

Evoluzione e struttura dell'industria mineraria degli idrocarburi

di Giorgio Fuà

1) Cenni sull'evoluzione della produzione e delle correnti di traffico

Nell'anno in cui Drake trovò il primo petrolio americano, nel 1859, il mondo ne produsse complessivamente circa 900 tonn. Oggi la produzione mondiale di petrolio supera i 700 milioni di tonn.

Le quote con cui le varie aree hanno partecipato a questo impressionante aumento di produzione hanno subito grandi variazioni (tab. 1).

Agli inizi di questo secolo gli Stati Uniti estrae- vano già oltre la metà e nel quinquennio 1911-15 ben il 65 % del totale mondiale. Fino alla secon- da guerra mondiale si alternarono al secondo po- sto la Russia, il Messico e il Venezuela. Tutti e tre questi paesi furono in seguito superati dal Medio Oriente: ed è da questa ultima area che ci si at- tende, nel prossimo futuro, il maggior contributo all'aumento della produzione mondiale.

Le quote con cui le varie aree hanno partecipato al consumo mondiale di petrolio hanno presentato variazioni relativamente modeste. La grande in- stabilità delle quote di produzione, a fronte della relativa stabilità delle quote di consumo, si è tra- dotta in un vero rivoluzionamento delle correnti di traffico.

Nei primi anni del secolo gli Stati Uniti erano di gran lunga i principali esportatori. Nel 1913 essi fornivano il 97 % delle esportazioni complessive di greggio (con oltre 600.000 t), il 58 % di quelle

di benzina, l'80 % di quelle di petrolio illumi- nante e il 62 % di quelle di altri distillati (espor- tando nel complesso 6 milioni di t di prodotti fi- niti). Anche la Russia, la Romania e la Galizia erano importanti esportatori di greggio e di deri- vati. L'Europa era il maggior mercato importato- re e assorbiva quasi la metà delle esportazioni de- gli Stati Uniti e tutte quelle russe, rumene e ga- liziane.

La quota di fabbisogno mondiale soddisfatta dalle esportazioni degli Stati Uniti cominciò a diminui- re dopo la prima guerra mondiale, passando dal- l'85 % del decennio 1865-1874 al 20 % del de- cennio 1930-1939, all'1,5 % del 1953 (tab. 2).

Gli Stati Uniti dovettero, anzi, ricorrere sempre più alle importazioni: dal 1948 queste superano le esportazioni, e assorbono ormai gran parte del greggio venezuelano. Il maggior mercato importa- tore rimase sempre l'Europa; ma ai suoi tradizio- nali fornitori, Stati Uniti, Russia, Romania, Gali- zia, si sostituì il Medio Oriente (tab. 3), che nel 1953 inviò in Europa circa il 70 % delle sue espor- tazioni. Nello stesso anno le esportazioni comples- sive dal Medio Oriente ammontarono al 60 % del- le esportazioni mondiali.

Lo spostamento delle aree di esportazione, deter- minato dallo spostamento delle aree di produzio- ne, incise sulla composizione delle esportazioni. Gli Stati Uniti, paese altamente industrializzato, raffinavano essi stessi gran parte del greggio da in-

Tabella 1 - PRODUZIONE DI PETROLIO GREZZO
(milioni di tonn. annue)

Aree geografiche	Media 1901-1905		Media 1911-1915		Media 1936-1940		Anno 1954	
	milioni t anno	%	milioni t anno	%	milioni t anno	%	milioni t anno	%
Stati Uniti	14,2	52,1	31,1	64,5	172,5	61,8	321,7	46,5
Altri Paesi Nord-America	0,1	0,1	3,2	6,0	6,7	2,4	25,0	3,6
Venezuela	—	—	—	—	25,5	9,1	96,1	13,9
Altri Paesi Sud-America	—	0,2	0,4	0,7	10,4	3,7	16,2	2,1
Europa	1,1	1,2	2,9	5,5	8,6	3,2	15,3	2,2
Russia	10,4	38,4	9,2	17,3	28,3	10,1	57,9	8,4
Medio Oriente	—	—	0,2	0,1	15,5	5,6	138,3	20,0
Africa	—	—	—	0,1	0,1	0,1	2,1	0,3
Estremo Oriente ed Oceania	1,3	4,7	3,0	5,5	11,2	4,0	18,9	2,7
Totale mondiale	27,1	100,0	53,3	100,0	279,1	100,0	691,5	100,0

