

V.4 PROGRAMMI OPERATIVI

4.1 Ricompletamento dei pozzi

I pozzi nei giacimenti a dissolved gas drive producono pochissima o nessuna quantità di acqua e il rapporto gas-olio aumenta fino a un massimo e poi declina così come la curva media del G.O.R. di tutto il campo.

La struttura e le condizioni del foro o attorno al foro possono modificare il suo comportamento per l'effetto di segregazione gravitazionale. In generale un work-over per far diminuire il rapporto gas-olio sarebbe inutile.

4.2 Mantenimento di pressione e repressuring

Poichè c'è una limitazione nel recupero si ricorre spesso ad altri tipi di drive, iniezioni di acqua (Water flood) o di gas per aumentarlo.

4.3 Water flooding

Il water flooding può essere effettuato sia iniettando acqua in un fianco della struttura per creare un fronte d'acqua simile a quello di un water drive naturale oppure iniettando acqua nell'intero giacimento attraverso un flood pattern.

In condizioni ideali qualunque metodo darebbe maggior recupero quando la pressione fosse ancora alta che non quando essa fosse declinata a causa dello shrinkage dell'olio.

Tuttavia il metodo di iniettare acqua nel giacimento nella parte bassa della struttura è considerato il migliore per la minore possibilità d'intrappolare l'olio in zone non spazzate dalle quali non sia più recuperabile.

Questa tecnica tende a modificare il drive dal tipo ad esaurimento ad uno a spiazzamento.

L'iniezione distribuita regolarmente (pattern flood) può essere usata in operazioni di recupero secondario o quando è impossibile effettuare gli altri tipi di iniezione per il mantenimento di pressione. I calcoli di determinazione del recupero addizionale per iniezione d'acqua seguono il procedimento di quelli relativi a un water drive naturale.

4.4 Iniezione di gas

L'iniezione di gas può essere fatta sia sulla sommità della struttura, per spazzare l'olio come nel caso del gas cap drive naturale, sia iniettando attraverso l'intero giacimento. Il primo sistema porta al massimo aumento di recupero.

I calcoli sono uguali a quelli relativi a un gas cap drive.

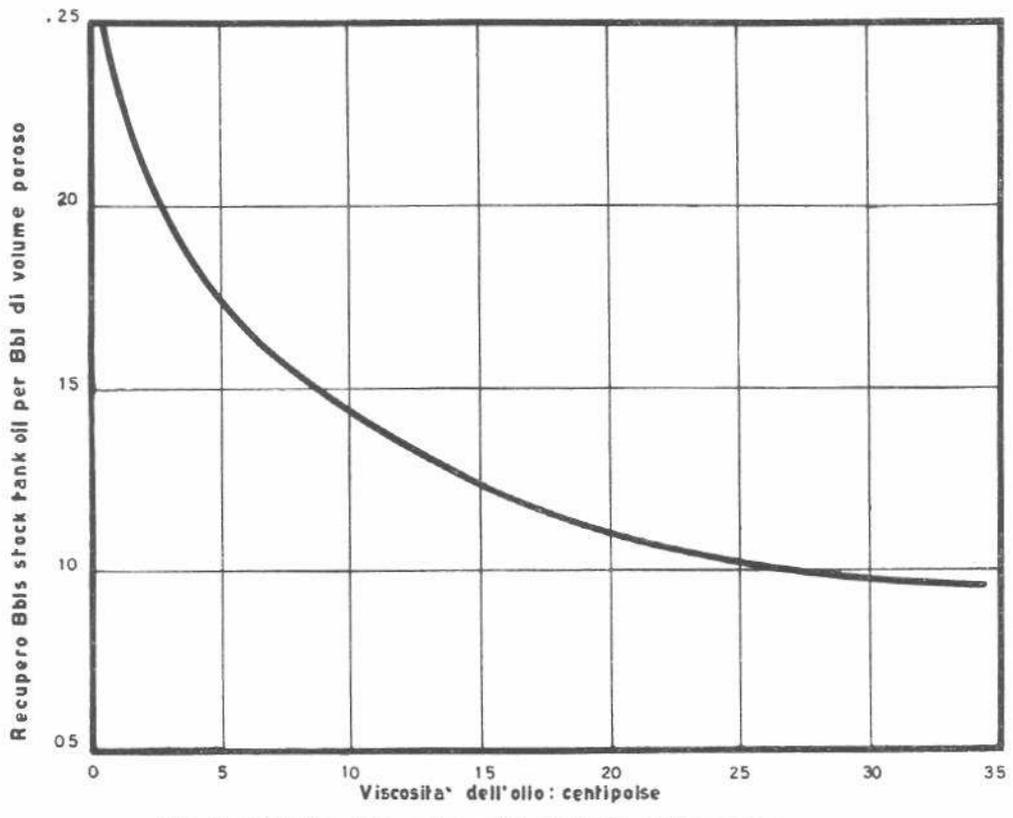


Fig.1 - Effetto della viscosita' dell'olio sul recupero per spinta di gas di soluzione

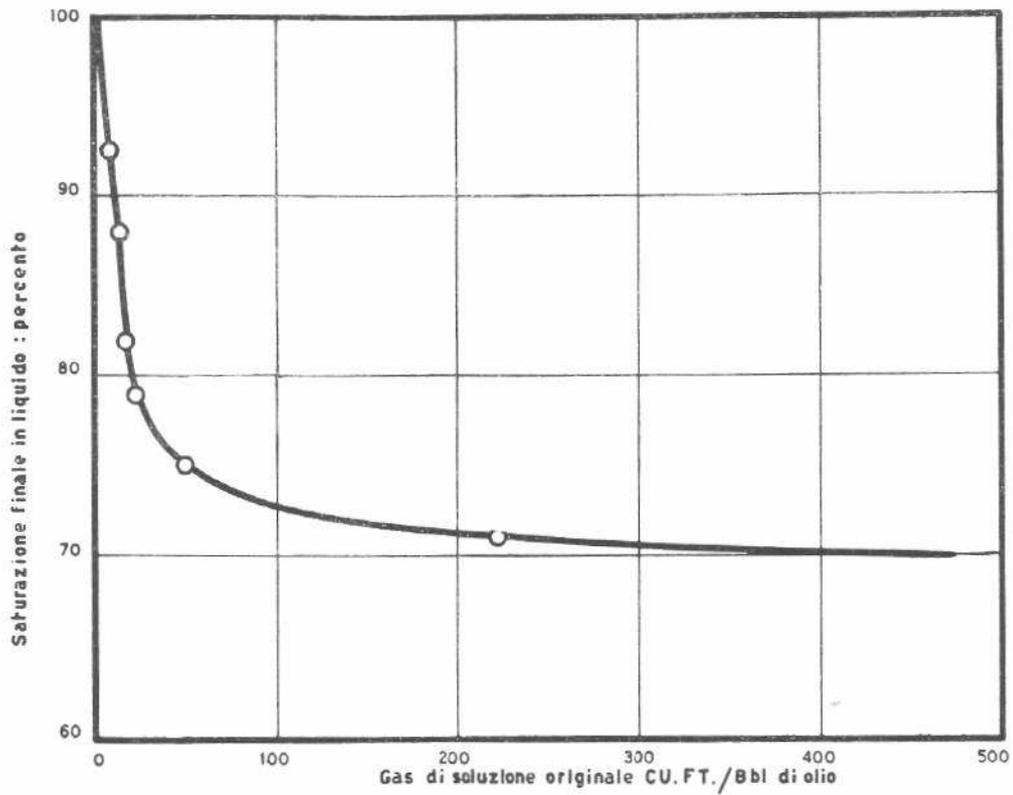


Fig.2 - Effetto della quantita' del gas di soluzione sulla saturazione finale in liquido nel processo di produzione per spinta di gas di soluzione

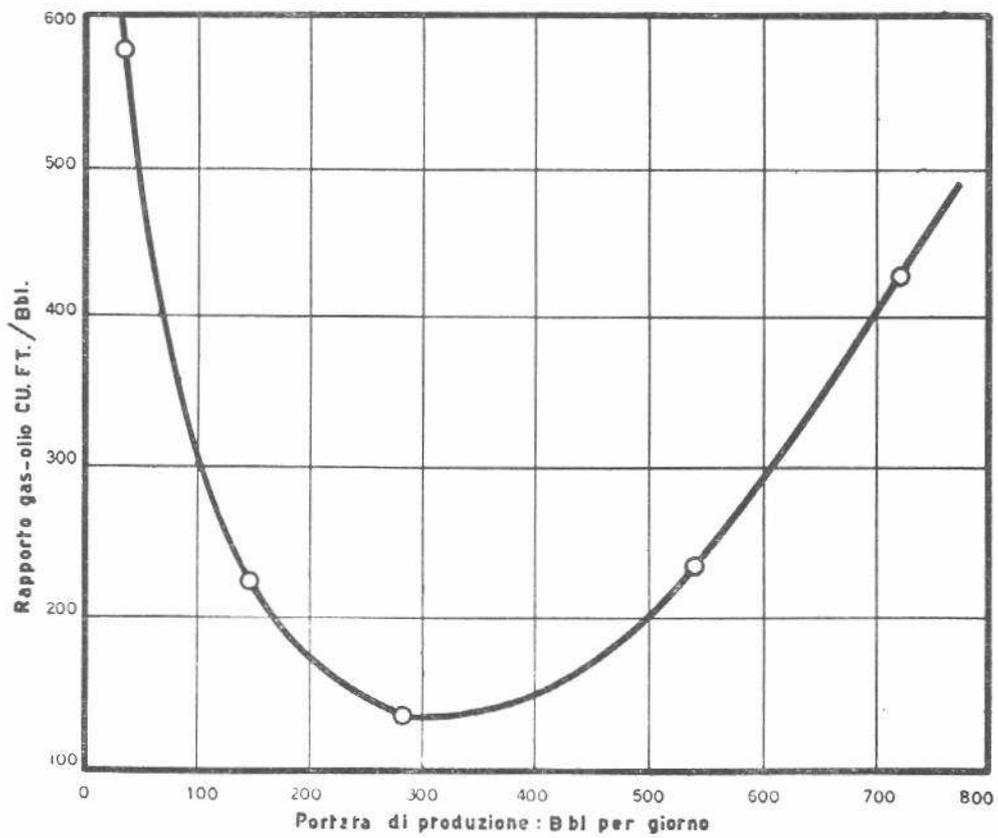


Fig. 3

Variatione del rapporto gas - olio
in funzione della portata di produzi
ne per un pozzo caratteristico

IV.5 - PROBLEMI DI PRESSIONE COSTANTE

5.1 Water influx

Come è noto molti giacimenti sono circondati da una zona permeabile mineralizzata ad acqua detta acquifero.

L'acquifero può essere finito, ma tanto grande rispetto al giacimento di olio, da potersi considerare infinito agli effetti pratici.

Acquifero che sia racchiuso in un bacino praticamente infinito o che sia alimentato da una falda artesianiana ha un comportamento equivalente.

Ad una diminuzione di pressione nel giacimento ad olio, l'acquifero reagisce tendendo a ristabilirla:

a) per l'espansione dell'acqua e per eventuale espansione della roccia che costituisce l'acquifero;

b) per flusso artesianiano.

In ogni caso ci sarà un ingresso di acqua attraverso il limite esterno del giacimento ad olio.

Si può calcolare l'entrata d'acqua mediante l'equazione di diffusività, considerando come « un unico pozzo fittizio » l'intero campo ad olio, che drena nell'acquifero. Quindi l'acquifero costituirà un'unità indipendente che fornisce acqua, in relazione solamente alla diminuzione di pressione al limite esterno del giacimento ad olio.

La pressione al limite del giacimento ad olio sarà maggiore della pressione media; ai fini pratici, però, risulta sufficientemente approssimato usare la pressione media.

In questa sede si indica il metodo di soluzione del problema del water influx.

1) *Soluzione per acquifero limitato.* Cioè per l'acquifero di cui si considerano i limiti come fissi.

Si applica l'equazione di diffusività all'acquifero soltanto senza considerare la zona olio.

Si suppone $p = \text{cost.}$ cioè $\frac{dp}{dt} = 0$ (*moto permanente*).

In termini matematici si ha che la pressione è proporzionale all'ingresso totale di acqua:

$$W_e = C_s \Sigma \Delta p \Delta t \text{ (soluzione di Schiltsuis)}$$

ove:

$\Delta p = p_{\text{acquifero}} - p_{\text{media}}$ intervallo considerato corrisponde al flusso artesianiano con acquifero alimentato direttamente. Il profilo di pressione sarà costante. Si divide il processo in piccoli incrementi di tempo (3 mesi) e in base all'equazione del material balance si valuta il water influx W_e .

2) *Soluzione per moto semi-permanente*

$$\frac{dp}{dt} = \text{cost} \quad \text{(soluzione di Poisson)}$$

È il caso di un giacimento a olio compresso fra due faglie che ne limitano l'acquifero. Avremo una distribuzione costante della pressione col tempo.

3) *Soluzione per moto transitorio* di Van Everdingen e Hurst per acquifero infinito e finito.

a) *Soluzione approssimata* (Hurst semplificato).

Il water influx è dato dalla formula:

$$W_e = C_H \frac{\sum \Delta p \Delta t}{\log t}$$

molto simile a quella di Schiltsuis ove il tempo viene valutato a partire dal tempo zero, ma con il $\log t$ al denominatore. I valori della pressione vengono considerati a tempi successivi e per distanze diverse dalla zona olio.

Questa soluzione va usata come seconda alternativa dopo quella di Schiltsuis.

b) *Soluzione rigorosa* (Van Everdingen e Hurst).

Si hanno due casi:

$$W_e = 2 \pi \varnothing C_{ew} R_b^2 \sum_{i=0}^{i+1} \Delta p q_D (t_{i+1} - t_i)$$

ove:

$$t_D = \frac{k t}{\varnothing \mu C_{ew} R_b^2} \text{ tempo di produzione adimensionale}$$

In questa soluzione R_b rappresenta il raggio del cerchio di area equivalente a quella del giacimento in cm.; c rappresenta la comprimibilità equivalente dell'acqua che tiene conto di quella della roccia c_r

$$C_{ew} = c_w + c_r$$

LISTA DEI SIMBOLI USATI NELLA SEZIONE V

| <i>Simbolo</i> | <i>Descrizione</i> | <i>Unità</i> |
|----------------------|---|---|
| B_g | Fattore di volume del gas @ P | $\frac{B \text{ gas @ P}}{B @ SC}$ |
| B_o | Fattore di volume dell'olio @ P | $\frac{B \text{ olio @ P}}{B \text{ olio ST}}$ |
| B_{oi} | Fattore di volume dell'olio @ P_i | $\frac{B \text{ olio @ } P_i}{B \text{ olio ST}}$ |
| $\frac{B_o}{B_{oi}}$ | Contrazione dell'olio per riduzione di pressione da P_o a P | $\frac{Bbl @ P}{Bbl @ P_o}$ |
| C | Costante, $\frac{1000 Pa Tr}{5,615 Za Ta}$ | |
| C_1 | Costante, $\frac{(PI)_i (\mu_o)_i (V/V_s)_i}{(Ko)_i}$ | |
| G_r | Gas cumulativo che viene prodotto in superficie e che proviene dalla zona ad olio dove è mobile. | M SC F |
| ΔG_r | Gas prodotto nell'intervallo di tempo e che proviene dalla zona ad olio dove è mobile. | M SC F |
| G_i | Gas cumulativo iniettato in giacimento. | M SC F |
| G_l | Gas liberato da una unità di volume di olio in condizioni originali per liberazione differenziale = $\frac{R_{si} - R_s}{B_{oi}}$. | $\frac{SC F}{Bbl \text{ olio @ P e Tr}}$ |
| ΔG_l | Gas liberato dall'unità di volume di olio in condizioni originali durante il periodo di produzione da $(n-i)$ a n. | $\frac{SC F}{Bbl \text{ olio @ P e Tr}}$ |
| G_r | Gas restante in giacimento quando la pressione è diminuita a P. | M SC F |
| G_{tn} | Gas cumulativo liberato in giacimento da P_o a P_n . | M SC F |
| k_{rg} | Permeabilità relativa al gas. | |
| k_{ro} | Permeabilità relativa all'olio | |

| | | |
|--------------|---|--|
| N | Olio originalmente in posto | STB |
| N_p | Olio cumulativo prodotto | STB |
| ΔN_p | Olio prodotto da (n - 1) a (n) | STB |
| P | Pressione media del giacimento | psi |
| P_1 | Pressione originale di giacimento | psi |
| PI | Indice di produttività media alle condizioni di pressione P | STB/giorno/PSI |
| $(PI)_1$ | Indice di produttività originale | STB/giorno/PSI |
| q_{al} | Media totale delle portate permesse | STB/giorno |
| q_{ca} | Capacità massima di produzione del giacimento | STB/giorno |
| r | Frazione del gas prodotto riiniettato | |
| R_d | Rapporto gas di soluzione-olio di produzione | SCF — STB |
| R_f | Rapporto gas libero-olio di produzione | SCF — STB |
| R_p | Rapporto gas-olio di produzione | SCF — STB |
| R_s | Gas di soluzione alla pressione P | SCF — STB |
| R_{si} | Gas di soluzione originale | SCF — STB |
| S_g | Saturazione in gas | Frazione |
| S_o | Saturazione in olio | Frazione |
| S_w | Saturazione in acqua | Frazione |
| S_{wc} | Saturazione in acqua connata | Frazione |
| SPI | Indice di produttività specifica | STB/giorno/ F_t |
| Δt | Intervallo di tempo di produzione | giorni |
| TCI | Intervallo totale in produzione (di giacimento) | F_t |
| v | $\frac{1000}{5,615}$ B_g fattore di volume del gas @ P | $\frac{B \text{ gas @ P}}{MCF \text{ gas @ SC}}$ |

SEZIONE V - ANALISI DEI GIACIMENTI A SPINTA DI GAS DI SOLUZIONE

V.1 CARATTERISTICHE DI COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO

La spinta del gas di soluzione (dissolved gas drive) dipende principalmente dalla forza di espansione del gas di soluzione nell'olio di strato che spiazza l'olio stesso quando la pressione nel giacimento diminuisce.

