

GIAC

157

1986

A G I P S.p.A.

ESPLORAZIONE E PRODUZIONE IDROCARBURI

Servizio Giacimenti

PREVISIONI SUL COMPORTAMENTO PRODUTTIVO
DEI GIACIMENTI

BILANCIO VOLUMETRICO

I N D I C E

1. IPOTESI DI CALCOLO

2. DATI NECESSARI PER IL CALCOLO

3. SCHEMA DI CALCOLO

4. SVILUPPO DEI CALCOLI

4.1. Calcolo della portata dei pozzi

4.2. Calcolo delle produzioni cumulative

4.3. Calcolo delle pressioni a fine step

Applicazione del concetto di bilancio volumetrico

4.4. Calcolo della saturazione in gas della zona ad olio

e valutazione della permeabilità relativa e del rapporto
gas/olio

4.5. Definizione della posizione dei contatti

5. GLI INDICI DI SPINTA

5.1. Indici di spinta globali

5.2. Indici di spinta dello step

GENERALITA'

Il comportamento produttivo di un giacimento sarà, nella sua globalità, essenzialmente legato a due tipi di fenomeni distinti:

- Meccanismi di spinta e distribuzione dei fluidi in giacimento.
- Comportamento della produttività dei pozzi.

Ovviamente i due fenomeni interagiscono e si influenzano a vicenda. Pertanto volendo studiare ed eseguire un calcolo di previsione del comportamento produttivo di un giacimento questi due fenomeni debbono essere presi in considerazione contemporaneamente. Ciò richiede lo sviluppo di metodologie che in questi ultimi anni si sono fatte piuttosto complesse. Esse tengono conto dell'influenza che l'interazione fra i due fenomeni suddetti esercita nei diversi punti del giacimento rendendo sempre più aderente al reale comportamento del giacimento, i calcoli eseguiti.

Voler entrare nel dettaglio di tali metodologie richiederebbe una notevole mole di lavoro e di tempo, che il limite del presente corso, non permette.

Si vuole tuttavia esporre a questo punto i principi ed i metodi di calcolo che sono stati alla base dello sviluppo del reservoir engineering, e che in fase preliminare di valutazione di un giacimento, hanno a tutt'oggi la loro validità.

1. IPOTESI DI CALCOLO

Sulla linea di quanto si vuole esporre, l'ipotesi fondamentale consiste nell'ammettere che il giacimento considerato sia costituito da un volume perfettamente interconnesso così che, possa assumersi, che, la pressione sia uniforme in tutte le sue parti.

Inoltre, supponendo di trovarsi nel caso più generale di un giacimento ad olio saturo soggetto a spinta d'acqua o gas cap, si supporrà che la distribuzione dei fluidi sia tale che le saturazioni residue in olio dietro al fronte di gas che avanza, e dietro al fronte di acqua, siano costanti per tutti i rispettivi volumi invasi. Così pure si assume che la saturazione in gas della zona olio non invasa sia costante in ogni punto.

Per quanto riguarda le ipotesi di produttività dei pozzi, si assumerà che esse dipendono dalle caratteristiche di distribuzione dei fluidi della zona olio non invasa. Esse potranno essere eventualmente modificate in base alla posizione degli avanzamenti del contatto gas - olio e acqua - olio nel corso della produzione.

Si potrà tuttavia dare ai parametri specifici di produttività valori differenti da pozzo a pozzo. Trattando del moto dei fluidi e delle prove ai pozzi saranno definiti i parametri specifici di produttività e tutti gli altri elementi che interessano per la valutazione delle portate.

2. DATI NECESSARI PER IL CALCOLO

Una fase preliminare e molto importante del lavoro di reservoir engineering, consiste nel raccogliere tutti i dati del giacimento esaminandone la validità ed eventualmente elaborando tecniche particolari per definire, nel migliore dei modi, il valore medio più probabile per ognuno di essi e i comportamenti medi più rappresentativi per quelli per i quali è richiesto non un solo valore, ma una relazione in funzione di determinati parametri.

Già si è accennato nei capitoli precedenti al problema del calcolo del volume di olio in posto e come esso possa essere definito ai diversi gradi di conoscenza del giacimento.

