

Geografia dello sviluppo.  
Ambiente e risorse energetiche.  
(Risorse- Economia- Ambiente)

Lezione 3

Giovedì 16 marzo 2018

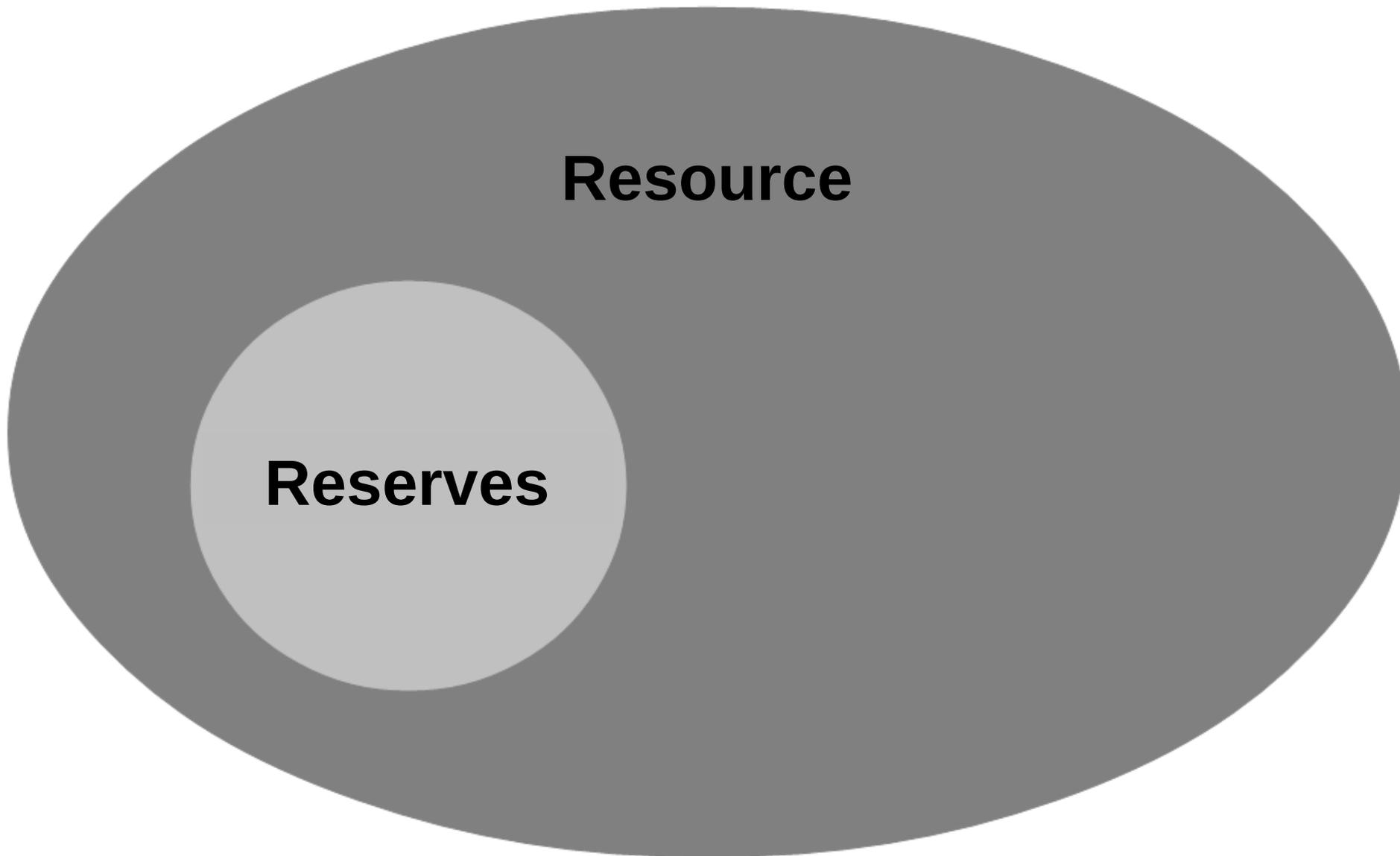
**Combustibili fossili.  
Picco di Hubbert.**

2 ore

Totale ore 6/48

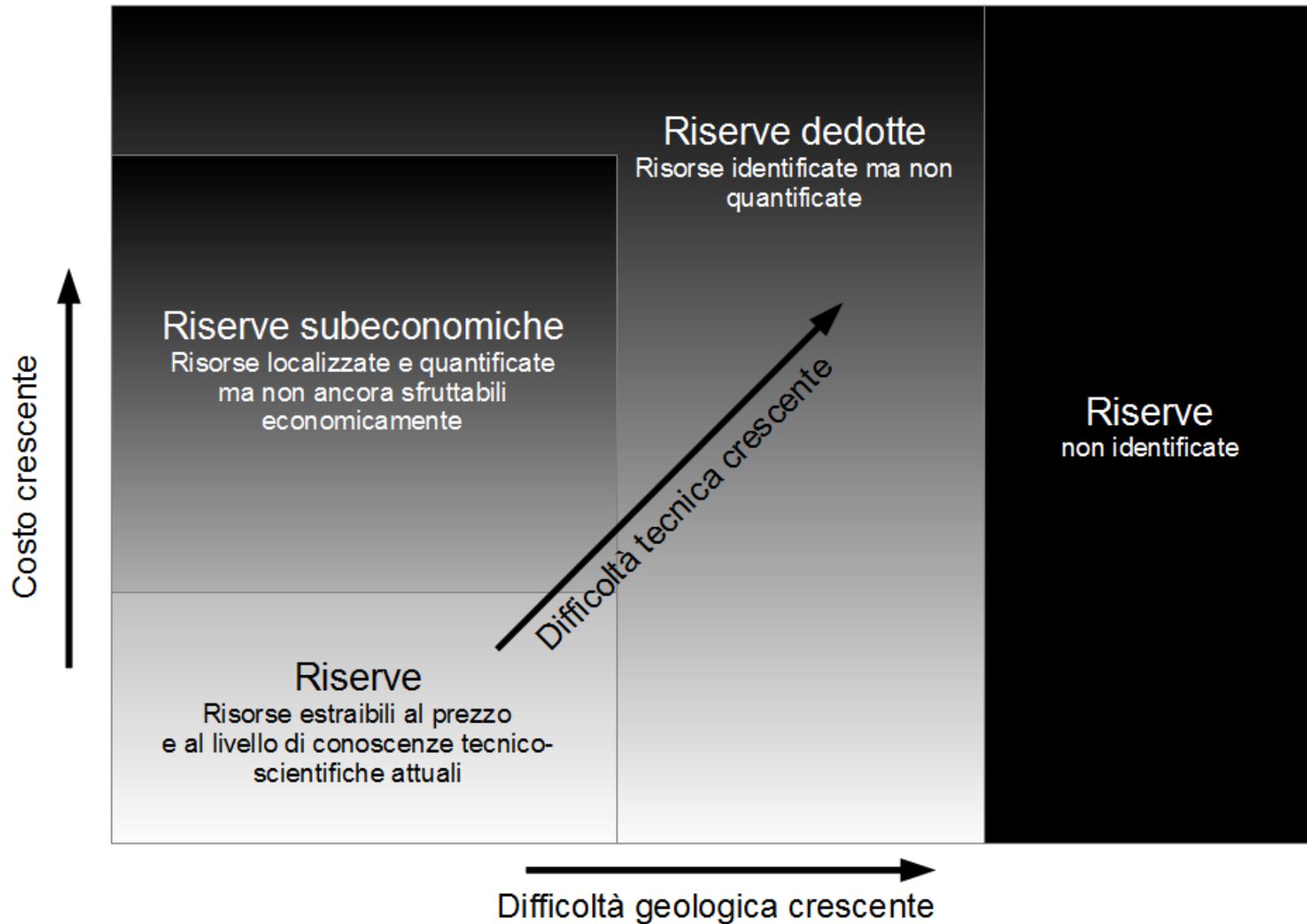
# Riserve

La definizione di riserve di una risorsa non rinnovabile è un tema un po' noioso, ma necessario per la comprensione della dinamica produttiva (cioè la storia) di una risorsa. Per quanto riguarda le riserve di petrolio e gas l'interesse riguardante le loro riserve è sempre stato altissimo essendo esse fonti energetiche che sono diventate via via sempre più importanti nel corso del secolo scorso e tali sono rimaste fino ad oggi, come abbiamo visto nella slide 23 della lezione 2. Le riserve di una risorsa non rinnovabile sono, in genere, una piccola percentuale della risorsa totale come mostrato nella slide che segue (slide 3. l'esempio numerico riportato è quello del rame). 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 ed 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 nella slide 4. In questo grafico si identificano le riserve in base alla crescente difficoltà geologica ed economica di estrazione.



Reserves of copper. 500 Mt.  
Resource of copper. 3 Gt.

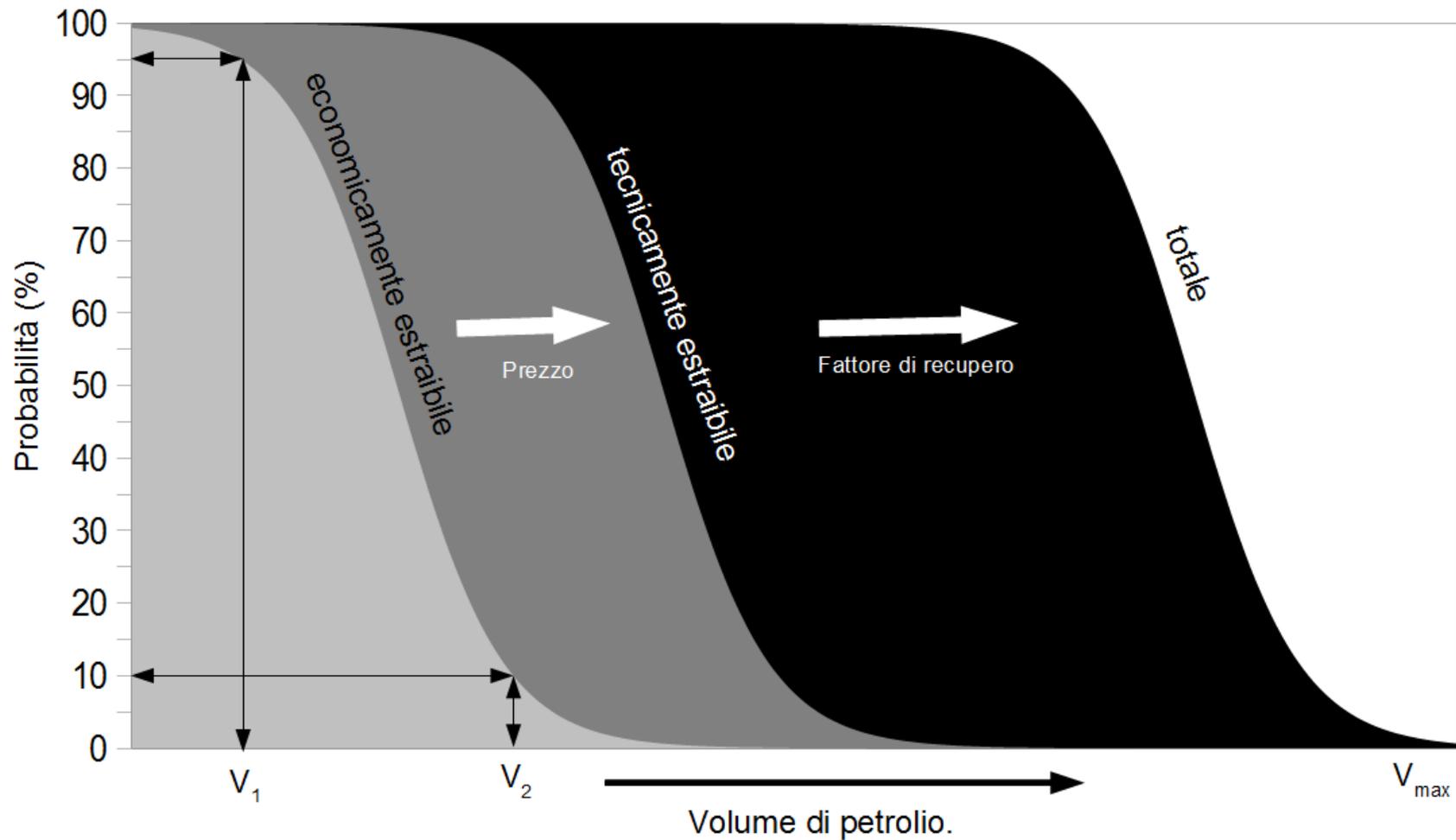
# Riserve



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 recuperabile, ma non economicamente, 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 nella pagina seguente. 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.

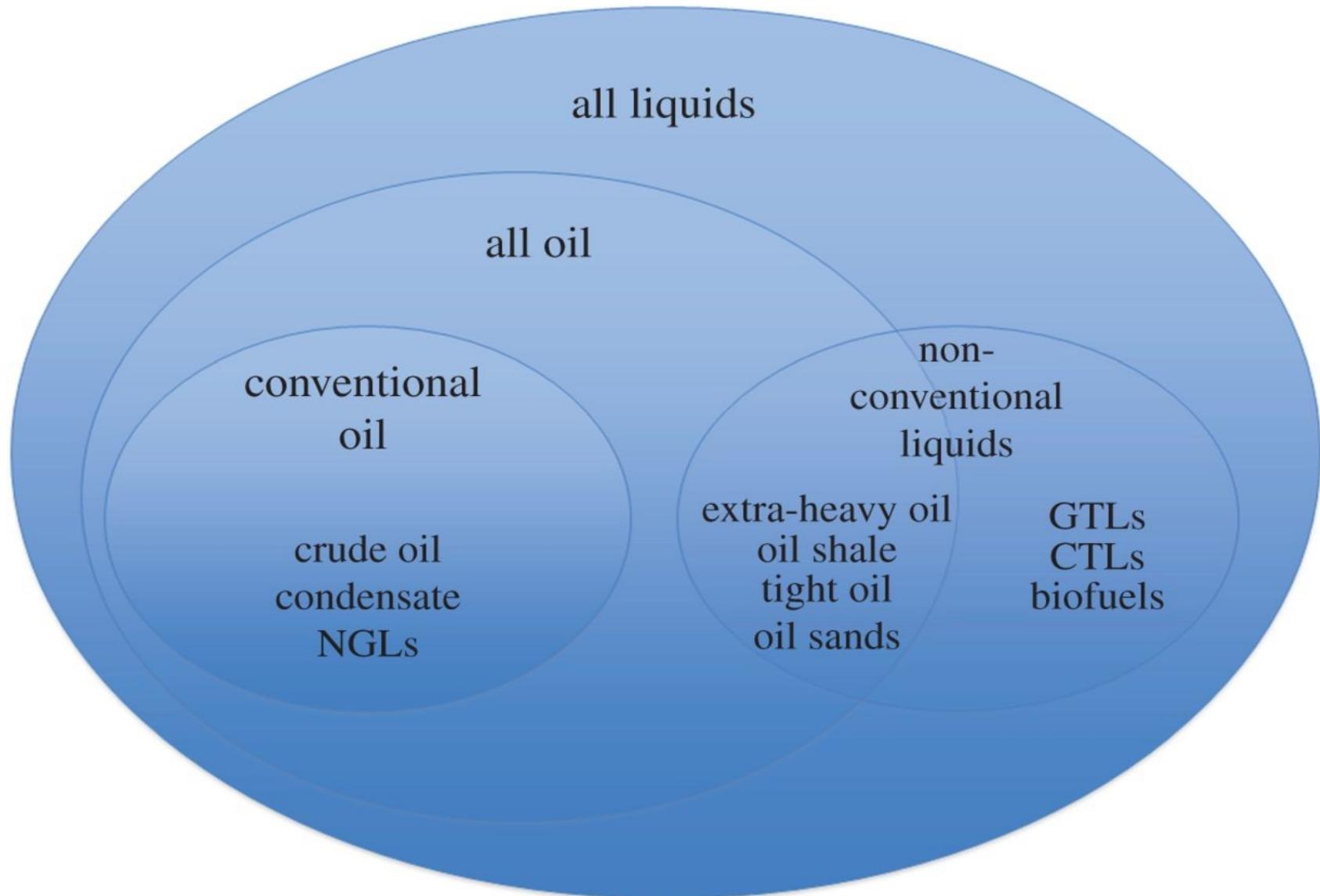
# Probabilità di estrazione



# Cosa è l'olio?

Ma prima ancora di scendere nei dettagli di quello che riguarda 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, internazionalmente il termine “petroleum” è 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) 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 non è sempre nero. Non esiste una precisa definizione delle diverse categorie di olio. Quella presentata nella pagina che segue è una delle più usate nell'ambiente degli analisti. Si identifica una macrocategoria di “tutti i liquidi” (All liquids, sottinteso “combustibili”) che comprende “tutto l'olio” e “altri liquidi”. Tutto l'olio è diviso a sua volta in due categorie, l'olio convenzionale, e l'olio non convenzionale. L'olio convenzionale (Campbell parla di regular conventional) è l'olio che ha alimentato il sistema industriale, la nostra società, per oltre un secolo. Si tratta del petrolio geograficamente localizzato presente in trappole geologiche come quelle identificate nello schema della slide 28 seguente, di cui abbiamo già parlato nella lezione precedente e che si originano dalla migrazione dei fluidi da una roccia madre. 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 (crude), condensate e NGL (Natural Gas Liquid) sono categorie che costituiscono l'olio convenzionale. Il greggio è l'olio 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).

# Cosa è l'olio? (Non esiste una classificazione standard)



# Vantaggi dell'olio convenzionale

Per quanto riguarda l'olio non-convenzionale, esso è costituito da: kerogene (idrocarburi immaturi che non sono stati nella finestra del petrolio), le sabbie bituminose (Canada), l'olio pesante dell'Orinoco (Venezuela). La categoria di "Tutti i liquidi" include Gas to Liquid (GTL), Coal to Liquid (CTL) e biocombustibili.

Ma più interessante di questa classificazione è la risposta alla 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?**

E la risposta è semplicemente questa:

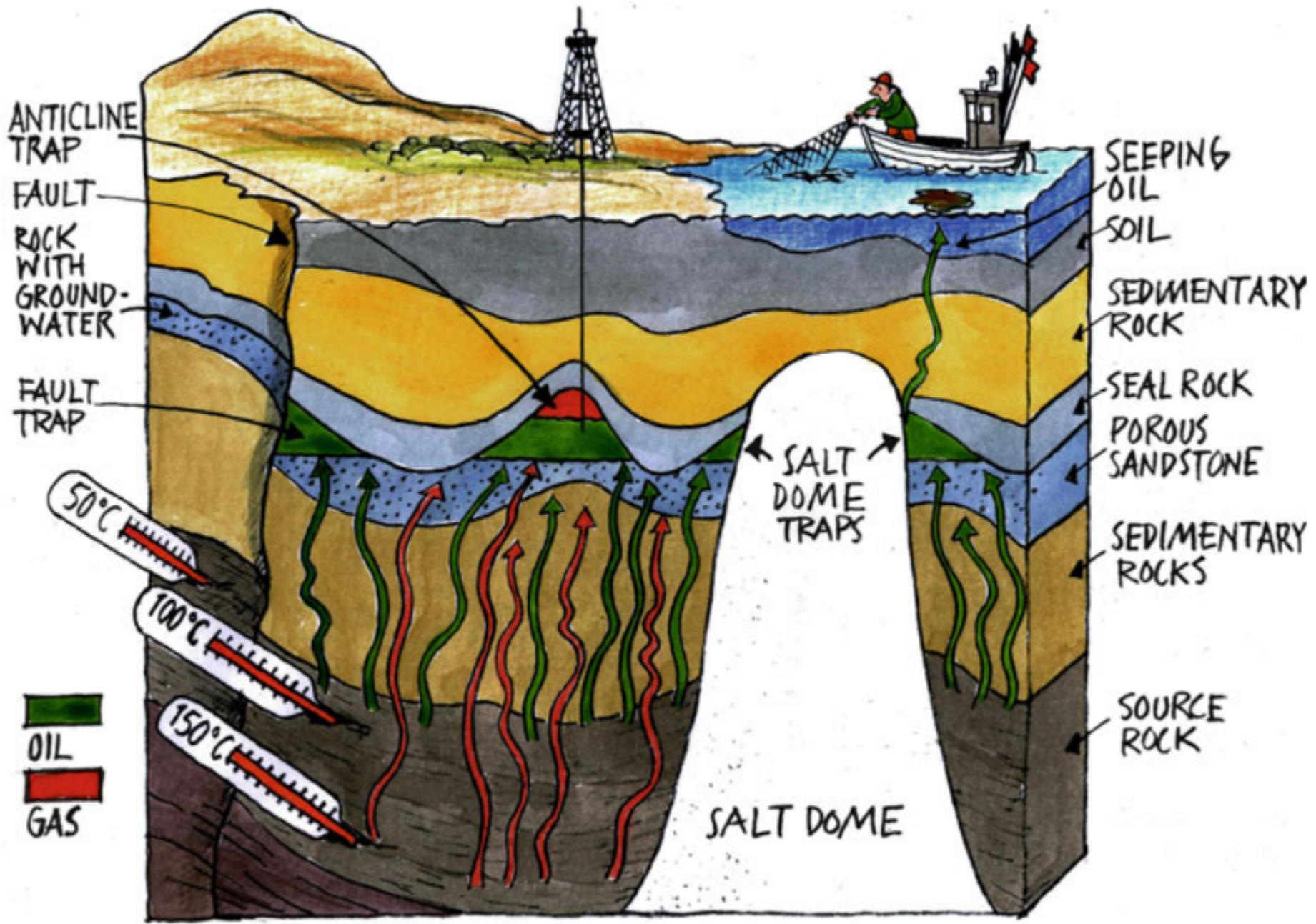
**Perché l'olio convenzionale è stato solitamente di gran lunga meno costoso da produrre delle altre categorie e questo fatto dipende da due fattori: il tasso di flusso (flow rate) e il ritorno energetico (.. sull'investimento).**

Per banale che possa apparire l'affermazione, e spesso in questo campo ci sono affermazioni banali, bè questo è quanto, e fa bene ripeterselo.

**Tasso di flusso.** 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.

**Ritorno energetico.** per ritorno energetico si intende il ritorno energetico sull'energia investita. Argomento di cui parleremo in seguito. Esso è semplicemente l'equivalente energetico del ritorno finanziario di un investimento. In questo contesto si può definire come il rapporto fra la quantità di olio (o l'energia in esso contenuta) estratto da un dato pozzo petrolifero o campo petrolifero in un dato periodo di tempo e la quantità di olio usata (o la quantità di energia equivalente) per estrarlo.

Qui si riportano i dati di Hall; 30:1 (1930), 40:1 (1970) 5-10:1 adesso.



# 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**

**1P** = CERTE

**2P** = CERTE + PROBABILI

**3P** = CERTE + PROBABILI + POSSIBILI

I database pubblici (quello della BP e quello di World Oil, Oil & Gas Journal e dell'US-EIA) forniscono i dati delle riserve 1P. Questo tipo di riserve hanno tre problemi: sottostima, sovrastima e non-stima. In pratica non valgono molto. 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: 'Generalmente considerate essere quelle quantità che le informazioni geologiche e ingegneristiche indicano abbiano una ragionevole certezza di essere recuperate in futuro da reservoirs noti con le condizioni economiche ed operative esistenti'.