Come indicato in fig. 1, il giacimento consiste in una zona d'olio che mantiene un volume costante, mentre la produzione procede. Non esiste fluido oltre i limiti della zona olio. Di conseguenza la pressione nella zona ad olio non è mantenuta da un flusso di fluido entrante in giacimento, come nel caso dei meccanismi a gas cap e a water drive.

La fig. 2 indica la storia della pressione e produzione di un gruppo di giacimenti a dissolved gas drive. L'efficienza di recupero per tale tipo di spinta non varierà ampiamente, tuttavia sarà influenzata dalle:

- caratteristiche della sabbia e del fluido;
- dall'entità della segregazione gravitazionale che si verifica fra olio e gas di soluzione, che si libera dall'olio, col diminuire della pressione.

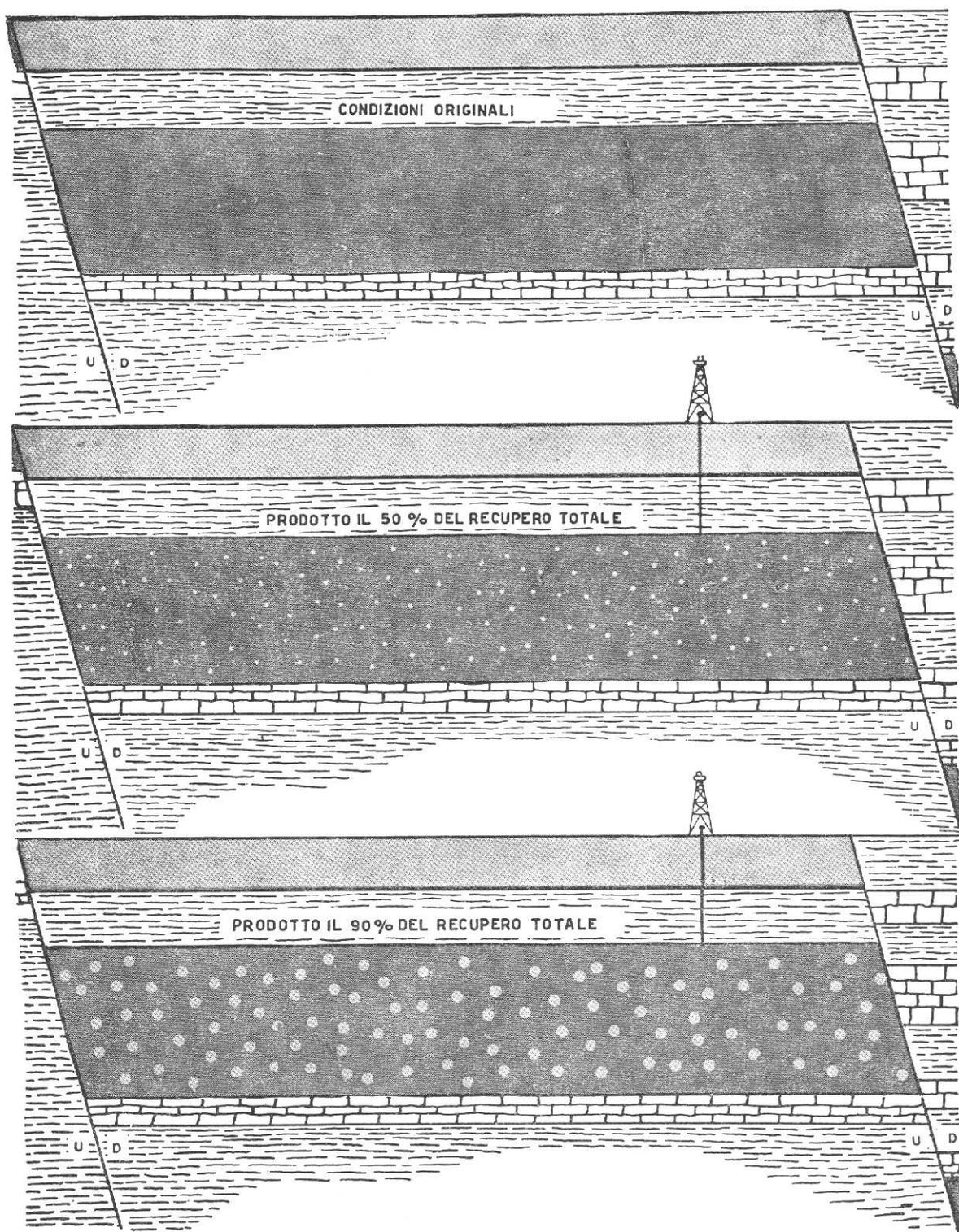


Fig.1

Giacimento a spinta di gas di soluzione.
 Si illustra come l'energia per la produzione provenga soltanto dalla espansione dell'olio e del suo gas di soluzione

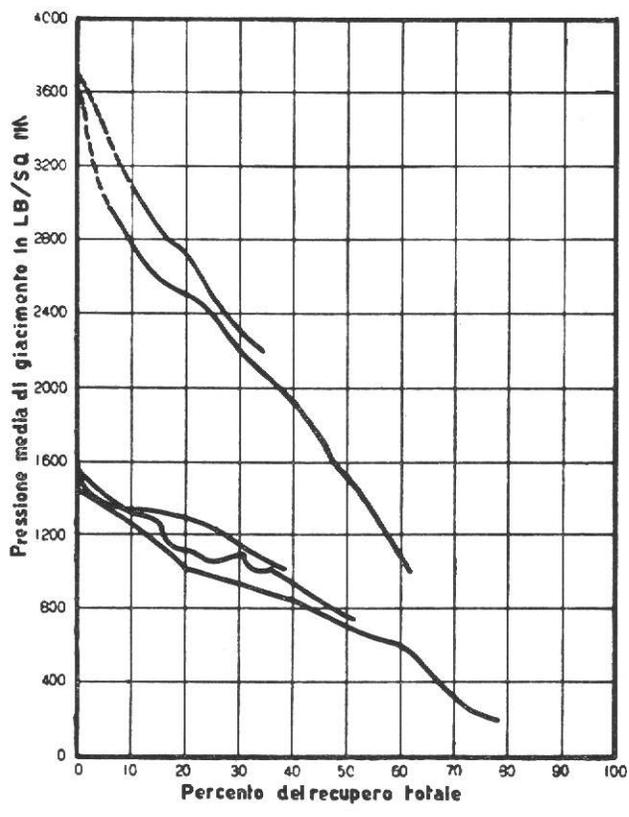


Fig. 2
Relazione tra la pressione di giacimento ed il recupero per alcuni giacimenti tipici che producono per spinta di gas di soluzione

V.2 CARATTERISTICHE DEI GIACIMENTI A SPINTA DI GAS DI SOLUZIONE

2.1 Definizione

Un giacimento a dissolved gas drive è definito come quello in cui la sorgente predominante di energia per la produzione di olio, risulta dalla liberazione e conseguente espansione del gas originalmente in soluzione nell'olio. Le caratteristiche più significative del dissolved gas drive sono le seguenti:

- La pressione di giacimento declina continuamente a mano a mano che l'olio è prodotto. L'abbandono del giacimento si verifica quando la pressione differenziale, fra il giacimento e il pozzo, non è più sufficiente a dare una produzione in quantità commercialmente conveniente.
 - a) Come conseguenza del declino di pressione, solo una frazione della produzione fluisce spontaneamente; il resto deve essere prodotto con sollevamento artificiale.
 - b) Se il giacimento è sfruttato in base alla sua capacità produttiva, la portata di produzione declina continuamente dopo aver terminato di perforare tutti i pozzi di coltivazione. Questo declino può avere inizio anche molto prima che tutti i pozzi di coltivazione siano stati perforati e viene messo in evidenza col declino di potenziale dei pozzi singoli.
- Il rapporto gas-olio può essere basso inizialmente, ma in breve esso aumenta fino a un massimo che è di parecchie volte superiore al valore iniziale, per poi declinare come indicato in fig. 1 A.

L'aumento nel rapporto gas-olio si verifica in tutti i pozzi indipendentemente dalla loro ubicazione o dal loro completamento. Il rapporto gas-olio non può essere ridotto con operazioni di intervento o di ricompletamento.
- Pochissima acqua viene prodotta dal giacimento.
- Il recupero finale di solito va dal 5 al 30 % dell'olio originalmente in posto.

2.2 Condizioni di esistenza del meccanismo

Se il giacimento non ha associato un gas cap apprezzabile e non ha un water drive, allora il dissolved gas drive sarà il meccanismo principale che governerà il comportamento del giacimento. Questo tipo di drive è ad esaurimento (depletion type) poichè vi è una piccolissima azione spiazzante la parte dell'acqua e del gas libero presenti. È spesso possibile aumentare i bassi recuperi ottenuti con questo tipo di drive per mezzo di alcune forme di mantenimento della pressione, come l'iniezione di gas e acqua. Simile operazione, anche se tale da portare a maggiori recuperi rispetto al dissolved gas drive, è di solito meno redditizia rispetto allo spiazzamento di un water drive o gas cap drive naturale.

Il meccanismo per dissolved gas drive costituirà quindi il fattore predominante nella produzione di olio da un giacimento, quando siano presenti le condizioni seguenti:

- La struttura sia una trappola stratigrafica con una stratificazione che impedisce la formazione di un gas-cap per segregazione gravitazionale, quando si riduce la pressione.

- Un gas-cap e un acquifero siano assenti o di piccola entità.
- Portate alte di olio possono risultare tali da rendere inefficiente l'ingresso dell'acqua in giacimento o l'espansione del gas cap, se presenti.

Se il dissolved gas drive derivasse da una portata di erogazione eccessiva da un giacimento, avente un gas cap associato o un water drive, piuttosto che da condizioni fisiche e strutturali entro il giacimento, questa condizione dovrebbe essere riconosciuta e potrebbe esser fatto un tentativo di modificare il drive riducendo la portata di erogazione dei fluidi di giacimento, controllando i rapporti gas-olio e acqua-olio.

Quando un giacimento mostra le caratteristiche di un dissolved gas drive, è importante che i fattori che provocano questo comportamento siano determinati il più presto possibile. Se la coltivazione ha indicato una sorgente di water drive in presenza o meno di un gas cap associato, l'efficienza del water drive può essere stimata applicando il Volumetric Balance al giacimento.

Assumendo che l'olio e il gas originariamente, in posto, i dati di pressione e di produzione usati nel Volumetric Balance siano corretti, le erogazioni di olio e gas dovrebbero essere uguali alle espansioni delle zone olio e gas, se non è presente il water drive.

2.3 Meccanismo di produzione

Prima che un pozzo sia perforato, in un giacimento di questo tipo, l'olio e il suo gas di soluzione esistono in unica fase liquida nei pori della sabbia alla pressione originale. Quando un pozzo penetra in giacimento ed è messo in produzione, si crea un'area di pressione ridotta nelle vicinanze del pozzo; questa riduzione di pressione provoca la liberazione del gas dall'olio.

Il gas si espande nelle immediate vicinanze del pozzo forzando una parte dell'olio entro il pozzo ove la liberazione del gas di soluzione continua con l'ulteriore riduzione di pressione che si ha fino alla superficie. Il processo continua, finchè si stabilisce attorno al pozzo un gradiente di pressione, saturazione, permeabilità, viscosità, densità, velocità e volume di gas in soluzione, costanti.

Per rendere possibile un'espressione analitica del comportamento del giacimento in funzione della variazione di queste proprietà con il declino di pressione, si assume che esistano in giacimento condizioni medie uniformi. Ciò significa che saturazioni rispettive in gas e olio, permeabilità, viscosità, densità, pressione di giacimento e volume di gas in soluzione sono tutte assunte di valore uniforme attraverso il giacimento ad ogni particolare stadio della coltivazione.

La distribuzione uniforme della fase gassosa è indicata in fig. 1 cap. V. 1.

Una produzione continua di olio dà luogo a un declino ulteriore di pressione, altro gas di soluzione è liberato dall'olio restante in giacimento, riducendo di conseguenza la saturazione in olio e aumentando quella in gas.

Ad una certa saturazione in gas, di solito compresa tra lo 0 ed il 10 %, una parte del gas liberato in giacimento comincia a fluire nello spazio poroso insieme con l'olio. La saturazione in gas, alla quale il gas libero comincia a fluire, viene detta *saturazione di equilibrio* o saturazione critica.

Se la sabbia ha una buona permeabilità verticale o se la struttura ha una considerevole pendenza, il gas libero che fluisce può avere la tendenza di raggiungere la parte alta della struttura per creare un gas cap che, con la sua espansione, tende a

ridurre il declino di pressione più efficacemente dell'espansione del gas disperso nella zona olio e quindi ad aumentare il recupero finale.

Se le caratteristiche della struttura e delle sabbie sono tali che il gas fluente non può salire verticalmente, oppure se la velocità di produzione è così rapida che il gas non può segregarsi verticalmente, allora esso sarà prodotto con l'olio.

La quantità di gas libero che è prodotta varierà con il rapporto $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$, che rap-

presenta la permeabilità relativa della sabbia al gas, divisa per la permeabilità relativa della sabbia al flusso di olio e varierà con il rapporto della viscosità del-

l'olio alla viscosità del gas $\frac{\mu_o}{\mu_g}$.

Il valore della permeabilità relativa per ogni particolare fluido è influenzato grandemente dalla distribuzione di tutti i fluidi nel sistema. L'entità della saturazione in acqua connata ha solo un effetto trascurabile sulla forma della curva

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$$

Ciò significa che il rapporto $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$, per una particolare sabbia, è principalmente

una funzione della saturazione totale in liquido.