Oltre a tale valore occorrerà conoscere:

A - DATI DEI FLUIDI

Fattore di volume B_o in funzione della pressione

Fattore di volume B_g " " "

Gas in soluzione R_s " " "

Viscosità dell'olio μ_o " " "

Viscosità del gas μ_g " " "

Comprimibilità dell'acqua c_w " "

Questi dati proverranno da esperienze di laboratorio

B - DATI SULLA ROCCIA SERBATOIO

Coefficiente di comprimibilità della roccia, c_f

Permeabilità relativa all'olio K_{ro} in funz. della satur. in gas S_g

Permeabilità relativa al gas K_{rg} " " " "

Rapporto K_{rg}/K_{ro} " " " "

Saturazione residua in olio dietro al fronte di gas , S_{org}
Saturazione residua in olio dietro al fronte d'acqua, S_{orw}
Saturazione critica in gas , S_{gc}

Le esperienze di laboratorio nei campioni di roccia saranno determinanti ai fini della conoscenza di detti parametri.

C - CARATTERISTICHE DELL'ACQUIFERO

Se esiste un acquifero saranno necessari i seguenti dati:

spessore medio , H

permeabilità dell'acqua, K

rapporto raggio esterno

dell'acquifero-raggio

equivalente del giacimen-

to, R_e

Porosità media dell'acquifero, ϕ_w

raggio equivalente del giacimento, R_o

Questi dati sono necessari per poter calcolare l'acqua entrata in giacimento in caso di "water drive" secondo la teoria sviluppata da VAN EVERDINGEN.

Trattando di fenomeni transitori in mezzi porosi si accennerà più diffusamente del problema indicato.

D - CARATTERISTICHE GENERALI DEL GIACIMENTO

PRESSIONE INIZIALE P_i

PRESSIONE DI SATURAZIONE P_b

TEMPERATURA DI GIACIM.

} QUESTI DATI SARANNO
COINCIDENTI CON I VA-
LORI UTILIZZATI PER
LA DETERMINAZIONE
DEI FLUIDI.

VOLUME ORIGINALMENTE IN
POSTO DELL'OLIO S. T. N

VOLUME DEL GAS DI GAS CAP
ORIGINALMENTE IN POSTO S. C. G

AVANZAMENTO DEL FRONTE
D'ACQUA IN FUNZIONE DEL
VOLUME POROSO INVASO.

(Lo stesso diagramma sarà
utilizzato per l'avanzamento
del fronte di gas).

Le mappe del giacimento saran-
no utili ai fini della costruzione
del grafico suddetto.

**E - DATI CARATTERISTICI DI PRODUTTIVITA'
DEI POZZI E LIMITI DI PRODUZIONE.**

Per ogni pozzo programmato fornire
i seguenti dati:

INDICE DI PRODUTTIVITA'
ALLE CONDIZIONI INIZIALI J

PORTATA MASSIMA DI PRO-
DUZIONE DELL'OLIO q_{oMAX}

MASSIMA PERDITA DI CARI-
CO IN FORMAZIONE ΔP_{MAX}

PRESSIONE MINIMA DI
FLUSSO A FONDO POZZO P_{MIN}

DISTANZA DEL POZZO
DAL CONTATTO ORIGINALE
ACQUA - OLIO H1

DISTANZA DEL POZZO
DAL CONTATTO ORIGINALE
GAS - OLIO H2

Per tutti i pozzi si daranno infine i valori g del numero di giorni di produzione per step ed il coefficiente di utilizzazione cu.

In relazione alle caratteristiche di evacuazione degli impianti di superficie si definirà in genere un programma di produzione indicando la portata massima in olio q_{max} che si vuole ottenere.

E' chiaro che se la somma delle portate dei pozzi calcolata è superiore alla portata in programma, la portata imposta al giacimento sarà quest'ultima.

Una legge empirica del rapporto WOR tra acqua e olio prodotti in funzione dell'avanzamento del contatto sarà assegnata come pure una relazione tra gas prodotto dal gas cap e produzione di olio in funzione dell'avanzamento del contatto gas-olio.

La serie di dati sopra riportati rappresenta solo un esempio semplice di tutti gli elementi necessari al calcolo della produzione. In genere nella valutazione delle previsioni di produzione si introducono dati più generali sulle perdite di carico dell'intero sistema formazione - pozzo fino alla superficie.