E' stato quanto di meno vicino alla realtà. In realtà storicamente si vede che le riserve 1P sono sempre state molto meno delle quantità recuperabili con ragionevole certezza. 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 fatto si verifica anche nel Regno Unito. Inoltre per intere regioni petrolifere (ad esempio il Mare del Nord) la sottostima può nascere dai problemi di sommatoria di probabilità per motivi prettamente statistici. 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.

# Discoveries of crude oil

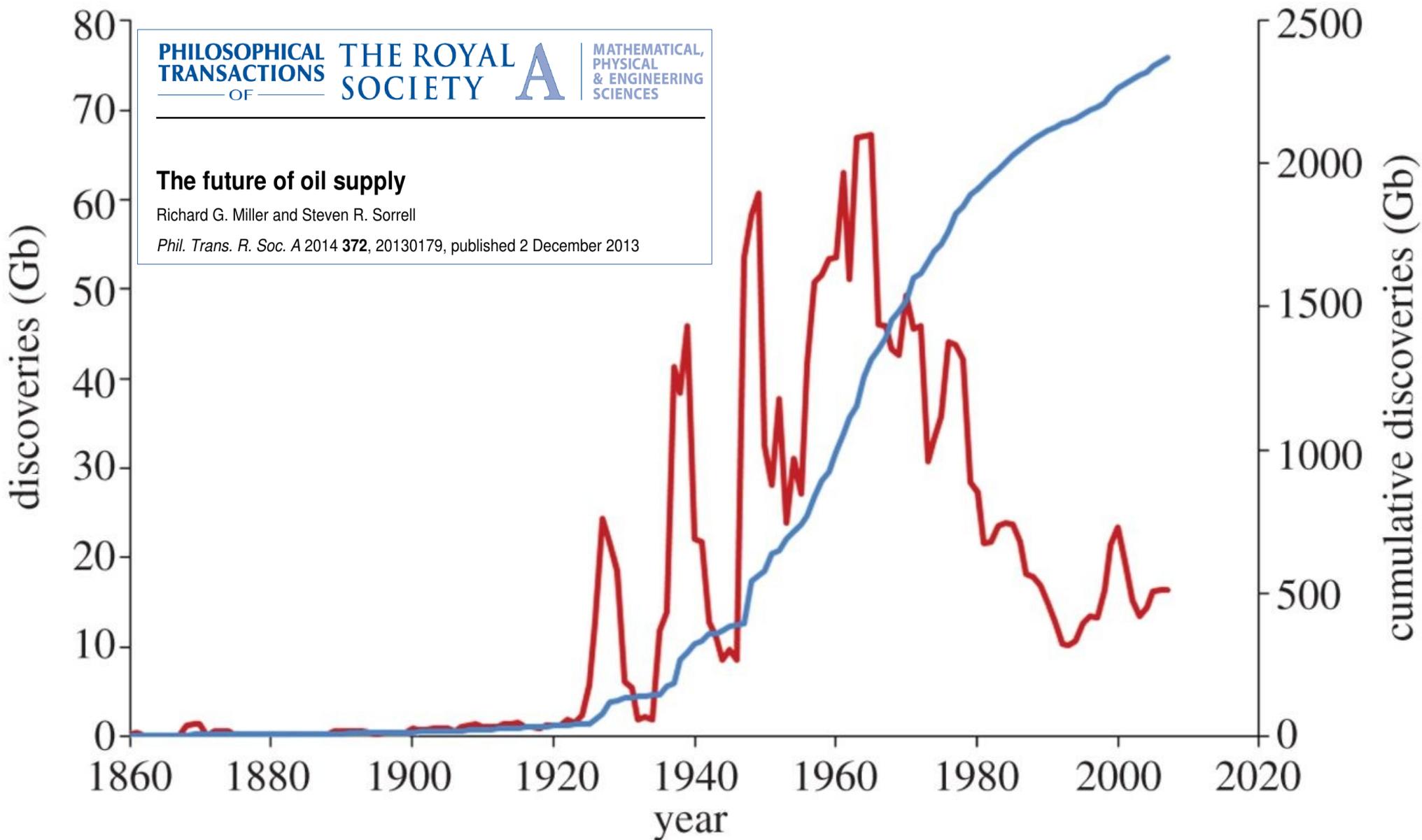


PHILOSOPHICAL TRANSACTIONS OF THE ROYAL SOCIETY A MATHEMATICAL, PHYSICAL & ENGINEERING SCIENCES

## The future of oil supply

Richard G. Miller and Steven R. Sorrell

*Phil. Trans. R. Soc. A* 2014 **372**, 20130179, published 2 December 2013



— backdated 2P discoveries  
(3 year moving average)

— backdated cumulative 2P  
discoveries

**Sovrastima (overstatement).** Per i paesi produttori, ed in particolare per quelli dell'OPEC (vide infra lezione 10) le riserve sono offuscate in modo palese e deliberato. Osservando la figura alla pagina successiva si vede un salto delle riserve di ciascun paese OPEC a partire dal 1980. Questi salti sono stati valutati dagli osservatori indipendenti (cioè esperti 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 restano costanti per decenni nonostante che nello stesso periodo l'estrazione sia continuata senza sosta e senza che vi siano evidenze di nuove scoperte che rimpiazzano il petrolio estratto.

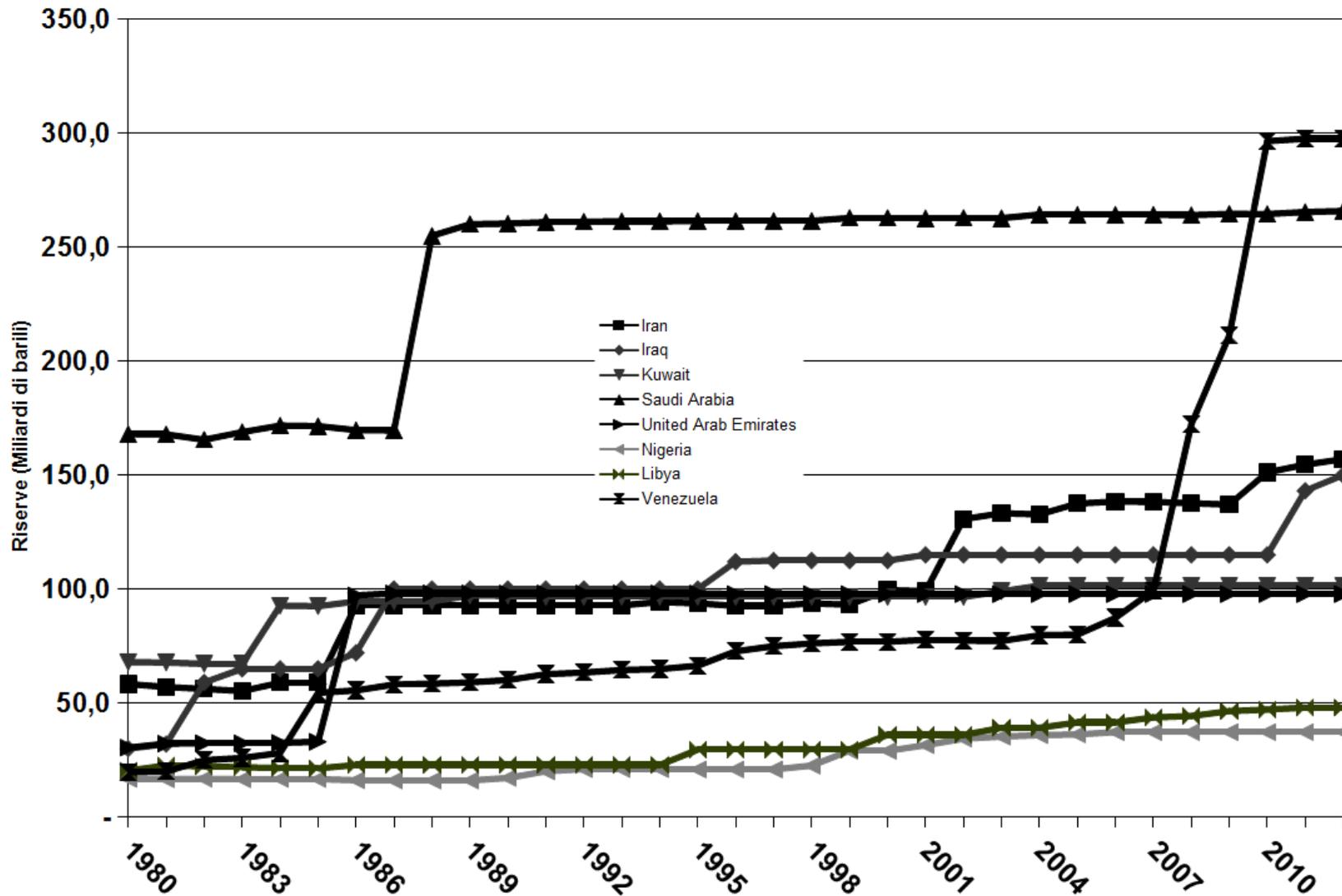
Alcuni analisti, fra cui Colin Campbell e Jean Laherrere, scontano perciò questa sovrastima nelle loro proiezioni sulla quantità di petrolio disponibile a livello globale.

Jean Laherrere, in particolare, distingue fra riserve Politico- Finanziarie e riserve Tecnico- Confidenziali. Le primi sono, per quanto detto, poco affidabili, le secondo 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. La figura a pag 34 riposta la stima delle riserve globali (2P) secondo Laherrere (curva verde). 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.

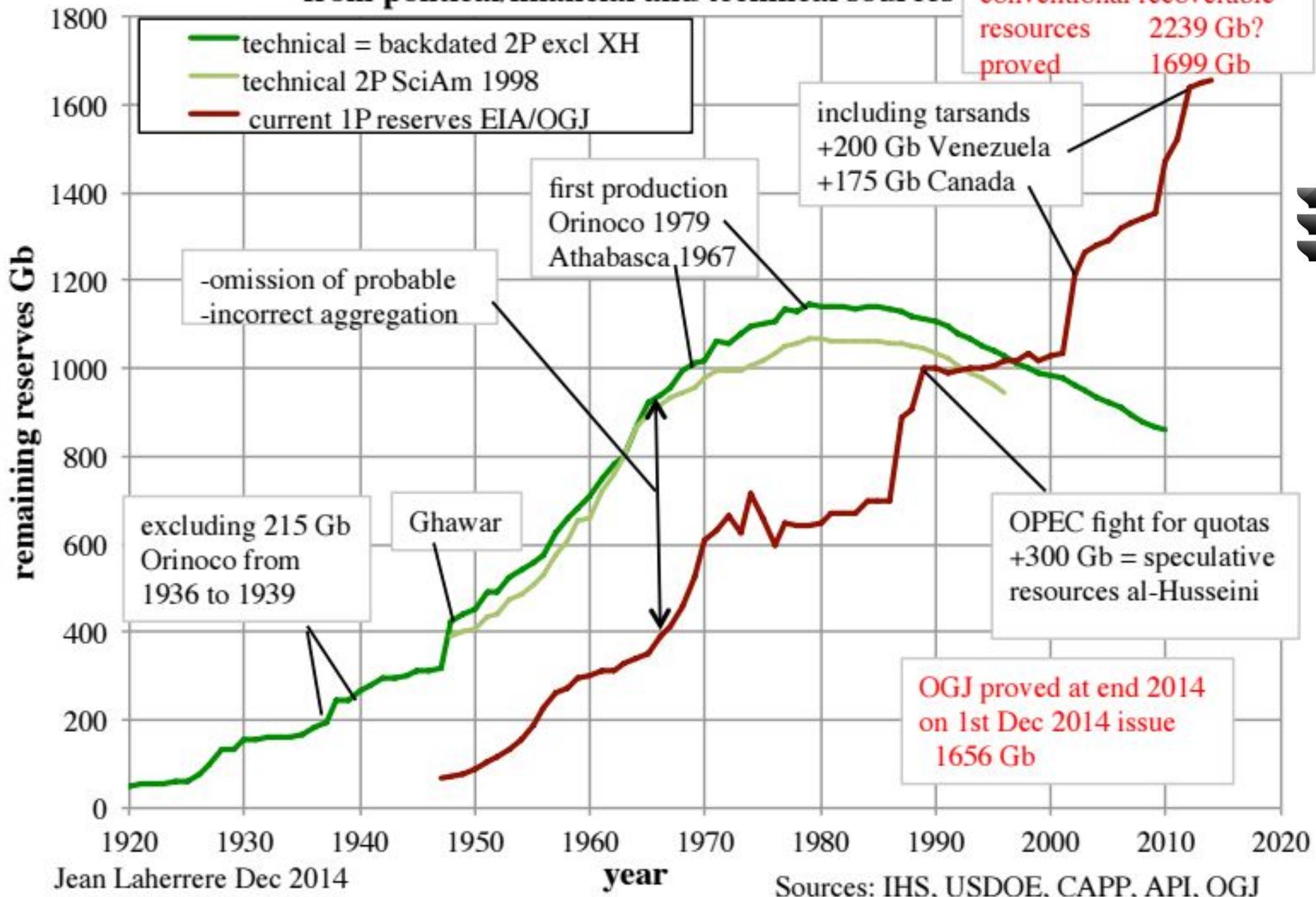
**Non stima.** In alcuni casi la stima è assente del tutto.



# Historical variation of reserves



# World remaining oil reserves from political/financial and technical sources



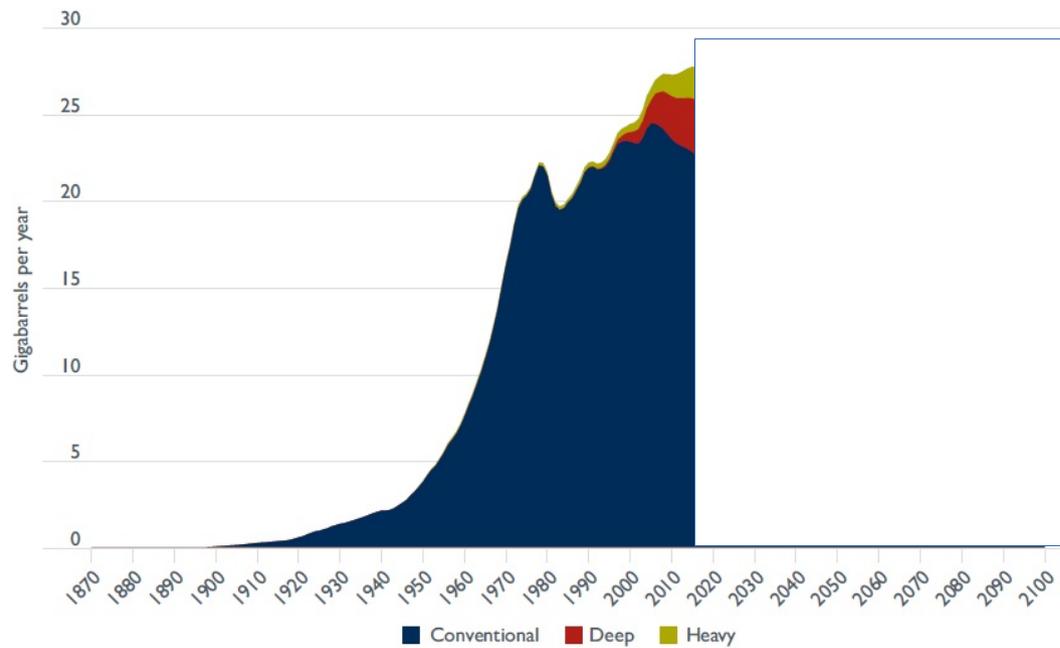
# Il picco del petrolio

Definiamo come Picco del Petrolio o picco di Hubbert (Peak Oil) *il punto nel quale la produzione di olio da un campo petrolifero, una regione o il mondo intero raggiunge un massimo e successivamente inizia a declinare per cause determinate principalmente dalle limitazioni nella disponibilità della risorsa.*

Il termine picco del petrolio quindi non si riferisce a quei massimi nella storia produttiva che possono essere determinati da fattori “non geologici” (above ground) come la riduzione della domanda per motivi economici (ad esempio recessione), fattori geopolitici come guerre o conflitti interni ad un paese produttore, incidenti, evoluzione delle tecniche ecc.

La parola picco evoca la vetta di una montagna ed è infatti stata scelta per questo motivo. Sulla vetta si arriva salendo e si torna scendendo. Il picco del petrolio non è una teoria, ma piuttosto un fenomeno osservato in almeno 60 paesi produttori ed in grandi bacini petroliferi, da quelli in terraferma degli Stati Uniti a quello in mare del Mare del Nord. Ma non è stato ancora osservato a livello globale.

Va aggiunto che ci occupiamo, per ora, del solo petrolio convenzionale.



# Il picco in campi petroliferi individuali

Osserviamo l'andamento produttivo in un certo numero di campi petroliferi che hanno superato il picco produttivo. La figura che segue ne riporta sei da diversi paesi e diverse condizioni geologiche. In essi si può leggere la storia dei paesi e le diverse strategie di produzione che a sua volta rispecchia la politica e la struttura economica in cui i campi si trovano.

Il primo campo, UK Wytch Farm è un campo petrolifero in terra.

Il secondo: Belaymin in Egitto mostra l'interruzione dovuta alla Guerra dei sei giorni con Israele nel 1966 e anni seguenti.

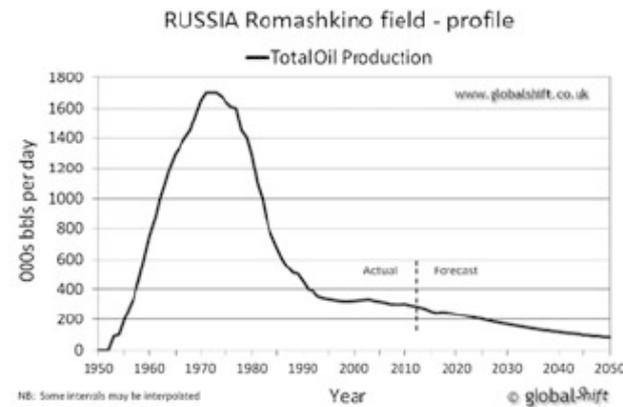
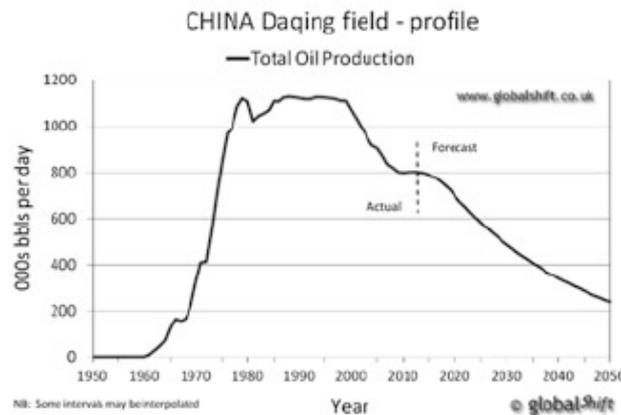
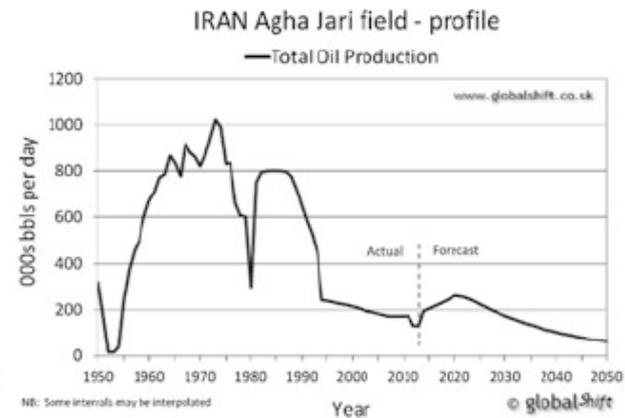
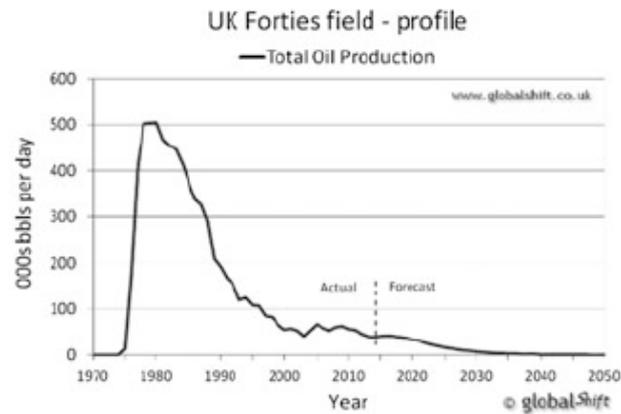
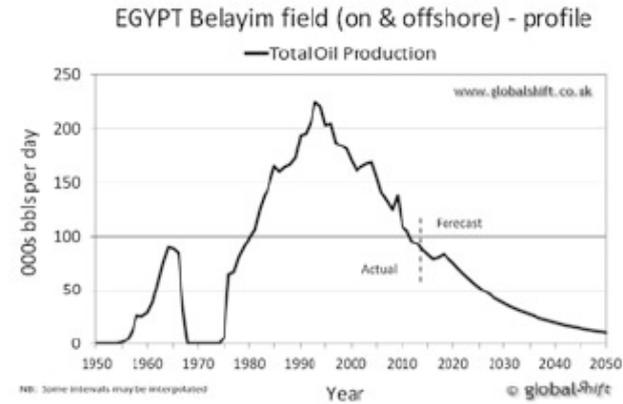
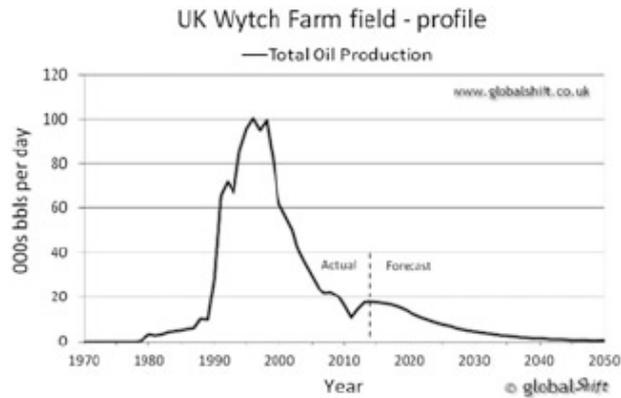
Il Forties è uno dei maggiori campi petroliferi nel versante britannico del mare del Nord e mostra un profilo caratteristico di questa grande regione petrolifera. Rampa di salita produttiva molto rapida, picco produttivo di breve durata e lungo declino.

Il campo iraniano di Agha Jari mostra il crollo produttivo corrispondente alla rivoluzione iraniana del 1978-79 con ripresa successiva.

Il campo cinese Daqing mostra una crescita robusta seguita da un lungo platea che, presumibilmente, in una struttura di economia diretta dallo stato ha come principale obiettivo mantenere la produzione a prescindere dal profitto economico.

Infine il campo petrolifero russo mostra una forma molto simmetrica a campana.