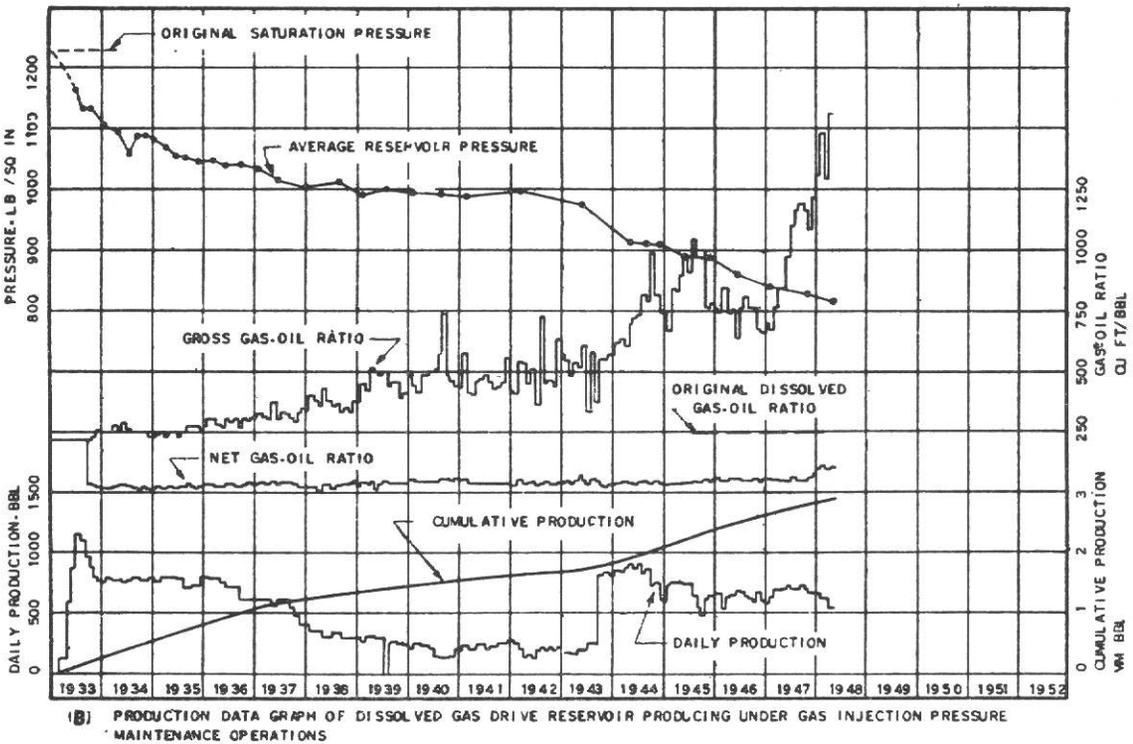
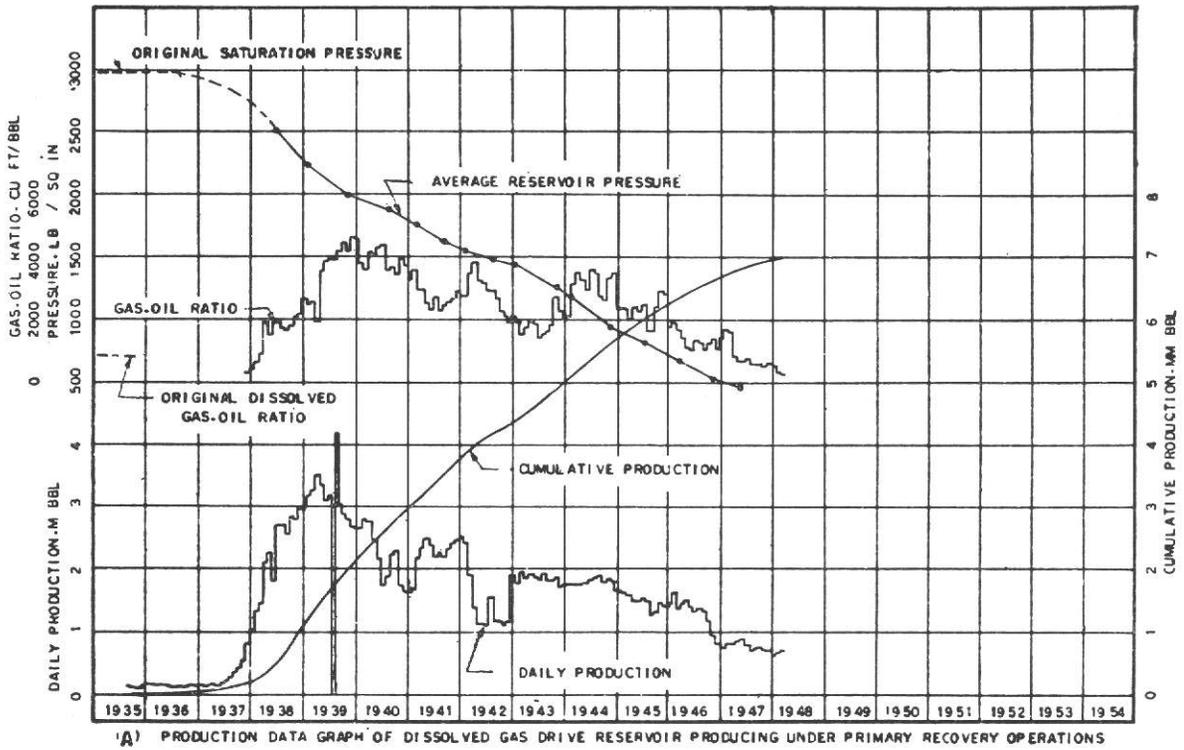


Fig. 1 (A-B)

Grafico di produzione per giacimenti a spinta di gas di soluzione, che illustra il comportamento nelle operazioni di recupero primario e di mantenimento della pressione

V.3 FATTORI CHE INFLUENZANO IL RECUPERO

Il recupero di olio con il dissolved gas drive dipende dalle caratteristiche della sabbia e dei fluidi contenuti in essa. In pratica il limite di recupero è raggiunto quando la saturazione in gas nella sabbia ha raggiunto dal 20 al 30 % dello spazio poroso.

3.1 Saturazione in olio e gas

La limitazione più seria al recupero finale di olio da un giacimento che produce con dissolved gas drive è quella per cui, dopo aver prodotto una quantità di olio relativamente piccola, si verifica, con l'aumento di saturazione in gas, un forte aumento dei rapporti gas-olio.

Di conseguenza, in giacimenti di questo tipo, il gas e la pressione vengono esauriti prima che una grande parte di olio venga prodotto e pertanto, da un certo momento in poi, non vi è altra energia di produzione che la gravità.

Quindi, il dissolved gas drive è considerato fundamentalmente un meccanismo poco efficiente.

Come conseguenza diretta del basso recupero, resta in giacimento dopo l'esaurimento dell'energia primaria, un'apprezzabile quantità d'olio. Questo olio può essere recuperato solo con operazioni (di recupero) secondarie, che spesso conducono a investimenti superiori al costo originale di coltivazione.

3.2 Acqua connata

Maggiore è la saturazione in acqua connata originale e minore sarà la quantità di spazio poroso disponibile per l'olio.

È stato trovato sperimentalmente nella produzione di olio per dissolved gas drive, che, indipendentemente dalla quantità di acqua originalmente presente, la saturazione in fluido totale (olio più acqua) è sensibilmente costante all'esaurimento. Questa saturazione finale in media è del 70 %.

Se la saturazione in acqua connata originale è piuttosto alta, meno olio sarà presente, ma la saturazione residua in olio sarà minore all'esaurimento. Questo darà luogo ad un recupero *percentuale* più alto.

In generale l'acqua connata, nelle percentuali comunemente incontrate, ha poca influenza sul recupero di olio per dissolved gas drive, anche se il recupero percentuale dipende dalla quantità d'acqua connata presente nelle sabbie.

3.3 Viscosità dell'olio

La viscosità dell'olio ha una influenza apprezzabile sul recupero per dissolved gas drive.

Per una data saturazione, i rapporti gas-olio varieranno in proporzione diretta con la viscosità dell'olio; quindi con olii viscosi, il gas viene esaurito più rapida-

mente. Per indicare l'influenza approssimata della viscosità sul recupero, la fig. 1 è stata calcolata in base a dati attendibili. Si può osservare che piccole differenze in viscosità non hanno una grande influenza sul recupero, ma grandi differenze possono portare a variazioni del 50 %.

3.4 Shrinkage

Lo shrinkage dell'olio residuo dovuto alla liberazione del gas di soluzione si manifesta con una variazione della saturazione in olio che non corrisponde alla produzione di olio.

L'effetto dello shrinkage è di procurare recuperi più bassi a pressioni di saturazione alte e l'effetto aumenta con l'aumentare del gas di soluzione. La quantità di olio recuperato è governata principalmente dalla saturazione residua in fluidi nella sabbia.

3.5 Gas in soluzione

La quantità di gas di soluzione, che dipende dalla pressione di saturazione, influisce sia sulla viscosità che sullo shrinkage. Inoltre è stato trovato che una quantità sufficiente di gas è di solito in soluzione negli olii saturi, anche a pressioni piuttosto basse, per espellere quantità notevoli di olio a pressione ridotta.

Che la quantità di gas in soluzione non abbia una grande influenza, può essere spiegato nel modo seguente: durante i primi tempi della produzione, la permeabilità relativa al gas è bassa e quella all'olio è alta. Di conseguenza la liberazione di una piccola quantità di gas può rapidamente espellere l'olio. Tuttavia, quando la saturazione in gas ha raggiunto il 10-20 %, la permeabilità al gas aumenta grandemente mentre quella all'olio diminuisce. Quindi sono richieste grandi quantità di gas per spiazzare una piccola quantità di olio dopo che la saturazione in olio è stata ridotta. Di conseguenza la quantità di gas in più in soluzione ha solo un piccolo effetto sulla saturazione finale e quindi sul recupero (fig. 2).

3.6 Proprietà della roccia

La porosità delle rocce non ha influenza sul recupero percentuale o sulla saturazione residua all'esaurimento.

Sebbene la permeabilità sembra non abbia effetti diretti se non sulla saturazione in acqua connata e sulle relazioni relative fra saturazione e permeabilità, essa è importante perchè governa la massima portata di produzione dei pozzi e quindi influisce sul recupero ottenibile al limite economico di produzione.

3.7 Segregazione gravitazionale

Il comportamento di un dissolved gas drive può esser modificato, se le condizioni di produzione siano tali da permettere la segregazione verticale di olio e gas nel giacimento. Le condizioni necessarie per una segregazione verticale estesa sono,

in generale, strati potenti e fortemente inclinati e alta permeabilità verticale (fratture).

I vantaggi che se ne ottengono derivano dal fatto che se i pozzi sono opportunamente ubicati e completati e condotti in maniera appropriata, l'olio può esser prodotto da una regione ad alta saturazione in olio e a bassa saturazione in gas nella parte bassa della struttura, mentre il gas può restare trattenuto nella parte alta ed essere quindi escluso dai pozzi produttivi.

La segregazione non comincia finchè olio e gas non sono in grado di fluire o prima che la saturazione in gas non raggiunga quella di equilibrio. Ciò significa che la segregazione gravitazionale diviene più pronunciata più tardi nella vita del giacimento.

3.8 Portata di produzione

Le variazioni del rapporto gas-olio con la portata di produzione sono state osservate di frequente in pozzi che producono per dissolved gas drive anche senza nessuna comunicazione con sorgenti di gas libero (gas cap).

L'osservazione comune è che il rapporto gas-olio si riduce aumentando la portata d'olio da zero, raggiunge un minimo in corrispondenza di una certa portata e poi aumenta di nuovo con un ulteriore aumento della portata di olio.

La fig. 3 indica i rapporti gas-olio osservati durante brevi prove in corrispondenza di varie portate da un pozzo tipico. Si ricorda che il rapporto gas-olio in una sabbia a olio è determinato dalla pressione, dalla permeabilità relativa al gas e olio, la quale a sua volta è legata alle saturazioni, e alle viscosità del gas e dell'olio.

Poichè le viscosità del gas e olio non variano molto con la pressione, ci si deve aspettare che qualunque cambiamento nel rapporto gas-olio, che accompagna variazioni nelle portate di produzione o della pressione di fondo, debba essere dovuto prevalentemente sia all'effetto della pressione sia alle variazioni di saturazione attorno al pozzo.

Gli sforzi per calcolare questo effetto con precisione, non hanno avuto successo; tuttavia i calcoli hanno indicato che il rapporto gas-olio è legato principalmente al grado di svuotamento del giacimento e non dipende dalla portata di produzione, eccetto che per il fatto che la portata di produzione influisce sulla segregazione verticale di olio e gas. Appare evidente perciò, che le variazioni dei rapporti gas-olio osservate sono dovute a condizioni che si stabiliscono temporaneamente, nelle immediate vicinanze del pozzo e che probabilmente non hanno alcun significato riguardo al comportamento del giacimento.

Sebbene le condizioni variabili durante il depletion siano così complesse da rendere impossibile una analisi matematica rigorosa, possono esserne dedotte alcune conclusioni:

- Un forte salto di pressione al fondo pozzo, risultante da elevate portate di produzioni tende a ridurre il rapporto gas-olio fintanto che si raggiunga la costanza della saturazione di gas attorno al pozzo.
- L'area drenata dal pozzo dipende da un numero di variabili complesse ma varia approssimativamente col tempo di produzione del pozzo ed è essenzialmente indipendente dalla portata del pozzo.

Nel considerare gli effetti della portata sul rapporto gas-olio, alla luce del probabile recupero finale che può essere ottenuto, occorre ricordare che la segrega-

zione gravitazionale dell'olio e del gas porta a recuperi elevati, ma una segregazione adeguata non può aver luogo con portate troppo elevate.

A causa delle forze capillari, l'olio oppone una certa resistenza ad abbandonare la sabbia in particolare quando le portate sono assai ridotte.

Si ritiene tuttavia che le portate alle quali le forze capillari hanno un effetto apprezzabile sul rapporto gas-olio siano probabilmente inferiori a quelle di solito usate in pratica.

La posizione della scarpa del tubing nel pozzo può avere un effetto apprezzabile sulla relazione del rapporto gas-olio con la portata di alcuni pozzi. Il tubing fissato vicino al fondo del pozzo tende a diminuire il rapporto a basse portate, mentre, se fissato al di sopra delle sabbie, può portare, con alte portate, ad alti rapporti gas-olio.

Se ne conclude che la relazione G.O.R.-portata, non è un indice soddisfacente per indicare l'efficienza produttiva di un pozzo e la pratica comune di considerare come portata optimum quella che dà inizialmente il minor G.O.R. non ha senso.

V.5 PROCEDIMENTO PER L'ANALISI DEI GIACIMENTI A SPINTA DI GAS DI SOLUZIONE

5.1 Base per l'analisi

Conoscendo la relazione fra la saturazione in olio e le permeabilità relative all'olio e al gas, è possibile calcolare l'andamento futuro della pressione e del rapporto gas-olio per pozzi produttori da un giacimento a dissolved gas drive, considerando il flusso attraverso la formazione come una successione di condizioni di flusso istantaneo permanente. Per semplificare i calcoli senza influenzare materialmente i risultati, si suppone che l'olio sia prodotto con pressioni differenziali trascurabili a fondo pozzo e che la pressione e la saturazione attraverso il giacimento siano uniformi. Inoltre si assume che il flusso sia attraverso strati orizzontali omogenei, che non si verifichi segregazione gravitazionale, e che non esista un gas cap o un water drive.

5.2 Comportamento del giacimento durante le operazioni di recupero primario

Il giacimento a dissolved gas drive è un giacimento completamente isolato da entrata d'acqua o di gas e produce per un processo di depletion del gas di soluzione. In alcuni casi può esservi un acquifero ma di dimensioni ridotte e tale che la sua espansione sia irrilevante. In questi tipi di giacimento, la pressione cade rapidamente, i rapporti gas-olio bassi in principio, aumentano rapidamente fino a un valore massimo che è molte volte superiore al rapporto originale, per poi diminuire di nuovo. Il recupero da un giacimento a dissolved gas drive per recupero primario ed in caso di effetto gravitazionale trascurabile, varia dal 5 al 30 % dell'olio originalmente in posto.

Prima dell'introduzione della tecnica della conservazione della pressione e della limitazione delle portate, i pozzi producevano con la loro capacità massima. La capacità produttiva inizialmente era altissima, dipendendo dalla pressione, dalla viscosità dei fluidi e dalle condizioni meccaniche del completamento.

La produzione di gas non veniva registrata e ciò ha impedito che studi accurati venissero fatti su questi campi. Durante quel periodo per determinare il valore dei pozzi e dei campi, le riserve e il recupero venivano stimati in base al « metodo delle curve di declino della produzione ». Questo metodo dipende dalla possibilità che si stabilisca un andamento declinante in funzione del tempo o della produzione cumulativa. Le portate di produzione future, la produzione cumulativa e il tempo di abbandono possono essere determinati con l'estrapolazione delle curve di declino. Si preferisce usare carta semilog che rappresenta con maggior precisione il declino reale.

L'avvento delle proration alterò le pratiche di produzione perchè con la limitazione delle portate occorrono molti anni prima che la capacità produttiva diminuisca al di sotto dei valori di portata permessi (allowable). Questo fatto eliminò virtualmente il metodo delle curve di declino della produzione per la determinazione delle riserve recuperabili usato fin dall'inizio, per i giacimenti a dissolved gas drive, a causa della mancanza di declino effettivo nella prima parte della vita produttiva del pool.