Le perdite di carico nel tubing che collega il fondo pozzo alla testa sono valutate con calcoli piuttosto complessi dato che in generale nel tubing si avrà flusso bifase gas e liquidi e questi ultimi possono essere ancora costituiti da olio e acqua.

3. SCHEMA DEL CALCOLO

Lo schema della sequenza dei calcoli per ogni intervallo (step) di tempo sarà come segue:

- 1 - Calcolo della portata dei pozzi in base alle condizioni iniziali dello step.
 - 1-A Portata di olio
 - 1-B Portata di acqua
 - 1-C Portata di gas del gas cap
 - 1-D Portata di gas dalla zona olio
- 2 - Calcolo della produzione acqua, gas, olio totale nello step e cumulativa dall'inizio della produzione.
- 3 - Calcolo della pressione del giacimento a fine step e dei volumi delle fasi a olio, gas e acqua esistenti a fine step. (BILANCIO VOLUMETRICO).
- 4 - Calcolo della saturazione in gas della zona olio e valutazione delle permeabilità relative e del rapporto gas-olio.
- 5 - Definizione dell'avanzamento del gas cap e dell'acqua entrata in giacimento.

A questo punto si avranno tutti gli elementi per procedere al calcolo per uno step di tempo successivo.

4. SVILUPPO DEI CALCOLI

In questa sezione si sviluppano le sequenze dei calcoli nell'ipotesi in cui si debba studiare un giacimento ad olio inizialmente sotto saturo, ma con pressione di saturazione vicina alla pressione iniziale, che abbia un gas cap e che sia soggetto a meccanismo di spinta d'acqua.

Le equazioni che saranno ricavate in questo caso saranno tali che potranno, annullando determinati parametri, essere usate anche in casi più semplici come giacimenti ad olio saturo senza gas cap, giacimenti ad olio sottosaturo, giacimenti senza spinta d'acqua ecc. La vita produttiva del giacimento sarà suddivisa in intervalli di tempo sufficientemente piccoli affinché i calcoli di portata dei fluidi fatti alle condizioni iniziali dell'intervallo stesso possano considerarsi rappresentativi di tutto l'intervallo.

Analizzando punto per punto lo schema di calcolo in dettaglio risulterà come segue:

4-1 Calcolo delle portate dei pozzi

Se J è indice di produttività iniziale quando la pressione è ancora pari alla pressione iniziale e la saturazione in gas è nulla, per gli step di tempo K successivi dove la pressione non sarà più la iniziale e la saturazione in gas non sarà nulla, l'indice di produttività J varierà usando la formula:

$$J(K) = J \cdot \left[\frac{K_{ro}}{u_o \cdot B_o} \right]_K \cdot \left[\frac{u_o \cdot B_o}{K_{ro}} \right]_i$$

evidentemente al primo step di calcolo

$$J(1) = J$$

la portata in olio del pozzo sarà:

$$q_o = J (K) \cdot \Delta P$$

ove ΔP sarà il valore minore fra ΔP_{MAX} e la differenza $P - P_{MIN}$ ove P è la pressione di giacimento.

Se la portata così calcolata sarà superiore a q_o_{MAX} la portata dell'olio sarà uguale a q_o_{MAX}

Questi calcoli saranno ripetuti per tutti gli N pozzi. Per quei pozzi in cui il contatto acqua - olio diventa superiore ad H_1 si comincerà a produrre acqua. In tal caso la produzione di olio q_o come sopra calcolata si può considerare come produzione di liquidi.

Ricordando la legge empirica riportata nei dati si calcolerà il rapporto WOR tra acqua e olio per cui la portata di acqua sarà

$$q_w = \frac{WOR}{(1 + WOR)} \cdot q_o$$

e la vera portata di olio sarà

$$q_{ol} = q_o - q_w$$

Per quei pozzi infine in cui il contatto gas-olio del gas cap diventa inferiore a H_2 , applicando la legge empirica già ricordata sul rapporto GGC tra gas prodotto dal gas cap ed olio si avrà una produzione di gas da gas cap pari a

$$q_{gGC} = q_o \cdot GGC$$

Si ricorda che nel primo step alle condizioni iniziali non si avrà nè produzione dal gas cap nè produzione d'acqua perchè i contatti originali di detti fluidi saranno lontani dai pozzi.

