

1014

GIAC
1014
1966

Velani - S.A. 64

f. Baruch

John N. Campbell

LA VALUTAZIONE DEI GIACIMENTI PETROLIFERI

Riassunto e Traduzione

a cura del

Dr. Bruno VELANI

VALUTAZIONE DI GIACIMENTI PETROLIFERI

- Cap. 1 pag. 3: 1) La valutazione dei giacimenti
- Impostazione del problema
 - Scopi delle valutazioni
 - Metodi in uso
 - Dati da esaminare
- 2) Fattori che influenzano le valutazioni
- Cap. 2 pag. 13: Nomenclatura usata nelle valutazioni
- Cap. 3 pag. 24: Caratteristiche economiche della industria petrolifera
- Caratteristiche economiche della raffinazione
 - Ruolo dei trasporti
 - Aspetti economici di una concessione produttiva
 - Ruolo degli operatori indipendenti
 - Caratteristiche del prezzo dell'olio
 - Mercato del metano
 - Riassunto

- Cap. 4 pag. 33: Fattori esterni che determinano l'economia petrolifera
- Evoluzione della domanda
 - Effetti delle variazioni di popolazione
 - Espansione degli impieghi del petrolio
 - Fattori che determinano il numero di perforazioni
 - Futuro della produzione
- Cap. 5 pag. 38: Il valore del denaro
- Quanto costa usare il denaro
 - Effetti dell'inflazione
 - Reale valore del denaro investito
- Cap. 6 pag. 40: Influenze delle tasse sulle valutazioni
- Riassunto

VALUTAZIONE DI GIACIMENTI PETROLIFERI

Cap. I.

1. Elementi di valutazione dei giacimenti.

La valutazione economica di un giacimento petrolifero, fatta allo scopo di stabilirne il valore, deve essere una analisi esatta, oggettiva e pianificata di tutti i dati disponibili.

Bisogna sempre tener presente che:

- 1- Il successo di una valutazione si misura non esaminando la tecnica con cui si è impostato il problema, ma i risultati raggiunti.
- 2- L'importanza relativa e l'interpretazione dei dati possono variare a seconda di chi li esamina.
- 3- Il valore non è una qualità assoluta, ma deve essere stabilito in ogni singolo caso, per accordo tra le parti interessate.

Il punto 3) non vuole certo significare che una imposta-

sione tecnica del problema non sia suscettibile, anzi lo scopo di questo libro è proprio di limitarsi ai soli dati tecnici, per cercare di minimizzare gli elementi soggettivi. Però non si deve trascurare che il problema presenta degli aspetti sia tecnici, che economici in senso lato.

L'impostazione tecnica nell'affrontare un problema può essere schematizzata così:

- 1) Esaminare il problema per interrogarsi sui singoli aspetti e per comprenderne natura e scopi.
- 2) Suddividere il problema nei suoi componenti e stabilirne i rapporti reciproci ed i valori relativi.
- 3) Riempire gli elementi noti ed ignoti.
- 4) Informarsi su tutti i dati che lo possono riguardare, specie quelli risultanti da esperienze precedenti.
- 5) Dare soluzioni separate ai vari componenti del problema, e ricomporle poi progressivamente.

Parecchi problemi, anche d'ordine morale, sono connessi all'obiettività di una valutazione, spesso influenzata dal desiderio di compiacere le aspettative del committente.

I motivi per i quali si fanno le valutazioni sono i seguenti:

- 1) Per vendere e scambiare diritti di proprietà.
- 2) Per ottenere dati sui quali impostare la politica aziendale.
- 3) Per ottenere crediti garantiti dai bilanciati.
- 4) Per programmare le perforazioni future e lo sviluppo del giacimento.
- 5) Per bilanci e per motivi fiscali.
- 6) Per regolamentazioni di proprietà.
- 7) Come base per accordi di compravendita di proprietà.

Data la varietà di questi obiettivi, è chiaro che una valutazione deve essere fatta "su misura". Comunque, lo scopo è sempre quello di stabilire la quantità delle riserve di idrocarburi ed il loro probabile valore commerciale.

Data inoltre la variabilità dei fatti che possono influenzare l'aspetto più ampiamente economico-commerciale di una valutazione (es. guerre, depressioni, situazioni politiche in paesi stranieri ecc.) è importante conoscere gli eventi economici del passato e fare una analisi dettagliata della congiuntura in atto.

Le previsioni del futuro sono sempre una cosa precaria, però in genere quelle fatte da persone competenti nel loro ramo possono ritenersi soddisfacenti.

Nel caso di un istituto di credito, la sua prima preoccupazione è data dall'esistenza o meno di riserve di idrocarburi sufficienti per garantire un prestito, e che queste possano essere prodotte economicamente in un periodo di tempo ragionevole.

La valutazione delle riserve dovrebbe perciò assicurarsi principalmente su questo punto. Bisogna quindi studiare in questo caso molti elementi favorevoli, ma non sicuri, per svariate motivi di obiettività. I dati presentati rimpicciando parlano i "minimi risultati probabili".

Invece, nel caso di una valutazione eseguita per ottenere elementi di giudizio per programmi operativi, la ricerca di obiettività deve portare a tenerci "nel girato nero" più che nel caso precedente. Infatti, se non si vorrebbero eccedere le limitazioni professionali, nessuna curva impone sarebbe più opportuna. Inoltre, per un imprenditore, lo scopo fondamentale di una valutazione non

è solo quello di presentare dati, ma anche quello di fornire elementi di paragone tra due investimenti diversi, o tra due diversi modi di affrontarne uno singolo, dato che per lui la cosa più importante è il tempo di recupero del capitale.

Perciò il calcolo delle riserve e gli altri dati tecnici vanno visti come dati utili ad uno scopo, e come tali di secondo piano rispetto al tempo di recupero ed al tasso di profitto.

Fra i vari metodi usati per mostrare le caratteristiche di un investimento, il più comune è quello detto del "payout" (c. Romanol. cap. 2), che è comodo per la sua semplicità. Conoscere il periodo necessario per il recupero però è importante, ma non è tutto; infatti un progetto potrebbe richiedere un tempo di "payout" maggiore di un altro, ma poi dare maggiori profitti. È chiaro quindi che sarebbe meglio mostrare sia il tempo di "payout", sia l'entità della rata annuale di recupero.