Tabella 2 - IMPORTAZIONI ED ESPORTAZIONI DI PETROLIO GREZZO NEL 1953

Regioni	milioni di tonn.	%
A) Importazioni per regione di destinazione		
Europa	82,7	42,5
Sud-America e Antille olandesi	46,0	23,6
U.S.A. e Canada	15,4	23,3
Asia e Medio Oriente	15,9	8,2
Resto del mondo	1,7	2,4
	194,7	100,0
B) Esportazioni per regione di provenienza		
Medio Oriente	108,9	55,9
Venezuela e Antille olandesi	70,7	36,3
Altri paesi sudamericani	6,2	3,2
Paesi asiatici	5,4	2,8
U.S.A.	3,0	1,5
Messico	0,5	0,3
	194,7	100,0

viare all'estero, ed esportavano distillati. Hanno oggi preso il posto degli Stati Uniti dei paesi non industrializzati — quelli del Medio Oriente e del Sud America — e il loro petrolio viene prevalentemente esportato allo stato greggio.

2) Alcune caratteristiche tecnico-economiche della industria mineraria degli idrocarburi

Carattere aleatorio della ricerca

L'unico mezzo per accertare l'esistenza di un giacimento è la perforazione dei pozzi esplorativi, detti « wild-cats ». Nella maggior parte dei casi tali pozzi risultano sterili: così è avvenuto per l'82 per cento dei pozzi esplorativi perforati negli Stati Uniti nel 1954.

La ricerca si configura dunque come un gioco d'azzardo. Chi si presenta al gioco con la possibilità e/o l'intenzione di arrischiare una puntata soltanto, ha grandissima probabilità (più di 8 su 10, secondo la citata esperienza americana) di uscirne avendo perduto tutto quello che ha puntato. Ma se ha la rara fortuna (meno di 2 volte su 10) di vincere, allora ritrae un guadagno grandissimo rispetto alla spesa della giocata.

Chi invece si presenta al gioco con la possibilità e l'intenzione di fare un gran numero di puntate ha una prospettiva tutta diversa. All'aumentare del numero delle puntate, aumenta infatti la probabilità che il rapporto tra esiti favorevoli ed esiti sfavorevoli non si discosti da un certo valore medio (0,82, sempre in riferimento all'esperienza americana), e si riduce così sia il timore di uscire dal gioco completamente rovinati, sia la speranza di conseguirvi eccezionali guadagni. Per un numero grandissimo di puntate, l'accentuata incertezza caratteristica del « gioco » scompare e fa luogo a quelle previsioni relativamente certe di costi e ricavi sulle quali si può impostare un normale calcolo economico.

Si noti: l'imprenditore-giocatore è attratto alla ri-

cerca del petrolio dalla speranza nella sua buona stella e non bada troppo al risultato medio. Così come la gente compra biglietti di lotteria, sebbene sia chiaro che per l'insieme dei giocatori la spesa del biglietto supera il guadagno. L'imprenditore-calcolatore, invece, non si lascia attrarre alla ricerca del petrolio se non prevede che, nella media, i ricavi ottenuti dai pozzi produttivi coprano tutte le spese, comprese quelle dei pozzi sterili, lasciando un margine di profitto.

Ambedue i tipi di impresa descritti si sono visti nell'industria petrolifera. Il grande sviluppo della ricerca negli Stati Uniti è stato l'opera, soprattutto agli inizi, di una molteplicità di piccole impre-

Tabella 3 - IMPORTAZIONI EUROPEE

Regioni di provenienza	1937 (mil. t)	%	1952 (mil. t)	%
Medio Oriente	4,3	(39)	64,8	93,3
Venezuela, Messico e Antille olandesi	2,1	(19)	3,8	5,5
U.S.A. e Canada	2,1	(19)	0,2	0,3
Europa orientale	0,4	(4)	0,2	0,3
Altri paesi	2,1	(19)	0,5	0,6
	11,0	100	69,5	100,0

se-giocatrici. La maturità dell'industria e la sua espansione fuori degli Stati Uniti è caratterizzata, invece, dall'impresa che affronta rischi *calcolati*, con programmi d'azione di amplissimo raggio. Questo implica che l'impresa disponga di grandi mezzi: cominciamo così a cogliere uno dei fattori che portano all'integrazione nell'industria petrolifera.