# Campi petroliferi individuali



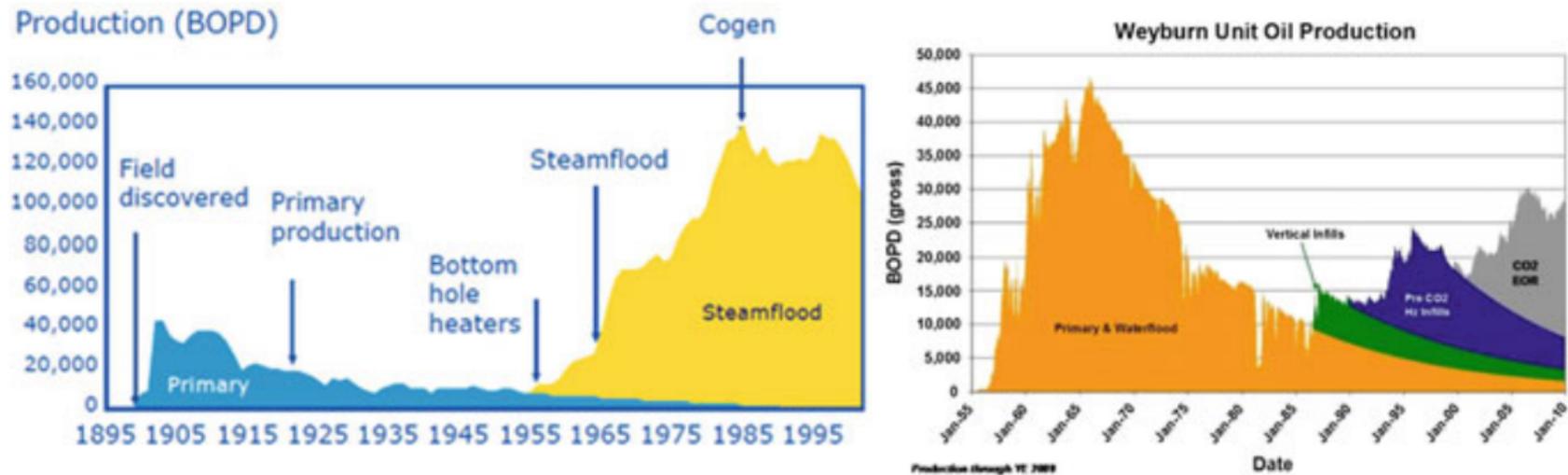
# Altri profili di produzione

Ci sono campi petroliferi che non hanno il semplice profilo storico presentato nei casi precedenti. Si tratta principalmente di:

1) campi vecchi e molto vecchi e di difficile produzione. Questi campi petroliferi sono citati dagli scettici del picco per dimostrare la fallacia delle previsioni sulle quantità estraibili. Questo tipo di campi non sono comuni.

2) Campi molto grandi sotto il controllo dell'OPEC. Questi invece sono comuni e la loro particolarità dipende dal fatto di essere gestiti in risposta alla politica delle quote di produzione dell'OPEC, o per limitare l'offerta o per finalità geopolitiche e belliche.

# Altri profili di produzione



**Fig. 2.2** Two fields with atypical production profiles.

*Left* Production of Kern River heavy oil field (13° API) in California, discovered in 1899. Long decline from primary production, then significant increase from the use of bottom hole heaters and subsequently steam injection. Today the field has many thousands of wells, achieving an average of ~15 bbl/day per well.

*Source* Chevron (from Google Images).

*Right* Production from the Weyburn field, Saskatchewan, discovered in 1955, showing large gains from CO<sub>2</sub> injection. (See Fig. 2.24, below, for IEA estimate of the total quantity of oil likely to result from use of this EOR technique.)

*Source* Cenovus Energy (from Wikipedia)

# Coa si può dire sul picco nei campi individuali

La produzione dei campi petroliferi ha un andamento ricorrente: salita, picco o plateau e discesa solitamente lunga. Il picco si verifica quando  $1/4$  o  $1/2$  dell'olio recuperabile è stato estratto. Il tasso di produzione al picco dipende anche dalle infrastrutture (oleodotti ed altro) presenti. 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 grazie all'estrazione e deve essere ripristinata con iniezione di acqua o altri fluidi (gas). Questo genere di recupero ha un costo.

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 come drive). 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.

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.

# Il picco nelle regioni petrolifere

Rispetto al campo individuale una regione comporta due considerazioni in più:

- 1) la distribuzione di dimensione dei campi della regione e
- 2) l'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.

Si crea un semplice modello che risponde ai criteri enunciati sopra:

- Le scoperte per anno declinano esponenzialmente (del 10% rispetto l'anno precedente (vedi istogramma)
- Ogni campo entra in produzione 4 anni dopo la scoperta e raggiunge il picco produttivo dopo un anno per poi declinare fino a 0, 21 anni dopo.
- L'area di ogni triangolo rappresentante un campo 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.

Il modello (sviluppato da Bentley nel libro Introduction to Peak Oil) è esplicitato nel foglio di calcolo abbinato a questa lezione. A dispetto della sua semplicità questo modello riproduce quanto è avvenuto nella quasi totalità degli oltre 60 paesi produttori di petrolio che hanno superato il picco. Il picco avviene per questa serie di fatti:

**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.**

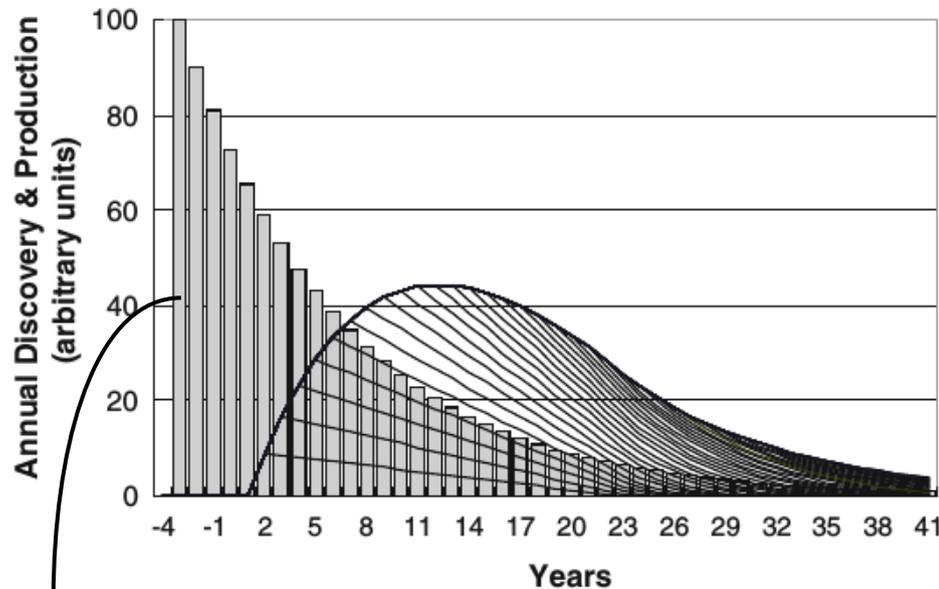
**3) La produzione nei singoli campi petroliferi declina.**

**4) Altri campi vengono scoperti, ma di dimensioni inferiori.**

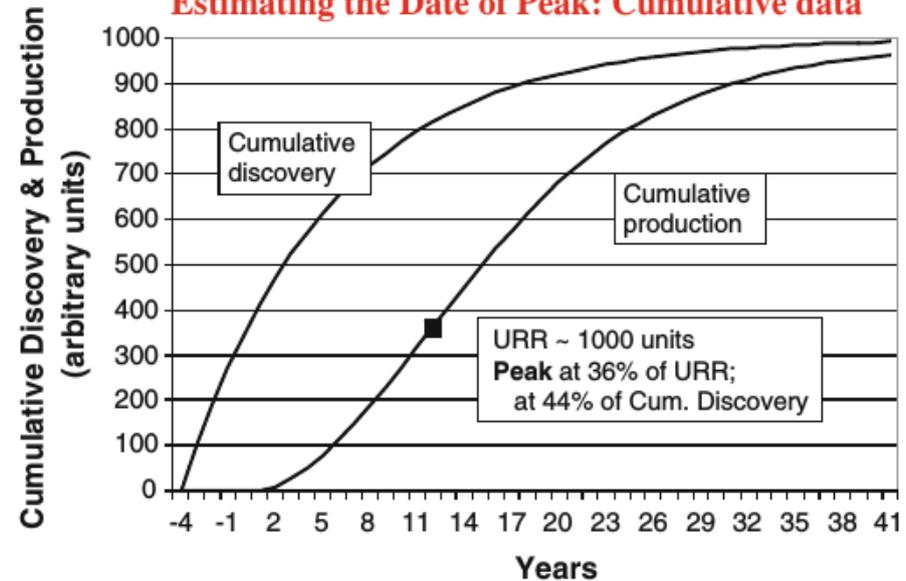
Alla fine la produzione arriva al picco.

Il Picco determinato dalla limitazione delle risorse avviene quando le scoperte sono in declino.

# Il picco nelle regioni petrolifere



Estimating the Date of Peak: Cumulative data

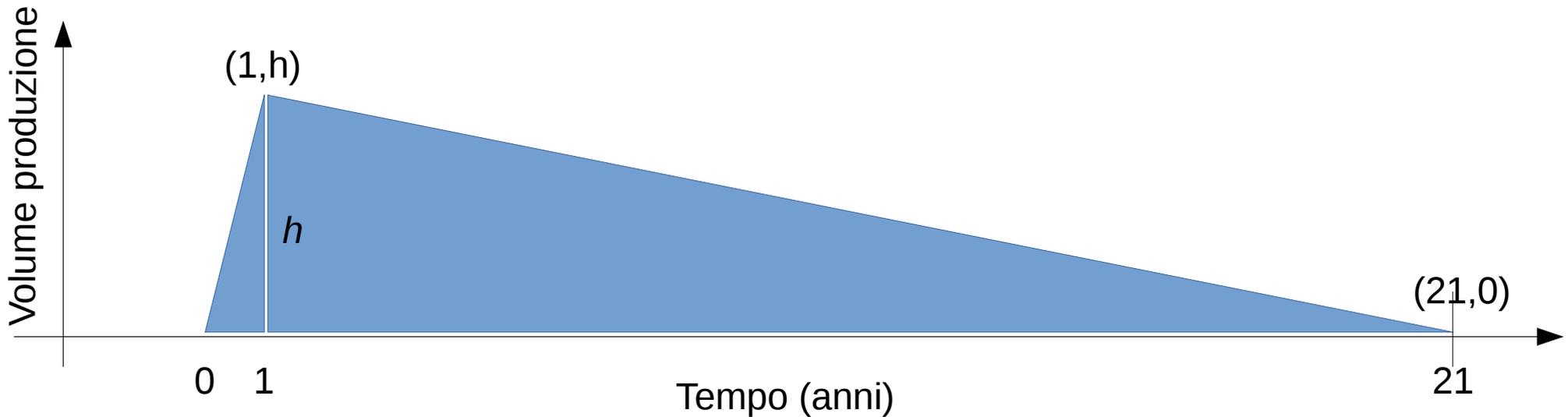


Ogni colonna dell'istogramma rappresenta il volume di scoperte per ogni anno in unità arbitrarie. Nell'anno -4 si scopre un giacimento di 100 unità, l'anno successivo un giacimento di 90, il terzo anno un giacimento di 81 ecc, le scoperte decrescono ogni anno del 10% rispetto all'anno precedente.

Ogni campo petrolifero entra in produzione quattro anni dopo la scoperta, così il campo da 100 unità entra in produzione nell'anno 0, quello da 90 nell'anno 1 e così via.

Nel primo anno la produzione di ciascun campo passa da zero al massimo per poi declinare linearmente fino a zero 20 anni dopo.

# Profilo produttivo ideale di un campo petrolifero nel modello



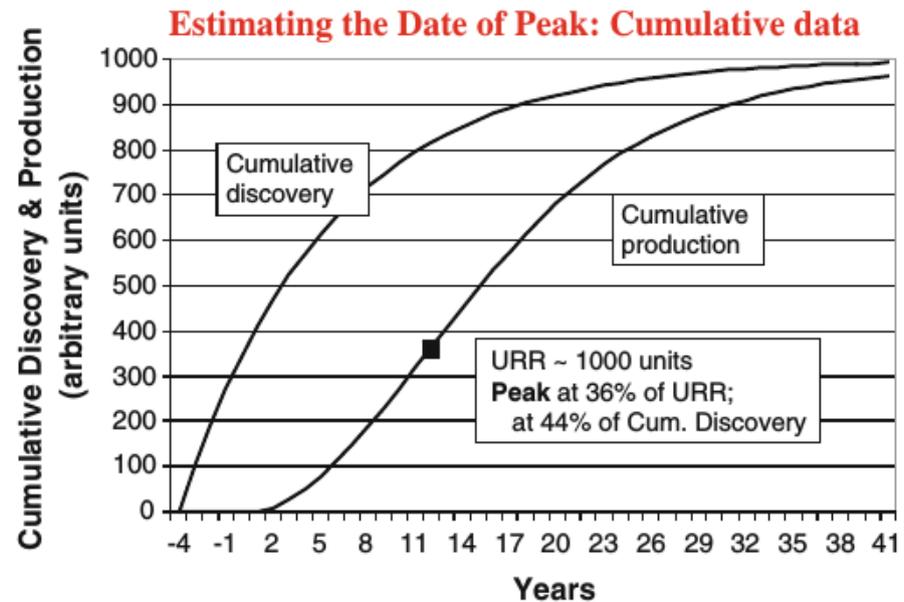
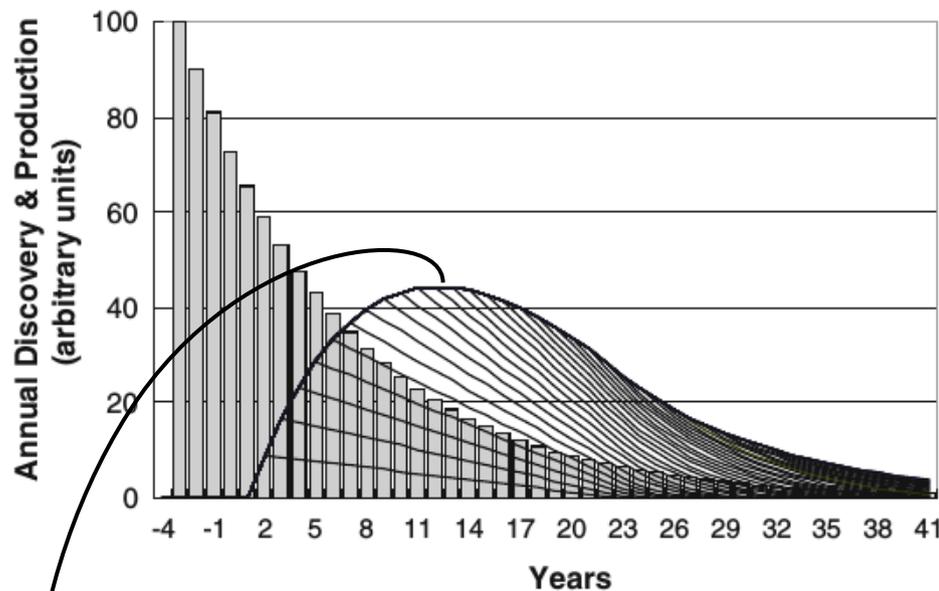
Ogni campo petrolifero ha un profilo produttivo rappresentato da un triangolo come quello rappresentato in figura per il caso del campo da 100 unità. L'area del triangolo costituisce la totalità dell'olio contenuto nel campo. Nel caso dell'esempio 100. Quindi essendo la base uguale per tutti i campi e pari a 21:

$$Area = \frac{h * 21}{2} \quad \Rightarrow \quad h = \frac{2 * Area}{21}$$

Nel caso del campo da 100 unità:  $h = 9,52$  unità/anno è il massimo della produzione raggiunta nell'anno 1. A partire da questo momento la produzione diminuisce linearmente. L'equazione della retta è:

$$\frac{y-h}{0-h} = \frac{x-1}{21-1} \quad \Rightarrow \quad \frac{y-h}{-h} = \frac{x-1}{20} \quad \Rightarrow \quad y = \frac{-h*x-1}{20} + h$$

# Il picco nelle regioni petrolifere



La curva a massimo è semplicemente la somma dei profili produttivi di ciascun campo petrolifero. Ciascuno di questi profili ha la forma illustrata.

Come si vede la somma risulta in una curva con un massimo (il picco) produttivo oltre il quale inizia il declino a dispetto del fatto che sempre nuovi campi petroliferi, benché più piccoli entrano in produzione.

Le curve a destra rappresentano i dati cumulativi che corrispondono per ciascuna categoria, scoperte e produzione, la somma anno dopo anno. Il picco si verifica quando meno della metà della quantità scoperta è stata prodotta. Si faccia attenzione alla forma sigmoide delle curve cumulative.

# Modelli e realtà

"Tutti i modelli sono sbagliati, alcuni modelli sono utili", W. Edwards Deming.

Il modello descritto è solo un esempio di come si cerca di riprodurre alcune caratteristiche della realtà in modo da cercare di capirla meglio. Un modello non è e non può essere una copia della realtà. Sarebbe come pretendere di fare una mappa in scala 1:1 del territorio; tale mappa sarebbe prima inutile e poi impossibile da realizzare. I modelli operano dunque sempre una serie di semplificazioni. A volte sono utili.

# Casi reali di produzione in regioni

Vediamo ora un certo numero di casi reali di regioni petrolifere (paesi o bacini petroliferi condivisi fra diversi paesi) e dei loro profili di produzione. Sfortunatamente i database disponibili gratis sono sostanzialmente inutili in sede di previsione perché non riportano, come detto, le riserve 2P e non sono in genere accurati. I database utili sono quelli detenuti da diverse imprese che li fanno pagare piuttosto salati. Il caso dell'IHS Energy è stato già citato. Nel seguito i dati sono presi dal libro citato di R. Bentley "Introduction to Peak Oil".

Inziando dalla Germania. Per ognuno di questi casi si osservano vari fatti:

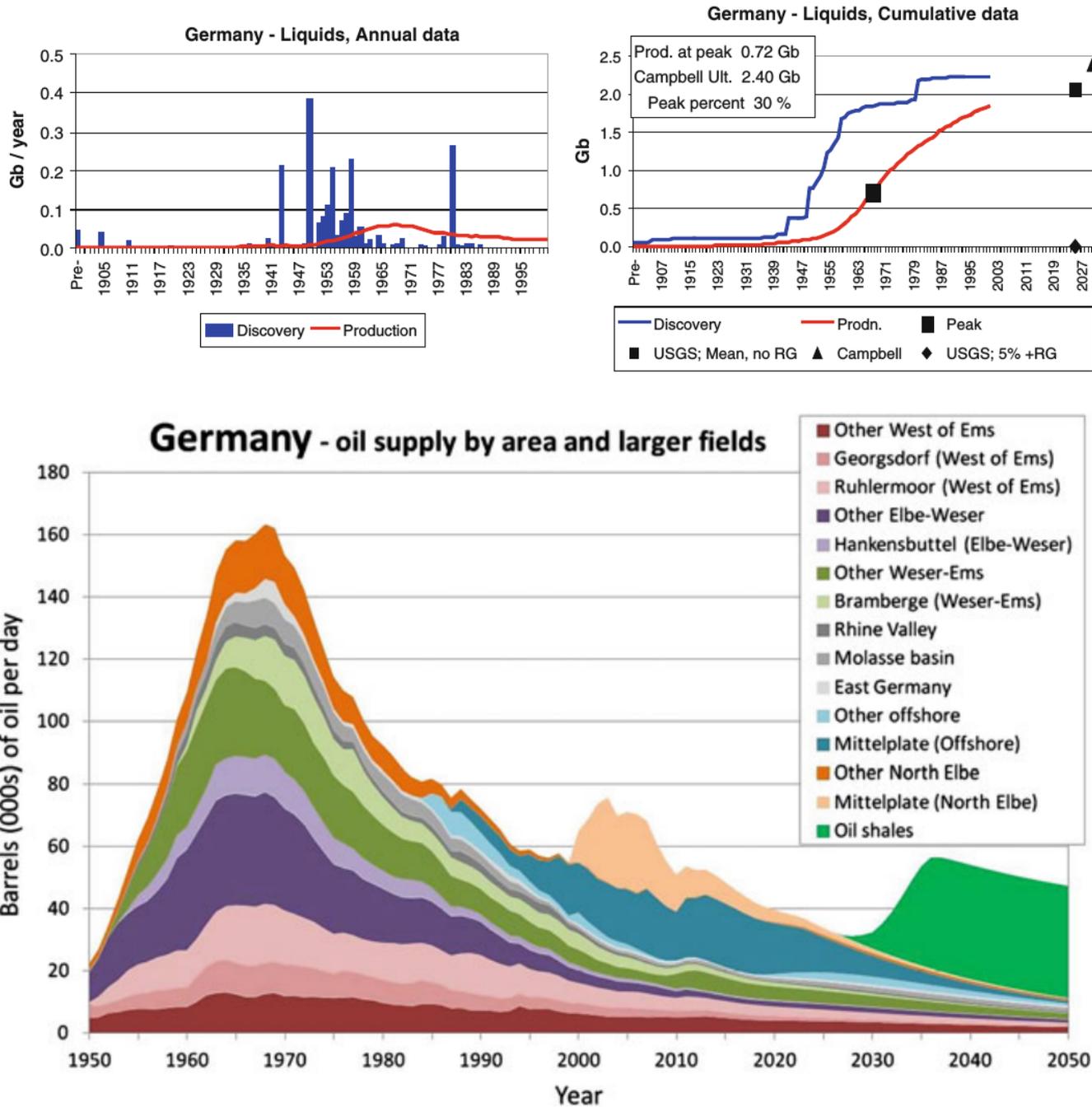
- 1) il picco locale è effettivamente picco da risorse limitate (resource-limited peak).
- 2) Questo fatto è dimostrato da due fatti, l'andamento asintotico della curva delle scoperte cumulative e la corrispondenza fra l'estrapolazione al futuro di questo con le varie stime dell'URR (Ultimate Recoverable Resources).
- 3) L'osservazione che c'è un picco delle scoperte è anche un indicazione che ci sarà un picco della produzione dato che solo il petrolio scoperto sarà prodotto.
- 4) Vale in genere la regola del picco a mezza strada (in realtà non lontano dal 36-40% del valore dell'URR dato dal modello semplificato).

# Germania

Interessante la proiezione riguardante la produzione di olio non convenzionale da shale a partire dal decennio 2020 in poi. Possibile, ma non certa. Il fatto è che non è mai certo che non ci sarà una ripresa della produzione. La cosa che si rileva è che dai dati e dalla conoscenza geologica c'è poca probabilità che questo avvenga. Anche il dispiegamento di nuove tecnologie di recupero non ha, nel caso della Germania, modificato la natura definitiva del picco. E, di fatto, neppure la scoperta del più grande fra i giacimenti tedeschi, il Mittelplate.

Il Picco si è verificato nel 1970. Estrapolando la curva delle scoperte cumulative si incontrano le due stime dell'URR di Campbell e dell'USGS a conferma del fatto che il picco è dovuto a limitazione della risorsa.