La portata totale di olio dal giacimento sarà:

$$Q_o = \sum_{I=1}^N q_o (I)$$

ove N è il numero di pozzi.

La portata di acqua sarà

$$Q_w = \sum_{I=1}^M q_w (I)$$

dove M è il numero dei pozzi raggiunti dal contatto acqua-olio.

La portata del gas proveniente dal gas cap

$$Q_{g \text{ GC}} = \sum_{I=1}^L q_{g \text{ GC}} (I)$$

dove L è il numero di pozzi raggiunti dal contatto gas - olio.

Si noti che in genere quando un pozzo è raggiunto sia dal contatto acqua - olio sia dal contatto gas - olio la sua produzione diventa praticamente trascurabile e si può escludere dalla produzione.

Se la produzione Q_o così calcolata risulta superiore a q_{max} la portata del giacimento sarà q_{max} cioè $Q_o = q_{\text{max}}$

La portata di gas contenuta nell'olio sarà :

$$Q_g = Q_o \cdot \text{GOR}$$

ove il rapporto gas-olio GOR proverrà, come si vedrà in seguito,

dall'ultima parte dei calcoli dello step precedente.

Nel primo step di calcolo il rapporto GOR sarà

$$\text{GOR} = R \text{ si}$$

e cioè sarà uguale al gas disciolto nell'olio alle condizioni iniziali.

4-2 Calcolo delle produzioni cumulative

Le produzioni di olio, gas ed acqua cumulative alla fine dello step saranno date da:

$$N_p (K) = N_p (K-1) + Q_o \cdot g \cdot cu$$

ove $N_p (K-1)$ è la produzione cumulativa allo step precedente. Analogamente per il gas della zona olio, per l'acqua prodotta e per il gas prodotto dal gas cap si avrà

$$G_p (K) = G_p (K-1) + Q_g \cdot g \cdot cu$$

$$W_p (K) = W_p (K-1) + Q_w \cdot g \cdot cu$$

$$G_{PGC} (K) = G_{PGC} (K-1) + Q_{gGC} \cdot g \cdot cu$$

4-3 Calcolo della pressione a fine step - Applicazione del concetto del bilancio volumetrico.

Il principio del bilancio volumetrico, da cui deriva l'equazione che sarà utilizzata per definire la pressione ad ogni momento della vita produttiva del giacimento, può essere espresso

dalla seguente eguaglianza:

$$\left[\begin{array}{l} \text{VOLUME} \\ \text{OCCUPA-} \\ \text{TO DAI} \\ \text{FLUIDI} \\ \text{RIMASTI} \\ \text{IN GIACIM.} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{VOLUME} \\ \text{INIZIALE} \\ \text{DI IDRO-} \\ \text{CARBURI} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{ACQUA} \\ \text{NETTA} \\ \text{ENTRA-} \\ \text{TA IN} \\ \text{GIACI-} \\ \text{MENTO} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{ESPANSIONE} \\ \text{DELLA} \\ \text{ROCCIA} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{ESPANSIONE} \\ \text{DELL'ACQUA} \\ \text{INTERSTIZIA-} \\ \text{LE} \end{array} \right]$$

Si valutano di seguito i singoli elementi di tale equazione partendo da quella alla destra dell'eguaglianza.

$$\left[\begin{array}{l} \text{VOLUME INIZIALE DEGLI} \\ \text{IDROCARBURI} \end{array} \right] = N \cdot B_{oi} + G \cdot B_{gi}$$

I simbolismi sono già noti. Ricordiamo che i fattori di volume dell'olio B_{oi} e del gas B_{gi} sono i valori corrispondenti alla pressione iniziale. Tali valori saranno costanti per qualunque step di tempo si applichi la relazione.

$$\left[\begin{array}{l} \text{ACQUA NETTA ENTRATA} \\ \text{IN GIACIMENTO} \end{array} \right] = W_e(K) - W_p(K)$$

