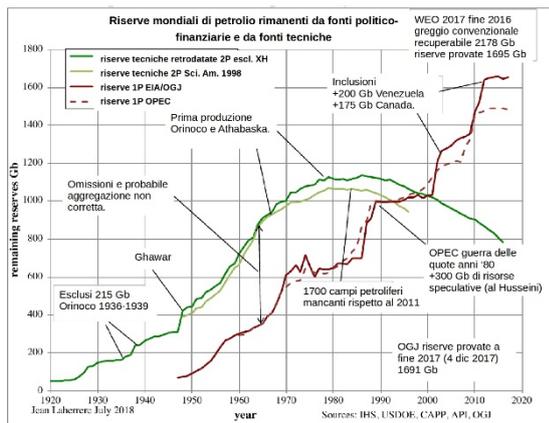


FIGURA 6. EVOLUZIONE STORICA DELLE RISERVE DEI PAESI OPEC DAL 1980 AL 2018.

Questi salti sono stati valutati dagli osservatori indipendenti (cioè esperti del mercato petrolifero non dipendenti né dai paesi produttori né dalle compagnie petrolifere private) come del tutto ingiustificati. Tali aumenti delle riserve dichiarate sono in generale considerati decisioni politiche legati alla ripartizione delle quote di produzione all'interno del cartello OPEC che legava ciascun paese a quote di produzione proporzionali alle riserve ufficiali. Inoltre altrettanto incomprensibile è il fatto che le riserve di questi paesi restino costanti per decenni nonostante che nello stesso periodo l'estrazione sia proseguita senza sosta e senza che vi siano evidenze di nuove scoperte che rimpiazzano il petrolio estratto.

Alcuni analisti, fra cui Colin Campbell^{32,33} e Jean Laherrere,^{34,35} scontano perciò questa sovrastima nelle loro proiezioni sulla quantità di petrolio disponibile a livello globale. Jean Laherrere, in particolare, distingue fra riserve Politico- Finanziarie e riserve Tecnico-Confidenziali. Le prime sono, per quanto detto, poco affidabili, le seconde sono necessariamente affette da un errore non trascurabile (generalmente sono sottostimate) a causa dell'intrinseca incertezza su quanto si trova nel sottosuolo, ma certamente più affidabili delle prime. In figura 9 si riporta la stima delle riserve globali (2P) secondo Laherrere.^{34,35}



Come si vede, tenendo conto di quanto detto sopra e dei volumi estratti nel corso dei decenni, le riserve 2P globali raggiungono un picco intorno al 1980.

FIGURA 7. EVOLUZIONE STORICA DELLE RISERVE GLOBALI 1P E 2P ³ giacimenti russi, la stima è assente del tutto. DI OLIO SECONDO LAHERRERE.

Abbiamo detto che il petrolio si trova in giacimenti che sono attingibili attraverso trivellazioni verticali che danno vita ad un pozzo. La singola unità estrattiva di un campo petrolifero. Un campo petrolifero è l'insieme dei pozzi che attingono ad uno o più giacimenti. Per fare un esempio il grande bacino petrolifero del Mare del Nord è costituito da centinaia di campi petroliferi ciascuno dei quali è a sua volta costituito da centinaia di pozzi.³⁶

Storicamente si è osservato il raggiungimento del picco in una grandissima quantità di campi petroliferi, la dinamica di produzione di questi campi rispecchia sia il regime economico di estrazione, libero mercato o economia pianificata, sia la storia dei paesi in cui si trovano i campi petroliferi.³

La produzione dei campi petroliferi ha un andamento ricorrente: rampa di crescita, raggiungimento di un picco o plateau e declino solitamente di lunga durata. Il picco si verifica generalmente quando una frazione compresa fra 1/4 e 1/2 dell'olio recuperabile è stato estratto. Il tasso di produzione al picco dipende anche dalle infrastrutture (oleodotti ed altro) presenti in loco. Infine il declino avviene per una serie di fattori limitativi:

1) diminuzione della pressione. Questo è un concetto abbastanza ovvio. Nei giacimenti di petrolio convenzionale il fluido raggiunge la superficie attraverso il pozzo sotto la spinta della pressione interna. Questa pressione tende a diminuire nel tempo a causa dell'estrazione e deve essere ripristinata con iniezione di acqua o altri fluidi (gas). Questo genere di recupero, la cui tecnologia è matura, ha un costo aggiuntivo.