# Germania



# Regno Unito

Il Regno Unito ha una storia estrattiva che inizia in terra e continua off shore nel Mare del Nord. Il calo della produzione a "mezza storia" è causato dall'incidente Piper-Alpha nel 1988 che determinò una vasta ristrutturazione dei campi per ragioni di sicurezza. Il primo picco non è da limiti della risorsa mentre il secondo lo è. Per le stesse ragioni dette sopra per la Germania.

# Regno Unito

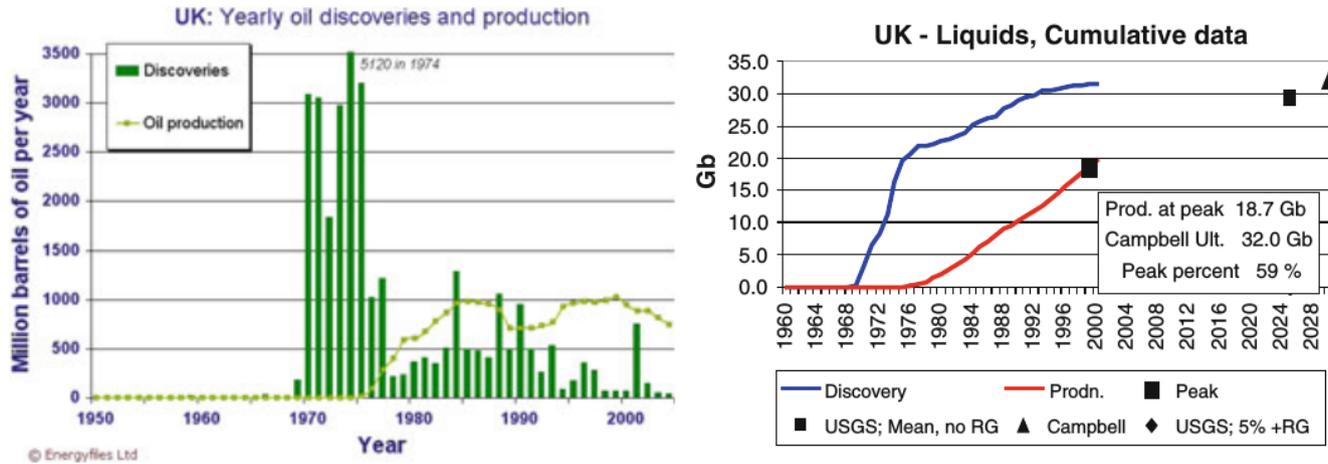
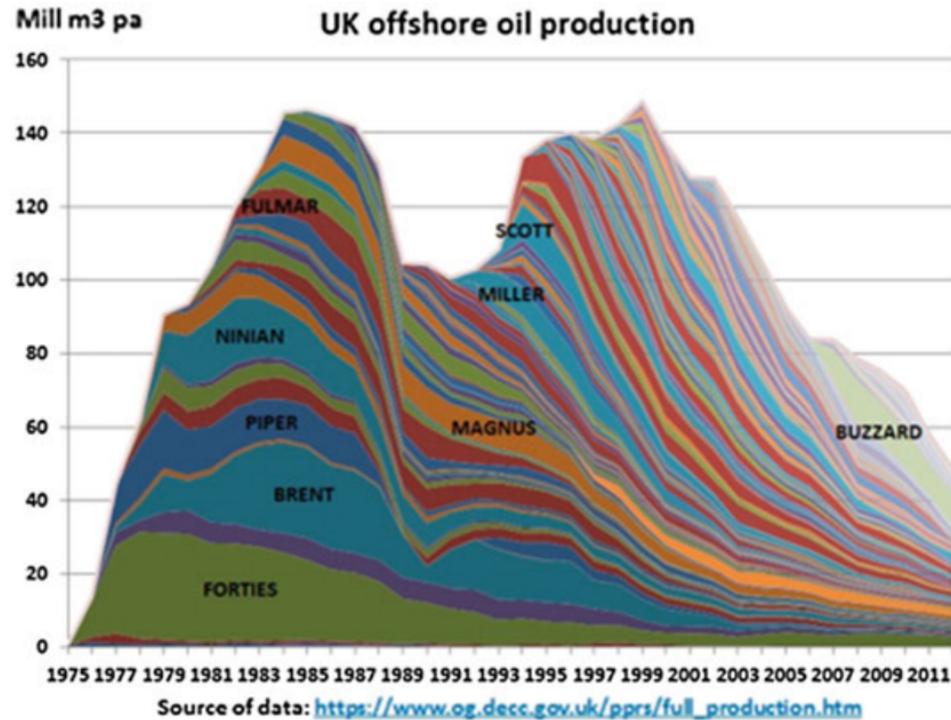


Fig. 2.9 UK: Oil-industry ‘2P’ data on oil discovery, and production.

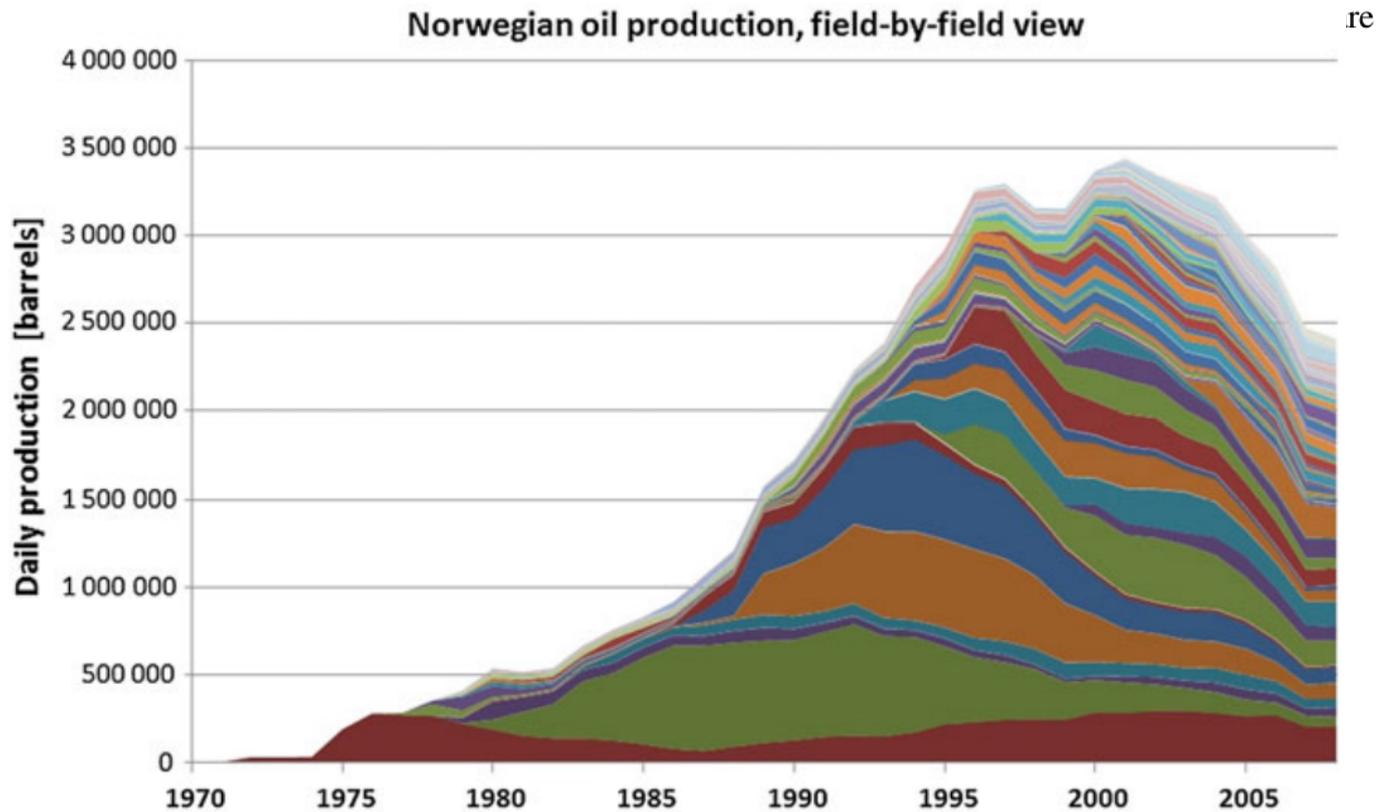
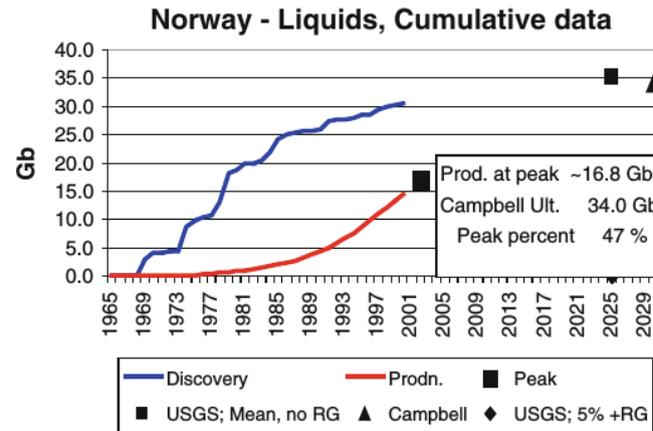
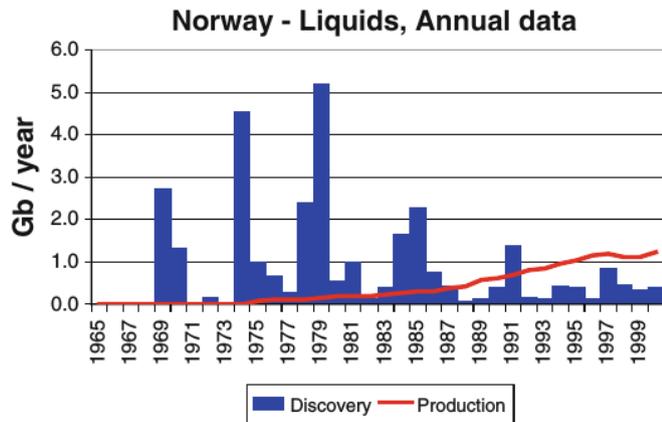


<http://crudeoilpeak.info/uk-peak>

# Norvegia

Le scoperte avvengono in gruppi separati. Il meccanismo del picco è però lo stesso (anche se la somiglianza con il picco UK è meno evidente): **il declino produttivo dei campi più grossi scoperti prima che non viene compensato dalla produzione dei numerosi e più piccoli campi scoperti successivamente.**

# Norvegia

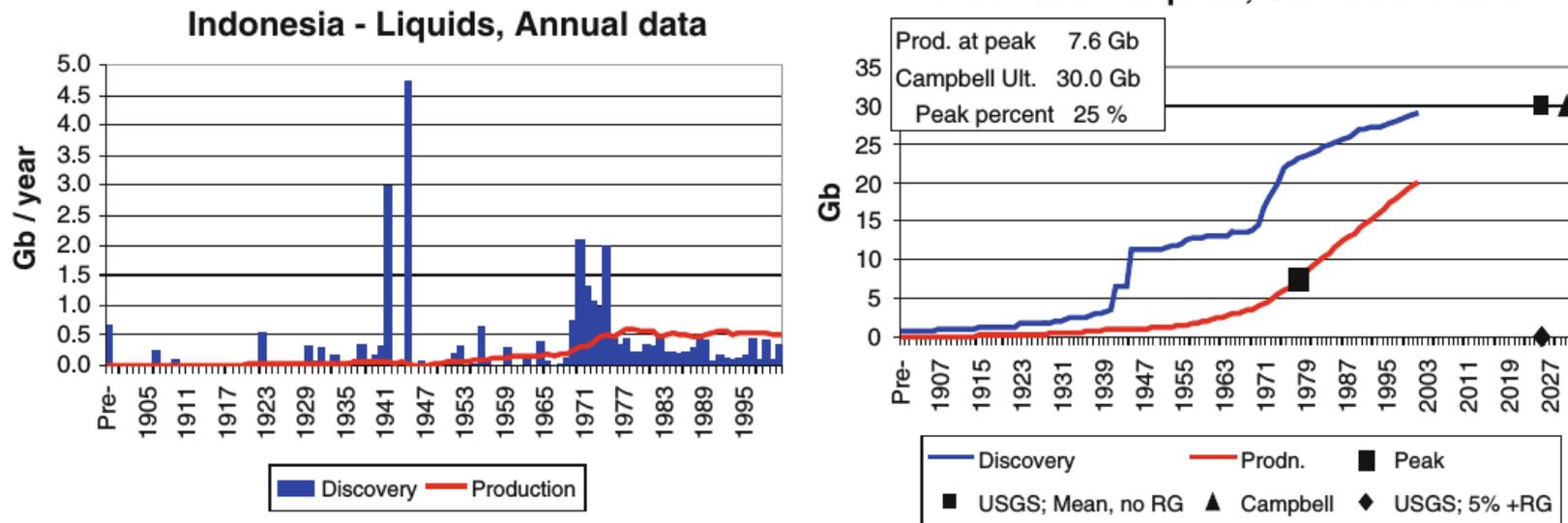


# Indonesia



L'Indonesia è stato uno dei paesi dell'OPEC da cui è uscita nel 2009. Recentemente ha fatto domanda di riammissione e la domanda è stata approvata. Nella figura a sinistra si vede che le scoperte di olio in Indonesia si sono svolte in due fasi, la prima in terra, la seconda sia in terra che in mare. La produzione non ha raggiunto un picco chiaro, ma un plateau su cui si è stabilizzata dal 1973. Le curve cumulative (parte destra della figura) mostrano che l'estrapolazione delle scoperte è in buon accordo con le stime di URR. Pur in assenza di un picco ben definito si conferma anche per l'Indonesia il superamento del massimo delle scoperte e l'approssimarsi del limite delle risorse.

# Indonesia



**Fig. 2.15** Indonesia: Oil-industry ‘2P’ data on oil discovery, and production; 1900–2000. Data are for the IHS Energy definition of ‘liquids’; here meaning crude oil plus NGLs.

*Left chart*

- *Blue bars*: Annual 2P backdated oil discoveries (i.e., reflect discovery information available at 2000). Two main discovery phases are indicated: in the 1940s, and the 1970s.
- *Red line* Annual production. No significant production peak; plateau from ~1973. (As more recent data indicate, this plateau extended to 2003, following which there has been a significant decline in production.)

*Right chart* Cumulative plot of the same data.

- *Blue line* Cumulative backdated 2P discovery; the main two phases of discovery (the first onshore, the second a combination of onshore plus offshore) are clear from the ‘steps’ in the discovery curve.
- *Red line* Cumulative production. Medium-sized square indicates the approximate onset of the production plateau.

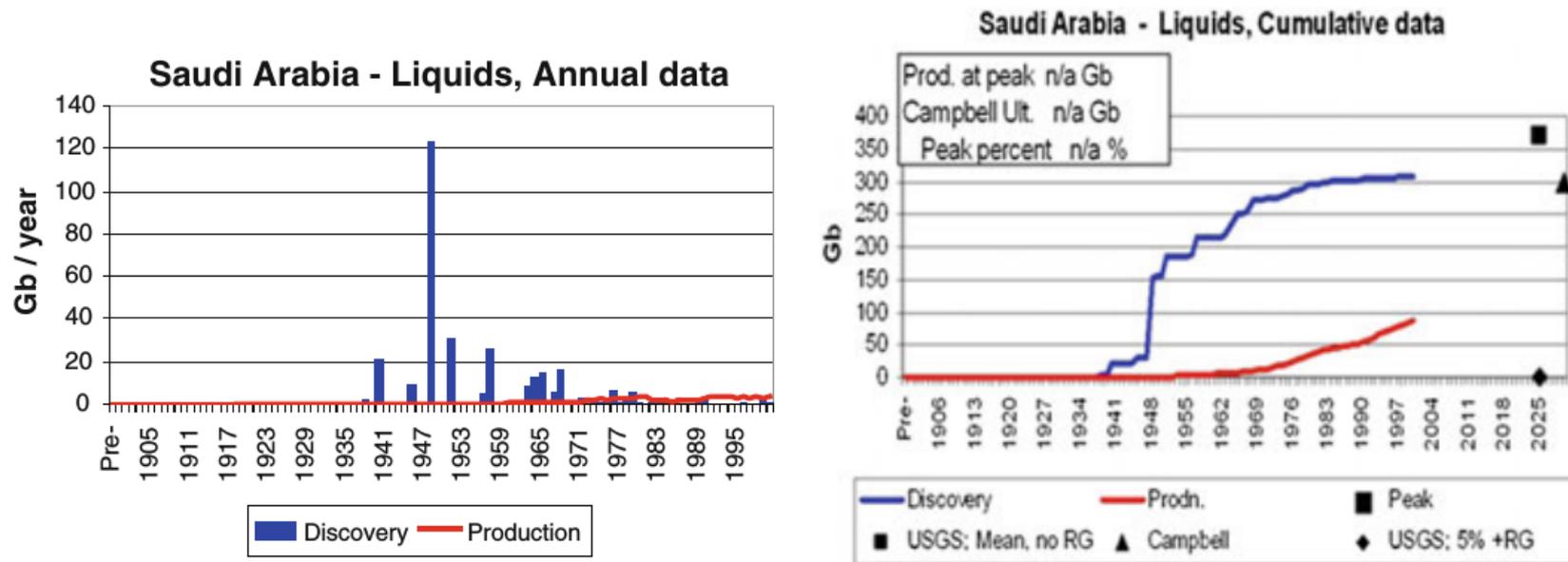
Also shown are URR estimates for Indonesia conventional oil, from the USGS year-2000 assessment (mean, no reserves growth value); and from Campbell (for ‘Regular conventional’ oil). These estimates, at 30 Gb, are in agreement with a rough extrapolation by eye of the discovery trend. [Campbell (2013): ‘Regular conventional’ URR: 32 Gb; cumulative production to 2010: 24 Gb.]

Source IHS Energy ‘PEPS’ year-2000 dataset, with permission

# Arabia Saudita

L'Arabia Saudita (AS) è uno dei principali produttori di olio è stato a lungo il primo produttore del mondo, ed è il paese guida dell'OPEC. Nel 2016 figurava al secondo posto con 12 milioni di barili di olio al giorno con uno scarto di poche centinaia di migliaia di barili rispetto agli Stati Uniti. La storia della produzione di olio dell'AS è fortemente influenzata dal suo ruolo politico fra i paesi produttori e come controverso alleato dei paesi occidentali in Medio Oriente (MO). Come altri paesi del MO l'AS è caratterizzata dalla presenza di un singolo o pochi grandi giacimenti seguiti da una serie di giacimenti minori molto più piccoli. Nel caso dell'AS il solo giacimento del Ghavar scoperto nel 1948 contiene 140 miliardi di barili di olio. Saudi Aramco, la compagnia nazionale, ha sviluppato tutte le tecniche necessarie allo sfruttamento efficiente di questo e di altri giacimenti presenti nel paese, ma la sua condotta non risponde solo a necessità economiche, ma anche politiche ed il profilo di produzione rispecchia questo stato delle cose. Le analisi dei dati delle riserve è offuscata da un discreto livello di segretezza che rende incerti (all'esterno) anche i dati delle aziende preposte a questo tipo di analisi. A dispetto di questa situazione le previsioni di lungo periodo sulla produzione saudita sono abbastanza coincidenti. Come si vede dalla figura di destra della prossima pagina, l'estrapolazione del dato delle scoperte cumulative si accorda anche in questo caso con le stime dell'URR delle diverse fonti. Anche se per le ragioni dette il semplice modello sviluppato a pag 24 e seguenti non si applica molto bene, ci si può aspettare che il picco della produzione in AS non sia molto lontano. La differenza principale fra la situazione dell'AS e dell'Indonesia è che per questi produttori il picco possa verificarsi in una fase più avanzata della storia produttiva, cioè non un picco a metà strada, ma piuttosto un picco oltre il 60% dell'URR. Nella figura a pag 40 è riportata una previsione relativa all'AS con un approccio bottom-up, cioè realizzata dallo studio dei singoli campi petroliferi del paese e facendone la somma nel tempo (incluse le proiezioni future). Per quanto riguarda l'AS molto dipende da quanto velocemente entreranno in produzione i campi petroliferi ed i singoli pozzi che attualmente sono tenuti fermi. Naturalmente per i paesi produttori (fra cui anche l'Iraq e la Russia) hanno molta importanza anche le strategie di lungo periodo fra le quali rientra anche l'idea di risparmiare la risorsa per le prossime generazioni del paese.

# Arabia Saudita



**Fig. 2.17** Saudi Arabia: Oil-industry ‘2P’ data on oil discovery, and production; 1900–2000. Data are for the IHS Energy definition of ‘liquids’; here meaning crude oil plus NGLs.

*Left chart:*

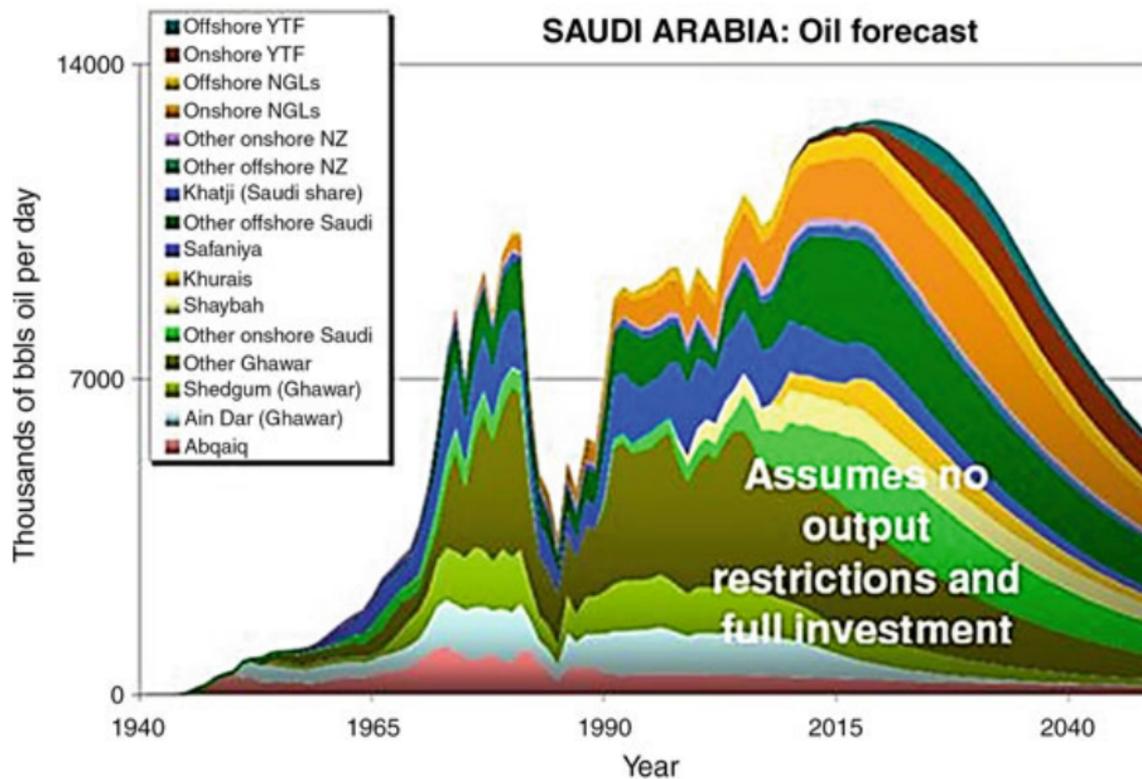
- *Blue bars* Annual 2P discoveries (data are year-2000 backdated, so reflect information available at this date). The earliest find was in 1938 at the Dammam well No. 7 (now modern day Dahahran); but the country’s super-major discovery was Ghawar in 1948, with relatively little discovered since 1970.
- *Red line* Annual production. Early peak at 10.3 Mb/d in 1980, and rough plateau from 1990. [More recent data show the absolute peak in production to-date is in 2015.]