L'efficienza del recupero da un giacimento a dissolved gas drive dipende dalla efficienza dello spiazzamento dell'olio da parte del gas quando esso si libera dalla soluzione, si espande e fluisce verso i pozzi.

La relazione tra il flusso simultaneo di olio e di gas in un giacimento è nota come la relazione sulla permeabilità relativa. Con i dati di permeabilità relativa misurati in laboratorio sulle carote, Babson e Muskat dimostrarono che potevano essere calcolati il comportamento del giacimento (includendo la pressione), l'andamento del rapporto gas olio e il recupero.

Il metodo di studio per i giacimenti a dissolved gas drive che qui viene spiegato è un tipo di volumetric balance in cui le variazioni nelle saturazioni in fluido del giacimento, che si verificano con la produzione, sono computate in base alla relazione fra le permeabilità relative della formazione.

5.3 Derivazioni delle equazioni (recupero primario)

La produzione di olio da un giacimento a dissolved gas drive lascia un vuoto nello spazio poroso nel quale il gas si libera dall'olio con la caduta di pressione. Dopo che un certo piccolo quantitativo di olio è prodotto dal giacimento, l'aumento nella saturazione di gas oltre la saturazione di equilibrio dà luogo ad alti rapporti gas-olio. Come conseguenza il gas fluisce facilmente e, sia il gas, che la pressione si esauriscono, prima che una gran parte dell'olio originalmente in posto venga prodotto. In condizioni di esaurimento della pressione, sarà presente un'elevata saturazione in olio residuo. Quest'olio è privo del suo gas e potrà aver subito un alto shrinkage. Una parte di quest'olio potrà essere recuperato solo con recuperi secondari che spesso richiedono grandi investimenti di capitali.

Se il gas prodotto viene misurato e registrato in un giacimento a dissolved gas drive l'efficienza del recupero di olio può essere determinata direttamente, perchè la quantità cumulativa di gas prodotto in condizioni di depletion rappresenta il gas disciolto in tutto l'olio originale nel giacimento meno la piccola quantità restante in giacimento come saturazione in gas ed una parte disciolta nell'olio restante.

Il contenuto in acqua connata deve essere naturalmente noto per permettere la determinazione dell'olio in posto dai dati geologici. Tuttavia in un giacimento a dissolved gas drive, quest'acqua connata non si muove in condizioni normali e quindi non ne influenza il meccanismo e il comportamento, se non indirettamente, in quanto può agire sulle relazioni fra le permeabilità relative.

La quantità di acqua connata ha, tuttavia, una relazione diretta con la saturazione in olio nello spazio poroso e anzi ne determina la quantità nella roccia, per una data porosità.

La relazione fra le saturazioni per una unità di volume di spazio poroso è data in qualunque momento dalla relazione generale seguente:

$$S_o = 1 - S_{wc} - S_g \quad (1)$$

ove

S_o = saturazione in olio, frazione spazio poroso totale piena di olio;

S_g = saturazione in gas, frazione spazio poroso totale piena di gas;

S_{wc} = acqua connata, frazione spazio poroso totale piena di acqua connata.

Si assume che inizialmente tutto lo spazio poroso nel giacimento sia pieno di olio e acqua connata.

Quando un volume N_p di olio è prodotto dal giacimento, la pressione cade da P_i a un valore minore P . La condizione di saturazione nel giacimento cambia a causa della produzione, e per confrontare le variazioni di saturazione riferendosi ad una pressione comune, in modo che possa determinarsi il recupero percentuale, bisogna tener presente lo shrinkage B_o/B_{oi} dell'olio, quando la pressione si è ridotta al valore P .

Consideriamo un volume unitario (fig. 1) alla pressione iniziale di giacimento P_i . Esso avrà una saturazione S_{wc} in acqua e una S_o in olio, non essendoci ancora gas libero

$$\begin{aligned} S_o + S_{wc} &= 1 \\ S_o &= 1 - S_{wc} \end{aligned}$$

Se ora si prende come riferimento e si pone eguale ad 1 il volume occupato dal solo olio S_o , si avrà:

$$\frac{S_o}{S_o} = 1 = \frac{1 - S_{wc}}{1 - S_{wc}}$$

Diminuendo la pressione in seguito alla produzione da P_i a un valore P , un volume S_g di gas si libererà dall'olio ed il volume di olio alla pressione P sarà S . Essendo B_o/B_{oi} il fattore di shrinkage differenziale sarà:

$$S = \frac{S_o}{B_o/B_{oi}} \quad (2)$$

Il rapporto di tale volume a quello inizialmente occupato dall'olio, tenendo conto della relazione $S_o = 1 - S_{wc}$, sarà:

$$\frac{S_o}{(1 - S_{wc}) B_o/B_{oi}} \quad (3)$$

Esso rappresenta l'olio, per unità di volume di olio in condizioni originali, quando nel giacimento la pressione va da P_i a P .

Di conseguenza, il recupero percentuale di olio sarà:

$$\frac{N_p}{N} = 1 - \frac{S_o}{(1 - S_{wc}) B_o/B_{oi}} \quad (4)$$

da cui

$$N_p = N \left[1 - \frac{S_o}{(1 - S_{wc}) B_o/B_{oi}} \right] \quad (5)$$

è la relazione che lega la saturazione in olio alla produzione cumulativa, quando la pressione è P .

5.4 Liberazione del gas nel giacimento

La liberazione del gas dall'olio è misurata in laboratorio su campioni di fondo o su campioni « ricombinati » di superficie.

I dati sono diagrammati (vedi fig. 2) per dare le informazioni necessarie allo studio dei giacimenti a dissolved gas drive.

Facendo riferimento alla fig. 2, G_1 rappresenta il gas liberato per separazione differenziale espresso in piedi cubici in S.C. per barile di olio alla pressione di saturazione e temperatura di giacimento, quando la pressione, dal suo valore originale N_{mc} di gas

P_1 scende al valore P (o in $\frac{N_{mc} \text{ di gas}}{\text{mc di olio}}$).

Il valore G_1 è legato al valore R_s che rappresenta il gas in soluzione espresso in piedi cubici per barile di olio in condizioni S.T., dalla relazione

$$G_1 = \frac{(R_{s1} - R_s)}{B_{oi}} \quad (1)$$

I laboratori forniscono R_s o G_1 in funzione della pressione, tuttavia data la semplice relazione è facile passare da un valore all'altro e pertanto sarà facile, se desiderato, trasformare le formule indicate sostituendo a G_1 il valore indicato dalla (1).

Durante la produzione di una frazione di olio N_p , da un giacimento, una quantità di gas viene liberata in giacimento sia dall'olio prodotto sia dall'olio restante in giacimento ad una certa pressione P_1 .

L'olio prodotto, non lo è tutto alla stessa pressione P ma a pressione che man mano scende da P_1 a P e, mentre il primo barile prodotto libera tutto il gas di soluzione in superficie, l'ultimo barile necessario per raggiungere la pressione P produce G_1 piedi cubici in giacimento ed il resto in superficie. Assumendo quindi un andamento lineare della curva del G_1 in funzione della pressione, si può immaginare che tutto l'olio prodotto si comporti come se esso fosse prodotto alla pressione

$$P_m = \frac{P_1 + P}{2}$$

liberando in giacimento la quantità di gas $\frac{\Delta G_{11}}{2}$ ed in superficie il resto.

Quindi si ha che l'olio prodotto durante il primo periodo di produzione fino al ristabilimento dell'equilibrio nelle saturazioni, libera in superficie

$$\Delta N_{p1} \left[\left(R_{s1} - \Delta G_{11} B_{oi} \right) + \left(B_{oi} \frac{\Delta G_{11}}{2} \right) \right]$$

di gas e ne lascia in giacimento un quantitativo $\Delta N_{p1} B_{oi} \frac{\Delta G_{11}}{2}$.

Inoltre l'olio restante $(N - \Delta N_{p1})$ in giacimento libera altro gas pari a $(N - \Delta N_{p1}) B_{oi} \Delta G_{11}$ (2)

Ripartendo dalle condizioni di equilibrio di saturazione, supponiamo di avere un secondo periodo di produzione di ΔN_{p2} barili di olio da P_1 a P_2 .

Analogamente il gas si libera in giacimento sia dall'olio prodotto che da quello restante e varrà

$$\Delta N_{p2} B_{oi} \frac{\Delta G_{12}}{2} + (N - \Delta N_{p1} - \Delta N_{p2}) B_{oi} \Delta G_{12}$$

Inoltre l'olio prodotto libera in superficie del gas

$$\Delta N_{p2} (R_{si} - \Delta G_{12} B_{oi}) + \Delta N_{p2} B_{oi} \frac{\Delta G_{12}}{2}$$

ed oltre a questo fluisce anche il gas libero ΔG_{12} , liberatosi precedentemente in giacimento, se la saturazione in gas supera il suo valore di equilibrio durante il periodo di produzione.

Il gas totale cumulativo liberato entro il giacimento durante il primo periodo di produzione è:

$$G_{t1} = \frac{\Delta G_{11} B_{oi}}{1000} \left[N - N_{p1} + \frac{\Delta N_{p1}}{2} \right] \quad (3)$$

$$\frac{\text{Mcf @ SC}}{\text{da } P_i \text{ a } P_1} = \frac{1000 \text{ cu.ft SC}}{B_{olio @ } P_i} \cdot \frac{B_{olio @ } P_i}{B_{STO}} \cdot B_{STO}$$

Il gas totale cumulativo liberato in giacimento dall'olio prodotto fino alla fine del 2° periodo è:

$$G_{t2} = G_{t1} + \frac{\Delta G_{12} B_{oi}}{1000} \left[N - N_{p2} + \frac{\Delta N_{p2}}{2} \right]$$

Il gas totale cumulativo liberato entro il giacimento alla fine di qualunque periodo di produzione dopo il primo è dato dalla seguente forma generalizzata di equazione:

$$G_{tn} = G_{t(n-1)} + \frac{\Delta G_{1n} B_{oi}}{1000} \left[N - N_{pn} + \frac{\Delta N_{pn}}{2} \right] \quad (4)$$

La 5.4.4 è applicabile a tutte le condizioni di saturazione di gas al disopra e al di sotto la saturazione di equilibrio di gas perchè ha a che fare solo col gas liberato entro il giacimento che a pressione più alta era in soluzione nell'olio.

5.5 Gas libero in movimento

Dopo che la pressione di giacimento cade al disotto della pressione di saturazione, la saturazione di gas libero nel giacimento sale da zero in condizioni originali fino a una quantità finita. Anche se l'olio si muove verso il pozzo, questo gas non si muove finchè la sua saturazione non raggiunge quella di equilibrio quando le bolle di gas si uniscono formando una fase continua e fluiscono insieme con l'olio.

Il rapporto gas-olio di erogazione, il rapporto gas di soluzione olio dell'olio prodotto, e il rapporto gas-olio totale prodotto sono schematicamente illustrati in fig. 2 e fig. 4.

La quantità di gas che fluisce ed è prodotta dipende dalla permeabilità relativa della sabbia, dal rapporto di viscosità olio-gas, dalla quantità di olio prodotto secondo la

$$\Delta G_f = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{1}{v} \Delta N_p B_{oi} = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_{oi}}{v} \Delta N_p \quad (1)$$

$$\text{mcf @ SC} = \frac{B @ P}{B \text{ STO}} \cdot \frac{B \text{ STO}}{B @ P_i} \cdot \frac{1}{B @ P} \cdot B \text{ STO} \cdot \frac{B @ P_i}{B \text{ STO}}$$

$$\text{Mcf @ SC}$$

ove:

ΔG_f = gas libero fluente e prodotto durante un periodo di produzione in Mcf @ SC;

$\frac{k_{gr}}{k_{ro}}$ = media del rapporto di permeabilità relativa fra i valori di saturazione, all'inizio e alla fine del periodo (dalla fig. 5);

$\frac{\mu_o}{\mu_g}$ = rapporto di viscosità a pressione media P durante il periodo;

$\frac{B_o}{B_{oi}}$ = Differential shrinkage @ P. $\frac{B_o}{B_{oi}} = \frac{B \text{ olio @ P}}{B \text{ olio @ } P_i}$;

$v = \frac{\text{Bbls di gas @ P}}{\text{Mcf di gas @ SC}}$;

ΔN_p = Produzione di olio durante il periodo;

$B_{oi} = \frac{\text{Bbls di olio @ } P_i}{\text{Bbls di olio @ STO}}$.

L'equazione generale che esprime la produzione cumulativa di gas libero è:

$$G_{fn} = G_{f(n-1)} + \Delta G_{fn} \quad (2)$$

ove:

$G_{f(n-1)}$ = gas prodotto fino all'istante n-1;

ΔG_{fn} = gas prodotto dall'istante n-1 all'istante n;

G_{fn} = gas cum. fluito dal giacimento nell'intervallo di tempo n ÷ (n-1) in Mcf @ SC.

Le relazioni di permeabilità relativa usate sono ottenute dal diagramma del rapporto della permeabilità relativa al gas e della permeabilità relativa all'olio in funzione della saturazione in olio della roccia.

Il rapporto di permeabilità relativa è talvolta diagrammato in funzione della saturazione olio (fig. 5).

La relazione di viscosità usata è ottenuta da un diagramma del rapporto della viscosità dell'olio alla viscosità del gas come funzione della pressione di giacimento come illustrato in fig. 6.

Un diagramma di $\frac{B_o}{B_{oi}}$ in funzione della pressione di giacimento è illustrato in fig. 7, e un diagramma del fattore di conversione del gas in funzione della pressione è in fig. 8. Questa curva è basata sui dati della curva di comprimibilità del gas per il gas liberato (fig. 9).

5.6 Gas restante nel giacimento

La quantità di gas che rimane in un giacimento dopo che la pressione è diminuita e che riempie lo spazio lasciato libero dall'olio, si determina facendo la differenza fra il gas totale liberato in giacimento dato dall'equazione 5,4 (4) e il gas totale che è fluito come gas libero dato dalla equazione 5,5 (2):

$$G_r = G_t - G_f \quad (1)$$

ove:

G_r = Mcf @ SC di gas restante in giacimento.

Prima che la saturazione in gas nel giacimento abbia raggiunto l'equilibrio, il gas totale restante G_r è uguale al gas totale liberato G_t , perchè il gas fluito G_f è zero.

Il gas restante nel giacimento può anche essere considerato come la saturazione media in gas nello spazio poroso totale originalmente occupato dall'olio come segue:

$$G_r v = \frac{S_g N B_{oi}}{1 - S_{we}} \quad (2)$$

(B @ P)

ove:

v = gas conversion factor.

Ricombinando le equazioni mettendole in funzione della pressione invece che della saturazione per facilitare i calcoli si ha:

$$G_r v = \frac{p_a 1000 T_r Z_r G_r}{Z_a T_a 5,615 P} = \frac{S_g N B_{oi}}{1 - S_{we}} \quad (3)$$

posto:

$$C = \text{fattore di conversione del gas} = \frac{1000 \cdot P_a \cdot T_r}{5,615 \cdot Z_a \cdot T_a} \quad (4)$$

si ottiene:

$$P = \frac{G_r C Z_r (1 - S_{we})}{S_g N B_{oi}} \quad (5)$$

ove:

P = pressione di giacimento in psia.

Abbiamo P e S_g legati da una relazione. Con le equazioni possiamo calcolare per tentativi la produzione in funzione della pressione e il Recupero in funzione di P .

5.7 Comportamento del rapporto gas-olio

Quando comincia la produzione da un giacimento a dissolved gas drive il rapporto gas-olio risulta uguale a R_{si} , rapporto tra il gas originale di soluzione e l'olio. Il rapporto è dedotto da misure di laboratorio su un campione di fondo o di superficie con olio e gas combinati. Quando la pressione si riduce e il gas si libera dalla soluzione, il gas restante in soluzione nell'olio diminuisce.

La relazione che esprime la quantità istantanea di gas disciolto nell'olio di giacimento quando questo è prodotto con una pressione di giacimento ridotta è la seguente:

$$R_s = R_{si} - \Delta G_1 B_{oi} \quad (1)$$

ove:

R_s = cu.ft/B STO, rapporto istantaneo gas di soluzione olio;

R_{si} = cu.ft/B STO, rapporto originale gas di soluzione olio;

$\Delta G_1 B_{oi}$ = gas liberato nel giacimento da olio originale equivalente a 1 B STO.