Le valutazioni più difficili sono quelle riguardanti aree non ancora perforate, quando serve stabilirne i potenziali sviluppi o i programmi di perforazioni esplorative. Infatti nel settore petrolifero il maggiore onere finanziario coincide col periodo di perforazione e di messa in produzione; passato questo stadio, una valutazione implica meno responsabilità e provoca minori conseguenze. Inoltre è chiaro che i dati utili per una valutazione che preceda lo sviluppo di un campo sono purtroppo molto più scarsi ed incerti che in seguito.

I più importanti dati da esaminare sono:

i costi di perforazione e di produzione, la situazione locale del mercato, la distanza da altre produzioni commerciali già esistenti, i rilevamenti geofisici, le carte geologiche strutturali, ed in genere ogni caratteristica della zona in esame.

E' poi necessario valutare l'importanza relativa dei singoli dati, e tracciare delle conclusioni; queste però non dovranno essere un semplice riassunto delle riserve e dei redditi previsti, ma una guida per i programmi di sviluppo che si dovranno via via confrontare con i risultati ottenuti.

Invece le valutazioni che servono per bilanci, per motivi fiscali o per estimi patrimoniali sono generalmente più succinte, perchè considerano solo il totale delle riserve ed il loro valore sia complessivo, che suddiviso a seconda delle partecipazioni.

Le "unitisations" (raggruppamenti - vedi Nomenclatura Cap. 2), presentano speciali problemi per la valutazione, perchè è importante determinare le riserve producibili possedute da ogni singolo partecipante, per stabilirne la quota di partecipazione.

Le valutazioni per vendite o scambi non si discostano invece dai casi già esposti; la sola differenza può essere data dall'influenza dei motivi fiscali. Infatti le tasse colpiscono i trasferimenti di proprietà in maniera proporzionale al loro valore, perciò talvolta può essere utile tenere le valutazioni più basse di quanto necessario in altri casi.

2. Fattori che influenzano la valutazione

Possono essere suddivisi in quelli relativi alle caratteristiche tecniche del giacimento, ed in quelli relativi alle caratteristiche economiche generali. I fattori più comunemente esaminati sono:

- 1) la congiuntura economica;
- 2) le condizioni di mercato (ricordare che l'olio esistente in un giacimento, che non possa essere venduto con profitto, non ha alcun valore immediato);
- 3) l'interdipendenza tra valore di un giacimento e tipo di organizzazione che lo sfrutta (un campo che, prima di rendere, ha bisogno di molti investimenti, ha meno valore per un piccolo operatore che per una grande compagnia);
- 4) i costi di perforazione, di sviluppo, di produzione (vanno tra l'altro confrontati con i rischi ai quali si va incontro);
- 5) il valore del denaro (il valore reale di una somma varia a seconda della sua situazione fiscale, del tempo necessario al suo recupero, di quanto costa il suo uso, del suo potere di acquisto corrente e futuro, della sua disponibilità);
- 6) il valore corrente sul mercato libero: può essere indicato come quel prezzo al quale il venditore vuole vendere, e può trovare un compratore (a tale proposito giova ricordare la importanza di conformarsi alle correnti pratiche di mercato, specie per quel che riguarda la prassi usata in valutazioni e elaborazioni di dati; al di fuori di questa infatti è difficile, per i possibili acquirenti, controllare ed apprezzare le valutazioni).

7) La consistenza delle riserve. Una valutazione deve basarsi sulla quantità di riserve disponibili come garanzia. Questa fase della valutazione, insieme con quella relativa alla produzione, comporta la mole maggiore di lavoro tecnico. Per questo una stima non possa mai essere perfetta, ciò che si accerta in questo caso deve essere stabilito con metodi tecnici e ben provati, applicati rigorosamente.

Bisogna inoltre scegliere il metodo migliore tra i molti disponibili, e valutare poi se i risultati ottenuti sono compatibili con gli altri dati. Bisogna tener presente che l'accuratezza di una valutazione di riserve è in diretta proporzione con l'aumentare dei dati disponibili.

Le riserve contenute in zone in produzione si una definisce "riserve in produzione", mentre si definiscono "riserve non in produzione" quelle in zone non ancora sfruttate.

Poiché i dati della produzione confermano l'aumentare delle riserve in "produzione", è chiaro che queste sono più attendibili. Le riserve "non in produzione" in genere si suddividono in "probabili" e "possibili", a seconda dell'ammontare dei dati disponibili. In mancanza di buona prova non contare troppo sulla entità delle riserve calcolate, a meno che esistano prove inoppugnabili. Talvolta si usa calcolare una forma di riduzione arbitraria della loro entità, calcolata proporzionalmente all'attendibilità dei dati.

Quota di produzione. È una quota importante perché determina il valore dei ricavi. Per determinarla bisogna calcolare la produzione potenziale di un giacimento e poi sottrarre a questa la prevista quota di riacquisto (Protraction - Vedi la Appendice Cap. 2).

Queste ultime sono determinate però da fattori politici ed economici, e son ben difficili da prevedere. Perciò è in uso basare le previsioni sulle quote medie di rasionamenti applicate in certi anni, considerati normali; naturalmente molti imprevisti possono rendere erroneo questo metodo.

Anche il tempo necessario per il recupero delle riserve, o meglio del capitale originario investito, è molto importante, perchè tenere del denaro impegnato costa denaro, e inoltre è probabile che un dollaro ricavato avrà un valore diverso da quello del dollaro investito originariamente. Infatti uno studio della storia economica mostra che è sempre esistita una graduale inflazione, ed occorre tenerne conto.

- 9) Valore recuperabile. Attualmente parecchi giacimenti vengono sfruttati con molte attrezzature in poco tempo, perciò il valore che si può recuperare col vendere queste attrezzature può essere calcolato, allo scopo di ridurre l'ammontare del capitale di rischio.