*Right chart:*

- Cumulative plot of the same data, plus two estimates made around the year 2000 of Saudi Arabia’s conventional oil ‘ultimate’. [Note Campbell (2013): ‘Regular conventional’ URR estimate unchanged at 300 Gb; cumulative production of this class of oil to 2010: 117 Gb.]

Source IHS Energy ‘PEPS’ year-2000 dataset, with permission

# Arabia Saudita



**Fig. 2.18** Saudi Arabia: Forecast, made in 2008 by Energyfiles Ltd., of production by field, and field type, to 2050.

# Il picco globale

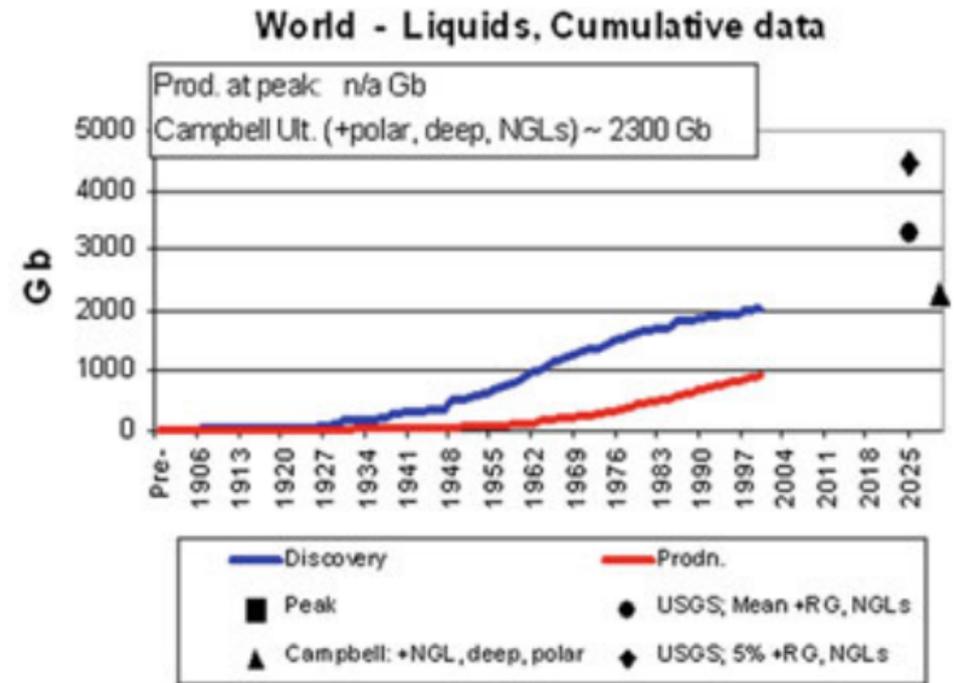
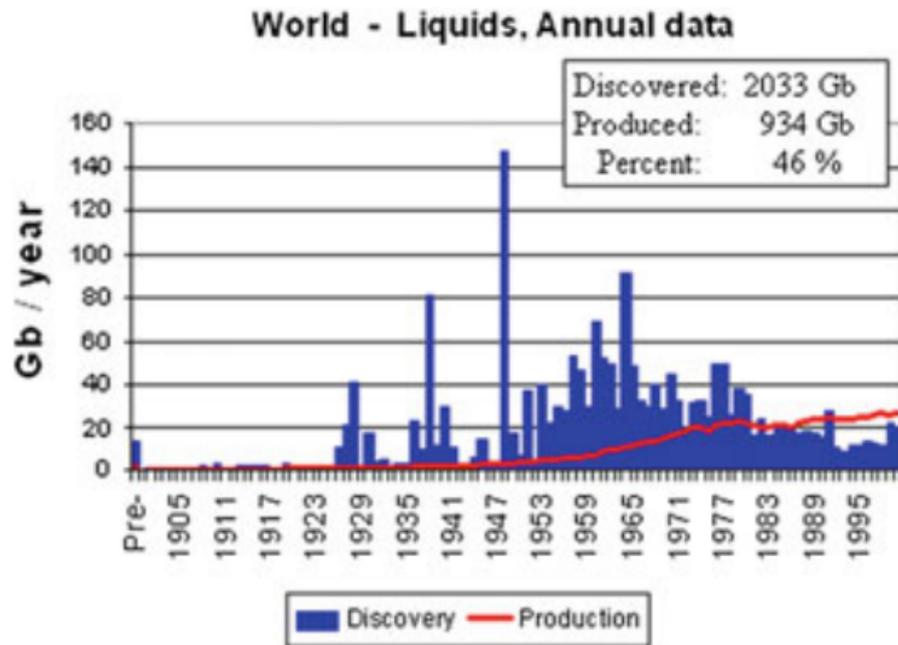
Quando si parla di picco globale si incontra ancora qualche ulteriore considerazione rispetto al picco delle singole regioni e questa consiste in due aspetti

**1) Il costo comparativo nella produzione di olio in diversi paesi.**

**2) il prezzo globale del barile.**

Nella parte sinistra del grafico della pagina che segue si riportano i dati delle scoperte (chiaramente visibile la scoperta del Ghavar nel 1948) i dati non sono molto diversi da quelli mostrati nelle figure all'inizio di questa lezione (p 13) e nella lezione precedente (i dati in questa figura sono aggregati per anno per cui i singoli massimi risultano più alti). 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 (quantomeno di quella convenzionale. Si noti però le definizioni nella didascalia della figura). 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 (si veda la parte sulle riserve di questa lezione ed in particolare le slide 14 e 15)

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.



**Fig. 2.21** World: Oil-industry ‘2P’ data on oil discovery, and production; 1900–2000. Data are for the IHS Energy definition of ‘liquids’; here meaning crude oil, NGLs, tar sands oil and Venezuela heavy oil. (The IHS Energy definition includes shale (‘light-tight’) oil and also oil from kerogen, but relatively little of these classes of oil were produced up to 2000.)

*Left* Annual backdated 2P discovery: *vertical bars* Annual production: *line*.

*Right* Same data on a cumulative basis.

Data from IHS Energy year-2000 ‘PEPS’ database, with permission

# Riassunto

La tabella della pagina che segue riporta i dati illustrati nelle pagine precedenti e dati di altre regioni petrolifere di grande interesse come l'Iraq e la Russia e gli USA.  
Nella tabella sono riportati i dati relativi alle stime dell'URR alla natura dei principali campi petroliferi (onshore – off-shore) e le date osservate o previste del picco delle scoperte e della produzione

**Table 2.1** Dates of Peak 2P discovery of conventional oil compared to peak in production

	C'bell ~ 2000 (Reg. cv. oil)	USGS 2000 (Cv. oil ex- NGLs)	C'bell 2010 (Reg. cv. oil)	C'bell cum. prodn. to 2010 (Reg. cv.)	Cum. prodn. to end 2015 (Reg. cv.)	C. Pr. 2015 as % C'bell URR	Main oil loc'n.	Date of peak discvy. (All-cv. oil)	Date of peak prodn. (All-cv. oil)
	URR	URR	URR						
	(Gb)	(Gb)	(Gb)	(Gb)	(Gb)	(%)	(On/off)	(Year)	(Year)
<i>Notes</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Country</i>									
Germany	2.4	2.1	2.5	1.96	2.05	82	On	1950s	1967
UK	32	29	32	24.7	26.3	82	Off	Mid-1970s	1999
Norway	34	35	34	23.5	26.9	79	Off	1970s	2001
Indonesia	30	30	32	24.0	25.6	80	All On Off	'40s, 70s '40s, 70s '60s–95	1977 <sup>a</sup>
Russia	200	303	230	150	165	72	On	1960s	1987 <sup>b</sup>
Iraq	135	145	115	34	40	35	On	Var.	–
Saudi Arabia	300	371	300	117	135	45	On	1948	–
	C'bell ~ 2000 (Reg. cv. oil)	USGS 2000 (Cv. oil ex- NGLs)	C'bell 2010 (Reg. cv. oil)	C'bell cum. prodn. to 2010 (Reg. cv.)	Cum. prodn. to end 2015 (Reg. cv.)	C. Pr. 2015 as % C'bell URR	Main oil loc'n.	Date of peak discvy. (All-cv. oil)	Date of peak prodn. (All-cv. oil)
	URR	URR	URR						
	(Gb)	(Gb)	(Gb)	(Gb)	(Gb)	(%)	(On/off)	(Year)	(Year)
USA	260	286	200	179	194	97	On	Mid-1930s	1970
World	~2000	2307	2000	1093	~1220	~60	On	1960s	2005 <sup>c</sup>

Also shows: Cumulative production of 'Regular conventional' oil to end-2015 versus Campbell's 2010 estimate of URR for this class of oil

Notes

1: Campbell 'Regular conventional' oil is 'All-conventional' oil less: deepwater, polar, very heavies, NGLs. *Source* Personal communications and Campbell publications

2: USGS Year-2000 Assessment data: Mean values, ex-NGLs, no adjustment for reserves growth. *Source*: USGS (2000)

3: *Source* Campbell (2013)

4: *Source* Campbell (2013)

5: Production data from BP *Stats. Rev.*, for 2011–2014, plus for 2015 estimated; and multiplied by a guessed 80 % if the country or region in question is currently producing significant quantities of non-'Regular conventional' oil

6: Cumulative production to end-2015 of 'Regular conventional' oil (estimated as above) as a percentage of the Campbell 2010 URR estimate for this class of oil

7: Main location of the country's oil, onshore or offshore

8: Date of peak '2P' discovery of 'All-conventional' oil

9: Date of peak production of 'All-conventional' oil

<sup>a</sup>Indonesian production was roughly on plateau: 1977–1996

<sup>b</sup>Date of this Russian peak was prior to the economic collapse of the FSU, but Russia's recoverable conventional oil resource base is now such that a significantly higher future peak in production is no longer possible

<sup>c</sup>This is the peak date of global 'Regular conventional' oil. The global peak date of 'All-conventional' oil is less certain, see text

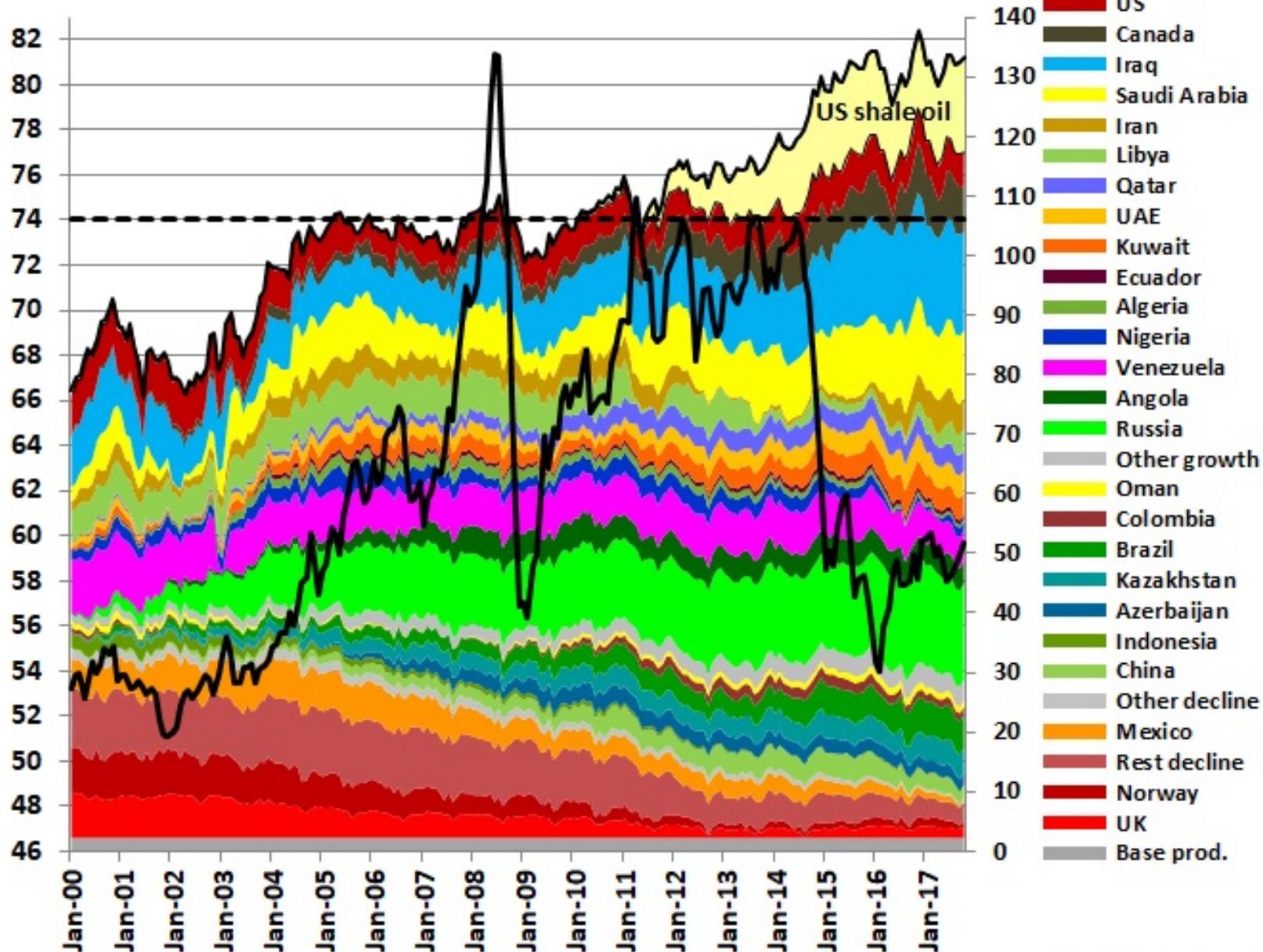
For more recent USGS data, see Annex 4

# Il quadro recente della produzione globale di olio

La figura della pagina che segue rappresenta la fase recente della variazione di produzione petrolifera in milioni di barili al giorno (mb/d) sulla scala di sinistra (aree colorate) sovrapposta all'andamento del prezzo medio annuo del barile (curva nera). Tale variazione mostra le quantità aggiunte da ciascun paese produttore al di sopra di una base produttiva di 46 milioni di barili al giorno. Da questa figura si vede che il livello è stabile dal 2015 in un intervallo fra 80 e 82 mb/d. Il declino della produzione di olio convenzionale è stato compensato in gran parte dalla produzione di shale oil negli Stati Uniti (N.B. in questo grafico si indica come shale oil quello che in genere si preferisce indicare come Tight Oil, cioè l'olio proveniente dal fracking)

## World Incremental crude production 2000 - Oct 2017

mb/d



Data: IEA International Energy Statistics

Il primo a parlare di Picco del Petrolio è il geologo petrolifero Martin King Hubbert nel 1954. Hubbert si occupa del petrolio dei 48 stati continentali degli Stati Uniti e sulla base di un modello allora poco comprensibile, predice il picco del petrolio USA in terraferma nel 1971. E, alla fine, ha ragione. Il picco del petrolio dei 48 stati continentali viene superato proprio nel 1971. Il modello proposto dal geologo statunitense assume il nome di Modello di Hubbert e il picco delle risorse non rinnovabili (non solo quelle energetiche, ma anche quelle minerali) assume il nome di Picco di Hubbert.

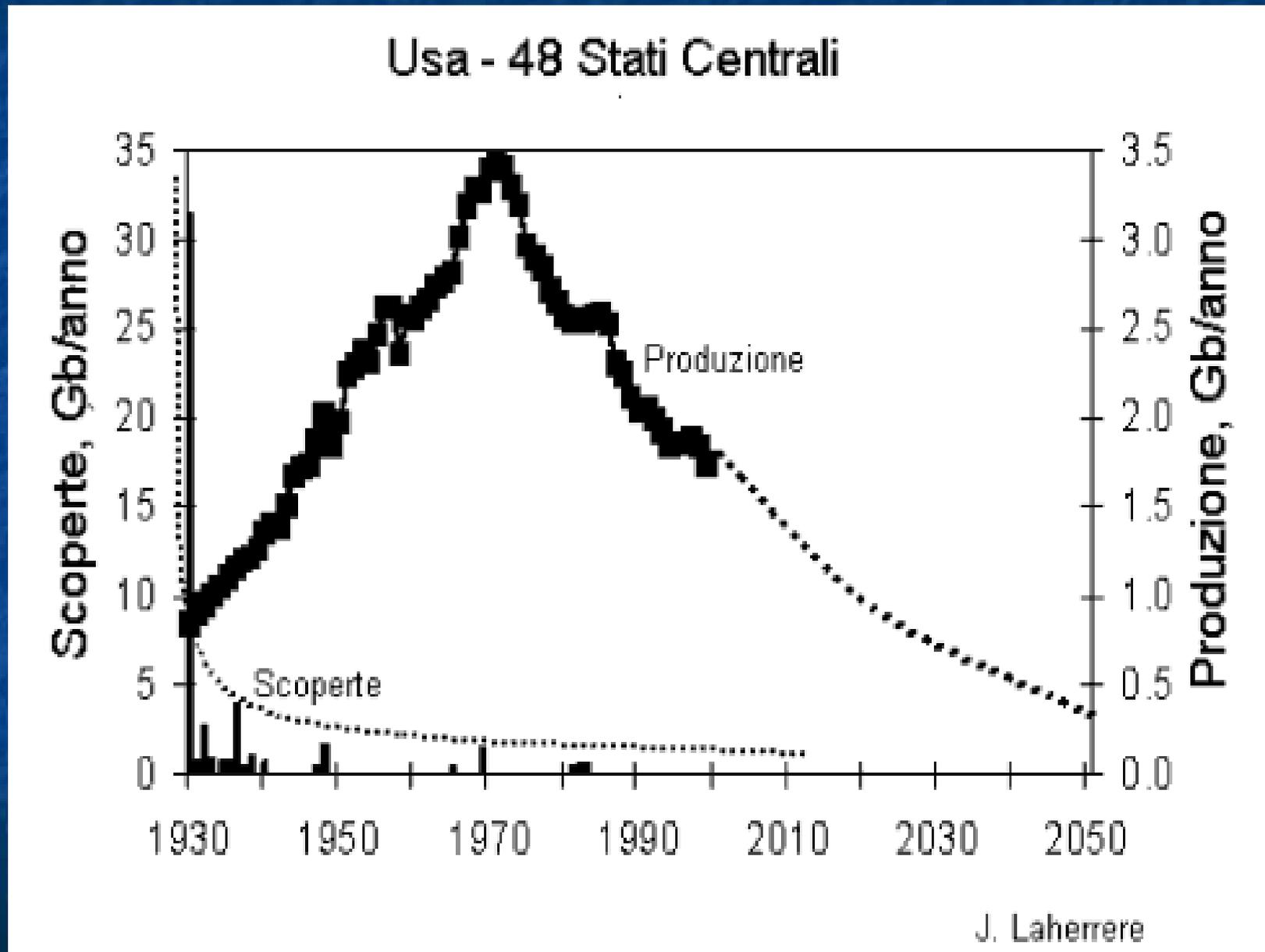
Hubbert fa una previsione anche sul raggiungimento del massimo storico di produzione globale di greggio che colloca intorno all'anno 2000 (si veda la figura a pag 49).