Prevalenza degli immobilizzi

Per trovare un giacimento bisogna fare, come abbiamo visto, grossi investimenti in perforazioni di ricerca. A questo punto occorrono altri investimenti per lo sviluppo del giacimento: perforazione e tubatura dei pozzi di coltivazione, costruzione di serbatoi e condotte, etc. Sono tutti costi *immobilizzati*, nel senso che se l'imprenditore dopo averli sostenuti decidesse di sospendere o rallentare lo sfruttamento del giacimento, non potrebbe tuttavia liquidare e recuperare nulla — o quasi nulla — degli investimenti fatti.

D'altra parte lo sfruttamento del giacimento, una volta fatte quelle prime spese, richiede spese correnti relativamente modeste. Secondo le statistiche americane per i 18 anni dal 1936 al 1953, le spese di ricerca e sviluppo hanno rappresentato da sole il 56,5 % delle totali spese di produzione del petrolio, contando nel totale anche la ragguardevole somma pagata come royalty (tab. 4). La percentuale indicata è anzi andata aumentando: era del 54 % nel 1936 e salì al 59 % nel '53. Si noti che il residuo, a sua volta, non consiste soltanto di spese variabili in ragione della quantità di petrolio estratta (come le spese di pompaggio e le royalties), ma comprende anche spese generali (come quelle di guardiania).

In questa situazione il costo marginale dell'estrazione del petrolio, per l'operatore che si trova già impegnato nell'industria, è assai inferiore al costo medio. Che egli estragga una tonnellata di più o di meno comporta bensì una spesa in più o in meno per royalties e pompaggio, ma non comporta nessuna variazione — per es. — nell'onere degli interessi sull'imponente capitale immobilizzato. Se sorgono difficoltà di sbocchi, piuttosto che ridurre o interrompere l'estrazione, l'operatore avrà interesse a vendere anche a un prezzo inferiore al costo medio, purché sempre superiore al costo marginale: l'intervallo, come abbiamo visto, è ampio.

Alle origini dell'industria petrolifera negli Stati Uniti la libera concorrenza tra le numerosissime imprese, in presenza della descritta situazione di costi, portò appunto a impressionanti fluttuazioni dei prezzi. La tabella 5 segna gli anni di punte massime e minime. Ma in singoli mesi e singole zone si ebbero scarti anche molto maggiori: nel 1931 il petrolio fu quotato, p. es., anche a 10 cents, valore che non raggiunge nemmeno un trentesimo dei valori massimi toccati nel 1920. E' ovvio che una concorrenza a coltello che spinge frequentemente i prezzi molto al disotto dei costi medi non può perpetuarsi. Le imprese con minori riserve finanziarie vengono eliminate; le superstiti cercano di garantirsi attraverso forme di integrazione o di regolamentazione del mercato.

Interferenze fra i coltivatori di uno stesso giacimento

Può avvenire che uno stesso giacimento ricada nell'ambito di più concessioni. Se i concessionari agiscono competitivamente, ciascuno inizierà le perforazioni lungo i confini della sua concessione

Tabella 4 - SPESE E RICAVI MEDI DELLE IMPRESE PETROLIFERE DEGLI STATI UNITI (media 1936-53)

Categorie di spesa Ricavi	dollari per barile	percentuali	
		sulla spesa totale	sul ricavo
Spese			
di ricerca (1) . . .	0,44	31,9	26,3
di sviluppo (2) . . .	0,34	24,6	20,3
di sfruttamento (3) . .	0,35	25,4	21,0
per royalties (4) . . .	0,25	18,1	15,0
Totale (5) . . .	1,38	100,0	82,6
Ricavo lordo	1,67		100,0
Ricavo netto (5)	0,29		17,4

(1) Acquisizione e canoni delle concessioni, lavori di geologia e geofisica, perforazione di pozzi esplorativi e di pozzi di sviluppo sterili.

(2) Perforazione di pozzi di coltivazione.

(3) Pompaggio, recupero secondario, spese di esercizio.

(4) Pagate al proprietario del suolo.

(5) Al lordo di imposte.

Fonte: G. LUCOL, *Le Prix du pétrole brut*, Revue de l'Institut français du pétrole, ottobre 1955.

Tabella 5 - PREZZI DEL PETROLIO GREZZO NEGLI STATI UNITI (\$ per barile)

Anno	Prezzo	Anno	Prezzo
1859	20.00	1897	0.68
1861	0.52	1900	1.19
1864	8.15	1911	0.61
1867	2.40	1920	3.07
1869	5.60	1931	0.65
1870	3.90	1937	1.18
1871	4.40	1939	1.02
1875	0.97	1948	2.60
1876	2.52	1950	2.51
1882	0.78	1951	2.53
1883	1.10	1953	2.67
1892	0.51	1954	2.76
1895	1.09		

(« offset wells ») allo scopo di assicurarsi la maggior quota possibile del petrolio del giacimento. Un tale comportamento, assai generalizzato in passato negli Stati Uniti, implica la perforazione di un numero di pozzi eccessivo sia perché comporta una spesa sproporzionata, sia perché rende irrecuperabile una parte delle risorse del giacimento, che avrebbe potuto invece essere estratta con una coltivazione ben regolata.