CW 1178 111

INDICE DEI VOCABOLI CREATI NEL CAP. 2

(Tra parentesi il numero a pagina nel testo)

1) Assignee	(22)
2) Assignment	(21)
3) Assignor	(22)
4) Barrel royalty	(19)
5) Bottom hole money	(30)
6) Capital assets	(1)
7) Carried interest	(25)
8) Deferred bonus	(12)
9) Depletion	(3)
10) Development well	(34)
11) Division order	(41)
12) Dry hole money	(29)
13) Farm-out agreement	(24)
14) Grants	(23)
15) Grantor	(23)
16) Intangible Assett	(2)
17) Leasehold royalty	(14)
18) Lease	(7)
19) Lease bonus	(11)
20) Lease delay rentals	(10)
21) Lessee	(9)
22) Lessor	(6)
23) Lien	(45)
24) Mineral rights	(4)
25) Production royalty	(21)

EX-1178 111

26) Offset royalty	(18)
27) Operating interest	(27)
28) Overriding royalty	(15)
29) Ownership in fee	(4)
30) Participating royalty	(20)
31) Pay out (time)	(44)
32) Pipeline proration	(42)
33) Primary recovery	(37)
34) Production (oil) payment	(31)
35) Proration	(40)
36) Proved property	(32)
37) Reservoir lake	(39)
38) Reserves	(36)
39) Reversionary interest	(28)
40) Royalty	(13)
41) Barrel royalty	(19)
42) Landowner royalty	(14)
43) Minimum royalty	(17)
44) Offset royalty	(18)
45) Overriding royalty	(15)
46) Participating royalty	(20)
47) Term royalty	(16)
48) Secondary recovery	(38)
49) Surface owner	(5)
50) Tangible asset - v. Capital asset	
51) Term royalty	(16)
52) Working well	(43)
53) Unitization	(45)
54) Unproved property	(33)
55) Wildcat well	(35)
56) Working interest	(26)

Classificazione usata nelle valutazioni

- 1) Capital assets - Beni patrimoniali - è il valore in dollari dei beni tangibili e valutabili (ad es. fabbricati, macchinari); sono tutti beni che si deprezzano nel tempo e con l'uso. Si fanno rientrare però in questo gruppo anche beni come scorte, titoli di credito e contanti.

- 2) Intangible assets - Beni non tangibili - appartengono a questo gruppo tutti i tipi di minerali. Non gli si può attribuire un valore diretto e assoluto e non si deprezzano necessariamente col tempo. Perdono valore solo con la produzione, e non si possono rinnovare.

Questa distinzione tra beni è alquanto arbitraria. Dal punto di vista pratico, essa si è stabilita per uniformarsi con le tasse federali sul reddito, che prevedono trattamenti diversi nei due casi.

- 3) Depletion - Impoverimento - L'impoverimento di un giacimento, che è un bene esauribile, è misurato sia sottraendo al valore iniziale quello dei minerali già estratti, sia calcolando la perdita di valore che il giacimento subisce nel passare dalla produzione. Si tratta perciò di un impoverimento sia in senso fisico che in senso economico.

In questo il problema è impostato tenendo conto delle tasse
fiscali sul reddito, che faranno, per concedere gli sgravi
per l'investimento, che i minerali siano anche venduti, oltre
che prodotti.

Superficie di superficie senza limitazioni - Esiste quando
chi ne è investito possiede sia la superficie del terreno, sia
i minerali contenuti al di sotto di questa.

5) Surface owner - Proprietà di superficie - Non si partecipa
necessariamente agli interessi relativi ai minerali sotto-
stanti, è solo che ciò non sia chiaramente specificato. Per
questo tipo di proprietà entra in causa per la via di accesso
e le prestazioni di performance.

Una concessione dà infatti al suo titolare il diritto di costrui-
re tutto quanto necessario alla perforazione ed alla produzione,
ma anche il dovere di rimborsare i danni irreparabili.

In assenza di accordi chiari in proposito, il proprietario del
la superficie può ricorrere ad un giudice, quando in tal caso
si evita di giungere a questo, rimborsando i danni.

Surface right - Diritto di superficie - è un titolo di proprietà
che può esistere separatamente dalla superficie di superficie, ed
il diritto di costruire, o di perforare, o di produrre, o di
la concessione.

Una concessione di superficie, una concessione di superficie
non è un diritto di superficie, perché concede al titolare
solo il diritto di costruire, o di perforare, o di produrre, o di
la concessione di superficie al proprietario di tale di-

ritti (lessor) (8) a chi richiede la concessione (lessee)(9).
In compenso delle sue prestazioni il "lessor" può prendersi
a vendere la maggior parte dei minerali estratti.

Il resto appartiene al "lessor", sotto nome di "royalties", al
netto delle spese di produzione sostenute dal "lessee".

Questo fatto ha dei riflessi importanti, perché un "lessor",
che resta il vero proprietario dei diritti minerari nonostante
li abbia delegati in concessione, può garantirsi che i minerali
vengano sfruttati bene, ed esempio intervenendo nelle decisioni
relative alla sistemazione dei pozzi, alla produzione ecc.

Talvolta le concessioni di diritti minerari specificano le pro-
fondità entro cui tali diritti sono concessi, la durata del con-
tratto (in genere da 2 a 5 anni) e la data entro cui deve ini-
ziare la perforazione.

Se non c'è produzione commerciale, una concessione scade al ter-
mine fissato; se invece il giacimento è produttivo, si continua-
no a rinnovare gli accordi "year on year".

Questi contratti prevedono spesso anche pagamenti iniziali, ad
esempio (lease bonus) (10), pagamenti mensili fissi, non pro-
porzionali alla produzione (delay rentals) (11), clausole di
salvaguardia, clausole riguardanti commissioni anticipate del
contratto, clausole riguardanti royalties e ritardi di produzione,
clausole che prevedono le difficoltà derivanti da espropriazioni
e da regolamentazioni governative e da espropriazioni di minerali.

In genere la percentuale di produzione che spetta al "lessor" va-
ria da 1/3 a 1/4 (più spesso la prima che la seconda); percentua-
li più bassi sono in genere quelli spettanti ai governi.

10) Lease delay rental = Rendita di concessione - è l'affitto annuo pagato dal "lessee" al "lessor" in sostituzione della quota a quello spettante sui minerali estratti, durante tutta la durata della concessione.
In genere ammonta ad un dollaro annuale per acre (negli U.S.A.).