Di tale elemento si è valutato soltanto il valore dell'acqua prodotta. Il valore W_e dell'acqua che entra nel giacimento dall'acquifero è una funzione della pressione $P(K)$ a fine step. Allo step K di calcolo essa è data dalla seguente relazione

$$W_e = C \cdot \sum_{L=1}^{K-1} (P(L-2) + P(L)) \cdot 0,5 \cdot Q(K-L+1) + \\ + C \cdot 0,5 \cdot Q(1) \cdot (P(K-2) - P(K))$$

ove il valore C si calcola sulla base delle caratteristiche dell'acquifero

$$C = 2 \pi \cdot H \cdot \phi_w \cdot R_o^2 \cdot c_w$$

le pressioni P (L-2) e P(L) sono le pressioni statiche calcolate negli step L-2 e L inferiori allo step K che si sta analizzando e i valori Q(K-L+1) saranno valori letti (in funzione dei tempi adimensionali tD) da appositi grafici.

I tempi adimensionali si calcolano come segue :

$$tD(K-L+1) = \frac{\text{cost} \cdot K}{\phi_w \cdot u_w \cdot R_o^2 \cdot c_w} \cdot (L-K+1) \cdot g$$

Si noti che la pressione P (K) non è ancora conosciuta poichè è la incognita che si va cercando. Pertanto in tutta la espressione il termine P(K) . C . 0,5 . Q(1) varia con la pressione P(K) mentre il rimanente della espressione resta costante, Pertanto :

$$WE = \text{COST} - P(K) \cdot C \cdot Q(1) \cdot 0,5$$

$$\left[\begin{array}{l} \text{ESPANSIONE} \\ \text{DELLA ROCCIA} \end{array} \right] = \frac{N \cdot B_{oi}}{1 - S_w} \cdot c_f \cdot (P_i - P(K)) + \frac{G \cdot B_{gi}}{1 - S_w} (P_i - P(K)) \cdot c_f$$

Il volume poroso (che inizialmente è dato da $\frac{N \cdot B_{oi}}{1 - S_w}$) tenderà a diminuire con la diminuzione della pressione poichè esso si comporta come un mezzo elastico. In genere l'apporto di tale tipo di energia è trascurabile poichè il valore c_f è dell'ordine di 10^{-5} VOL/VOL/Kg/cm².

Tuttavia in caso di olio sottosaturo la comprimibilità della roccia è molto simile a quella dell'olio e quindi l'espansione della roccia diventa elemento importante nel bilancio del sistema. Anche in questo caso l'espansione dipende dalla pressione $p(K)$ che ancora non si conosce.

$$\left[\begin{array}{l} \text{ESPANSIONE} \\ \text{DELL'ACQUA} \\ \text{INTERSTIZIALE} \end{array} \right] = \frac{N \cdot B_{oi}}{1 - S_w} S_w \cdot c_w \cdot (P_i - P(K)) + \frac{G \cdot B_{gi}}{1 - S_w} \cdot S_w \cdot c_w \cdot (P_i - P(K))$$

Lo stesso ragionamento fatto per il volume poroso vale per l'acqua interstiziale. In tal caso l'acqua interstiziale tende ad espandersi con il diminuire della pressione, sottraendo pertanto volume al volume originale occupato dagli idrocarburi. Anche questo parametro dipende dalla pressione $P(K)$ incognita.

VOLUME OCCUPATO DAI FLUIDI RIMASTI IN GIACIMENTO

I fluidi rimasti in giacimento saranno:

Gas rimasto nel gas cap

Olio rimasto nella zona olio

Gas liberato dalla zona olio e rimasto in giacimento in forma di gas.

GAS RIMASTO NEL GAS CAP

Il gas rimasto nel gas cap, espresso in condizioni di superficie, sarà dato da:

$$G - G_{PGC}(K)$$

mentre in condizioni di giacimento alla pressione $P(K)$ sarà dato da

$$[G - G_{PGC}(K)] \cdot B_g(K)$$

OLIO RIMASTO NELLA ZONA OLIO

L'olio, espresso in condizioni di superficie, ma rimasto in giacimento sarà $(N - N_p(K))$. In condizioni di giacimento sarà

$$(N - N_p) \cdot B_o(K)$$

GAS LIBERATO DALLA ZONA OLIO E RIMASTO IN GIACIMENTO

Tutto il gas liberato dall'olio sarà evidentemente

$$N \cdot R_{si} - (N - N_p(K)) \cdot R_g(K)$$

Di tutto questo gas una parte sarà stata prodotto ed una parte

sarà rimasto in giacimento ad occupare la saturazione in gas.