Per ovviare a questi inconvenienti, negli Stati Uniti si sono formati, prima per l'accordo spontaneo dei privati, in seguito per l'intervento dello Stato con apposite disposizioni di legge, dei consorzi fra produttori per disciplinare l'estrazione del greggio. Va ricordato per inciso come questi consorzi abbiano poi fornito un punto di partenza per accordi e controllo di portata più ampia, volti cioè a regolare il volume globale della produzione al fine di sostenere i prezzi.

Fattori d'integrazione del mercato: ricapitolazione

Le caratteristiche descritte fin qui rendono difficile, come abbiamo visto, il mantenimento nella industria petrolifera di una situazione di libera concorrenza non controllata fra una miriade di imprese non integrate.

Una certa concentrazione è necessaria per raggruppare le alee della ricerca, così da trasformare questa operazione da puro gioco in investimento calcolato.

Accordi limitati si impongono per regolare lo sfruttamento dei giacimenti coltivati da più concessionari, in modo da evitare sprechi; e accordi più estesi finiscono facilmente con l'affermarsi, per eliminare la concorrenza a coltello sui prezzi. Da questo, al mantenimento di alti profitti mediante una comune politica di restrizione della produzione, il passo è breve. Una regolamentazione pubblica, al posto dei semplici accordi privati o al disopra di essi, può proporsi di assicurare lo sfruttamento razionale e l'equilibrio dei prezzi, impedendo però ogni degenerazione monopolistica.

L'integrazione verticale, tra l'estrazione e le successive fasi di trasporto, raffinazione e distribuzione del petrolio, si è imposta spesso come un

mezzo efficace per ovviare alle oscillazioni del mercato. L'integrazione verticale fornisce solidità all'impresa in due modi principali. Primo: quando è difficile trovare sbocchi, l'impresa che può arrivare attraverso sue collegate più vicino al consumatore finale ha maggiori probabilità di vendere. Secondo: se (come generalmente avviene) i prezzi del greggio oscillano più di quelli del prodotto finito, ogni caduta di prezzo che riduca i profitti della fase mineraria aumenta in qualche misura quelli delle fasi successive, e viceversa. La impresa integrata può contare, cioè, su una parziale compensazione e quindi su profitti complessivi relativamente stabili, mentre l'impresa non integrata corre il pericolo di naufragare nella congiuntura avversa (e una volta ch'essa è naufragata, non conta nulla la considerazione che alla congiuntura avversa seguirà prima o poi quella favorevole).

3) Notizie sui costi e sui prezzi

Le grandi differenze di costi unitari

I costi unitari, per tonnellata di petrolio estratto, dipendono ovviamente da moltissime variabili: la difficoltà delle ricerche (e, principalmente, il numero di perforazioni mediamente necessario per avere un pozzo produttivo), la profondità e la durezza dei terreni da attraversare per raggiungere il giacimento, il livello dei salari e il tasso di interesse da corrispondere sugli investimenti, l'entità delle royalties, etc.

Ma la variabile che presenta il più ampio campo di variazione e che produce le maggiori differenze nei costi unitari è il gettito per pozzo. Ecco qualche cifra indicativa.

Nel 1954 la produzione mondiale media per pozzo è stata di 3.2 t al giorno: negli Stati Uniti di 1.8; nell'Europa occidentale di 3.3; nel Canada di 5.1; nell'Estremo Oriente di 8.6; nel Sud America di 16.0; nel Messico e a Cuba di 21.5; nel Medio Oriente di 458.2. In Italia la produzione dei 219 pozzi produttivi di petrolio e dei 217 produttivi di petrolio e gas (situazione al 30 settembre 1955) è stata di 1.1 t al giorno. Tuttavia un tale risultato è poco indicativo, essendo dovuto alla prevalenza numerica dei vecchi pozzi prebellici; la produzione unitaria degli 8 nuovi pozzi di Ragusa è stata, nei primi nove mesi del 1955, di 40,3 t/giorno e supera attualmente le 100 tonnellate/giorno.