11) Lease bonus = Premio di concessione - è una somma in contanti offerta per invogliare un proprietario di diritti minerari a sottoscrivere l'accordo per la concessione. Se il suo ammontare è notevole, talvolta la si paga a rate, e in tal caso si chiama "deferred bonus" (b. differito) (12).

13) Royalty - è una partecipazione al reddito che proviene dallo sfruttamento dei minerali. Spetta a chi ha concesso i suoi diritti minerari ad un operatore (working interest: parte attiva) che ne gestisce lo sfruttamento. La royalty in genere viene calcolata senza tener conto dei costi di estrazione e meno di spese particolari previste nell'accordo.

Tra i vari tipi di royalty esistenti, citiamo i seguenti:

14) Landowner royalty (spesso chiamata semplicemente "royalty") -
È la parte di reddito proveniente dalle vendite, senza calcolare le spese, spettante al proprietario dei diritti minerari.

ORRI
15) Overriding royalty = Royalty addizionale - è una quota sul reddito detratta dalla percentuale spettante alla parte attiva, che in genere va a favore di procuratori o mediatori che hanno rivenduto a terzi una concessione ottenuta.

- 16) Term royalty = R. a termine - è una quota del reddito spettante al proprietario dei diritti minerari, che questi cede a terzi, prelevabile solo per una durata di tempo determinata. Serve spesso per sostituire un pagamento in contanti.
- 17) Minimum royalty = Royalty minima - è una forma usata quando il valore della royalties è legato alla quantità, qualità e prezzo dell'olio estratto. È infatti il pagamento minimo garantito al "lessee" nell'accordo.
- 18) Offset royalty = Royalty per mancata estensione - in realtà non è una vera royalty, perché è un compenso per la mancata esecuzione di pozzi estensivi previsti nell'accordo, ed è pagata dal "lessee" al "lessor".
- 19) Barrel royalty - è una forma di royalty legata non ad una percentuale sul reddito, ma al numero di barili prodotti giornalmente.
- 20) Participating royalty - è anche questa una definizione infelice per indicare una qualsiasi partecipazione alle attività dell'operazione.
Però implica una certa limitazione nelle responsabilità e nella contribuzione alle spese.
È una forma usata quando un "lessee" intende suddividere i diritti di sfruttamento acquistati fra molti piccoli azionisti.
- 21) Assignment = Assegnazione - è il documento legale con cui il partecipante ad un accordo (chiamato Assignor (22) o Grantor (23)), trasferisce tutta o parte della sua partecipazione ad un altro

stipulato Assignee (22) e Grantee (23).)

24) Assignment agreement - è un particolare tipo di assegnazione nella quale l'Assignor trasferisce una partecipazione nell'Accordo all'Assignee, a compenso ed a condizione che questo si occupi della perforazione, da eseguirsi in un'area stabilita entro un determinato periodo di tempo.

Molte volte questo tipo di accordo avviene tra grosse compagnie, che non vogliono da sole sostenere tutte le spese per lo sviluppo di una vasta area, ed un operatore indipendente, che non ha la possibilità di riservarsi vaste aree.

Questo tipo di accordo può contenere molte clausole limitative e prescrizioni particolari, che lo rendono molto flessibile e vantaggiosamente adatto ad ogni situazione.

25) Carried interest - partecipazioni differite: è un accordo fra i partecipanti all'operazione, in cui ad uno di loro (la "carried party"), non spetta partecipare ai redditi fino a che una certa somma non sia stata recuperata dall'altro (carrying party). Questa somma in genere corrisponde all'investimento effettuato.

WI

26) Working interest - percentuale attiva: si definisce così la percentuale di reddito risultante dal totale, meno quella spettante sotto forma di royalty al proprietario del diritto.

- 27) Operating interest - percentuale operativa: è quella parte della percentuale attiva che viene direttamente interessata alle attività dell'operazione. È infatti quella parte di reddito con la quale si fanno i bilanci, distribuendone poi alle altre parti gli attivi e i passivi.
- 28) Reversionary interest - partecipazione variabile: è simile al "carried interest", ma ne differisce perché anche la forma di partecipazione può variare, a seguito di determinate circostanze.
- 29) Dry hole money - denaro per pozzo sterile: è una somma pagata da perforatori di zone adiacenti per sostenere insieme le spese di un pozzo esplorativo. Ci si accorda perché il pozzo raggiunga una data profondità o una certa formazione, e se poi è sterile, si paga la somma stabilita in cambio delle informazioni geologiche e minerarie. Se invece il pozzo è produttivo, non si contribuisce alle spese.
È un metodo usato per suddividere il rischio e le spese dei pozzi esplorativi in zone vergini.
- 30) Bottom hole money - denaro a fondo pozzo: lo si versa sempre, sia nel caso che il pozzo sia sterile, sia nel caso che produca.
Per il resto tutto è analogo al caso precedente, e serve allo stesso scopo.
- 31) Production split payment - pagamento di produzione: questa contrattazione avviene chi l'ha effettuata a trattenersi una percentuale

le della produzione per un certo tempo, o fino al recupero di una certa somma. In genere è un metodo che serve per ottenere crediti dalle banche.

32) Proved property - è una concessione che probabilmente contiene olio in quantità commerciali.

Siocché questo non può essere provato prima di perforare, la definizione non è esatta, dato che una certezza in proposito dipende da troppi fattori.

33) Unproved property - è una zona potenzialmente produttiva, ma senza prove di un certo peso.

34) Developmant well - pozzo di sviluppo: è quello ubicato in una concessione considerata "provata".

35) Wildcat well - pozzo esplorativo: è quello ubicato in una zona considerata favorevole ma non certa (si possono citare pure dei pozzi semi-esplorativi (semi wildcat)).

36) Reserve - riserve: consistono in quella quantità di olio e di gas che dovrebbero essere prodotte con i metodi e nella misura specificati nella valutazione del giacimento.

Unità di misura sono, per l'olio, il barile API, misurato a temperatura e pressione atmosferica, e per il gas il milione di piedi cubici (MMCF), oppure i mille piedi cubici (MCF), entrambi a pressione e temperatura specificati (in genere 14,65 psia e 60° F). Formalmente le riserve si definiscono:

- 1) R. sicure perforate
- 2) R. sicure non perforate

37) Non sicuro

Quelle del tipo 1) e 2) si possono valutare con metodi tecnici, mentre quelle del tipo 3) variano entro ampi limiti di variazione.