Per una saturazione in gas al disotto di quella di equilibrio il rapporto istantaneo gas-olio di produzione è uguale al rapporto istantaneo gas di soluzione olio.

Questo rapporto gas-olio è inferiore al rapporto originale gas di soluzione-olio, della quantità di gas che è stata liberata dall'olio e che rimane nel giacimento finchè non comincia il flusso di gas libero.

Per questa ragione molti giacimenti a d.g.d. producono a rapporti gas-olio bassissimi durante la fase iniziale. Quando la saturazione in gas è superiore a quella di equilibrio (pressione più bassa), il gas prodotto in superficie è composto sia dal gas di soluzione in condizioni di giacimento, sia dal gas libero uscente dal giacimento con l'olio di produzione.

Il rapporto gas libero-olio che è controllato dal rapporto di permeabilità relativa gas-olio e dal rapporto di viscosità olio-gas, è dato dalla relazione seguente:

$$R_f = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{1}{v} 1000 B_{oi} \quad (2)$$

R_f = flowing gas-oil ratio, cu.ft SC/B STO.

Il rapporto gas-olio totale di produzione è dato dalla:

$$R_p = R_s + R_f \text{ ed è misurato in} \quad (3)$$

cu.ft @ SC

B STO

Le relazioni (1) (2) (3) possono essere usate per determinare i dati di permeabilità relativa per un giacimento, in base ai dati di produzione.

Per far questo si determina R_f dalla differenza fra R_p e R_s e si sostituisce nella (2) e si ricava k_{rg}/k_{ro} .

Ciò è fatto pozzo per pozzo e la curva media si ottiene facendo la media delle singole curve. La caratteristica più importante delle curve k_{rg}/k_{ro} , risulta su una carta semi-log in una parte retta nell'intervallo di maggiore saturazione in gas. Ciò permette una facile estrapolazione, se la curva può essere determinata col calcolo lungo la porzione curva fin dopo la variazione di pendenza quando incomincia la parte retta. La fig. 10 illustra la costruzione di tale curva con i punti calcolati, raccolti in tab. 1.

5.8 Produzione in relazione al tempo

I dati di produzione di fig. (2), (4) indicano come la portata di produzione di un giacimento a d.g.d. diminuisce col tempo a mano a mano che la pressione di giacimento diminuisce al disotto della pressione originale. La diminuzione della portata rende più lunga la fase di recupero primario.

È molto utile predire il tempo di produzione, per poter effettuare la valutazione economica del giacimento.

Haider ha dimostrato che la produttività di un dato pozzo dipende dalla entità della caduta di pressione dal giacimento al pozzo. La quantità di olio prodotto in barili al giorno per psi di caduta di pressione è detta *indice di produttività (P.I.)* del pozzo (B/D/PSI).

La quantità di olio prodotta in (B/D/PSI/foot) per piede di pay è detta *indice di produttività specifico (S.P.I.)*.

Millikan ha dimostrato con i dati di produzione che indici di produttività declinanti di un giacimento sono l'indicazione di un giacimento a bassa efficienza e con meccanismo di produzione a dissolved gas drive.

Svinger e Muskat hanno stabilito che la diminuzione del S.P.I. è legata alla variazione di viscosità dell'olio, alla permeabilità relativa olio e allo shrinkage differenziale dell'olio, quando le condizioni di giacimento variano.

I vari parametri sono così legati:

$$S.P.I. = \frac{(SPI)_i (\mu_o)_i \left[\frac{B_o}{B_{oi}} \right]_i k_{ro}}{(k_{ro})_i \mu_o B_o} \quad (1)$$

ove:

SPI = indice di produttività specifico di un pozzo a pressione P_n [Bbls/day/PSI/foot];

$(SPI)_i$ = indice di prod. spec. alle condizioni di pressione originale;

μ_o = viscosità olio a P_n , cp;

$(\mu_o)_i$ = viscosità olio a P_i , cp;

$\frac{B_o}{B_{oi}}$ = fattore di shrinkage differenziale = $\frac{B @ P_n}{B @ P_i}$;

$\left[\frac{B_o}{B_{oi}} \right]_i$ = fattore di shrinkage differenziale originale (uguale a uno);

k_{ro} = permeabilità relativa olio alla saturazione in olio S_o = frazione.

Poichè i valori per tutti i fattori in condizioni originali, sono costanti, essi nella (1) possono essere raggruppati nel termine C_1 scrivendo:

$$SPI = \frac{C_1 k_{ro}}{B_o \frac{\mu_o}{B_{oi}}} \quad (2)$$

Le fig. 11 e 12 illustrano le curve di permeabilità relativa e di viscosità dell'olio per la determinazione degli indici di produttività a pressione minore di quella di saturazione.

In pratica è stato trovato che l'indice di produttività specifica nella maggior parte dei casi declina più rapidamente di quanto indichi la (2).

Babson discusse questo caso e propose *metodi di stima del declino*. Per assicurare una giusta utilizzazione dei dati dell'indice di produttività, il grado di declino dovrebbe essere controllato con i dati di campo, per poter valutare bene il fattore tempo nella previsione della produzione futura.

Il tempo necessario a produrre una data quantità di olio in futuro si stima dividendo la quantità di olio prodotto durante il periodo di produzione ΔN_p , sia per la capacità produttiva totale q_{ca} , sia per la media delle portate permesse RA (allowable), che potrebbe essere superiore. Ciò suppone che le portate permesse saranno raggiunte se possibile in un periodo di tempo Δt :

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{\bar{q}_{al}} \quad (3) \quad \text{o} \quad \Delta t = \frac{\Delta N_p}{\bar{q}_{ca}} \quad (4)$$

Δt = numero di giorni produttivi per produrre ΔN_p di olio;

\bar{q}_{al} = media totale delle portate permesse B/d;

\bar{q}_{ca} = capacità massima del giacimento B/d.

Ove la capacità produttiva sia legata ad un indice di produttività noto, si ha:

$$q_{ca} = (SPI) (TCI) \times P \quad (5)$$

ove:

TCI = somma degli intervalli di completamento in tutti i pozzi produttivi feet;

p = psig - pressione statica di giacimento.

5.9 Operazioni di mantenimento della pressione

L'applicabilità della tecnica del mantenimento della pressione di un giacimento per mezzo di iniezione di gas o di acqua dipende dalla configurazione fisica della struttura e dai fluidi presenti in essa.

Le relazioni teoriche sviluppate per definire il comportamento del giacimento durante le operazioni di recupero primario sono basate sulla ipotesi di condizioni

di uniformità delle sabbie e delle variazioni di saturazione di gas e olio con la caduta di pressione, attraverso tutto lo strato sabbioso.

Le relazioni teoriche che governano un processo di mantenimento della pressione sono legate allo spiazzamento di fluido come avviene per lo spiazzamento da parte del gas in un giacimento a gas cap drive, e dell'acqua in uno a water drive.

Un piccolo cambiamento viene apportato alle relazioni teoriche usate per il recupero primario per adattarele, con approssimazione, alla determinazione del comportamento della pressione, del G.O.R., nel caso di recupero con mantenimento della pressione.

Secondo questa tecnica i pozzi di iniezione vengono ubicati nella parte alta della formazione e devono essere disposti in modo da assicurare un'uniforme iniezione ed invasione di gas lungo il contatto gas-olio.

Il gas totale liberato nel giacimento è composto dal gas liberatosi dalla soluzione, sia dell'olio prodotto che di quello restante e del gas iniettato.

La seguente modifica alla equazione 5,4 (4) è applicabile se il gas di iniezione è ottenuto da quello di produzione.

$$G_t + G_i = (G_t + G_i)_{n-1} + \frac{B_{oi}}{1000} \Delta G_i \left[(N - N_p) + \frac{\Delta N_p}{2} \right] + r \Delta G_p$$

$$\begin{aligned} \left(\begin{array}{l} \text{gas libero +} \\ \text{gas iniettato} \\ \text{@ } P_n \end{array} \right) &= \left(\begin{array}{l} \text{gas libero +} \\ \text{gas iniettato} \\ \text{@ } P_{n-1} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{l} \text{gas iniettato} \\ \text{da } P_{n-1} \text{ a } P_n \end{array} \right) + \\ &+ \left(\begin{array}{l} \text{gas liberato in giacimento} \\ \text{da } P_{n-1} \text{ a } P_n \end{array} \right) \end{aligned}$$

ove:

ΔG_p = gas prodotto durante un periodo, Mcf @ SC;

r = frazione di gas prodotto, iniettato.

Il gas totale prodotto durante un periodo è determinato dalla equazione seguente:

$$\Delta G_p = \Delta G_f + \left[\Delta N_p (R_{si} - \Delta G_i B_{oi}) + \Delta G_i B_{oi} \frac{\Delta N_p}{2} \right] \frac{1}{1000} \quad (2)$$

| | | |
|---------------------------------------|--|---|
| gas prodotto durante un periodo | gas fluente nel giac. e prod. durante un periodo | gas di soluzione da tutto l'olio prodotto da P_n a P_{atm} |
|---------------------------------------|--|---|

La quantità di gas iniettato può non essere una frazione costante del gas prodotto perchè vi sarà una variazione notevole nei rapporti gas-olio. Di solito un giacimento a dissolved gas drive produrrà con rapporti fino a 7 volte il rapporto originale gas di soluzione olio.

Talvolta un volume costante di gas estraneo è ottenibile ad alta pressione, senza richiedere grandi impianti di compressione per l'iniezione.

In tal caso una quantità costante di gas iniettato è usata nella equazione (1) al posto della quantità G_p .

Il calcolo delle caratteristiche del comportamento con l'iniezione di gas, in funzione del tempo è simile a quella per il recupero primario e viene integrata per risolvere il problema dell'iniezione dal punto di vista economico.

Il calcolo è fatto per tentativi per determinare le condizioni di giacimento e il tempo al quale la capacità produttiva di gas del giacimento raggiungerà la capacità dell'impianto di compressione più il consumo di combustibile.

Si avrà un periodo durante il quale si ha aumento della produzione di gas e un altro durante il quale si avrà diminuzione (fig. 13).

5.10 Calcolo di esempio

Nel calcolare il comportamento di un giacimento a dissolved gas drive, l'obiettivo è di solito la previsione dell'andamento futuro della pressione, del rapporto gas-olio e la determinazione del recupero totale.

Il volume di olio restante è determinato per differenza fra l'olio in posto e la produzione cumulativa fino al tempo in cui si fa lo studio.

Come in tutti i casi in cui si fa uno studio di giacimento, è necessario riprodurre con il calcolo il comportamento passato osservato, utilizzando dati corretti di produzione e di laboratorio.

Talvolta si desidera prevedere il comportamento del giacimento e il recupero prima che vi siano sufficienti dati osservati.

In tal caso la previsione fatta, utilizzando le equazioni fondamentali, servirà come informazione valevole nella fase iniziale della vita di un giacimento e potrà venire corretta a mano a mano che si avranno maggiori dati a disposizione.

Occorre per prima cosa determinare le riserve recuperabili con recupero primario e mediante il mantenimento della pressione per vedere la convenienza economica del processo.

5.11 Dati geologici

Il calcolo delle riserve si può effettuare servendosi delle formule convenzionali con riferimento a una superficie unitaria (per acro o per ettaro) o a un volume unitario del giacimento (ad es. per acro-piede o per ettaro-metro) senza conoscere le dimensioni del giacimento.

Se tuttavia si desidera avere le riserve come valore totale in barili è necessario conoscere lo spazio poroso e da ciò l'olio originalmente in posto NB_{oi} (condizioni di giacimento).

Questo volume viene determinato utilizzando metodi geologici con carte delle isopache e dati di analisi di carote (metodo volumetrico).

Speciale importanza hanno le curve dei rapporti di permeabilità relativa k_{rg}/k_{ro} (fig. 5) e di permeabilità relativa all'olio k_{ro} (fig. 11), come dati che controllano il meccanismo del flusso e di conseguenza l'efficienza del recupero.

Di particolare importanza è la determinazione accurata della saturazione di equilibrio in gas, perchè è dopo averla raggiunta che l'efficienza produttiva di olio comincia a diminuire, mentre la produzione di gas aumenta.

Al posto di questi dati rilevati sulle carote, possono essere sostituiti dati di permeabilità relativa k_{rg}/k_{ro} calcolati in base alla produzione del giacimento o dati di giacimenti simili, ma ove possibile è meglio usare i dati delle analisi sulle carote.

Le permeabilità relative calcolate sono ottenute dai dati di produzione e pressione dei pozzi. L'ipotesi fondamentale è che il valore delle grandezze misurate sia applicabile ad un dato volume di formazione (zona influenza del pozzo) e che non si verifichi migrazione nella e dalla zona di influenza del pozzo.

5.12 Dati di pressione e di produzione

La pressione di giacimento, i dati corrispondenti di produzione cumulativa e tutti i dati di pressione rilevati nei pozzi a varie date devono essere noti.

Questi dati includono le pressioni medie ponderali, le produzioni cumulative di olio gas e acqua e valori del GOR medi misurati.

5.13 Dati sui campioni di olio

1. - Liberazione differenziale di gas G_1 in funzione della pressione (fig. 2).

2. - Rapporto di viscosità $\frac{\mu_o}{\mu_g}$ in f (P) (fig. 6).

3. - Shrinkage differenziale dell'olio $\frac{B_o}{B_{oi}}$ in f (P) (fig. 7).

4. - Gas conversion factor V in f (P) (fig. 8).

5. - Comprimità Z in f (P) (fig. 9).

6. - Viscosità olio μ_o in f (P) (fig. 12).

La viscosità del gas si ricava di solito da dati pubblicati (Sage e Lacey).

5.14 Comportamento passato (calcolato)

Il metodo di calcolo del comportamento passato della pressione e del rapporto gas-olio durante le operazioni di recupero primario è illustrato in tabella 2.

Il metodo di soluzione è per step di « trial and error » cioè di tentativo per valori successivi di saturazione in olio, finchè si è raggiunta una saturazione residua corrispondente alla pressione di abbandono.

Si sceglie una saturazione in olio al di sotto di quella originale; questa saturazione determina la saturazione in gas per mezzo dell'equazione (1):

$$S_o = 1 - S_{wc} - S_g \quad (1)$$

Viene quindi assunta per il primo tentativo di calcolo la pressione che corrisponde alla saturazione in olio scelta.

Tutti i dati necessari vengono ottenuti sia per la saturazione scelta che per la pressione assunta e con questi dati viene calcolata la pressione corretta per mezzo delle equazioni fondamentali.

Se la pressione era stata assunta correttamente, la pressione calcolata risulterà la stessa. Se la pressione non era stata assunta correttamente la pressione calcolata sarà molto diversa.

Un'altra pressione viene allora assunta e il processo ripetuto.

Se la pressione calcolata è minore di quella assunta, quest'ultima è stata assunta troppo alta e se la pressione calcolata è invece più grande, quella assunta è troppo bassa.

Questo fatto di solito permette una facile determinazione della pressione corretta dopo pochi tentativi.

Il processo di calcolo del comportamento passato inizia con il calcolo mediante l'equazione 5.3 (5), del volume di olio prodotto da P_1 fino alla pressione (assunta) corrispondente al punto di saturazione scelto.

$$N_p = N \left(1 - \frac{S_o}{(1 - S_{wc}) \cdot \frac{B_o}{B_{oi}}} \right) \quad 5.3 (5)$$

Con le quantità N_p e ΔN_p così calcolate e G_1 determinato dalla fig. 6, si ricava il gas totale liberato nel giacimento G_p con l'equazione 5.4 (4).

$$G_t = G_{t(n-1)} + \Delta G_t \left[(N - N_p) + \frac{\Delta N_p}{2} \right] \frac{B_{oi}}{1000} \quad 5.4 (4)$$

Per valori di saturazione di gas al disotto di quella di equilibrio, il gas totale liberato G_t uguaglierà il gas rimanente G_r .

Se la saturazione in olio scelta è inferiore di quella che si ha in corrispondenza delle condizioni di equilibrio di saturazione in gas, del gas G_r sarà fluìto dal giacimento. Questo si calcola con l'equazione seguente:

$$G_t = G_r (n-1) + \Delta G_t \quad 5.5 (2)$$

Il valore medio di k_{rg}/k_{ro} per l'intervallo di saturazione considerato, è la media logaritmica dei valori di k_{rg}/k_{ro} , ai punti all'inizio e alla fine dell'intervallo di saturazione.