L'inferiore produttività dei pozzi degli Stati Uniti, rispetto a quelli del Medio Oriente, colpisce a prima vista. La situazione dei costi americani appare ulteriormente aggravata quando si considera che anche le probabilità di esito positivo nelle perforazioni di ricerca sono, negli Stati Uniti, assai minori. Ben piccola compensazione è fornita dal fatto che gli Stati Uniti, grazie all'ambiente economico più progredito, presentano costi al-

quanto più bassi per ogni metro perforato. Se si risparmia qualche dollaro per metro, occorre infatti, d'altra parte, un numero enormemente superiore di metri per ogni milione di tonnellate di petrolio che si vuole estrarre.

Il sistema di formazione dei prezzi

Ma il Medio Oriente è entrato in scena solo recentemente. Per molto tempo, come sappiamo, toccò agli Stati Uniti di coprire, oltre a tutto il proprio fabbisogno, anche una buona parte di quello del resto del mondo. Poiché il mondo doveva ricorrere alle loro esportazioni, era naturale che accettasse i prezzi fatti dai produttori americani.

Questa situazione continuò anche quando, alla vigilia della guerra, le grandi compagnie petrolifere cominciarono a poter attingere alla produzione del Medio Oriente per contribuire all'approvvigionamento dei paesi riforniti anche dall'esportazione americana. In questa fase i prezzi del petrolio del Medio Oriente vennero fissati in modo da eguagliare, su ogni mercato acquirente, i prezzi del petrolio proveniente dal Texas (calcolando in entrambi i casi prezzi *cif*). Questo significa che il prezzo *fob* del petrolio nei porti del Medio Oriente assumeva valore diverso, a seconda del mercato a cui era destinato.

Le esportazioni dagli Stati Uniti, come sappiamo, sono in seguito diminuite: anzi quel Paese è diventato importatore netto di greggio. Nella nuova fase, praticamente, il greggio americano e quello del Medio Oriente non si incontrano più sui mercati europei. Cominciano invece a incontrarsi sulla costa degli Stati Uniti. E' dunque lì che, restando nell'ambito della prassi già stabilitasi, i prezzi del greggio medio orientale e di quello americano, dovevano da quel momento allinearsi. I prezzi pubblicati dalle compagnie corrispondono, su per giù, a questa logica. I prezzi *fob* in un porto del Medio Oriente sono diventati unici per ogni qualità di greggio e si mantengono su un livello tale da corrispondere, suppergiù, ai prezzi del greggio del Texas Occidentale, *cif* New York, meno il costo del nolo dal Medio Oriente a New York.

Il risultato di questa situazione è che i prezzi *fob* dei greggi medio orientali sono bensì inferiori ai prezzi *fob* dei greggi degli Stati Uniti, ma la differenza è incomparabilmente minore di quella che corrisponderebbe alle fortissime differenze — cui abbiamo accennato sopra — dei rispettivi costi di produzione. L'Europa, che si rifornisce di greggio medio orientale, paga dunque — nel prezzo di questo greggio — enormi rendite ai produttori. Quali giustificazioni esistono ancora oggi per mantenere il prezzo del greggio medio orientale al livello dettato dai costi americani? Sarebbe difficile affermare che il contributo dei produttori americani ad alti costi sia ancora indispensabile per assicurare la completa copertura del fabbisog-

gno mondiale di greggio, e che quindi siano essi, per il mondo, quel fattore di offerta marginale che determina il valore del prodotto. Il Medio Oriente è infatti in grado di produrre, a basso costo, quantità assai maggiori di quelle che attualmente fornisce e di sostituire quindi anche il contributo di quei produttori americani che lavorano oggi al margine della convenienza e che sarebbero scacciati fuori del mercato da un qualsiasi ribasso. Se il sistema attuale dei prezzi mondiali del petrolio non si spiega con la situazione della domanda e dell'offerta viste su scala mondiale, esso potrebbe giustificarsi però con gli interessi interni dell'economia americana. Si afferma infatti che, per ragioni di sicurezza e altre, la Nazione americana ha interesse a mantenere in vita un determinato volume di produzione di greggio, anche se i costi sono superiori a quelli a cui il greggio potrebbe essere importato da altre aree. Questa posizione è rispettabilissima e ogni Paese la assume in qualche settore: si pensi, per esempio, alla produzione del carbone Sulcis e degli zolfi siciliani nel nostro Paese.