37) Primary recovery = recupero primario: comprende l'olio ed il gas recuperabile sfruttando solo l'energia propria del giacimento (ad. gas-cap drive, depletion drive, water drive).

38) Secondary recovery = recupero secondario: è quello possibile mediante l'impiego di forme di energia supplementari (tecniche di ri-iniezione di liquidi, di spinte di gas, di innalzamenti di pressione ecc.).

39) Regulable take = quota proporzionale - è la preparazione che tutela le disposizioni governative imposte ai sensi di trasporto comuni (in genere pipelines) per trasportare i prodotti petroliferi, in modo di servire tutti i paesi di una zona, in funzione del loro numero e delle singole capacità produttive. È una disposizione normale nelle zone dove la produzione supera la capacità di trasporto.

40) Production = ragionevole: è un controllo artificiale del tasso di produzione, imposti dalla legge per favorire la regola dello sfruttamento economico e per mantenere la produzione entro i limiti di mercato.

La quota di produzione la produzione consentita è controllata separatamente, sia quella per paese singolo che quella totale del

La produzione permessa viene in genere stabilita in base alla domanda del mercato, in relazione alla profondità della formazione produttiva, alle caratteristiche specifiche di questa e del campo. La produzione di gas è invece generalmente determinata solo dalle disponibilità di mercato.

- 41) Division order = ordini di divisione - sono le istruzioni, firmate da tutti i corresponsabili, rivolte ad un acquirente di olio e di gas, per comunicargli come deve suddividere la somma che paga. In genere anche la parte spettante alla parte attiva è pagata alla parte operativa; essa a sua volta, si occupa di suddividerla nelle proporzioni stabilite. Invece in genere le royalties sono pagate direttamente dall'acquirente dell'olio.
- 42) Pipeline proration = razionamento degli olivetti - è una misura temporanea, dovuta sia ad un improvviso calo delle capacità di raffinazione, sia a problemi di immagazzinamento, sia a fluttuazioni del mercato. È stato talvolta un fenomeno importante nella storia della produzione, e può esserlo ancora nel futuro, influenzando perciò profondamente il valore delle concessioni.
- 43) Burnkey well - è un pozzo nel quale, con un solo contratto e con un prezzo fissato, una delle parti si impegna a perforare, completare ed equipaggiare il tutto. Non è quindi un contratto normale di perforazione perché in genere in questo si stabiliscono prezzi proporzionali ai metri perforati o ai giorni lavorativi, mentre il proprietario si assume le spese di completamento e di equipaggiamento.

44) Deposito - tempo di recupero - questo termine, piuttosto vago, è quello che indica il tempo necessario al recupero di un investimento originato.
Per i depositi sia ai banchi liberi calcolato cioè in base al rendimento lordo, senza detrarre né spese né tasse, sia a quello calcolato dal ricavato al netto delle spese, ma non delle tasse, sia dal ricavato al netto di tutti i pesi.
In questo caso bisogna anche specificare i criteri contabili seguiti.

45) Rate - pagamento costrittivo - è un espediente legale usato dai legislatori, ai quali non sia stata pagata qualche prestazione o dal contribuente. Serve impedire l'alimentazione del debito e pone tutte le rate della concessione sotto il controllo giudiziario.
L'eventuale pronuncia di provvedimenti di questo genere ha importanza per la validazione di un giacimento.

46) Integrazione - raggruppamento - è il procedimento nel quale i proprietari di zone adiacenti pongono in comune le loro ricchezze e costituiscono un ente unico sotto tutti gli aspetti operativi.
Il suo scopo è di produrre con più efficienza ed economia, per aumentare il reddito profitti. E' spesso usato quando si prevede la necessità di un recupero secondario.

Capitolo 3.

Caratteristiche economiche dell'industria petrolifera

L'industria petrolifera presenta una struttura notevolmente differente da quella dell'industria in genere.

Le maggiori differenze sono due: il particolare aspetto economico della fase di ricerca e produzione, ed il fatto che il mercato dei prodotti petroliferi è influenzato solo in parte dalle abituali leggi della domanda e della offerta.

Si usa suddividere l'industria petrolifera nelle seguenti fasi: esplorazione o perforazione, produzione, trasporto, raffinazione, e vendita. Inoltre le aziende petrolifere vengono suddivise in due gruppi: grosse compagnie integrate ed operatori indipendenti. Nel primo gruppo rientrano tutte quelle società che operano in ogni fase del processo industriale, su larga scala ed in tutta la nazione. Un indipendente invece partecipa in genere solo ad una od a qualche fase dell'industria, generalmente solo nell'ambito di una regione.

È difficile però fare una divisione netta tra i due gruppi, perché spesso compagnie di media grandezza possono ricadere parzialmente sotto ambedue le definizioni.

Caratteristiche economiche della raffinazione

I principali problemi del raffinatore sono:

- 1) la domanda dei vari prodotti (benzina, olii combustibili, lubrificanti, ecc.) varia radicalmente a seconda delle stagioni e della congiuntura economica.

- 2) Il rapido variare delle caratteristiche ottaniche dei carburanti per auto richiede enormi investimenti per impianti, che diventano sorpassati in poco tempo.
- 3) La qualità e la quantità dei carburanti per aviazione, specie quella militare, variano continuamente.
- 4) E' possibile immagazzinare solo quantità insignificanti di greggio o di prodotti, se non si vuole che il costo dell'immagazzinamento risulti proibitivo.
- 5) La vendita di carburante per auto non è molto influenzata dalle leggi di offerta e domanda. Perciò non si riesce ad incrementarla col calo dei prezzi, come in altri tipi di vendite.
- 6) Per quanto un raffinatore possa guadagnare di più trattando greggi provenienti dall'estero, invece di quelli domestici, è chiaro che agendo così si indebolisce l'industria petrolifera nazionale, con conseguenze sfavorevoli per tutti, lui compreso.
- 7) Le disposizioni governative talvolta impongono l'acquisto obbligatorio di questo o di quel tipo di greggio trasportato dagli oleodotti, anche quando non c'è convenienza.