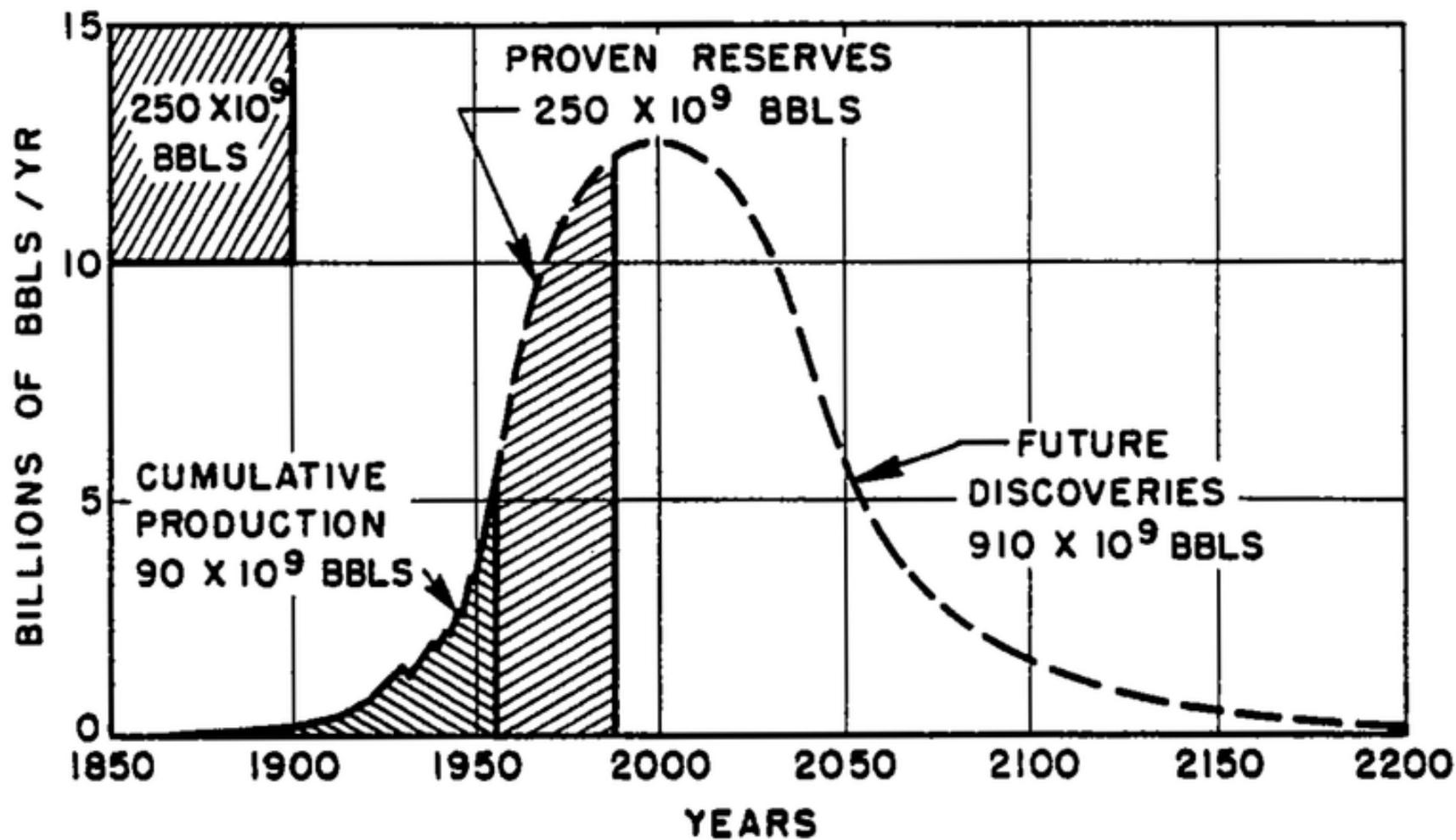
# Il Picco di Hubbert



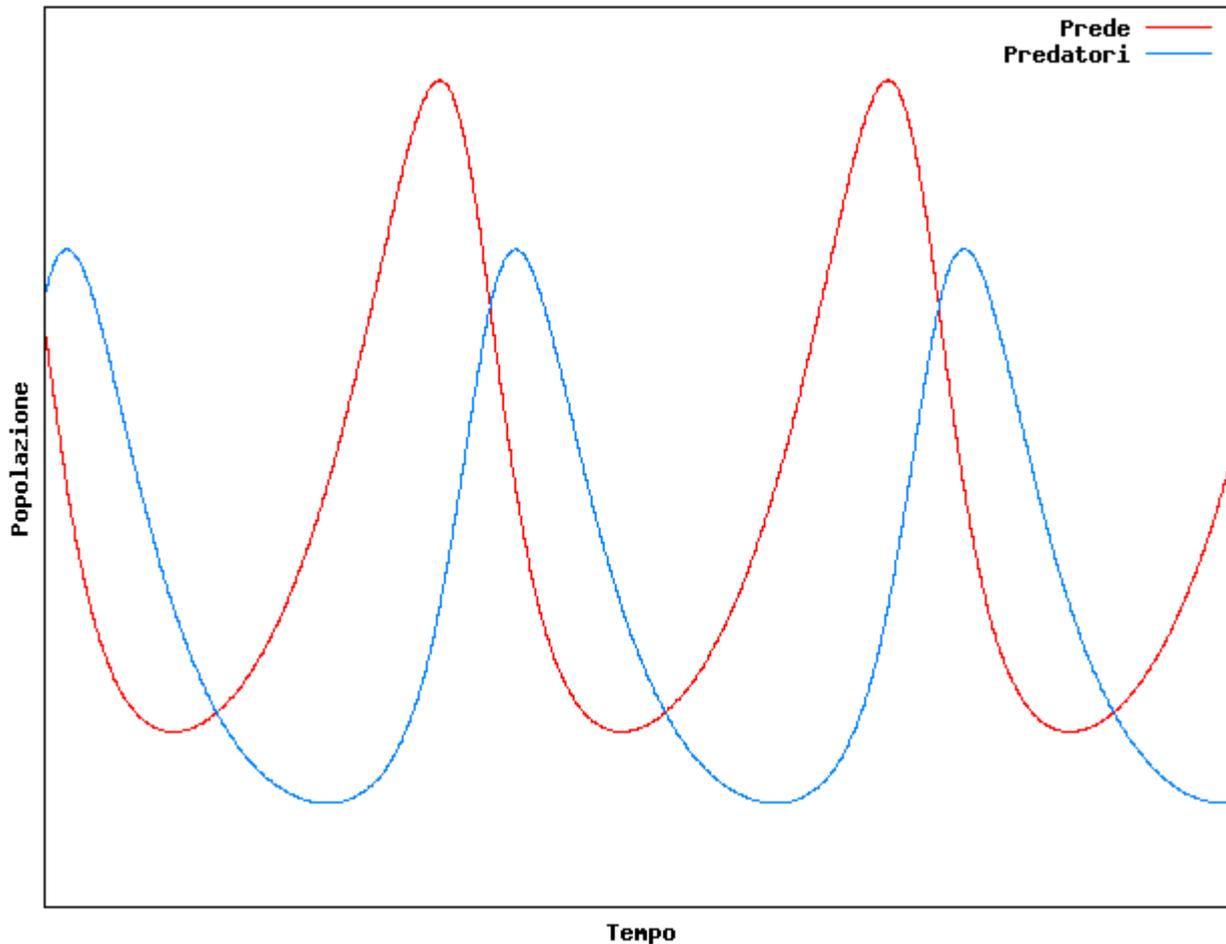
*“La nostra ignoranza non è tanto grande quanto la nostra incapacità di fare uso di ciò che sappiamo.”*

**M. King Hubbert**





Il Modello di Hubbert si basa sulla matematica dei cicli naturali preda-predatore descritti nel modello di Lotka- Volterra.



Nel modello di Lotka- Volterra i cicli di crescita e decrescita delle popolazioni di prede e di predatori in un dato ambiente, si susseguono nel tempo. Nell'applicazione del modello al caso di una risorsa non rinnovabile come il petrolio, si può considerare i giacimenti di petrolio come prede e le compagnie petrolifere come predatore. Dato che la preda non si riproduce la dinamica si esaurisce in un unico ciclo con un picco delle scoperte di giacimenti e, successivamente, un picco di produzione.

Il Modello di Lotka- Volterra è costituito da un sistema di due equazioni differenziali in cui la variazione di popolazione delle prede e dei predatori nel tempo, rappresentate dalle derivate rispetto al tempo di  $X$  e  $Y$  vengono messe in relazioni alle popolazioni di predatori e prede.

Il termine  $\alpha X$  rappresenta la crescita della popolazione di prede dove  $\alpha$  è il tasso di riproduzione e  $X$  la popolazione delle prede. Tale termine tende a far crescere esponenzialmente la popolazione.

Il termine  $-\beta XY$  è il termine che descrive la mortalità delle prede che dipende dall'efficacia di cattura dei predatori  $\beta$  e dalle popolazioni di ambedue le specie.

Il termine  $\gamma XY$  rappresenta la crescita della popolazione di predatori e il termine  $-\delta Y$  la loro mortalità.

Il modello è riportato in un foglio di calcolo allegato alla lezione che permette allo studente interessato di giocare con i parametri per vedere le diverse condizioni del problema.

Il modello di L-V, e le sue varie versioni aggiornate, è molto usato sia nelle scienze naturali che in economia.

In determinate condizioni le due popolazioni oscillano all'infinito come mostrato nelle pagine che seguono, fra un massimo ed un minimo sfalsati nel tempo fra prede e predatori.

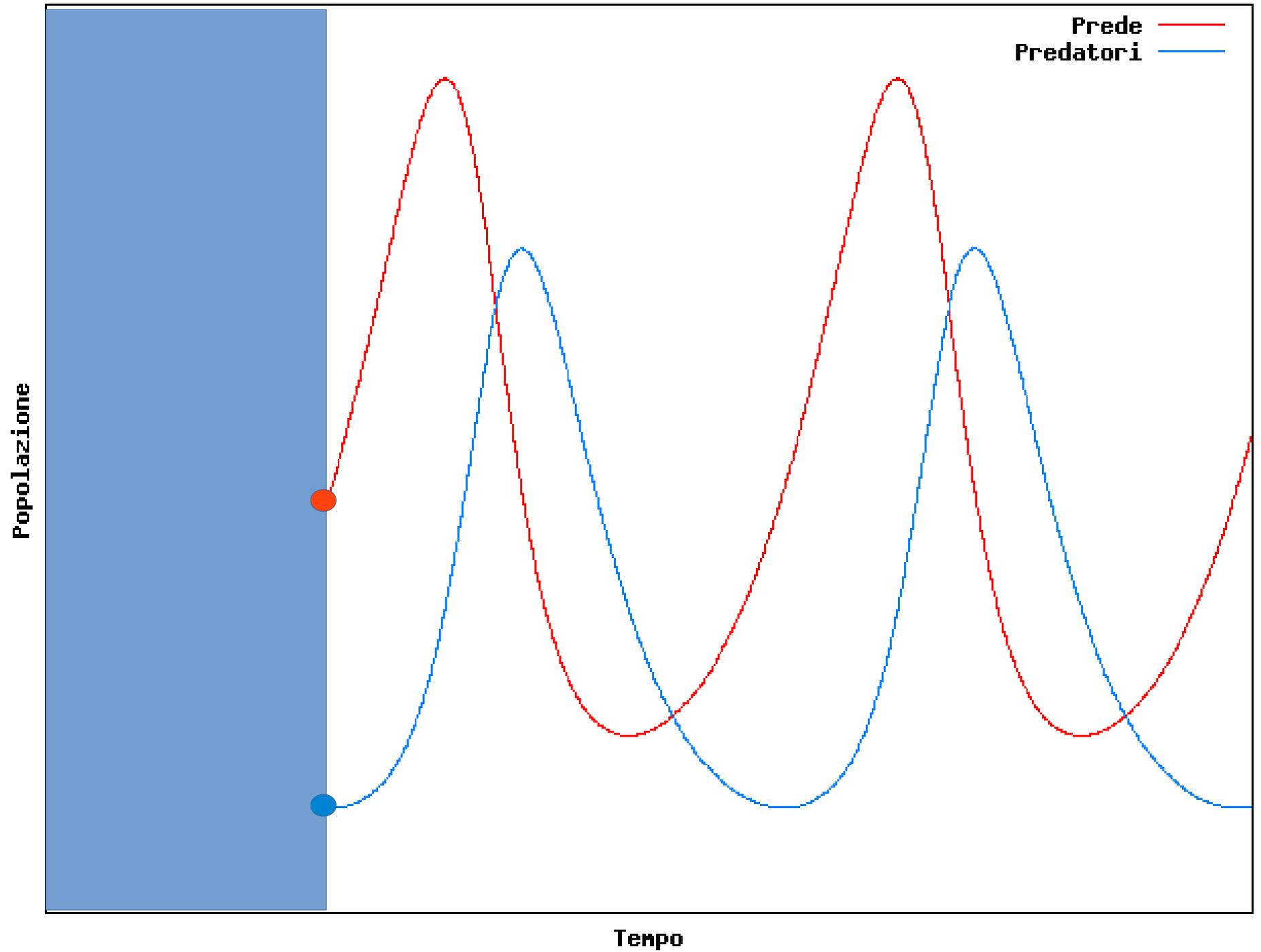
Ovviamente nel caso di una risorsa non rinnovabile ci sarà un ciclo unico. Dato che la preda, l'olio, non si riproduce.

$$\frac{dX}{dt} = \alpha X - \beta XY$$

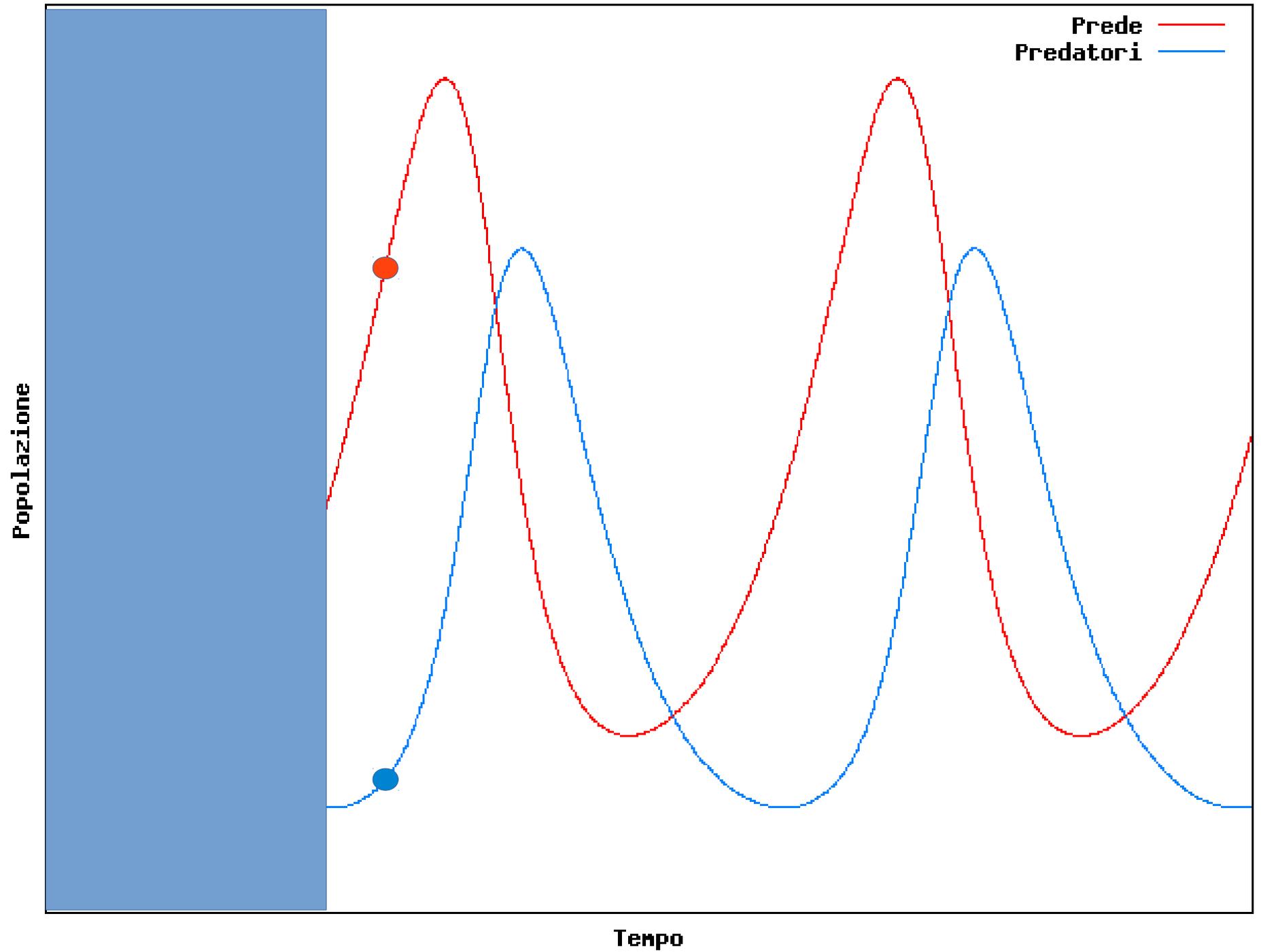
Popolazione prede

$$\frac{dY}{dt} = \delta XY - \gamma Y$$

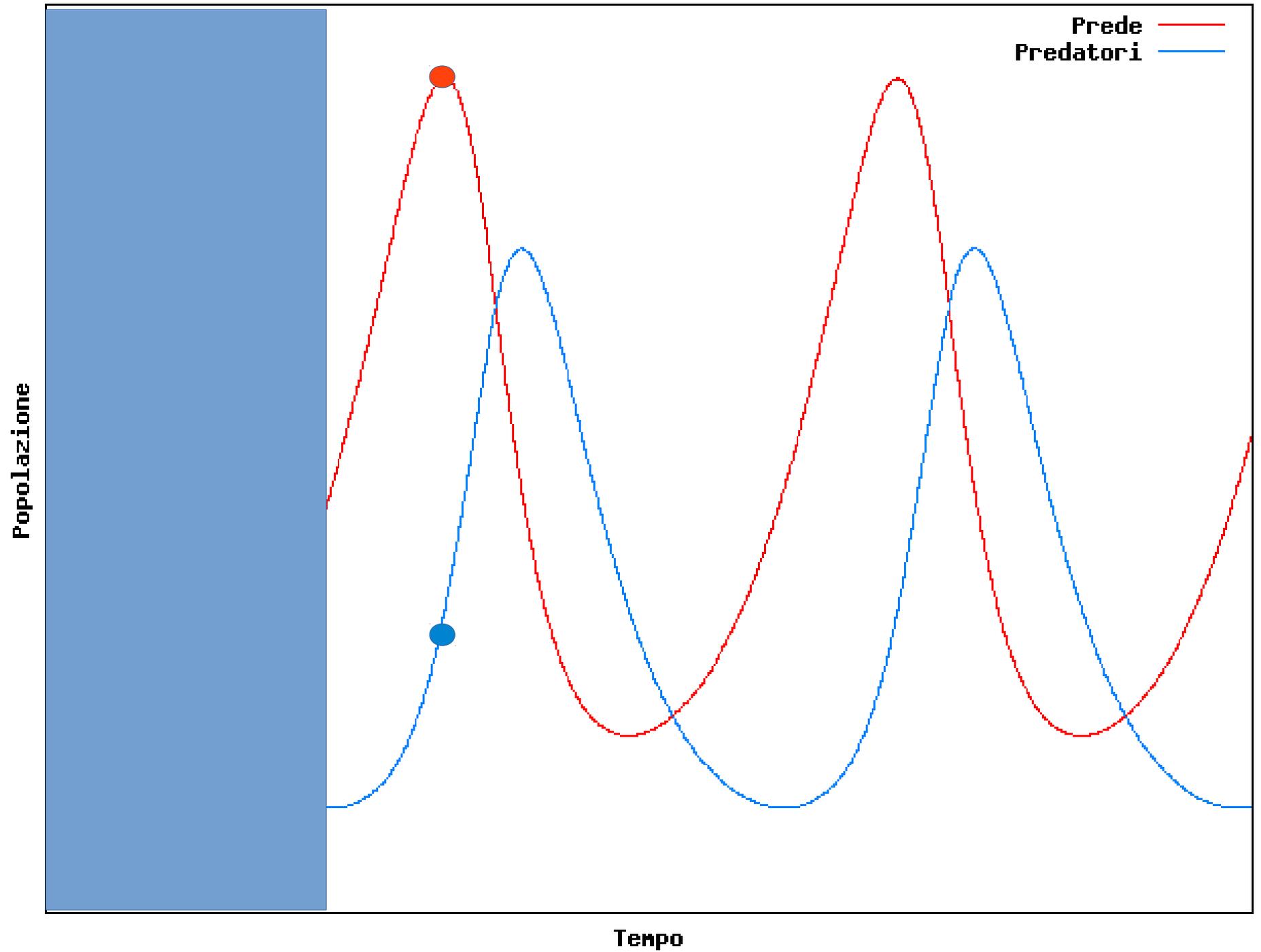
Popolazione predatori



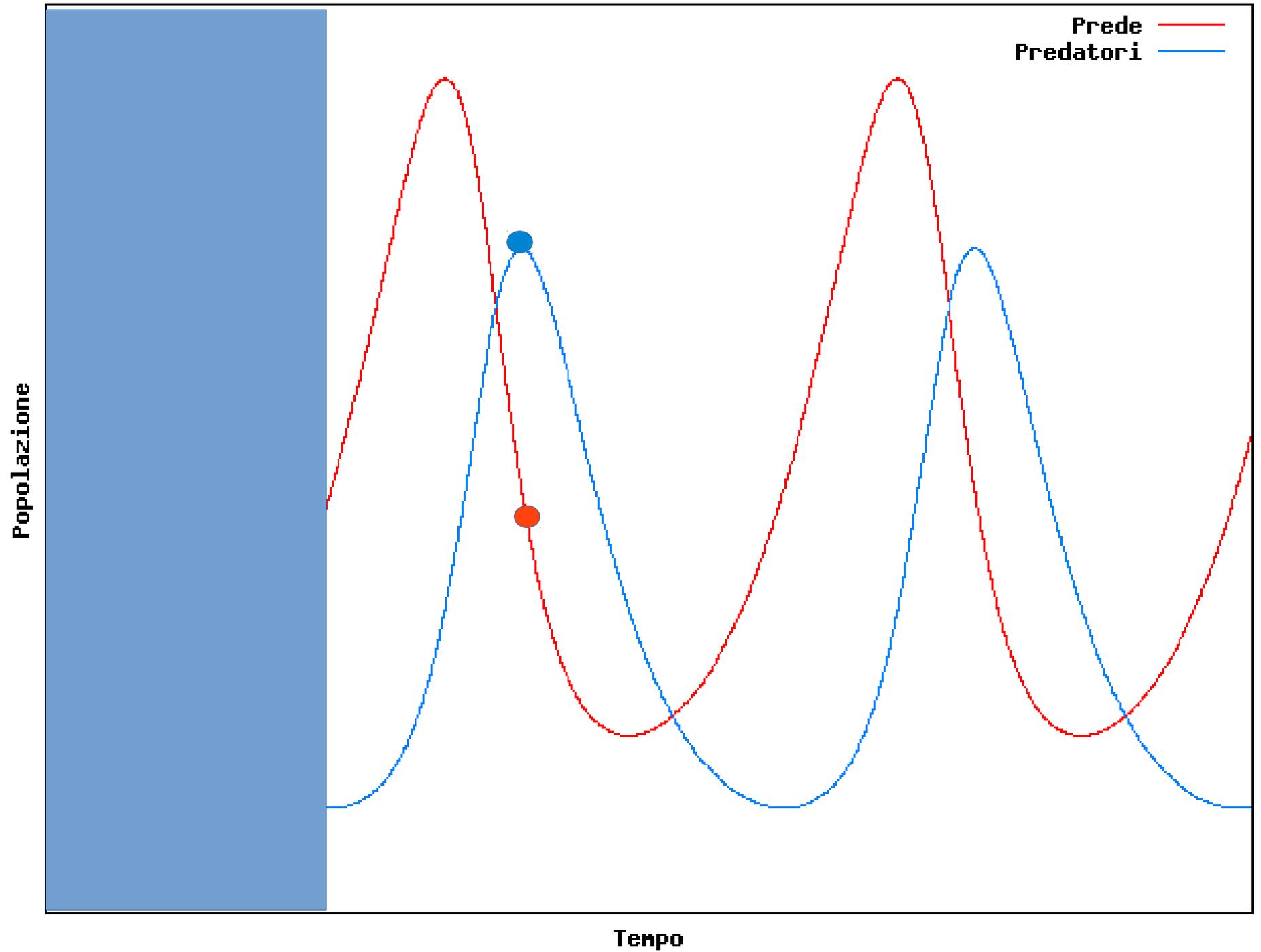
Modello di Lotka- Volterra, Preda- Predatore.