2) Riduzione del volume di olio raggiungibile con i pozzi (singole trivellazioni). Un campo petrolifero è costituito da diversi pozzi, man mano che il volume dell'olio si assottiglia alcuni pozzi diventano improduttivi.

3) Aumento del *water-cut* (se si usa acqua per la spinta aggiuntiva). Il *water cut* è la percentuale di acqua con cui l'olio è mescolato al momento in cui arriva in superficie. Quest'acqua deve essere separata dall'olio in impianti dedicati ed eventualmente reinserita nel circuito.

4) Aumento del *drive-fluid bypass* sia che il fluido sia naturale o iniettato. Il *drive-fluid bypass* è dovuto alla natura intrinsecamente non omogenea dei giacimenti ed è costituito dal volume di fluido che aggirando (*bypass*) le sacche di olio residue, ritorna in superficie attraverso il pozzo senza aiutare in alcun modo l'estrazione di nuovo olio.

Rispetto al caso del singolo campo la dinamica di esaurimento in una regione comporta due considerazioni aggiuntive:

- 1) la distribuzione di dimensione dei campi della regione e
- 2) la quantità distribuzione e dimensione dei giacimenti di olio convenzionale non ancora scoperto.

La distribuzione di dimensioni è generalmente fortemente asimmetrica con pochi campi che contengono molto petrolio e vengono in genere scoperti prima. Questa affermazione è la base della metafora della battaglia navale per il processo di scoperta dei giacimenti petroliferi. Prima si "colpiscono" i più grandi.³⁷

Roger Bentley³ ha creato un semplice modello che risponde ai criteri enunciati sopra illustrato in figura 10. Nel modello di Bentley:

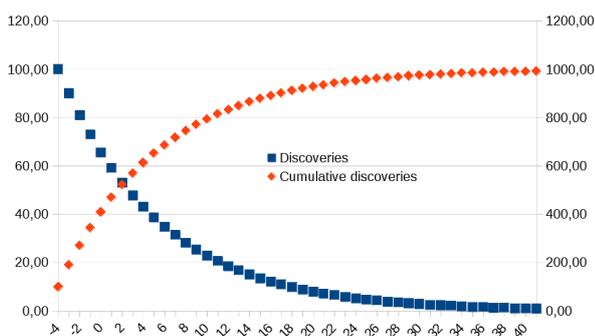


FIGURA 8. SCOPERTE E SCOPERTE CUMULATIVE NEL MODELLO.

- Il numero di scoperte per anno declina esponenzialmente (ad esempio del 10% rispetto all'anno precedente (vedi figura 10 blu).
- Ogni campo entra in produzione quattro anni dopo la scoperta e raggiunge linearmente il picco produttivo dopo un anno per poi declinare linearmente a zero, 21 anni dopo. In pratica la

figura di produzione di un singolo campo è un triangolo scaleno con base di 21 anni, una breve rampa lineare di durata di un anno e una lunga discesa lunga 20 anni.

- L'area di ogni triangolo rappresentante la produzione di un campo petrolifero è ovviamente pari al volume scoperto.
- Le scoperte cumulative sommano a 1000 unità.
- Il picco si verifica al 36% dell'URR e al 44% delle scoperte cumulative (figura 11).

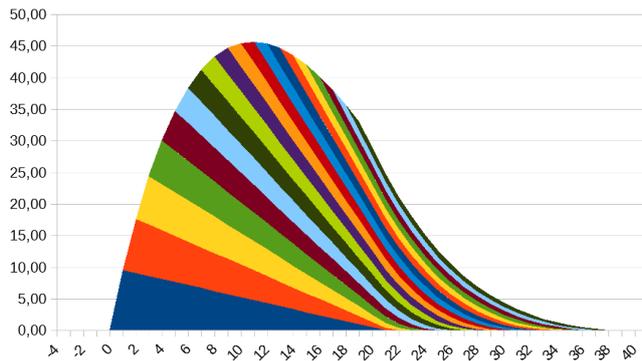


FIGURA 9. PICCO DELLA PRODUZIONE.