Il raffinatore tenta di distreggiarsi tra tutti questi problemi affrontando la complessità e la versatilità dei tipi di idrocarburi esistenti, raffinandoli cioè nel modo più favorevole per venderli. Bisogna tener presente che un raffinatore indipendente incontra maggior difficoltà nell'agire così, perché sovraccarica del capitale necessario per adeguare gli impianti.

Questo spiega perché oggi la tendenza del settore porti a costruire impianti, che però siano più grandi e più complessi.

Ma le maggiori distanze dai luoghi di produzione che ne derivano possono alterare i prezzi di vendita alla testa del pozzo.

Ecco perciò un esempio di come fattori tecnico-economici, la necessità cioè di grosse raffinerie integrate, possano indirettamente influenzare il mercato dell'olio.

Si è constatato che il mercato dei carburanti non varia sensibilmente al variare dei prezzi; infatti si è visto che le pompe che si mettono a fare "prezzi speciali", non aumentano sensibilmente le vendite. Perciò si cerca di compensare il generale e continuo calo percentuale dei consumi di benzina, producendo una percentuale maggiore di olii combustibili.

Anche il problema delle importazioni di olio negli USA è assai complesso, perché coinvolge gravi questioni politico-economiche, nazionali come internazionali.

Il problema è inoltre in continua evoluzione, per il continuo aumento dei consumi di olio nel mondo, ed il conseguente aumento dei prezzi del petrolio estero.

Ruolo dei trasporti

Per il trasporto dei prodotti petroliferi si impiegano autobotti, navicisterna od oleodotti, a seconda delle caratteristiche della zona servita, della mole dei consumi e della convenienza economica.

Gli oleodotti in genere sono divisi in 3 categorie:

- 1) reti che raccolgono il greggio;
- 2) reti che trasportano il greggio;
- 3) reti che trasportano prodotti raffinati.

Un altro tipo di oleodotto, noto sotto il nome di "common carrier" è regolato da norme governative, e funziona come una autostrada o un treno ferroviario. Ci si può trasportare cioè il proprio olio, contro pagamento di un pedaggio. Ognuno deve potersene servire, in funzione della propria capacità produttiva e della convenienza economica, allo stesso prezzo unitario.

I principali problemi economici connessi col trasporto dell'olio sono:

- 1) dover trasportare, anche quando la domanda è scarsa, tutto l'olio prevista dalle regole di razionamento, ma anche essere in grado di trasportarne in quantità sufficienti quando la richiesta è molto forte;
- 2) dover seguire con le installazioni i nuovi punti di produzione, quando un campo si sviluppa;
- 3) dover tener dietro a tutti i regolamenti statali e federali.

Questi ultimi infatti si sono continuamente accresciuti, per evitare soprusi o trattamenti preferenziali nei trasporti.

Si tratta perciò di un campo, quello dei trasporti, molto complesso e difficile, ed i problemi che insorgono vanno affrontati caso per caso, senza poter stabilire regole generali.

Aspetti economici di una concessione produttiva

Il valore dell'olio che è ancora sotto terra è determinato in larga parte dai seguenti fattori:

- 1) quantità e qualità dell'olio esistente;
- 2) domanda del mercato;
- 3) esistenza di altre produzioni concorrenti;

4) costo della ricerca e della produzione;

5) costo della produzione possibile.

Bisogna sempre tener presente che negli USA in media solo un pozzo su sei o sette perforati è produttivo commercialmente. Per ciò il rischio è un elemento fondamentale nei bilanci di un produttore. Una statistica generale inoltre mostra che, una volta individuato un campo produttivo, solo tre pozzi di sviluppo su quattro sono commerciali.

E' chiaro che queste sono statistiche generali, mentre la realtà è diversa da zona a zona. Infatti in alcune zone molto prolifiche può convenire rischiare con parecchi pozzi sterili, nella speranza di un ritrovamento eccezionale che li ripaghi tutti.

In altre zone, invece, la ricerca di tesi a rendimento quasi non commerciale può essere giustificata solo dalla quasi assoluta sicurezza di ritrovamento.

Negli ultimi anni il costo medio necessario alla scoperta di un nuovo barile di riserve è variato negli USA da 1,50 a 3,00 \$. Ma in molte zone degli USA un costo maggiore di 2 \$ rappresenterebbe una perdita, cioè un ritrovamento che non si ripaga le spese.

Sebbene la perforazione ed il completamento di un pozzo rappresentino le spese maggiori, il produttore deve spendere grosse somme anche per l'esplorazione e per ottenere le concessioni; queste somme rappresentano un azzardo, perché ben poche sono le garanzie concrete di recuperarle. Questa è la causa dell'importanza della valutazione come strumento di sviluppo.

Il produttore è quindi la maglia critica nella catena dell'industria petrolifera, e deve avere sufficienti incentivi per intrapren-

dare l'esplorazione. Per questo ogni decisione che riguardi problemi economici dell'industria petrolifera deve cercare di non provocare l'eliminazione di questi incentivi.

Le grosse compagnie in genere finanziano le operazioni di esplorazione, perforazione, produzione, raffinazione ed immagazzinamento con gli ordinari capitali sociali. Talora però alcune operazioni particolarmente costose e rischiose portano a delle "joint-ventures" tra compagnie, per suddividersi i rischi e le possibilità di ritrovamento.

Il numero dei pozzi perforati è strettamente legato alla congiuntura dell'economia petrolifera.

Se questa è sfavorevole, c'è meno guadagno a produrre, e perciò meno perforazioni. Questo fatto però a lungo andare ritarda lo sviluppo di ricerche, vitali per la stabilità dell'industria ed anche per il benessere nazionale futuro.

Spesso la pura economia di mercato è in contrasto con le regole statali, relative alle buone pratiche di conservazione. Queste infatti cercano di evitare gli sfruttamenti dannosi ed incontrollati, la distruzione del gas in eccesso, e che si produca più di quel che si può vendere. Purtroppo è ben difficile applicare queste norme in modo assolutamente equo, con tutta l'enorme varietà di casi che si presentano.

Tutto questo complesso di regole e di disposizioni, variabile col tempo, coi luoghi e con le circostanze, influenza profondamente il reddito di un permesso, e quindi il suo valore.