Pertanto il gas rimasto in giacimento alla pressione $P(K)$ sarà:

$$[N \cdot R_{si} - (N - N_p(K)) \cdot R_s(K) - G_p(K)] \cdot B_g(K)$$

Si noti che quando la pressione è superiore al punto di bolla

$G_p(K) = N_p(K) \cdot R_{si}$ e $R_s(K) = R_{si}$; pertanto in queste condizioni tale valore sarà nullo.

Come può vedersi il termine VOLUME OCCUPATO DAI FLUIDI RIMASTI IN GIACIMENTO dipende implicitamente dalla pressione $P(K)$ che è incognita. Infatti da $P(K)$ dipendono

$B_g(K)$

$B_o(K)$

$R_s(K)$

Pertanto la equazione del bilancio volumetrico sarà:

$$\begin{aligned} & [G - G_{p6c}(K)] \cdot B_g(K) + [N - N_p(K)] \cdot B_o(K) + [N R_{si} - (N - N_p(K)) \cdot \\ & \cdot R_o(K) - G_p(K)] \cdot B_g(K) = N B_{oi} + G B_{gi} - W_e(K) + W_p(K) + \\ & - \frac{N B_{oi}}{1 - S_w} \cdot (c_f + S_w \cdot c_w) \cdot (P_i - P(K)) - \frac{G B_{gi}}{1 - S_w} (c_f + S_w \cdot c_w) \cdot (P_i - P(K)) \end{aligned}$$

Per risolvere tale equazione occorrerà porre una pressione di tentativo $P(K)$. Calcolare separatamente il termine a primo membro e a secondo membro dell'equazione e controllare se i risultati sono uguali. La pressione $P(K)$ che soddisfa l'eguaglianza sarà la soluzione cercata.

Nello stesso tempo si conoscerà la quantità entrata

$$WE = \text{COST.} - 0.5 \cdot C \cdot Q(1) \cdot P(K)$$

Si noti che la equazione di bilancio sopradetta, che è valida in caso di olio saturo con gas cap, è valida per qualunque tipo di giacimento ad olio saturo, sottosaturo, e per giacimenti a gas secco.

Nel caso di olio saturo esso si ridurrà alla forma :

$$\begin{aligned} & (N - N_p(K)) \cdot B_o(K) + [NR_{si} - (N - N_p(K)) \cdot R_s(K) - G_p(K)] \cdot \\ & \cdot B_g(K) = NB_{oi} - WE(K) + W_p(K) - \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} (c_f + c_w \cdot S_w) \cdot \\ & \cdot (P_i - P(K)) \end{aligned}$$

Per giacimenti ad olio sottosaturo sarà :

$$\begin{aligned} & (N - N_p(K)) \cdot B_o(K) = NB_{oi} - WE(K) + W_p(K) - \frac{NB_{oi}}{1 - S_w} (c_f + \\ & + c_w \cdot S_w) \cdot (P_i - P(K)) \end{aligned}$$

Per giacimenti a gas secco sarà :

$$\begin{aligned} & (G - G_{PGC}(K)) \cdot B_g(K) = GB_{gi} - WE(K) + W_p(K) - \frac{GB_{gi}}{1 - S_w} \cdot \\ & \cdot (c_f + c_w \cdot S_w) \cdot (P_i - P(K)) \end{aligned}$$

Se in tutti i casi suddetti non esiste la spinta d'acqua le formule saranno ancora valide ponendo $WE = 0$.

Si tenga presente che nel caso di giacimento a gas secco le portate di gas dei pozzi (e quindi la produzione cumulativa $G_{PGC}(K)$)

saranno valutate in modo differente da quanto indicato nei paragrafi precedenti. Si vedrà in seguito come si valuterà la portata dei pozzi in giacimenti a gas.

Come è già stato detto queste equazioni di bilancio volumetrico non possono essere utilizzate in giacimenti ad olio volatile e a gas condensato.

4.4. Calcolo della saturazione in gas della zona ad olio e valutazione delle permeabilità relative e del rapporto gas/olio.

I calcoli che seguono sono validi quando si studia un giacimento a porosità primaria.