Il gas restante nel giacimento al punto scelto di saturazione si calcola allora con l'equazione

$$G_r = G_t - G_f \quad 5.6 (1)$$

e la pressione di giacimento con la

$$p = \frac{G_r C Z_r (1 - S_{wc})}{S_g N B_{oi}} \quad 5.6 (5)$$

Sarà opportuno usare come limite di tentativo la saturazione in gas di equilibrio.

Il rapporto gas-olio di produzione totale istantaneo 5.7 (3) è composto dal rapporto istantaneo di gas di soluzione-olio 5.7 (1) e dal rapporto istantaneo gas libero-olio 5.7 (2).

$$R_{pn} = R_{sn} + R_{fn} \quad 5.7 (3)$$

$$R_{sn} = R_{si} - G_l B_{oi} \quad 5.7 (1)$$

$$R_{fn} = \frac{k_{rg}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_o}{B_{oi}} \frac{1}{v} 1000 B_{oi} \quad 5.7 (2)$$

n = indice degli steps.

È necessario per avere risultati validi, che il declino di pressione e l'andamento del rapporto gas-olio calcolati per la vita passata si accordino abbastanza bene con il comportamento degli stessi dati rilevati sul campo.

Se le curve calcolate non si accordano con quelle rilevate sia per l'ordine di grandezza che per la forma, significa che possono essere errati sia i dati di produ-

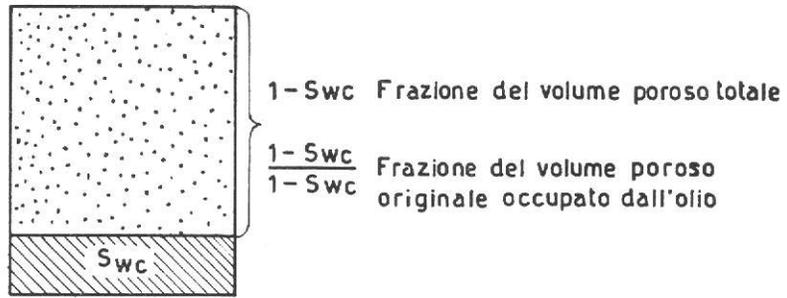
zione, che quelli sui fluidi, l'olio in posto oppure la curva $\frac{k_g}{k_o}$ non è rappresentativa del giacimento.

Ogni possibile errore deve essere valutato e si devono apportare delle rettifiche finchè il comportamento calcolato non si sovrappone o si avvicina molto a quello misurato prima di poter fare delle previsioni sulla pressione futura, sul rapporto gas-olio e sulla produzione finale.

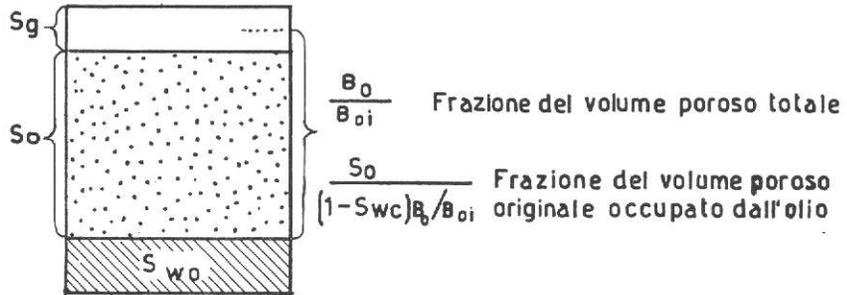
I risultati dei calcoli di esempio della tab. 2 sono riportati sul diagramma della fig. 14.

5.15 Previsione del comportamento futuro

Dopo che i calcoli sul comportamento sono stati tarati con il comportamento passato, si potrà, con lo stesso metodo per tentativi, calcolare la pressione futura e il rapporto gas-olio.



- A -
Olio originalmente in posto



- B -
Olio in posto dopo una certa produzione

C. Recupero = A - B

Fig.1

Calcolo del recupero di olio come frazione dell'olio originalmente in posto

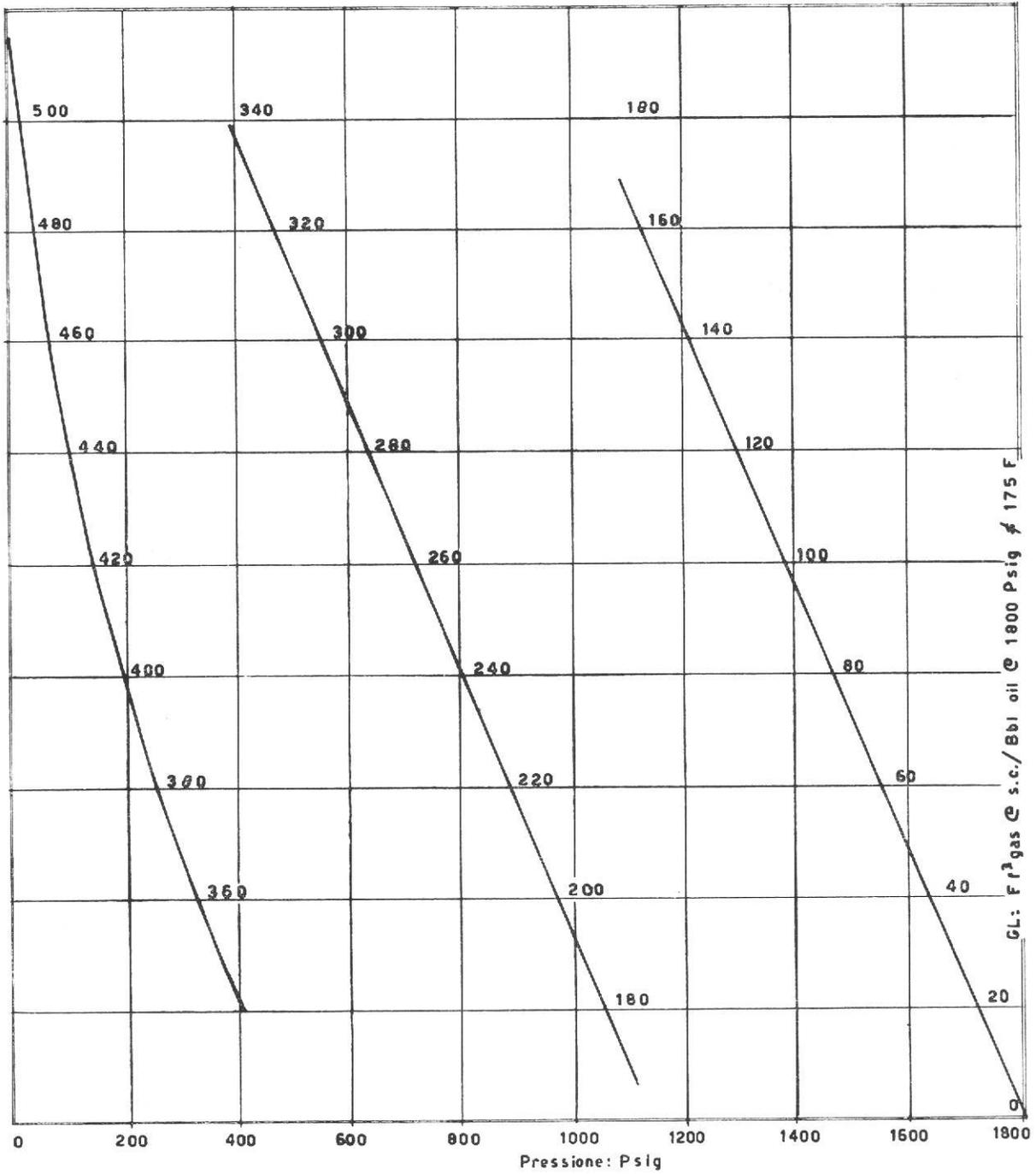


Fig. 2

Liberazione differenziale di gas
 G_L in funzione della pressione

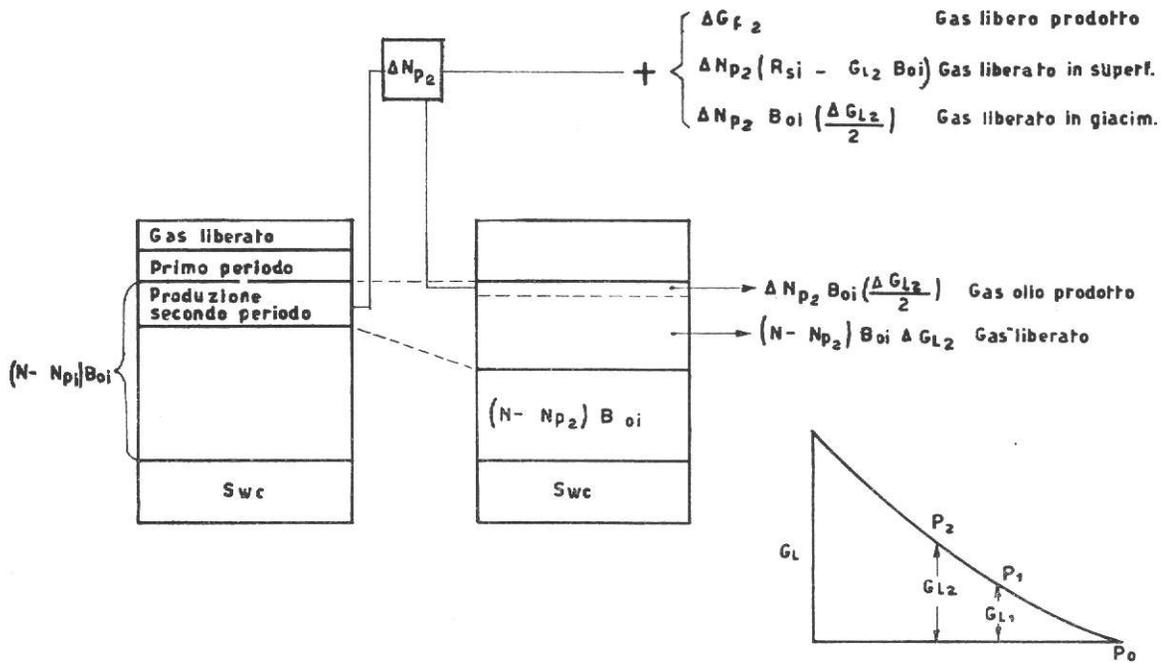


Fig. 3

Rappresentazione schematica della produzione durante il secondo step

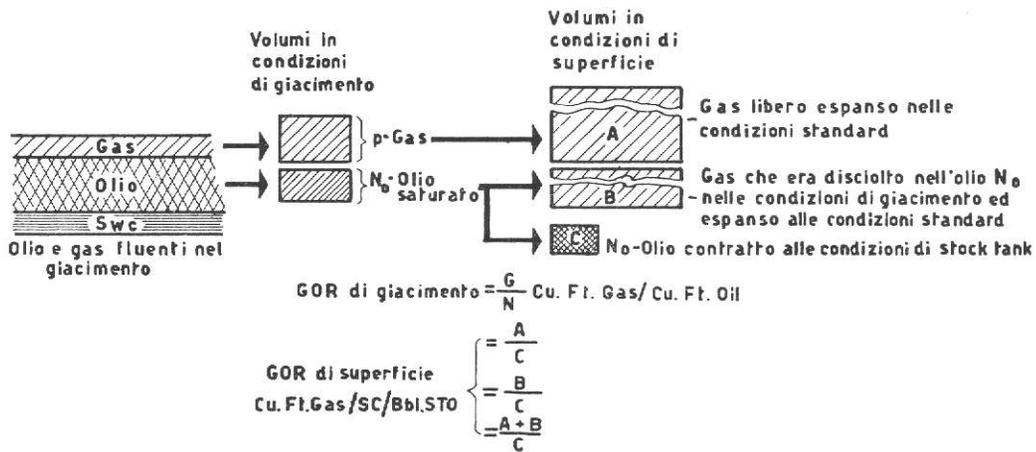


Fig. 4

Diagramma schematico definente i rapporti gas-olio nelle condizioni di giacimento e di superficie