Ruolo dell'operatore indipendente

nel mondo del petrolio, le condizioni finanziarie degli operatori indipendenti sono un indice di quelle dell'intera industria.

Inoltre, per merito della sue dimensioni ridotte e della sua flessibilità, egli può svolgere con vantaggio molte mansioni che sono passive per le grosse compagnie integrate.

L'indipendente, sebbene possa anche essere produttore in proprio, è principalmente un contrattista di perforazioni; questo è dovuto al la constatazione che egli riesce a perforare più economicamente, dovendo sopportare meno spese generali.

Gli indipendenti in genere operano con capitale ottenuto a credito, e questo implica la necessità di rapidi recuperi, e quindi tutto un complesso di operazioni e valutazioni tecnico-finanziarie caratteristiche dell'ambiente in cui gli indipendenti operano.

Caratteristiche del prezzo dell'olio

Le variazioni di prezzo avvengono quando un grosso compratore offre pubblicamente un nuovo prezzo per un barile API.

Gli altri compratori in concorrenza devono scegliere se uniformarsi al nuovo prezzo o mantenere la vecchia offerta; in condizioni normali in breve tempo si vede dove sia la convenienza.

Generalmente il prezzo è lo stesso per le medesime qualità di greggio, finché dalla stessa stessa zona.

Le differenze di prezzi esistenti tra zone diverse rispecchiano le diverse distanze dai mercati e dai luoghi di raffinazione.

Il prezzo del greggio, calcolato alla testa del pozzo, è stato relativamente stabile fino alla II Guerra Mondiale, ma in seguito ha cominciato a crescere. È da notarsi, però, che questo aumento è stato minore di quello delle spese generali e di quelle di produzione.

Questo è stato possibile per particolari fattori che hanno influenzato il mercato dei prodotti finiti, al di fuori della congiuntura economica generale.

Il cosiddetto prezzo "a bocca pozzo" è in realtà il prezzo all'imbocco dell'oleodotto, perché, dove questo non arriva, il produttore deve provvedere a sue spese a trasportare con autobotti l'olio fino all'oleodotto più vicino. Il prezzo a "bocca pozzo" viene perciò aumentato da queste spese.

Dal 1950 hanno cominciato ad assumere sempre più importanza i gas associati all'olio prodotto (propano-butano-gasoline), per i loro impieghi nella petrolchimica e nel riscaldamento.

Il loro valore per unità di volume è considerevolmente minore di quello dell'olio, ma con l'incremento del loro uso essi divengono sempre più importanti per determinare il valore di un giacimento.

Il loro prezzo però è molto variabile, perché risentono molto dei fattori stagionali; tende però a stabilizzarsi, man mano che cresce la percentuale assorbita dalla petrolchimica.

Mercurio del petrolio

Il mercurio è stato largamente usato come combustibile; ora però esaurisce sempre i suoi impieghi, attraverso lo sfruttamento dei suoi

sottoprodotti.

Il suo uso come combustibile è regolato da un sistema indipendente di gasdotti e da regole particolari che devono tener conto del fatto che la richiesta è fortemente condizionata da fattori stagionali.

Si è quindi formato un complesso di controlli governativi che ne regolano il prezzo e la produzione.

Riassunto

Il valore degli idrocarburi contenuti in un giacimento è determinato da parecchi fattori economici interdipendenti. Si tratta di fenomeni complessi, ma devono essere chiari al tecnico valutatore.

Questo capitolo ha dimostrato che il valore di un giacimento dipende fondamentalmente da:

- 1) possibilità di trasporto;
- 2) domanda del mercato;
- 3) risonamento imposto alla produzione;
- 4) qualità del greggio;
- 5) presenza di produzioni concorrenti;
- 6) costi di esplorazione, di perforazione e di messa in produzione;
- 7) ed infine, in certa misura, dalla consistenza finanziaria dell'ente produttore.

La sua valutazione specifica l'unico metodo pratico per tener conto di tutti questi fattori è quello di esaminare le risultanze delle produzioni, presenti e passate ottenute nel giacimento in esame e stabilire quindi in che misura sono state influenzate, rispet

tivamente, dalla producibilità potenziale, del razionamento, della situazione di mercato. La stessa analisi dettagliata è necessaria per i costi. Tutti questi dati devono poi essere extrapolati, allo scopo di prevedere, con una certa approssimazione, la futura vita produttiva del giacimento.

I dati futuri proveranno poi spesso che i risultati di questo metodo sono stati sorpassati in maniera sorprendente.

Capitolo IV.

Fattori esterni che influenzano l'economia petrolifera

È facile dire che il valore corrente di un giacimento è dato dal reddito che se ne potrà ricavare. Si possono anche ottenere dati tecnici sufficienti per tracciare un diagramma di produzione, che ci dirà quanto si può ottenere dal giacimento

nel 1965, ma non si potrà certo dire quanti compratori ci saranno quell'anno, né quante pagheranno l'olio.

Perciò il problema è: quali sono i fattori che determineranno nel futuro la domanda e di conseguenza la produzione?

I più importanti sono:

- 1) evoluzione della domanda di petrolio nel mondo;
- 2) la consistenza delle riserve accertate nel mondo;
- 3) la possibilità di trasportare il greggio e prodotti raffinati;
- 4) lo sviluppo di altre fonti di energia, come argille o sabbie bituminose, energia nucleare o energia solare.

Tutti questi fattori sono interdipendenti, ed ognuno influenza gli altri. Per le previsioni del futuro è importante inoltre conoscere il passato; nel caso particolare dell'industria petrolifera i dati statistici sono per fortuna molto abbondanti e vengono spesso usati.

Evoluzione della domanda

Lo sviluppo dell'intera industria petrolifera dipende dalla domanda di prodotti raffinati.

Si divide spesso la domanda del mercato interno da quella dovuta all'esportazione. La prima dipende da:

- 1) lo sviluppo industriale della nazione;
- 2) le variazioni di popolazione;
- 3) l'evoluzione nei trasporti;
- 4) le variazioni della domanda di sottoprodotti;
- 5) la concorrenza di altri combustibili.

La maggior parte delle variazioni nella domanda avvenute nel XI Secolo è stata determinata dalla espansione dei consumi di energia.