A dispetto della sua semplicità questo modello riproduce quanto è avvenuto nella quasi totalità degli oltre sessanta paesi produttori di petrolio che hanno superato il picco.

Il picco avviene a causa di una serie di fatti che si verificano frequentemente

nelle regioni petrolifere:

- 1) L'asimmetria della localizzazione dell'olio. La maggior parte dell'olio è in pochi grandi giacimenti.
- 2) Questi giacimenti vengono tendenzialmente scoperti per primi.
- 3) La produzione nei singoli campi petroliferi declina.
- 4) Vengono scoperti altri campi di dimensioni inferiori la cui produzione non riesce a compensare il declino dei campi petroliferi maggiori.

Alla fine la produzione totale arriva al picco che segue di qualche decennio quello delle scoperte. Il Picco determinato dalla limitazione delle risorse avviene quando le scoperte sono in declino.

Quando si parla di picco globale si incontra ancora qualche ulteriore considerazione rispetto al picco delle singole regioni e questa consiste in due aspetti

- 1) Il costo comparativo nella produzione di olio in diversi paesi.
- 2) il prezzo globale del barile.

Nel del grafico della figura 12 si riportano i dati storici delle scoperte di olio (chiaramente visibile la scoperta del campo petrolifero di Ghavar in Arabia Saudita nel 1948).

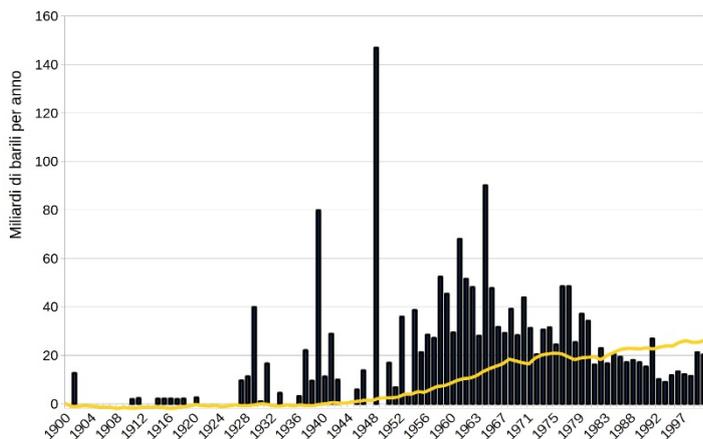


FIGURA 10. SCOPERTE DI OLIO PER ANNO (ISTOGRAMMA NERO) VS CONSUMO DI PETROLIO (CURVA SENAPE).

Quello che si vede sono due momenti critici della storia petrolifera. Il primo è alla metà degli anni '60 del XX secolo quando si è superato il massimo delle scoperte per anno. Da quel momento in poi le riserve sono cresciute più lentamente. Il secondo punto critico è quando, alla metà degli anni '80, la produzione ha superato le scoperte. Da quel momento si metteva in cascina meno grano di quanto se ne prelevava.

E dunque è iniziata la fase terminale dell'esaurimento della risorsa. Le stime dell'URR da parte dell'USGS e di Campbell differiscono in modo sostanziale perché Campbell sconta quel 30% stimato sopravvalutato da parte dei paesi OPEC ed in particolare quelli del MO.^{32,33} La curva delle scoperte cumulative sembra comunque essere già oltre il flesso e l'estrapolazione al futuro mostra che, a meno di grosse sorprese, il picco globale non è lontano nel tempo.