Ma gli Stati che vogliono proteggere un prodotto nazionale hanno un mezzo normale: quello di mantenere uno scarto fra prezzi interni e prezzi internazionali mediante l'introduzione di un adeguato dazio doganale. Nel caso cui ci riferiamo, non si ha una azione di questo genere da parte dell'autorità pubblica e la protezione è fornita dall'azione privata delle Compagnie che controllano la produzione medio-orientale. Non vi è dubbio che tale azione serve a quelle Compagnie anche a mantenere altissimi profitti e che questo motivo particolaristico delle grandi Compagnie spiega la politica attuale almeno tanto, quanto le considerazioni di sicurezza degli Stati Uniti.

Per le ragioni esposte è chiaro che il prezzo del greggio finisce per forza con l'essere un prezzo regolato da vasti accordi di interessi, anziché dalla concorrenza meccanica tra una miriade di operatori. Gli Stati europei non sono ancora intervenuti nella determinazione del prezzo con il peso dei loro interessi di consumatori. Un intervento di questo senso potrebbe mutare completamente la situazione dei prezzi nel futuro.

4) Teoria della formulazione del piano di sfruttamento

Un'impresa che abbia trovato un giacimento contenente una certa massa di riserve (supponiamo, per semplicità, che ne abbia fatta esatissima delimitazione e valutazione): a quale ritmo le estrarrà? Prescindiamo anzitutto da due possibili complicazioni. Primo, che l'impresa si voglia comportare da monopolista, il che la condurrebbe a frenare la produzione per sostenere il prezzo così da massimizzare il profitto. Secondo, che l'impresa preveda variazioni future del prezzo del prodotto: una previsione al rialzo la condurrebbe na-

turalmente a differire, e una previsione al ribasso a precipitare la produzione.

A parte simili complicazioni, l'impresa sarà guidata da due considerazioni basilari. Da un lato, essa ha naturalmente interesse a realizzare il suo guadagno al più presto. Dall'altro, essa sa che per fare più presto deve perforare un numero più grande di pozzi e che ogni pozzo costa. Minore è il rapporto tra il costo presente e il rendimento scontato di ciascun pozzo, maggiore è il numero di pozzi che essa ha convenienza a perforare, più rapido cioè sarà il ritmo di estrazione. Esattamente, l'impresa si fermerà al numero di pozzi che rende massima la differenza tra i ricavi e i costi, tutti riportati (in valore attuale) allo stesso istante. La durata più conveniente di sfruttamento — abbiamo detto — si allunga *ceteris paribus* nel caso in cui i costi di perforazione sono maggiori. Tende cioè a essere più lunga là dove occorrono pozzi più profondi e dove i costi per metro perforato, a causa della durezza del terreno, del costo per la mano d'opera e per l'uso degli impianti (quest'ultimo direttamente correlato al saggio di interesse), sono più gravosi.

Ma la durata più conveniente cresce anche al diminuire dei ricavi scontati. I ricavi sono più bassi, anzitutto, nel caso in cui il gettito per pozzo è minore (e abbiamo visto quanto ampio sia il campo di variazione), la qualità meno ricercata (il prezzo unitario dei greggi meno pregiati scende fino a metà di quello dei greggi più pregiati), la distanza dai mercati maggiore. Inoltre, dato che i ricavi vanno scontati al momento attuale, essi sono più bassi là dove è più alto il saggio di interesse. Infine, le royalties (determinate come una certa percentuale del grezzo) sono anch'esse un fattore di riduzione dei ricavi e tendono quindi a rallentare lo sfruttamento. Al contrario dei canoni fissati a un tanto per ettaro in ragione d'anno, che ovviamente spingono il coltivatore a concludere più presto l'estrazione.

Uno studio del prof. Faleschini apparso nel gennaio scorso su « Rivoluzione industriale » ha applicato lo schema di analisi ora sommariamente descritto ai dati concreti disponibili e ha così potuto calcolare, in cifre, le durate più convenienti di sfruttamento. Ha trovato che per un gruppo di giacimenti degli Stati Uniti la durata teoricamente più conveniente si aggirerebbe, in media, sui 17 anni, mentre la durata media effettiva risulta invece di 30 anni. Perché gli operatori americani si comportano tanto diversamente da come insegnerebbe il calcolo fatto? Errori di approssimazione nella stima dei dati e certe drastiche semplificazioni adottate nello schema di calcolo possono spiegare una parte della divergenza. Ma la parte principale va spiegata, probabilmente, con il funzionamento negli Stati Uniti di un sistema di controlli, rafforzati anche dall'Autorità statale, che esercitano un'azione restrittiva sulla utilizzazione dei pozzi petroliferi.