Il reale benessere di un paese può essere misurato dal volume di beni di consumo in esso prodotti, e questo volume, a sua volta, deriva da quella percentuale delle capacità produttiva totale che non viene impegnata per la produzione di macchinari ed impianti, che impiegano energia.

Stabilito questo, bisogna decidere quale sia lo sforzo da farsi per la ricerca e lo sviluppo di nuove fonti di energia. In un quadro generale, è ben difficile concepire una sovrapproduzione di beni di consumo; può capitare per brevi periodi e per qualche particolare prodotto, ma la genesi una sovrapproduzione a lungo termine significa piuttosto distribuzione difettosa.

Così, anche nel campo dell'energia, la genesi un surplus significa solo carenze di impianti necessari e sfruttati, o carenze di idee per immaginare nuovi metodi di sfruttamento, atti a fabbricare nuovi beni di consumo.

Questa opinione sulla domanda futura è importante, come risulta dal fatto che quasi tutte le previsioni di consumi fatte nel passato sono risultate troppo esatte. D'altra parte, allora non si potevano prevedere i grandi sviluppi dovuti ai nuovi impieghi di energia.

La prima metà del XI Secolo è stata il periodo in cui si sono impiegate grosse quote della produzione industriale totale per produrre macchinari che consumano energia.

Questo macchinario ha reso possibili incrementi notevoli nella produzione industriale totale, comprendente cioè sia i beni di consumo che nuovi macchinari.

Questo ciclo non è ancora terminato, ma può tendere a rallentare col tempo, se la distribuzione dei beni di consumo non riesce a tenere il passo finora tenuto.

Effetti delle variazioni di popolazione

L'aumento di popolazione è uno dei fattori basilari per l'aumento della domanda di beni di consumo e di energia.

Bisogna però tener presente che gli incrementi di popolazione hanno un effetto, sulla domanda di prodotti petroliferi, solo una ventina di anni dopo che si sono verificati; quando cioè i nuovi cittadini cominciano a consumare, ad esempio guidando automobili.

Espansione degli impieghi del petrolio

In genere negli ultimi 50 anni la domanda di prodotti petroliferi è aumentata costantemente, con qualche piccolo periodo di calo dovuto a motivi contingenti.

Un altro elemento costante è stato l'aumento percentuale della domanda del gas rispetto all'olio.

Fattori che determinano la perforazione

È chiaro che, tra ciò che determinerà la domanda futura di prodotti petroliferi, è importante la quantità delle riserve disponibili, che non dipende solo dalla loro consistenza in volume, ma anche dal costo necessario a produrle.

Infatti, fino a che questo costo è inferiore a quanto se ne può ricavare, la produzione sarà determinata solo dalla domanda; se però ciò non fosse, le perforazioni diminuirebbero e ne verrebbe limitata la disponibilità di riserve future.

Si tratta perciò di un complesso di fenomeni interdipendenti; ad esempio le riserve del petrolio, accertate in un dato periodo, dipen

dona dal numero di pozzi perforati e dai risultati della perforazione, ma questo numero dipende dalla redditività della produzione, che a sua volta è determinata dal prezzo del greggio. Il prezzo del greggio poi è determinato dalla domanda e, in pratica, dalle riserve disponibili, quindi il ciclo si chiude su se stesso.

Molti studi fatti in passato hanno mostrato una buona correlazione tra reddito medio dei produttori e totale dei pozzi perforati annualmente. Un altro studio ha provato anche correlazioni tra questo totale ed il reddito nazionale.

Questa dipende dal fatto che le perforazioni sono subordinate alla disponibilità di capitale fresco, e che una parte di questo deve provenire dal di fuori dell'industria petrolifera; perciò la possibilità di ottenere dipende dal livello della congiuntura economica generale.

Futuro della produzione

Nel considerare il futuro esaurimento delle riserve ora note, tenendo presente che attualmente la scoperta di nuove riserve, specie negli USA, non tiene il passo con l'aumento dei consumi, si pensa che le prime fonti di energia competitive col petrolio saranno i combustibili estratti dalla sabbia e dalle argille bituminose.

Il carbone continuerà ad essere competitivo in alcune zone particolari e su qualche mercato. L'energia nucleare sarà commerciale già dal 1959, ma sarà probabilmente su basi sussidiarie, ed anche se sempre più diffusa, non sarà importante fino all'ultimo quarto di secolo.

Capitolo V

Il valore della moneta

Il denaro è un mezzo di scambio che rispecchia il potere di acquisto, perciò il suo valore dipende da:

- 1) epoca;
- 2) relativa offerta e domanda;
- 3) costo pagato per usarlo;
- 4) sua posizione fiscale.

Quanto costa usare il denaro

L'interesse che si paga per l'uso del denaro equivale all'affitto per l'uso di un attrezzo, ed il tasso dipende da:

- 1) l'entità del rischio corso dal creditore. Questo dipende dalla solvibilità e dalla reputazione del debitore, e dai rischi dell'impresa in cui egli si è messo;
- 2) il tasso che si potrebbe ottenere dallo stesso denaro impiegato in un'altra impresa, sicura quasi al 100%;
- 3) le spese richieste dall'amministrazione di questa operazione finanziaria.

Di questi punti, il più importante è il n. 2. È chiaro infatti che nessuno investirebbe capitali in una impresa rischiosa che offre

Valore del denaro investite

In tutti i precedenti capitoli, si è assunto che il denaro investito avesse il suo pieno valore al momento dell'investimento. Ma nella presente epoca di pesanti tassazioni sui capitali improduttivi ciò non è vero, nel caso che il denaro in questione sia soggetto a tali gravami.

Il suo vero valore è infatti quello al netto delle tasse che pagherebbe, se non fosse stato investito in perforazioni, ad esempio, perché in questo caso sono deducibili tutti i costi intangibili (v. Nomenclatura Cap. 2 - N. 2).

Fossimo quindi concludere che alcune particolari situazioni fiscali possono influenzare il valore del denaro.

Capitolo VI.

Effetti delle tasse sulla valutazione

Riassunto

Chi esegua la valutazione di un giacimento non deve provvedere ad eseguire una dichiarazione dei redditi, né a fungere da consulente fiscale.