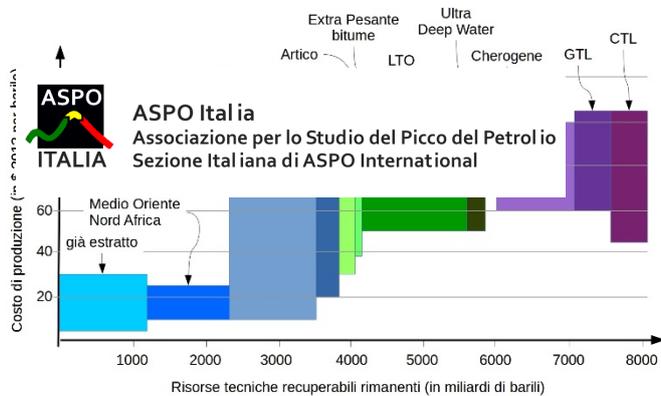
Una parte consistente della confusione sul picco del petrolio dipende dalla confusione che si fa nella definizione stessa di petrolio. Quello che è necessario capire è che il petrolio non è un materiale omogeneo, al contrario, come visto, esistono molti diversi tipi di petrolio che differiscono per:

1. composizione (sia per la miscela di idrocarburi da cui sono costituiti che per il contenuto di metalli, zolfo ed altri elementi)
2. proprietà fisiche (come densità e viscosità)
3. collocazione geologica (in giacimenti costituiti da trappole geologiche, o in sabbie bituminose, oppure in giacimenti costituiti da formazioni di rocce compatte cioè a permeabilità bassa o nulla, in pratica la roccia madre)
4. collocazione geografica in zone ben definite oppure in vaste aree, in aree facilmente accessibili oppure in mare, in mare profondo (*Deep Water*), nell'Oceano Artico.

FIGURA 11. RISORSE TECNICHE RECUPERABILI IN FUNZIONE DEL COSTO IN \$2012.

La distinzione più rigorosa a nostro avviso è quella proposta da Roger Bentley nel suo

citato libro "*Introduction to Peak Oil*"³³ nel quale l'autore definisce semplicemente "olio convenzionale" quello che si trova localizzato geologicamente e geograficamente in tipiche trappole



geologiche all'interno di rocce porose e permeabili raggiungibile ed estraibile attraverso trivellazioni verticali grazie alla pressione intrinseca o quella indotta

attraverso opportune iniezioni di fluidi. Questa definizione non corrisponde però a quella dell'IEA e di altri analisti che considerano convenzionale essenzialmente l'olio dei giacimenti attualmente in produzione. Cioè quelli che sono stati scoperti e portati in produzione nel passato. È chiaro che, anche all'interno della categoria di olio convenzionale così definito, si possono distinguere diverse varietà il cui costo di estrazione dipende dalla difficoltà tecnica imposta dalle condizioni geologiche e geografiche. Ad esempio l'olio Artico implica lo sviluppo di piattaforme in condizioni climatiche estreme, condizioni tecniche molto impegnative sono quelle che si incontrano nell'estrazione del *Deep Water*.³⁸ Ogni categoria, a seconda del costo determinerà poi l'effettiva disponibilità sul mercato, cioè la quantità che sarà possibile portare sul mercato nel futuro. Tale parametro dipende dal costo in rapporto al prezzo, e quest'ultimo naturalmente è determinato dal gioco di domanda e offerta, ma non può salire indefinitamente senza danneggiare l'economia.

In figura 13 si riporta un grafico che rappresenta i volumi restanti (in miliardi di barili) in funzione del loro costo di produzione per barile in \$ 2012. Il grafico non deve essere frainteso, e spesso lo è, inducendo un falso senso di sicurezza riguardante la disponibilità futura di liquidi combustibili.

Per interpretare correttamente il diagramma dei costi vs volumi si devono considerare i seguenti punti:

1) Capire la “regola” del picco a metà delle riserve per il petrolio convenzionale. Da questo punto di vista il picco dell'olio convenzionale è atteso quando saranno stati prodotti la metà dei circa 3850 Gb di URR ottenuti sommando quello già prodotto (1250 Gb) con quello MENA (Middle East North Africa), altri convenzionali, Artico, *Ultra-deepwater*, escludendo ogni EOR (*Enhanced Oil Recovery* che attiene a tecniche che intervengono quando i campi sono maturi). Tale quantità assomma a 1925 Gb dunque con i già 1250 prodotti il picco a metà strada si dovrebbe avere quando saranno prodotti i restanti $(1925 - 1250) = 675$ Gb che al tasso di produzione attuale di circa 30 Gb/anno dovrebbe portare al picco fra circa 22 anni a domanda costante o fra meno se la domanda continua a crescere. Questo punto chiarisce la differenza fra la definizione di convenzionale da parte di Bentley, infatti secondo l'IEA il convenzionale, inteso come “*legacy oil*” ha superato il picco produttivo nel 2011.