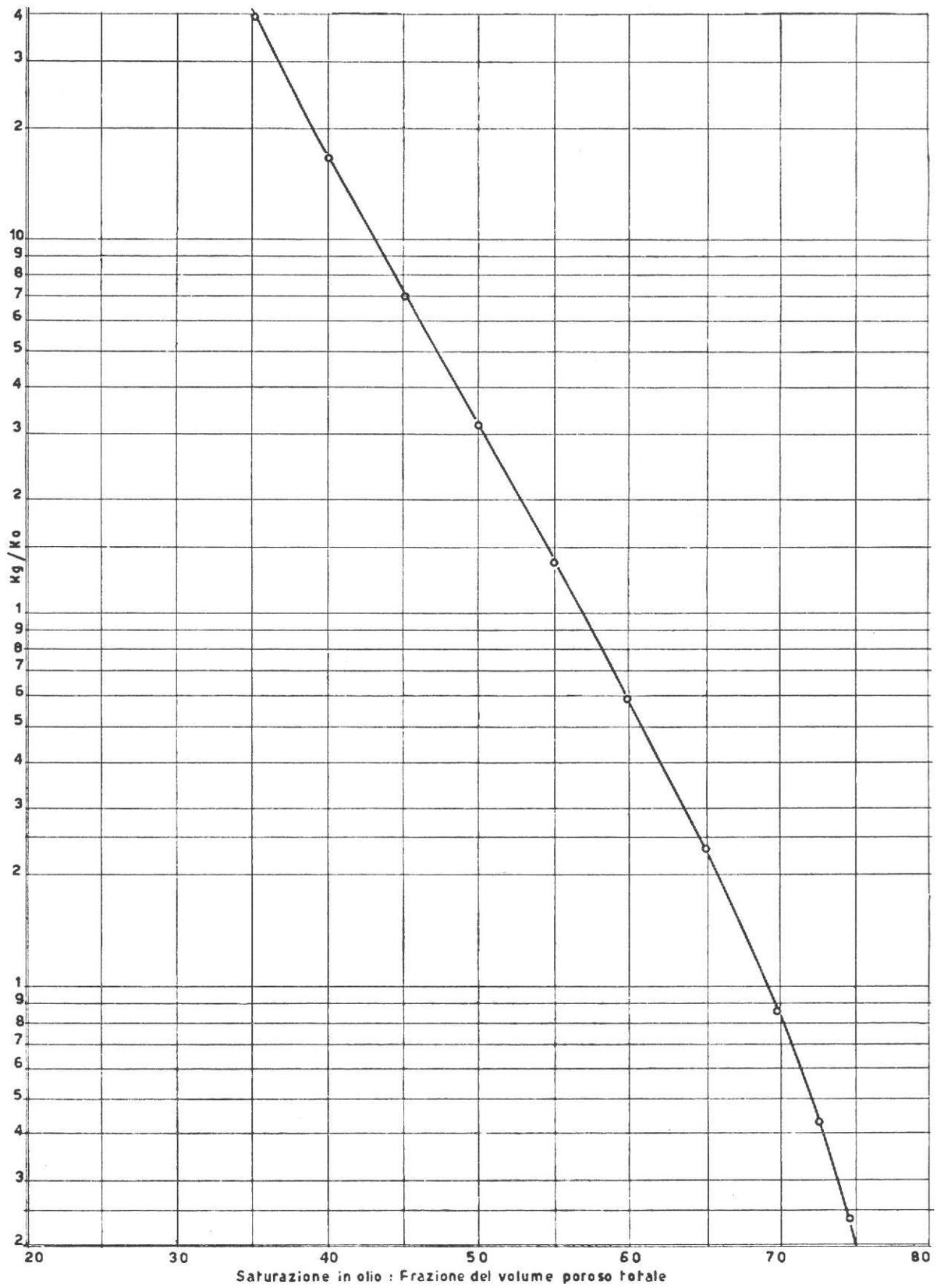


Fig.5

Rapporti delle permeabilità relative
gas-olio K_{rg}/K_{ro} in funzione di S_o

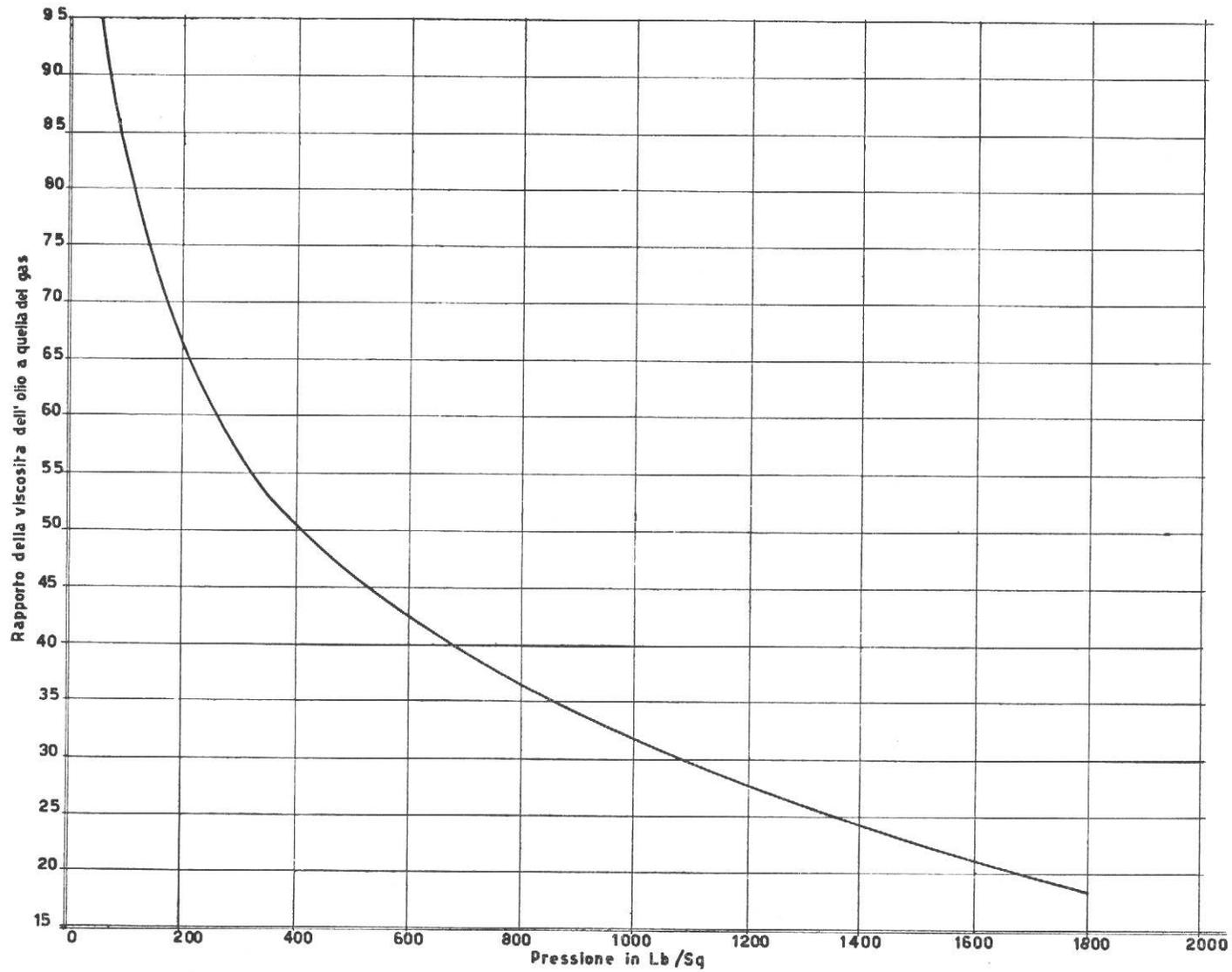


Fig. 6 - Rapporto tra le viscosita' dell'olio e del gas in funzione della pressione

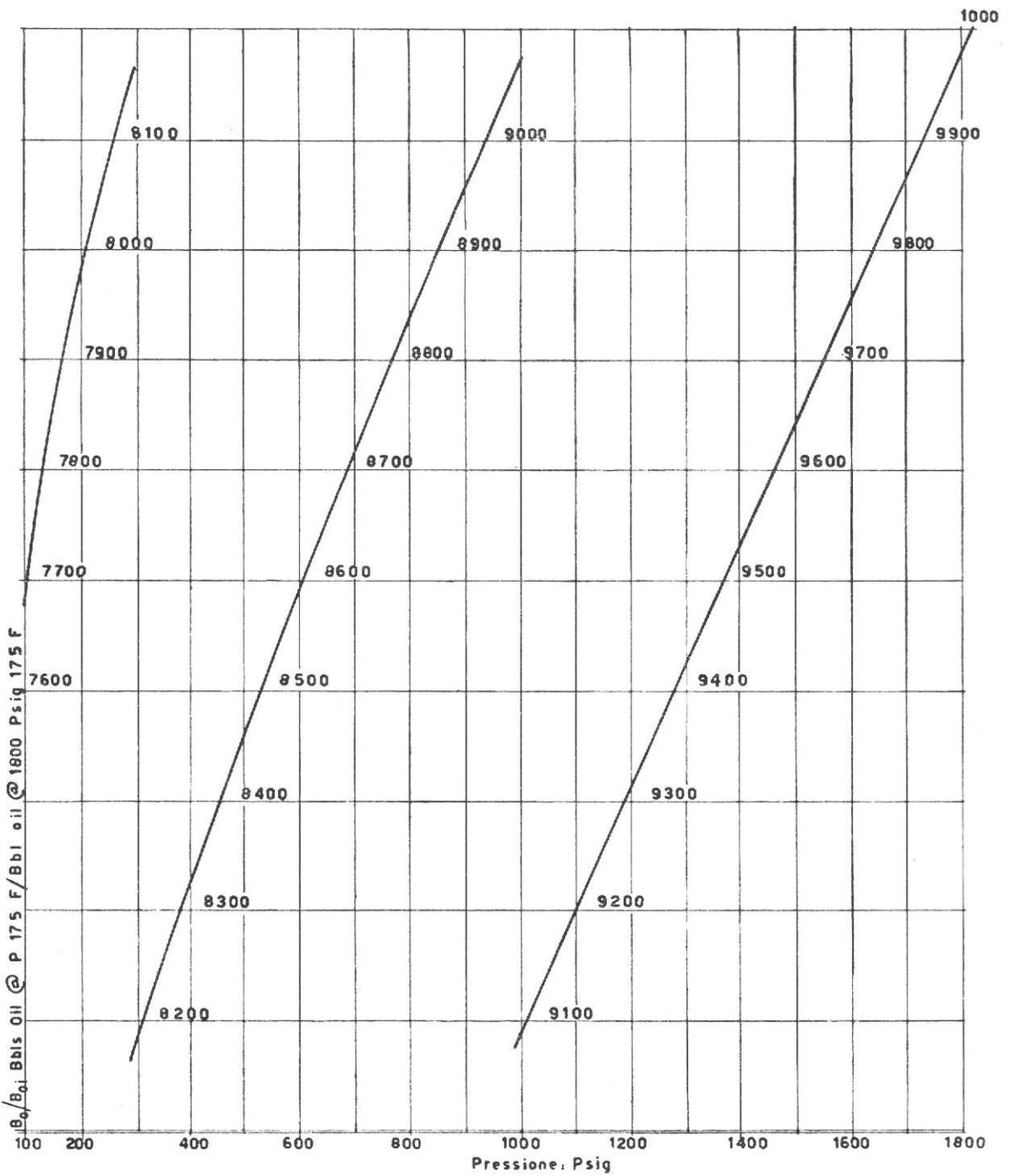


Fig. 7
Shrinkage differenziale B_o/B_{oi}
in funzione della pressione P

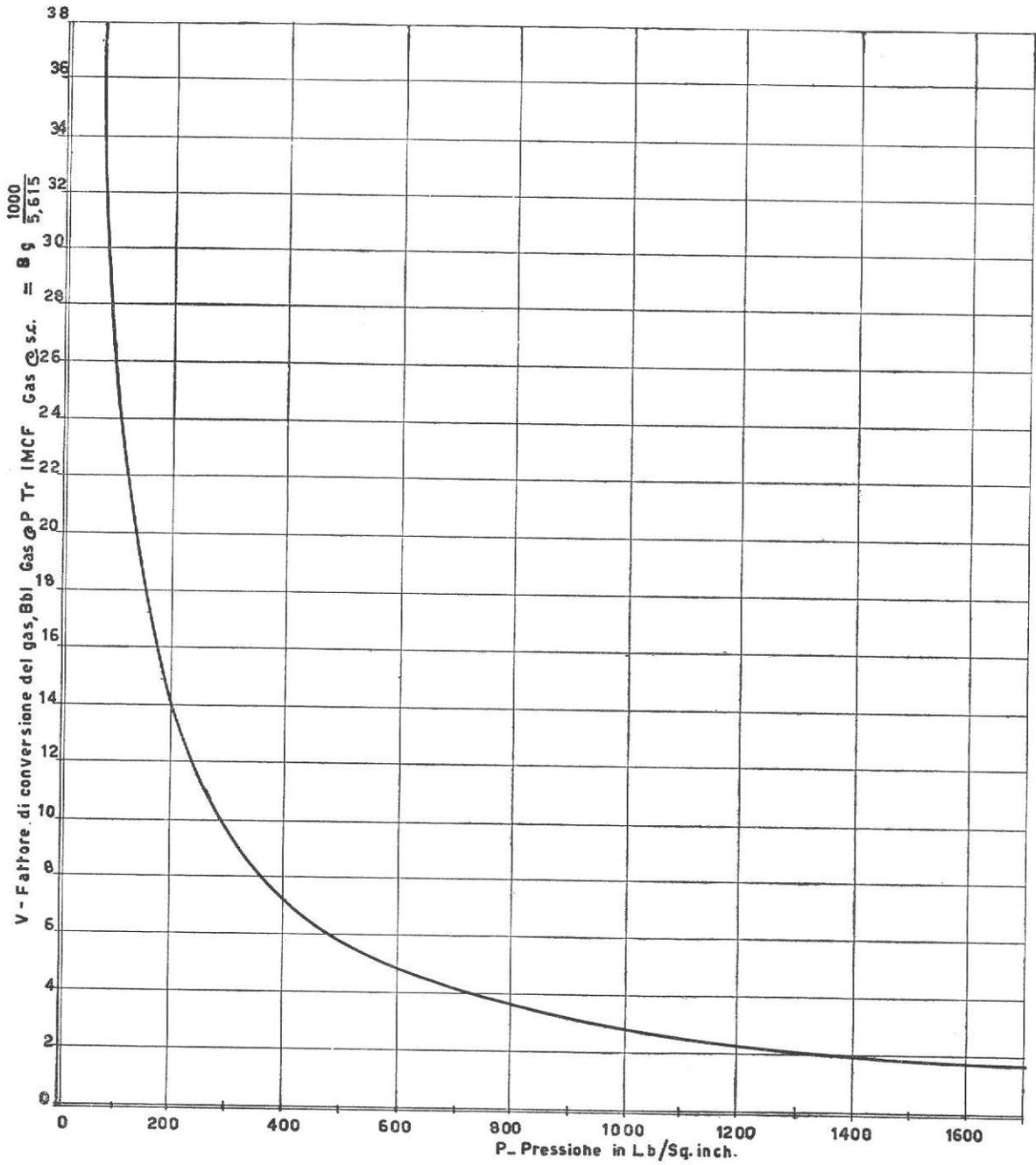


Fig. 8

Fattore di volume di formazione (o di conversione) del gas in funzione della pressione

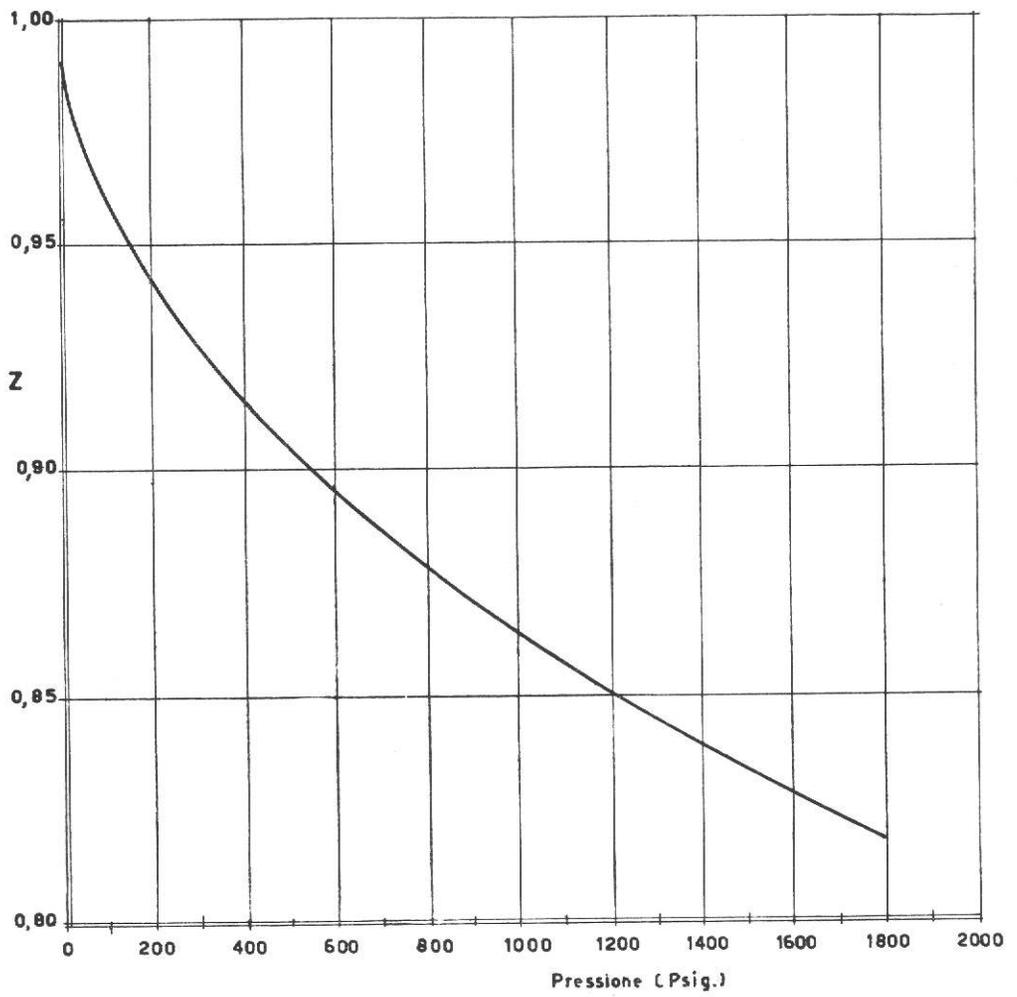


Fig. 9
Comprimibilità del gas Z in
funzione della pressione

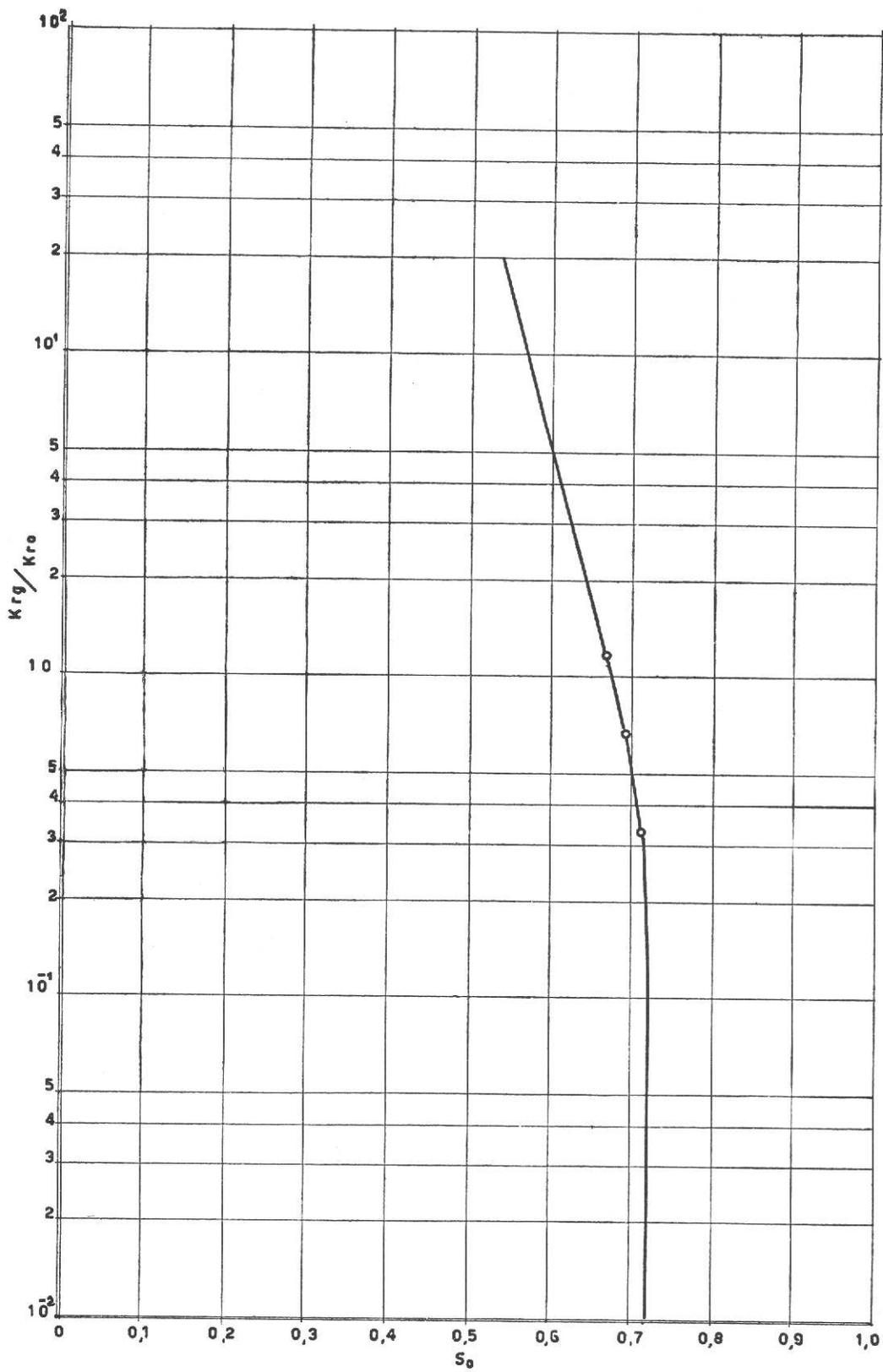


Fig.10

Rappresentazione grafica della curva di K_{rg}/K_{ro} in funzione della S_o come calcolato in tabella 1