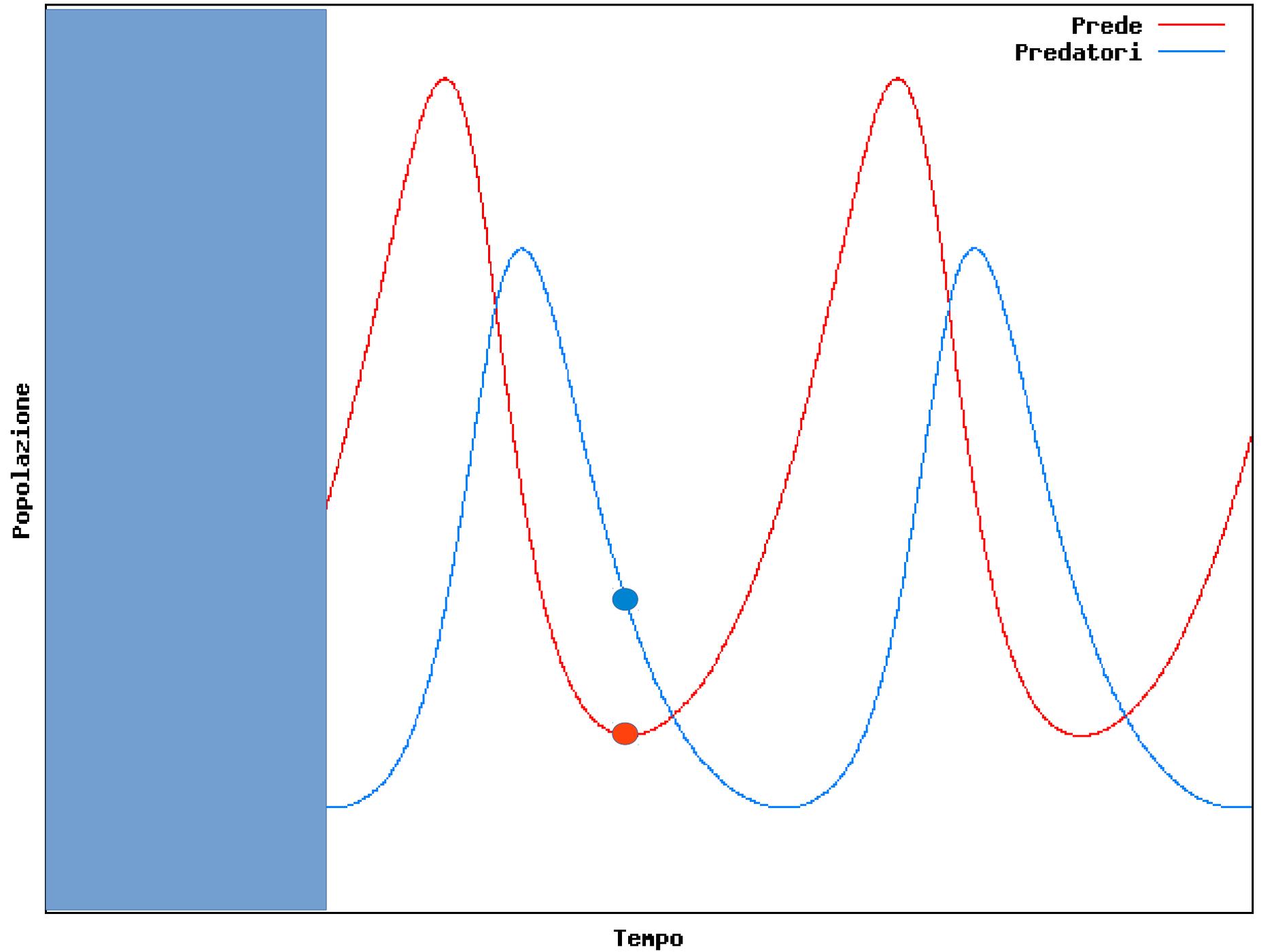
Modello di Lotka- Volterra, Preda- Predatore.



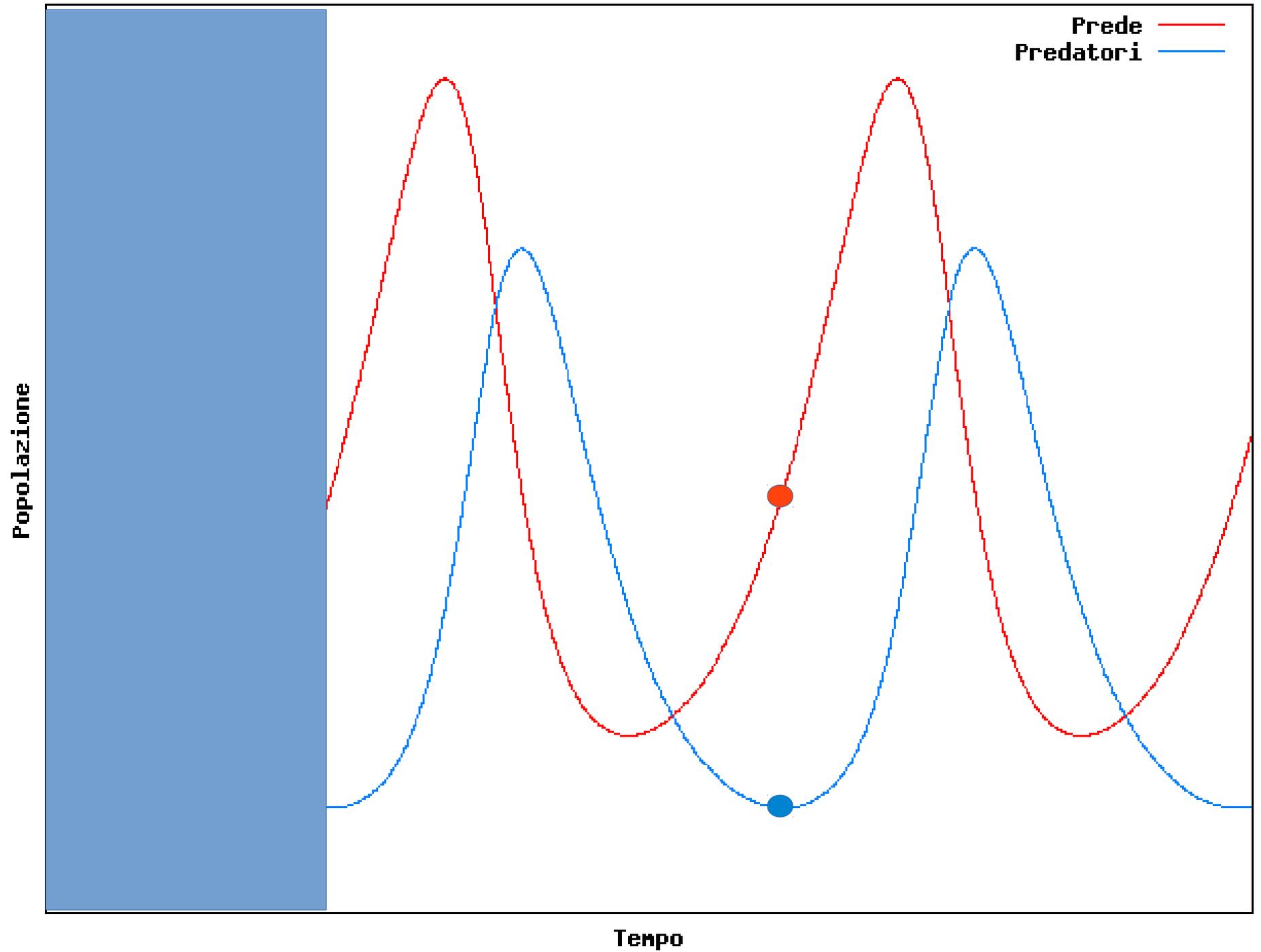
Modello di Lotka- Volterra, Preda- Predatore.



Modello di Lotka- Volterra, Preda- Predatore.



Modello di Lotka- Volterra, Preda- Predatore.



Modello di Lotka- Volterra, Preda- Predatore.

Una deduzione intuitiva del processo di esaurimento di una risorsa finita può essere elaborata anche partendo dal caso ultrasemplificato del consumo (e conseguente esaurimento) di una scorta qualsiasi. La matematica del processo è così semplice da apparire elementare, ma contiene i semi della matematica, più complessa, alla base del Modello di Hubbert.

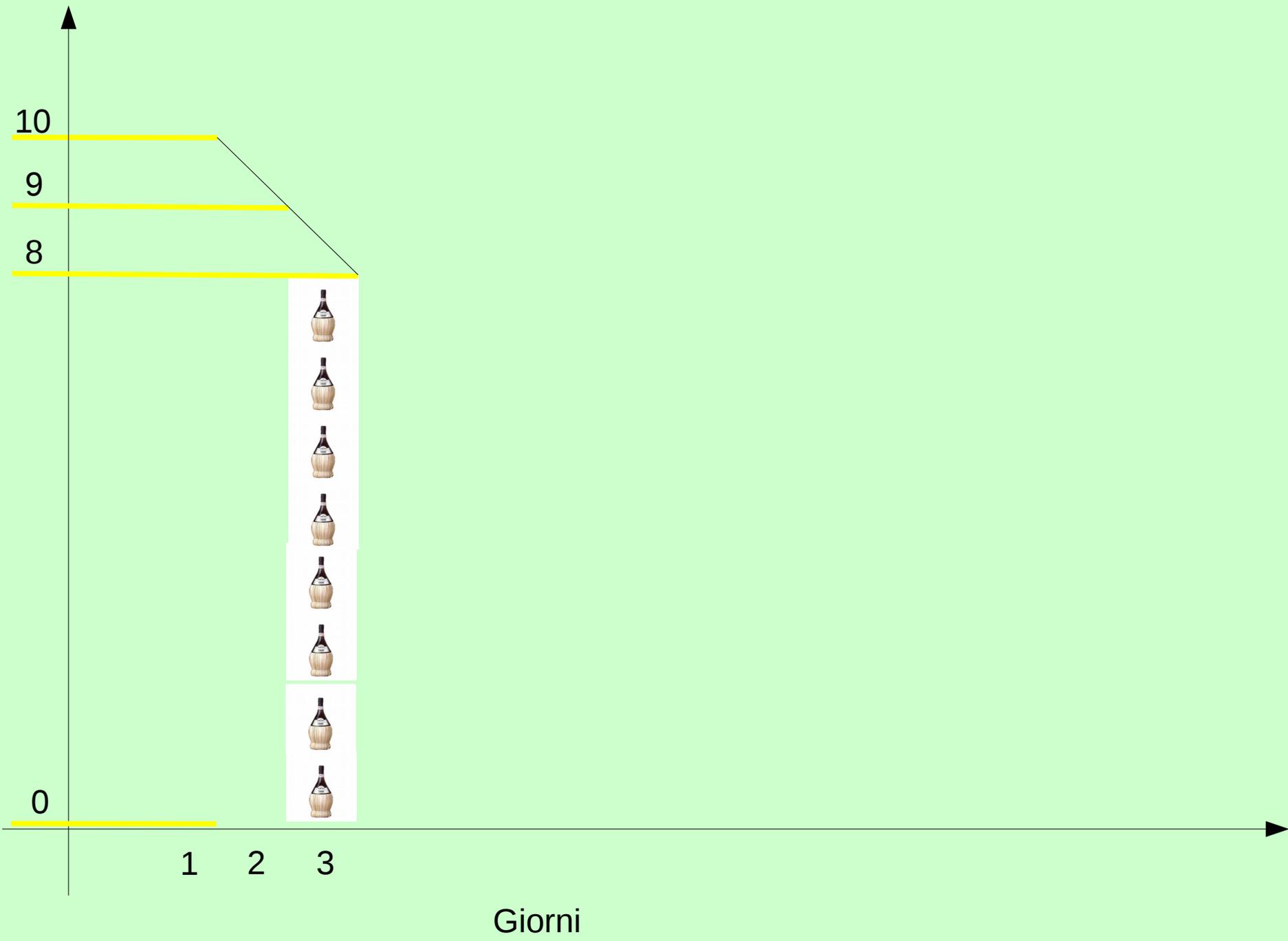
Facciamo l'esempio di una scorta di vino in cantina costituita da 10 fiaschi di vino. Se ogni giorno consumo un fiasco la curva di esaurimento della scorta è una retta con pendenza negativa (pari a  $-1$ ) come quella che costruisco nelle figure delle pagine che seguono.

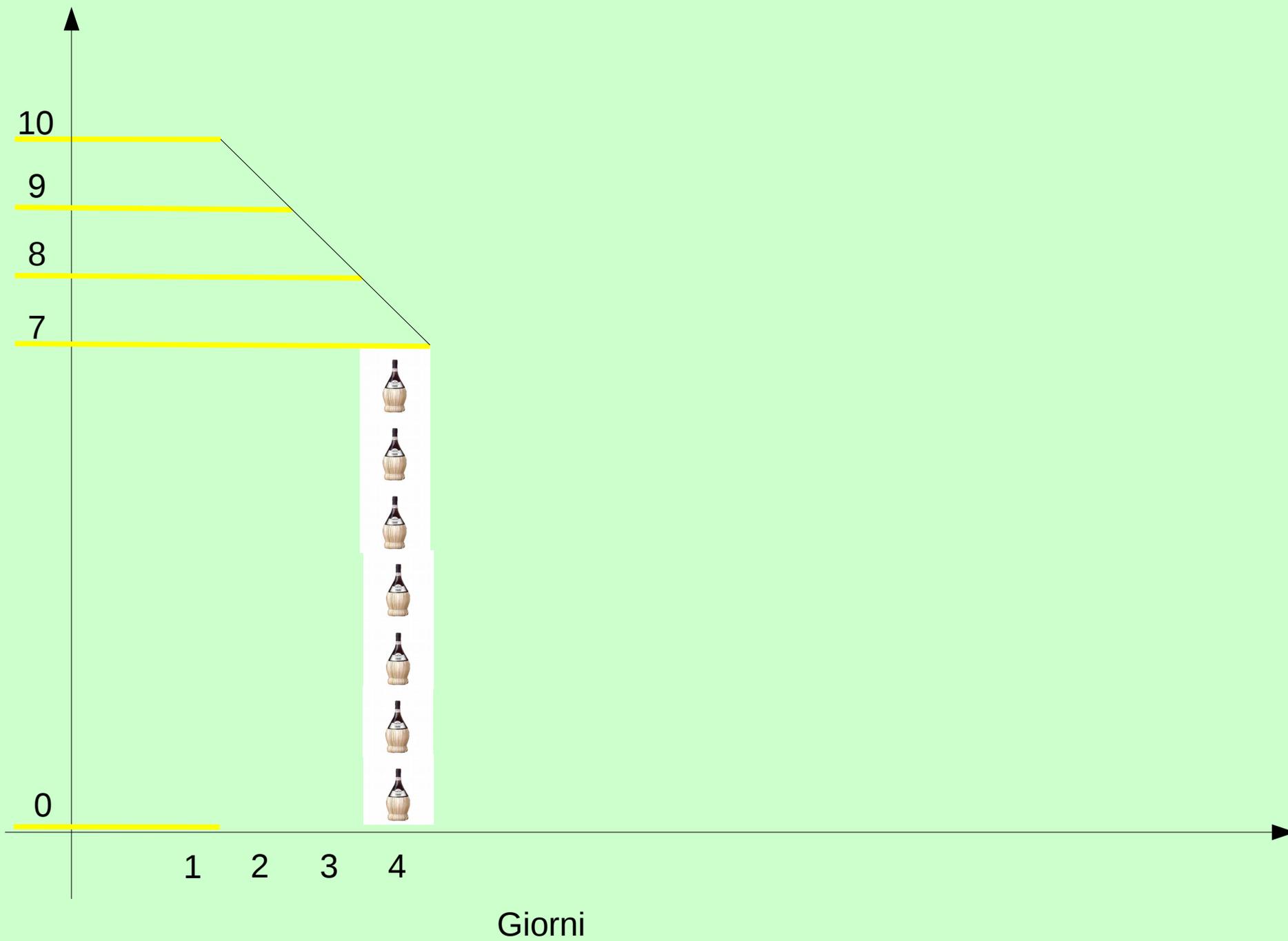
# Riserve = Scorte

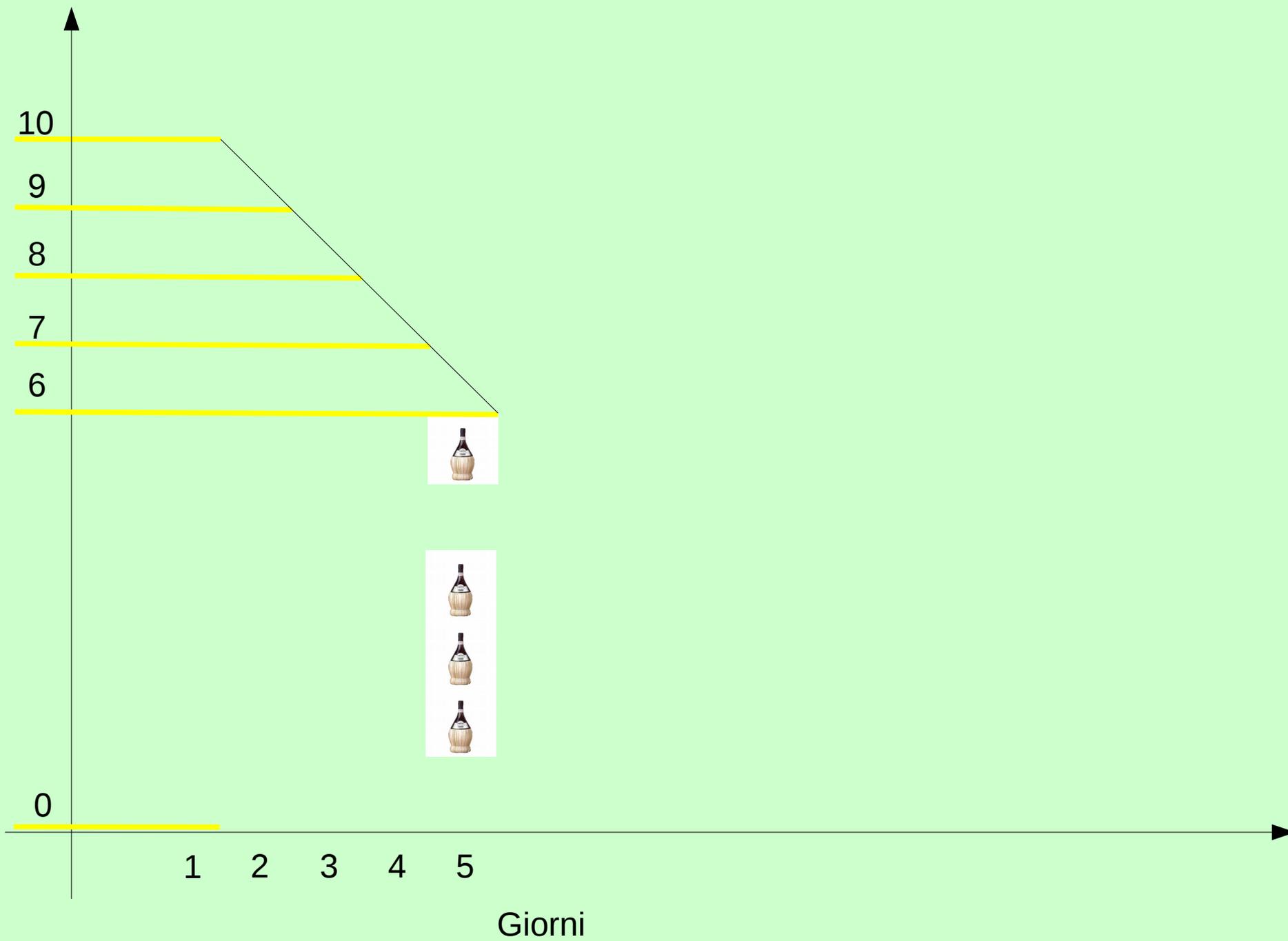


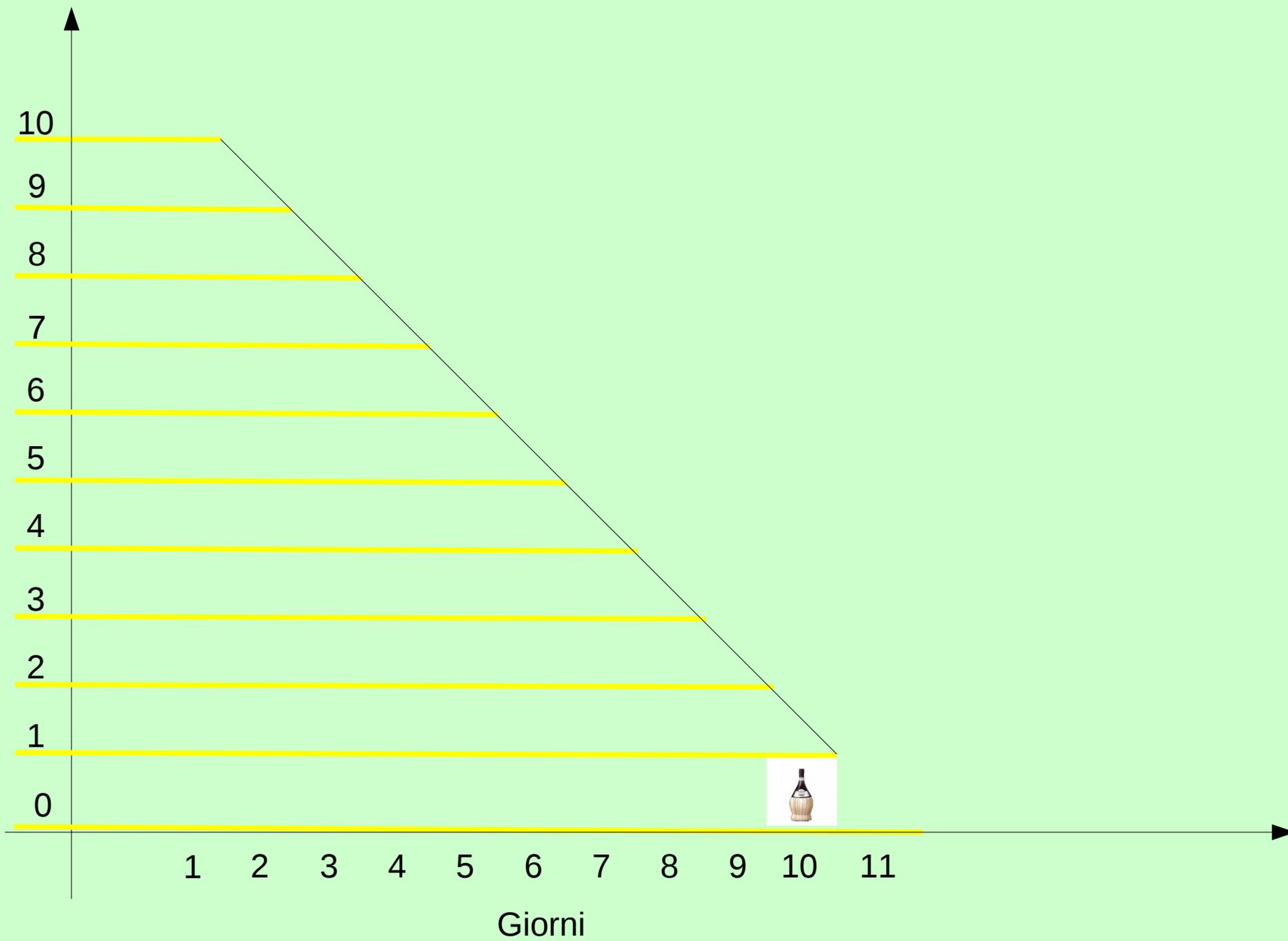
10 fiaschi di vino in cantina.