2) Una buona parte del convenzionale MENA non crescerà per motivi di nazionalismo energetico e delle risorse. Alcuni paesi potrebbero adottare politiche restrittive per mantenere la risorsa “per i nostri nipoti”. La tendenza è già in atto.

3) Conseguentemente è logico considerare il picco a “mezza strada” per i paesi non-MENA. Questo avverrebbe quando 1370 Gb saranno stati prodotti (la metà dei circa 2740 Gb) cioè in 4 anni dal 2012 cioè nel 2016.

4) Notare che i 3850 Gb di URR sono da molti analisti considerati eccessivi sulla base dell’osservazione della curva delle scoperte e la sua estrapolazione. Tali analisti stimano una produzione di olio convenzione inferiore, rispetto al dato IEA di 3850 Gb, di una quantità che va da 500 a 1400 Gb (Includendo il NGL ed escludendo la crescita delle riserve).

5) Considerare che la rapida crescita del prezzo del petrolio dopo il 2004 è stata dovuta a problemi sul lato dell’offerta, quando il convenzionale non riusciva più a soddisfare la domanda per soddisfare la quale il barile marginale richiedeva di rivolgersi alle categorie più costose della figura.

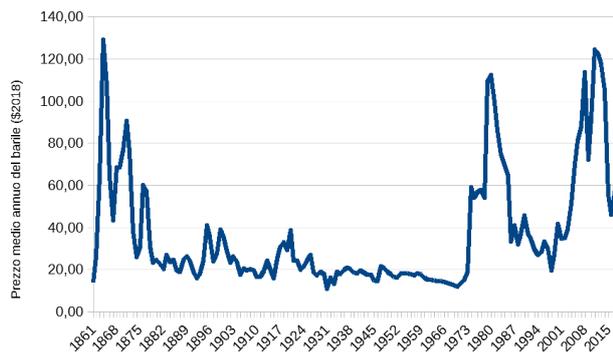
6) Infine riconoscere che le categorie più costose hanno anche un ritorno energetico minore e posso incontrare altre resistenze dovute al consumo di acqua ed alle emissioni che dipendono dal loro sfruttamento.

È interessante fare un'altra precisazione. L'evento "Peak Oil" risulta controintuitivo per le seguenti ragioni:

- 1) La produzione viene da una consolidata (pluridecennale) tendenza di crescita.
- 2) Le riserve restanti sono abbondanti e a basso costo (le infrastrutture sono già esistenti)
- 3) Si continua a scoprire nuovi giacimenti.
- 4) La tecnologia migliora e con essa il fattore di recupero.

Questo è vero sicuramente per i picchi regionali e per il picco globale che ancora non è avvenuto per la categoria di tutti i liquidi.

Appare in ogni caso evidente che il picco dell’olio convenzionale secondo l’IEA, cioè il picco di quella categoria di olio che rappresenta la produzione dal cumulo di scoperte rappresentato in figura 13, si è tradotto, come previsto da Campbell e Laherrere,³⁹ come la “fine del petrolio a buon mercato”. L’inizio del declino dei giacimenti storici, che sono anche in media i più massicci,⁴⁰ unito con la vertiginosa crescita della domanda durante il primo decennio del secolo, ha condotto l’industria petrolifera a cercare nuovi giacimenti e a sfruttare e perfezionare le già note tecniche



della fratturazione idraulica combinata con la trivellazione direzionale.⁴¹ In questo modo il sistema ha rimesso in equilibrio domanda e offerta, ma ad un prezzo del barile che non è mai stato inferiore alle due volte quello del minimo storico del 1998 (Figura 14). Questo perché i giacimenti a cui l'industria si è rivolta