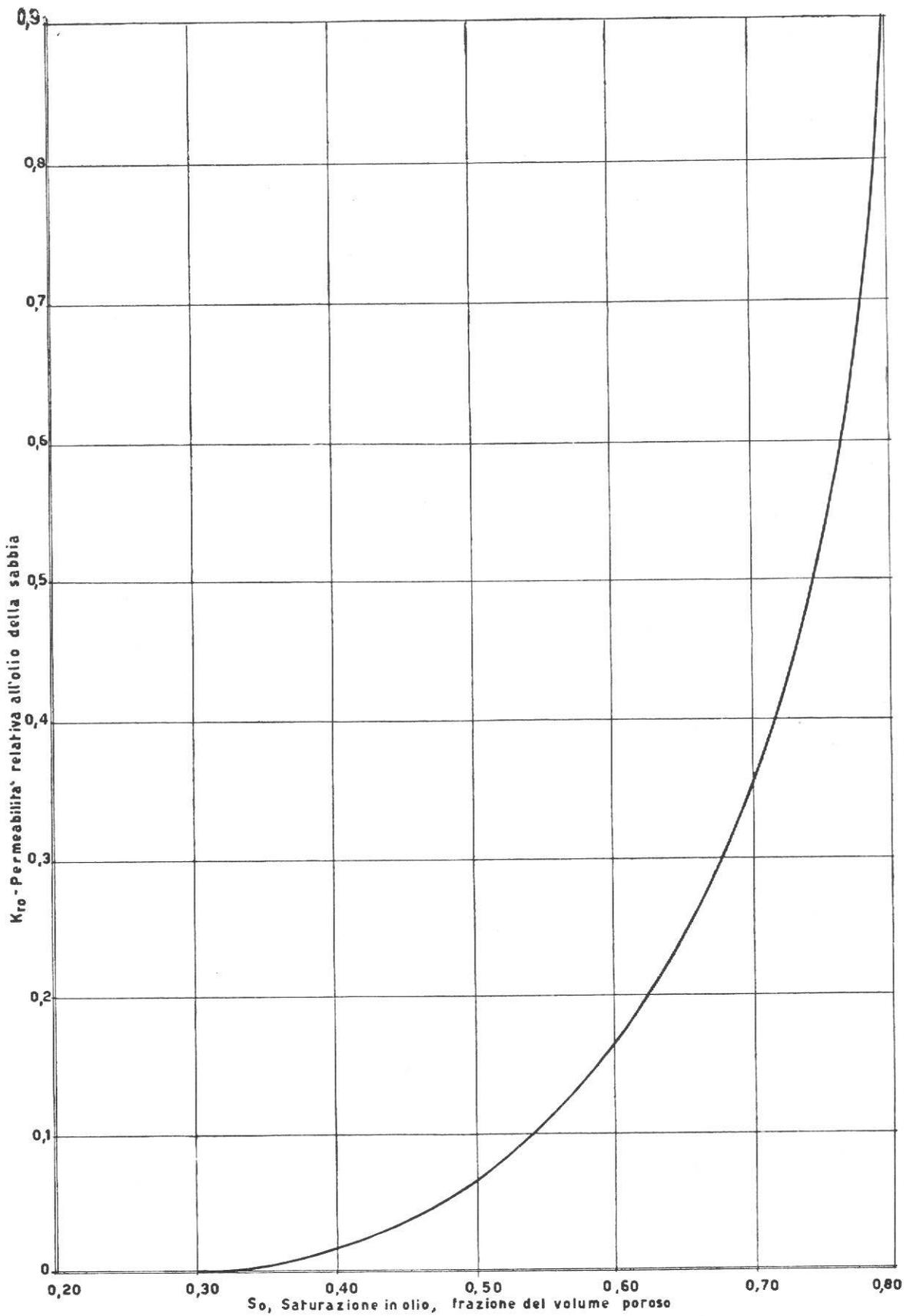


Fig.11

Permeabilita' relativa all'olio k_{ro} in funzioni di S_o

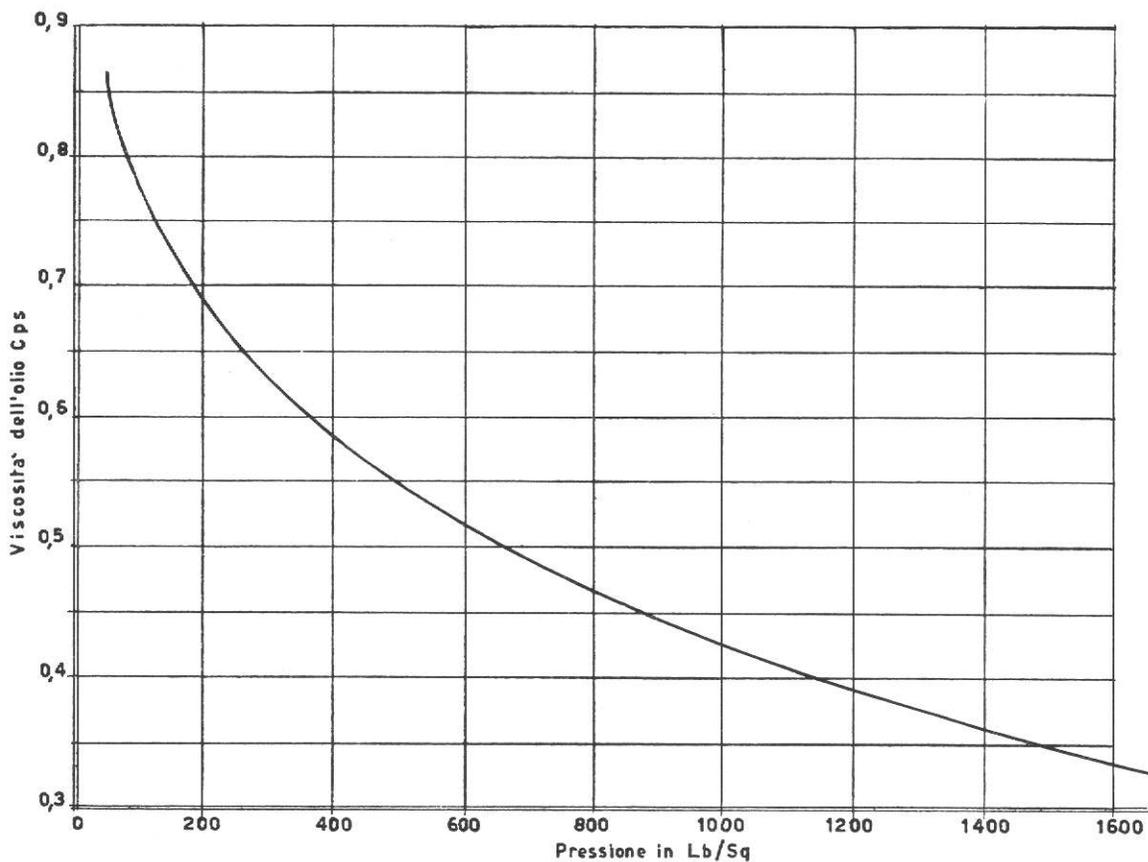


Fig.12

Viscosita' dell'olio in funzione della pressione

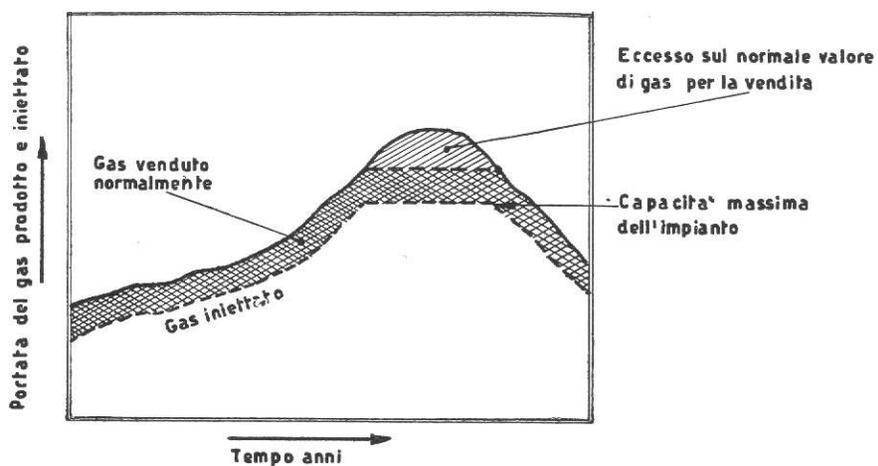


Fig. 13

Portate di gas di produzione e di iniezione

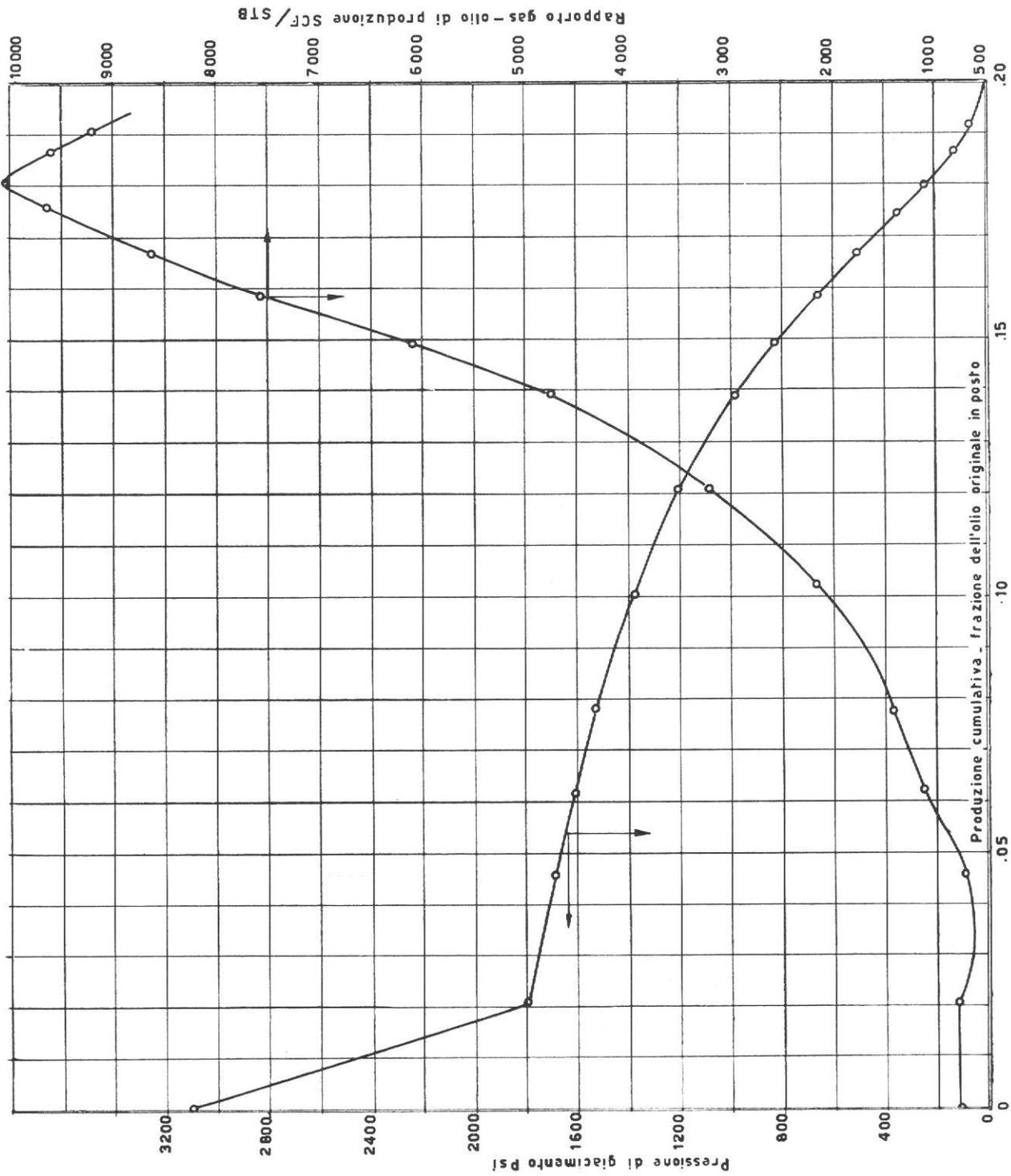


Fig.14

Andamento della pressione e del rapporto gas-olio del giacimento di esempio per produzione primaria a spinta di gas di soluzione

TABELLA I

Calcolo di $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ dai dati di produzione

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|-------------------|---------------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------------|----------|-----------------------|------------------|-----------|---------|-------|-------|
| Rilievo Pressione | R_p | G_1 | $G_1 B_{o1}$ | R_s | R_r | $\frac{B_o}{B_{o1}}$ | v | $\frac{\mu_o}{\mu_g}$ | k_{rg}/k_{ro} | N_p | N_p/N | S_o | |
| P campo | Dati campo | Dati campioni | Dati campioni | Dati campioni | Dati campioni | 3-6 | campioni | Dati campioni | Dati campioni | equazione | | | |
| A | 1014 | 650 | 22,5 | 27 | 255 | 395 | 991 | 2,586 | 30,6 | 0,326 | 3200 | 0,038 | 0,714 |
| B | 935 | 1050 | 37,1 | 44 | 238 | 812 | 985 | 2,827 | 31,9 | 0,667 | 4640 | 0,058 | 0,696 |
| C | 765 | 1470 | 68,5 | 81 | 201 | 1269 | 973 | 3,517 | 34,9 | 1,180 | 6560 | 0,082 | 0,670 |

$$R_s = R_{s1} - \Delta G_1 B_{o1}$$

$$B_{o1} = 1,1792$$

$$R_{s1} = 282 \text{ cu.ft/B STO}$$

$$S_{we} = 0,25$$

$$N_w = 80.000 \text{ B}$$

$$N_p = \text{prod. cumulativa}$$

$$\frac{k_{rg}}{k_{ro}} = \frac{R_r v}{\frac{\mu_o}{\mu_g} \frac{B_o}{B_{o1}} 1000} \quad \text{equazione del flusso istantaneo (riscritta)}$$