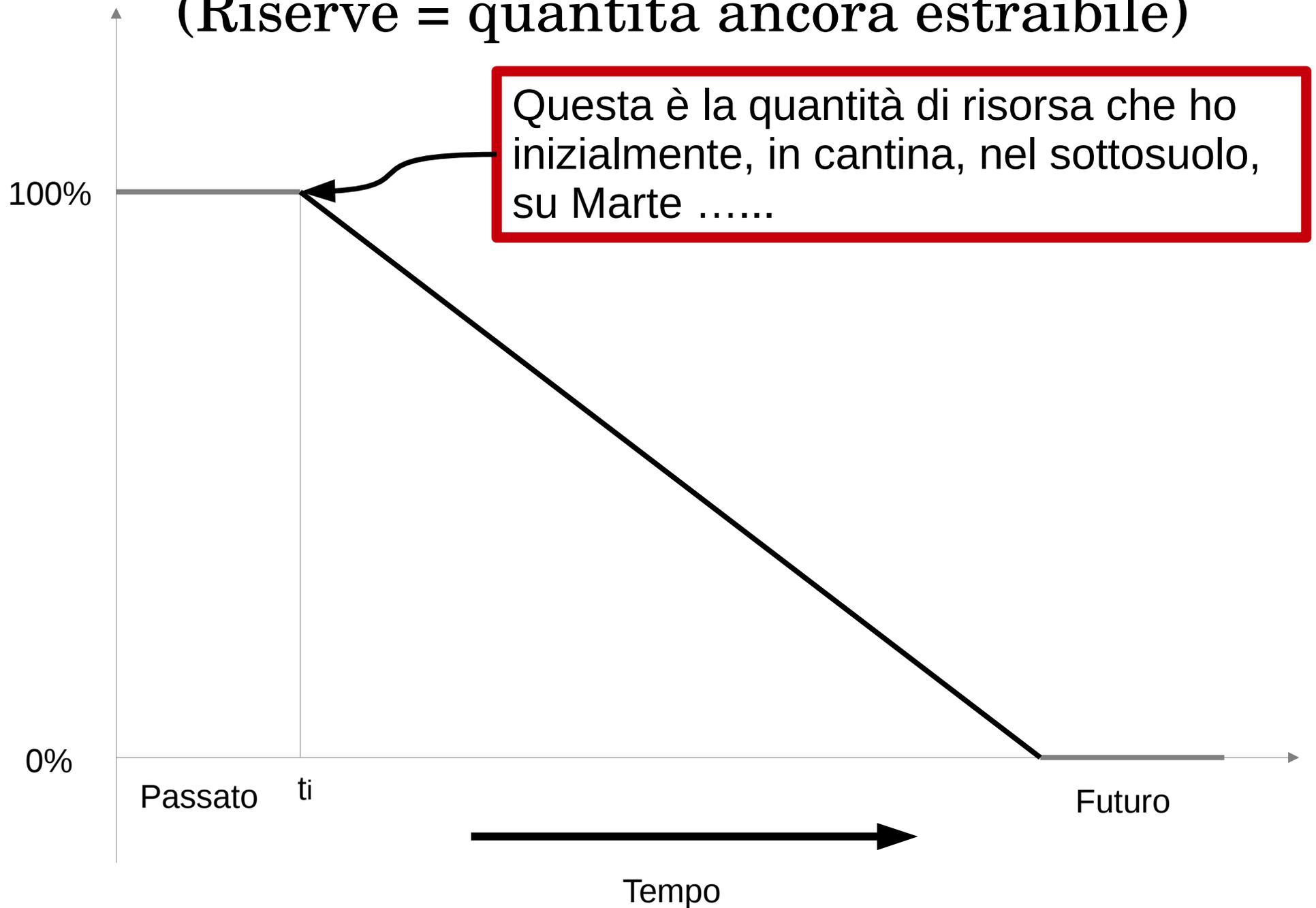






# Risorse non rinnovabili

(Riserve = quantità ancora estraibile)

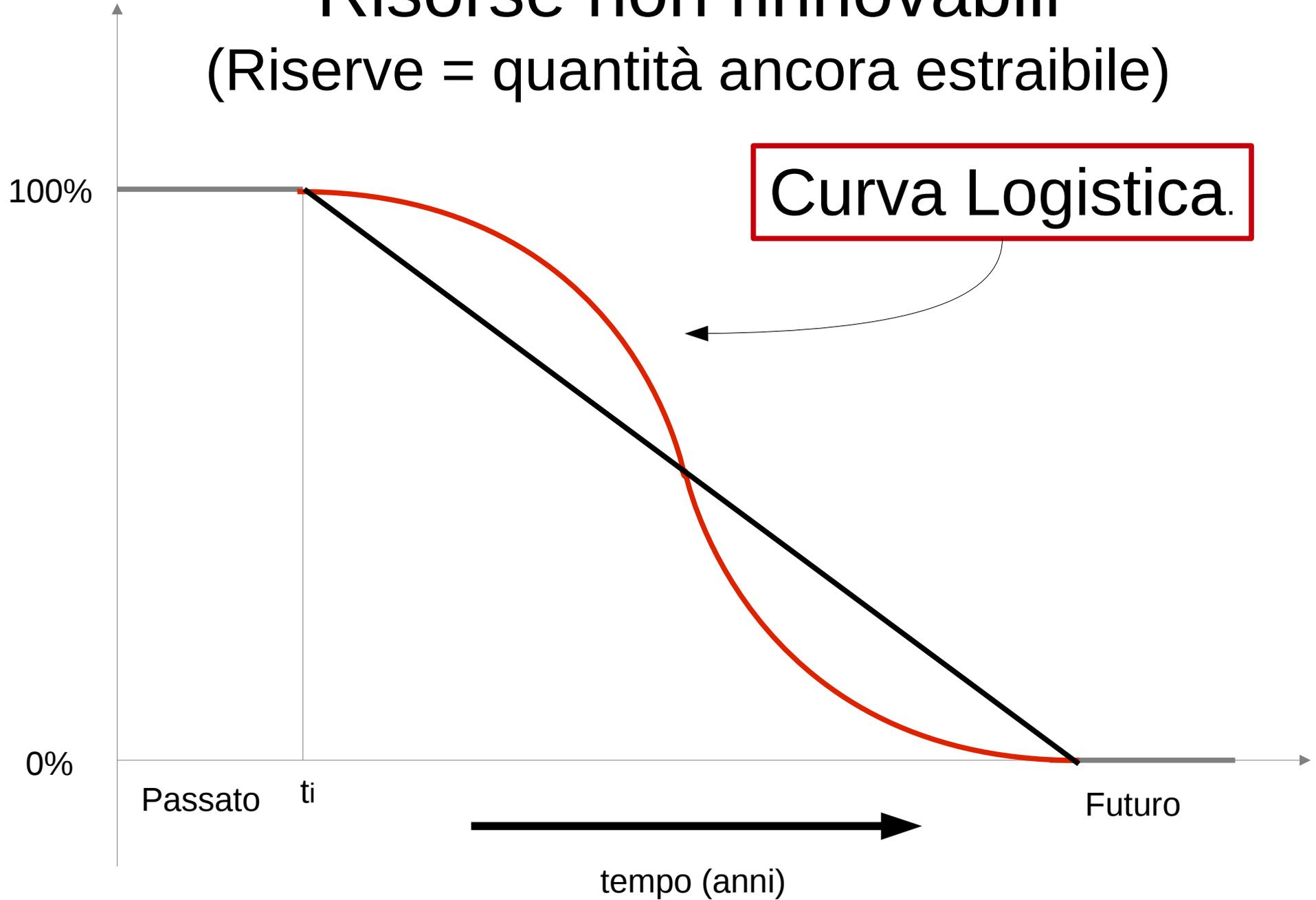


# La curva logistica (sigmoide)

Nella realtà naturale il progressivo sfruttamento di una risorsa del sottosuolo è solo un po' più complesso di quello descritto dalla retta costruita a partire dal consumo costante di vino tratto dalla scorta. La curva di esaurimento o di depletion descrive la progressiva riduzione nel tempo della risorsa del sottosuolo dal suo valore iniziale a zero. Una curva tipica semplificata ha la forma della curva sigmoide rappresentata in rosso nella pagina seguente. Si tratta sempre di una curva in cui le quantità di risorsa restanti nel sottosuolo (la riserva) sono riportate in funzione del tempo. Il motivo di questo andamento è che all'inizio dello sfruttamento della risorsa (presente in quantità pari a  $Q_0$ ) la domanda è bassa e le tecnologie sono immature quindi il tasso di sfruttamento è relativamente più basso di quello rappresentato dalla retta. Tuttavia al passare del tempo la domanda aumenta e le tecnologie progrediscono così diventiamo sempre più bravi ad estrarre la risorsa, il tasso di produzione aumenta e con esso anche quello di esaurimento. Il tasso di produzione (cioè la quantità prodotta per unità di tempo: ad esempio i milioni di barili al giorno, o i miliardi di barili all'anno) è uguale alla pendenza (cambiata di segno) della curva disegnata in rosso. Come si vede al centro della curva (nel punto in cui la curva interseca la retta nera) la pendenza è massima. Quello è il momento di massima produzione (cioè il Picco di Hubbert). Dopo questo massimo la pendenza decresce perché le difficoltà di estrazione aumentano e ci si rivolge a giacimenti più difficili e ad EROEI più basso.

# Risorse non rinnovabili

(Riserve = quantità ancora estraibile)

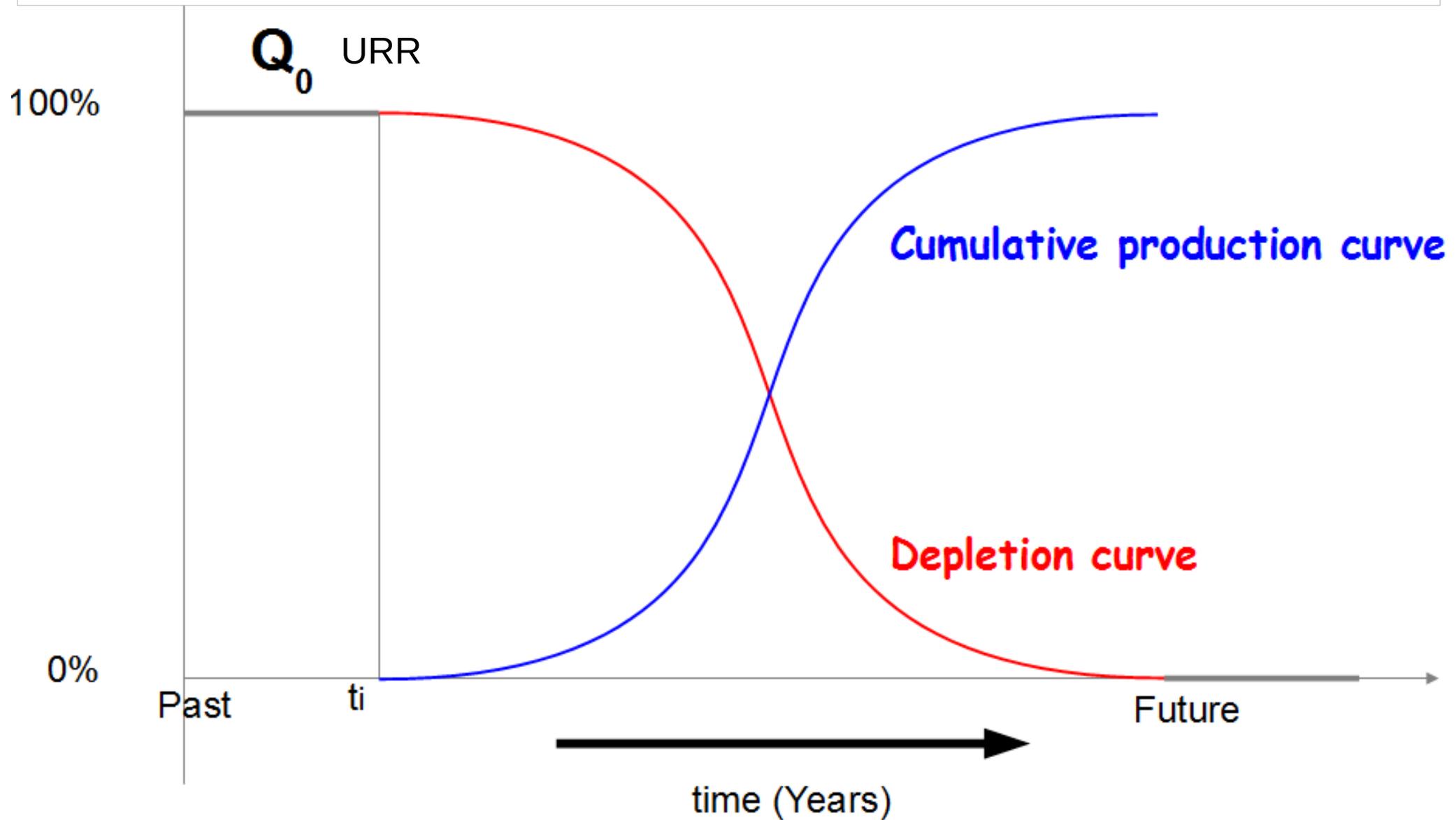


Come abbiamo visto negli esempi trattati in questa lezione oltre alla curva di esaurimento (depletion) della risorsa si può tracciare anche la curva di produzione cumulativa che altro non è che la curva simmetrica a quella di esaurimento ottenuta per riflessione su un piano verticale. La curva in blu rappresenta la produzione cumulativa cioè quella ottenuta sommando alla produzione di ciascun periodo di tempo in ascisse le quantità prodotte nel periodo precedente.

$$\text{Produzione Cumulativa} = \sum_{t_i}^t P(t)$$

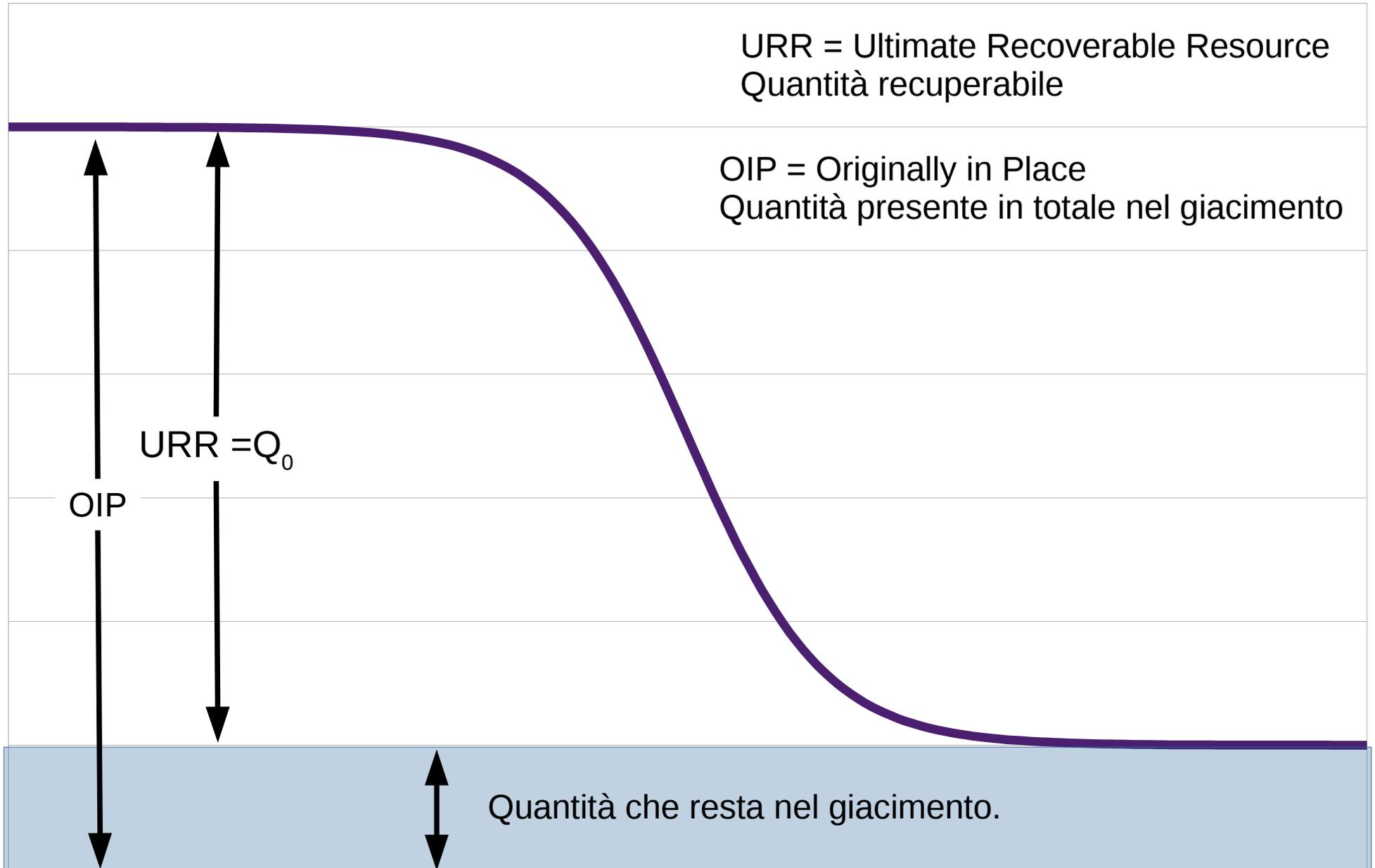
La quantità iniziale  $Q_0$  è anche a volte indicata come URR, Ultimately Recoverable Resource. Per il petrolio la OOIP (o semplicemente OIP), Oil Originally in Place, indica la quantità che è stata accertata nel sito al momento della valutazione della scoperta che non è coincidente con l'URR. Tale quantità può variare nel tempo grazie ad una migliore determinazione geologica o ad altri fattori. Ma tale quantità è raramente recuperata per intero. Infatti dalla storia dei molti campi petroliferi esaminati da Leif Magne Melling, geologo petrolifero norvegese, si vede (cfr pag 74) che il fattore di recupero medio di un campo petrolifero oscilla fra il 30 ed il 40% della quantità presente all'inizio (OIP o STOIP hanno lo stesso significato). Sappiamo in partenza dunque, che una gran parte del petrolio presente in un giacimento resterà nel sottosuolo. Le diverse fasi di estrazione: primaria, secondaria ed "enhanced" non riescono mai ad estrarre interamente la risorsa. Una parte del petrolio presente in un giacimento ad esempio, resta nel sottosuolo come film letteralmente appiccicato alle pareti dei pori della roccia serbatoio ed è molto difficile riuscire a rimuoverlo da quella posizione.

# *Cumulative Production/Depletion*



URR = Ultimate Recoverable Resource  
Quantità recuperabile

OIP = Originally in Place  
Quantità presente in totale nel giacimento



# Logistica e sue derivate

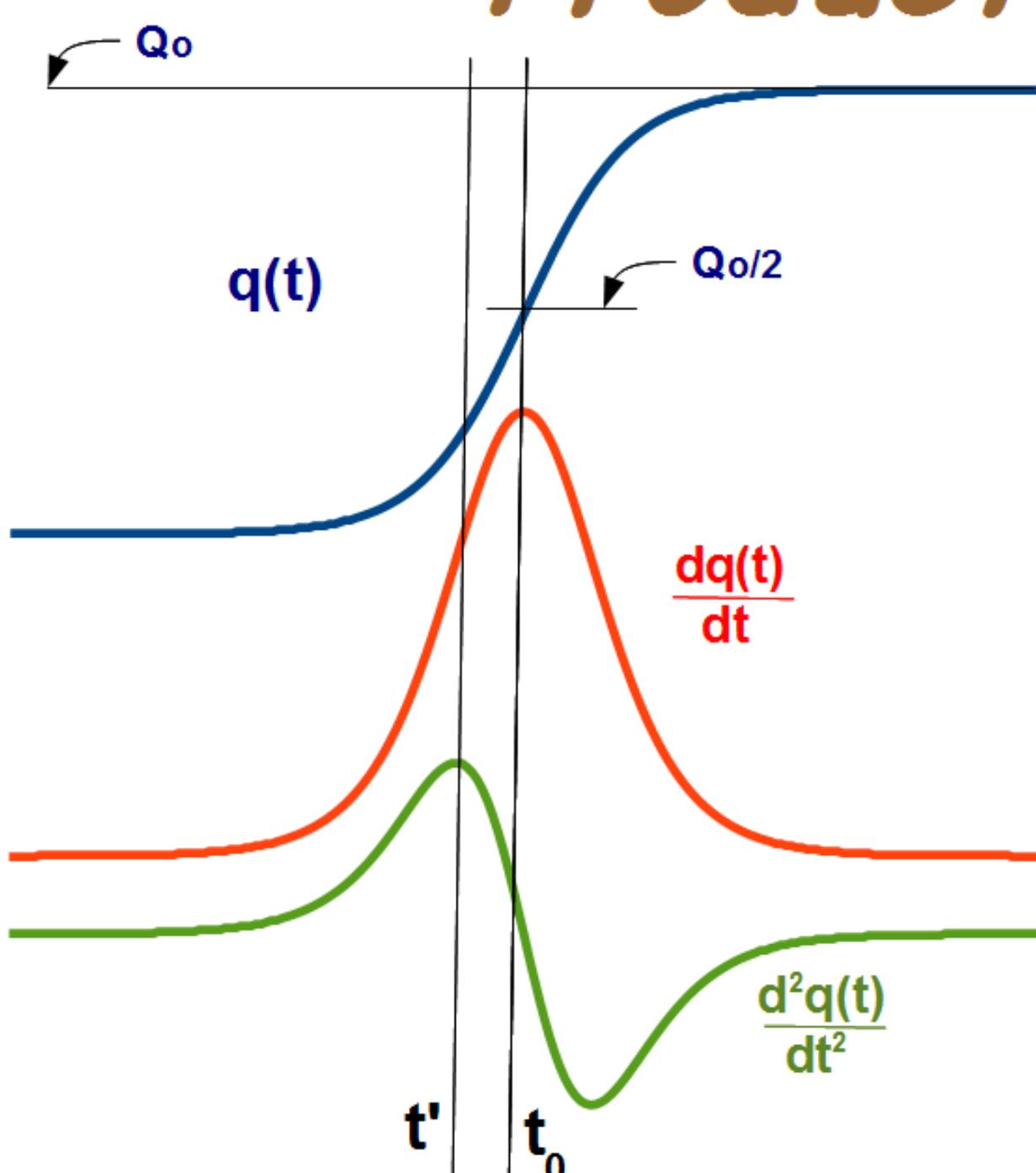
Nella figura che segue si mettono in relazione la curva di produzione cumulativa (in blu), la curva di produzione (in rosso) che è la derivata prima della produzione cumulativa che ha un massimo (il picco) quando la cumulativa ha il flesso, e la derivata seconda della produzione cumulativa che va a zero quando si verifica il picco.

La curva sigmoide prende il nome generico di curva logistica.

La curva a campana è la curva di Hubbert.

La curva di produzione (quantità per anno o per giorno) è data, come detto, dalla pendenza della curva di produzione cumulativa o, se si preferisce, dalla pendenza cambiata di segno della curva di esaurimento. Tale curva è rappresentata in rosso nella pagina che segue. Secondo il Modello di Hubbert il massimo della curva di produzione si verifica quando la quantità estratta è la metà della quantità iniziale cioè quando  $q(t) = Q_0/2$

# Production



$$q(t) = \frac{Q_0}{1 + \exp(-at)}$$

$$\frac{dq(t)}{dt} = a q(t) \frac{Q_0 - q(t)}{Q_0}$$

$q(t)$  = cumulative production  
 $Q_0$  = finite reserve  
 $a = 1/T_0$

$t = 0 \quad q(0) = Q_0/2$   
Peak time

$$\frac{d^2q(t)}{dt^2}$$

# Fattore di recupero

*How and for how long  
it is possible to secure a sustainable growth of oil  
supply*

Leif Magne Meling, Statoil ASA