sono più complessi e l'impresa di estrarre è conseguentemente più costosa. Nel 2014 Steven Kopits, allora Managing Director della Douglas- Westwood, [tenne](#) una conferenza alla School for International and Public Affairs, della Columbia University,^{42,43} nella quale dava un quadro dei profondi cambiamenti avvenuti nel primo decennio del secolo nel mercato petrolifero e, in particolare, nell'*upstream*, cioè nel settore della ricerca ed estrazione. In breve il quadro mostrava che a fronte di una spesa complessiva in esplorazione e produzione di 4000 miliardi di dollari, la produzione era aumentata nel periodo 2005- 2013 di 1 milione di barili al giorno. Tale spesa era così divisa: 350 miliardi per l'olio non convenzionale canadese e statunitense, 150 miliardi per LNG (*liquid natural gas*) e GTL (*gas to liquid*) e 3500 miliardi nella rivitalizzazione della produzione di quello che lui definiva "*legacy oil & gas*" di cui 2500 miliardi nel solo *legacy oil*. Quest'ultima categoria, l'olio ereditato, è praticamente coincidente con quello che abbiamo definito olio convenzionale secondo l'IEA. Come confronto Kopits riportava il dato secondo cui nel periodo 1998- 2004 con un investimento in esplorazione e produzione di 1500 miliardi di dollari si era ottenuto un aumento della produzione di oltre 8 milioni di barili al giorno. Inoltre, osservava Kopits, il tasso annuo di crescita composto della spesa in capitale delle aziende petrolifere che nel periodo 1985- 1999 era cresciuto in media dello 0,9%, nel successivo periodo 1999- 2013 cresceva a quasi l'11%. La crescita dei costi era in pratica l'effetto di quello che successivamente è stato definito il picco dell'olio convenzionale che ha spinto le compagnie petrolifere a moltiplicare progetti di sfruttamento di giacimenti fino ad allora subeconomici, a sperimentare sul campo tecniche rimaste nel cassetto per decenni, come la fratturazione idraulica e la trivellazione direzionale⁴¹ ed esplorare aree fino ad allora rimaste vergini come l'Oceano Artico, o i giacimenti *off shore* del Brasile, le sabbie bituminose dell'Alberta e gli oli pesanti del bacino dell'Orinoco. La *nouvelle vague* dei progetti petroliferi ha trovato il maggior successo in termini produttivi nello sfruttamento dei giacimenti petroliferi in rocce compatte denominati *shale* o *tight gas & oil*. Il successo produttivo di questi progetti è indubbio e ha sorpreso un po' tutti, inclusi gli studiosi di ASPO. La produzione di *shale gas* ha drasticamente ridotto il prezzo del gas in nord America e quella di *Tight Oil* ha

sostenuto l'offerta di liquidi combustibili a partire dal 2007- 2008 più che compensando il declino del convenzionale. La cosiddetta "rivoluzione dello *shale*"^{44,45} localizzata in sette aree degli Stati Uniti è stata fin dall'inizio caratterizzata da una notevole elasticità e una straordinaria capacità di innovazione tecnologica ed economica che ha permesso di contenere i costi ed essere in molti casi profittevole. Appunto, in molti casi, ma non sempre, infatti nel momento attuale (novembre 2019) fra le molte centinaia di aziende impegnate in questo business ben 200 si sono nella procedura di fallimento (*chapter 11*). Comunque mentre scriviamo la crescita della domanda mondiale è soddisfatta solo perché esistono i campi di *Tight Oil* statunitense, in assenza di questi il sistema sarebbe globalmente in declino. Anche se il Medio Oriente, e in particolare Iraq, Libia e Arabia Saudita, insieme ai paesi della costa occidentale dell'Africa e la Guyana, hanno potenziale produttivo da mettere in campo. La tenuta del *tight oil* americano è attualmente sotto osservazione sia per la sua dubbia economicità sia per i limiti fisici che sta già mostrando. È noto fin dai primi anni della rivoluzione dello *shale* che questo tipo di estrazioni ha due caratteristiche specifiche, la prima è la necessità di effettuare un numero molto elevato di trivellazioni in serie per mantenere la produzione di un sito estrattivo a causa del fatto che la produzione dei pozzi in esercizio declina molto più rapidamente di quella dei pozzi tradizionali, inoltre nei diversi bacini estrattivi (in USA ne sono stati individuati 7) esistono aree molto produttive, definite nel colorito slang dell'industria petrolifera *sweet spots*, e aree meno o molto meno produttive.⁴⁶ Solo le concessioni nei *sweet spots* garantiscono la redditività nel lungo periodo.⁴⁶ Comunque, nonostante le numerose voci scettiche sulla tenuta dell'intera filiera industriale dello *shale*, va detto che solo ultimamente si vedono chiari segni di appiattimento della produzione e comunque nulla vieta che nel prossimo futuro ulteriori passaggi dello sviluppo tecnologico e nell'esplorazione possano allungare la vita a questa categoria di petrolio.

È indubbio tuttavia che i costi di estrazione con la tecnica del *fracking* e i costi di produzione delle altre categorie di idrocarburi non convenzionali sono superiori a quelli del convenzionale.

Praticamente la previsione di Colin Campbell e Jean Laherrere secondo cui il picco dell'olio convenzionale avrebbe determinato la fine del petrolio a buon mercato si è avverata pienamente.

- (1) Bardi, U.; Lavacchi, A. A Simple Interpretation of Hubbert's Model of Resource Exploitation. *Energies* **2009**, 2 (3), 646–661. <https://doi.org/10.3390/en20300646>.
- (2) Equazioni di Lotka-Volterra. *Wikipedia*; 2019.
- (3) Roger Bentley. *Introduction to Peak Oil*; Lecture Notes in Energy; Springer, 2016; Vol. 34.
- (4) Aleklett, K.; Lardelli, M.; Qvennerstedt, O. *Peeking at Peak Oil*; Springer: New York ; London, 2012.

- (5) Guseo, R. Worldwide Cheap and Heavy Oil Productions: A Long-Term Energy Model. *Energy Policy* **2011**, 39 (9), 5572–5577. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.04.060>.
- (6) Guseo, R.; Dalla Valle, A.; Guidolin, M. World Oil Depletion Models: Price Effects Compared with Strategic or Technological Interventions. *Technological Forecasting and Social Change* **2007**, 74 (4), 452–469. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2006.01.004>.
- (7) Bardi, U. *The Seneca Effect: Why Growth Is Slow but Collapse Is Rapid*; Springer Science+Business Media: New York, NY, 2017.
- (8) Pennock, D. J.; Lefèvre, C.; Vargas, R.; FAO. *Soil Erosion: The Greatest Challenge for Sustainable Soil Management*; 2019.
- (9) Charles A.S. Hall. *Energy Return on Investment-A Unifying Principle for Biology, Economics, and Sustainability*; Springer Berlin Heidelberg: New York, NY, 2016.
- (10) Charles A.S. Hall; Kent A. Klitgaard. *Energy and the Wealth of Nations Understanding the Biophysical Economy*; Springer, 2012.
- (11) Hall, C. A. S.; Lambert, J. G.; Balogh, S. B. EROI of Different Fuels and the Implications for Society. *Energy Policy* **2014**, 64, 141–152. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.049>.
- (12) Hall, C. A. S. Introduction to Special Issue on New Studies in EROI (Energy Return on Investment). *Sustainability* **2011**, 3 (10), 1773–1777. <https://doi.org/10.3390/su3101773>.
- (13) Gupta, A. K.; Hall, C. A. S. A Review of the Past and Current State of EROI Data. *Sustainability* **2011**, 3 (10), 1796–1809. <https://doi.org/10.3390/su3101796>.
- (14) hubbert.pdf <http://sepwww.stanford.edu/sep/jon/hubbert.pdf> (accessed Sep 5, 2020).
- (15) Deffeyes, K. S. *Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage*, New ed.; Princeton University Press: Princeton, N.J, 2009.
- (16) Annese, M.; Chiarelli, B. *Il petrolio: un percorso quasi autobiografico lungo le vie del petrolio descritto in 101 domande e risposte*; Aracne: Roma, 2013.
- (17) AA.VV. I.1.2_Geoscienze-Origine_migrazione_e_accumulo_del_petrolio.Pdf. *ENCICLOPEDIA DEGLI IDROCARBURI*; 2005.
- (18) Kenneth S. Deffeyes. *Beyond Oil. The View from Hubbert's Peak*; Farrar, Strauss & Giroux, 2006.
- (19) Frederick K. Lutgens, Edward J. Tarbuck. *Essentials of Geology*; Prentice Hall, 2012.
- (20) Origine abiotica del petrolio. *Wikipedia*; 2019.
- (21) Birol, D. F. WORLD ENERGY OUTLOOK 2019. 810.
- (22) Direzione generale per le infrastrutture e la sicurezza dei sistemi energetici e geominerari UNMIG - Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse- DATI <https://unmig.mise.gov.it/index.php/it/dati> (accessed Dec 14, 2019).
- (23) Miller, R. G.; Sorrell, S. R. The Future of Oil Supply. *Proc. R. Soc. A* **2014**, 372 (2006), 20130179. <https://doi.org/10.1098/rsta.2013.0179>.
- (24) United States Geological Survey. *Wikipedia*; 2019.
- (25) USGS.gov | Science for a changing world <https://www.usgs.gov/> (accessed Dec 15, 2019).
- (26) Pardi, L. *Il Paese Degli Elefanti: Miti e Realtà Sulle Riserve Italiane Di Idrocarburi*; Avventura scientifica; Lu::Ce edizioni: Massa, 2014.
- (27) Claudio Della Volpe. Risorse e riserve – prima parte. *Risorse Economia Ambiente*, 2013.
- (28) loudelbello. Risorse e riserve – seconda parte. *Risorse Economia Ambiente*, 2013.
- (29) Statistical Review of World Energy | Energy economics | Home <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (accessed Dec 14, 2019).

- (30) Worldwide oil, natural gas reserves inch higher in 2017 <https://www.ogj.com/exploration-development/article/17228997/worldwide-oil-natural-gas-reserves-inch-higher-in-2017> (accessed Dec 14, 2019).
- (31) U.S. Energy Information Administration (EIA) <https://www.eia.gov/> (accessed Dec 14, 2019).
- (32) Campbell, C. J. *Campbell's Atlas of Oil and Gas Depletion*; Springer Science & Business Media, 2013.
- (33) Colin J. Campbell. Modeling Oil and Gas Depletion. *The Oil Age. Understanding the Past, Exploring the Future*. January 2015.
- (34) Jean Laherrere. Extrapolation of oil past production to forecast future production in barrels <https://aspofrance.files.wordpress.com/2018/08/35coilforecast.pdf> (accessed Dec 15, 2019).
- (35) Jean H. Laherrere. A Global Oil Forecasting Model Based on Multiple Hubbert Curves and Adjusted Oil-Industry "2P" Discovery Data: Background, Description & Results. *The Oil Age. Understanding the Past, Exploring the Future*. April 2015.
- (36) List of Oil and Gas Fields of the North Sea. *Wikipedia*; 2020.
- (37) Bardi, U. *La fine del petrolio: combustibili fossili e prospettive energetiche nel ventunesimo secolo*; Editori Riuniti: Roma, 2003.
- (38) Tainter, J. A.; Patzek, T. W. *Drilling down: The Gulf Oil Debacle and Our Energy Dilemma*; Copernicus Books: New York, NY, 2012.
- (39) Colin J. Campbell and Jean H. Laherrère. The End of Cheap Oil. Global Production of Conventional Oil Will Begin to Decline Sooner than Most People Think, Probably within 10 Years. *Scientific American* **1998**, 78–83.
- (40) Robelius Giant Oil Field.Pdf.
- (41) Yergin, D. *The Quest: Energy, Security and the Remaking of the Modern World*; Penguin Press: New York, 2011.
- (42) Kopits, S. A Fiscal Policy Rule for Oil Exporters. 3.
- (43) *CGEP: Global Oil Market Forecasting: Main Approaches & Key Drivers with Steven Kopits*.
- (44) La rivoluzione casuale dello shale - Il Sole 24 ORE <https://st.ilsole24ore.com/art/notizie/2013-12-11/la-rivoluzione-casuale-shale-064243.shtml?uuid=ABKJxJj> (accessed Dec 15, 2019).
- (45) Oil: The Next Revolution <https://www.belfercenter.org/publication/oil-next-revolution> (accessed Dec 15, 2019).
- (46) Hughes, J. D.; Institute, P. C. Shale Reality Check 2019. 177.