Infatti tutti i concetti qui introdotti non sono più accettabili per giacimenti con porosità a vacuoli e per frattura ove i fenomeni non possono essere ragionevolmente mediati nell'interno del volume poroso.

Affrontare un tale problema per giacimenti di questa natura sarebbe estremamente difficoltoso. Solo con procedure di calcolo molto sofisticate si può dare una immagine attendibile dei fenomeni che avvengono in fratture e vacuoli.

Supponendo quindi di trovarsi in un sistema a porosità primaria la saturazione in olio della zona olio potrà essere espressa nella forma:

$$S_o = \frac{\text{OLIO RIMASTO NELLA ZONA OLIO}}{\text{VOLUME DELL'OLIO RIMASTO}}$$

Poichè generalmente il gas cap si espande a causa della diminuzione della pressione (la produzione del gas cap $G_{PGC}(K)$ è in generale molto bassa), il gas del gas cap invaderà la zona ad

ad olio. Dietro la zona invasa dal gas resterà tuttavia una saturazione residua in olio che non sarà uguale alla saturazione della zona ad olio rimasta.

Così dicasi per quanto riguarda l'invasione dell'acqua.

Dietro al fronte d'acqua rimarrà una saturazione residua in olio che non sarà uguale alla saturazione S_o della zona ad olio non invasa da altri fluidi.

I volumi di acqua netta entrata occuperanno un volume poroso di zona olio dato da

$$WOLW = \frac{W_e(K) - W_p(K)}{1 - S_{orw} - S_{WA}}$$

ove la saturazione interstiziale S_A risulterà diversa dalla saturazione S_w iniziale del valore:

$$S_{WA} = \frac{1 + c_w \cdot (P_i - P(K))}{1 - c_f \cdot (P_i - P(K))}$$

Questa variazione della saturazione interstiziale è dovuta alla espansione dell'acqua e alla diminuzione del volume poroso a causa della diminuzione della pressione interna del sistema. D'altra parte il volume di zona ad olio invasa dal gas sarà dato da

$$VOLG = \frac{[G - G_{roc}(K)] \cdot B_g(K) - G \cdot B_{gi} \left(1 - \frac{c_f + S_w \cdot c_w}{1 - S_w}\right) \cdot (P_i - P(K))}{1 - S_{org} - S_{WA}}$$

Il volume di olio rimasto nella zona ad olio sarà quindi:

$$OLRES = (N - N_p) \cdot B_o(K) - S_{org} \cdot VOLG - VOLW \cdot S_{orw}$$

Il volume poroso della zona ad olio sarà ridotto al valore

$$\text{VOL OLIO} = \frac{N \cdot \text{Boi}}{1 - S_w} \left[1 - c_f \cdot (P_i - P(K)) \right] - \text{VOL G} - \text{WOL W}$$

Pertanto la saturazione in olio della zona sarà data da

$$S_o = \frac{\text{OL RES}}{\text{VOL OLIO}}$$

La saturazione in gas sarà ovviamente

$$S_g = 1 - S_o - S_w A$$

Si noti che in caso di giacimento ad olio saturo senza gas cap l'equazione è ancora valida tenendo tuttavia conto che $\text{VOL G} = 0$. Per giacimenti ad olio sottosaturo e per pressione superiore alla pressione di bolla la saturazione in gas sarà nulla per cui la saturazione in olio sarà:

$$S_o = 1 - S_w A$$

Infine per giacimenti ad olio (con o senza gas cap) senza la spinta d'acqua le formule per la valutazione della saturazione in olio saranno ancora valide a condizione di porre $\text{WOL W} = 0$.

Conosciuta la saturazione in gas sarà possibile valutare il rapporto gas/olio.

Si leggeranno i valori di gas disciolto in giacimento, viscosità olio, viscosità gas, fattore di volume dell'olio e fattore di volume

del gas alla pressione P (K) dalle curve dei dati.

Inoltre in base alla saturazione in gas si leggerà la permeabilità relativa al gas K_{rg} e la permeabilità relativa all'olio K_{ro} .

Il rapporto gas / olio sarà allora:

$$GOR = R_s + \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \cdot \frac{u_o B_o}{u_g B_g}$$

Conosciuto in questo modo il K_{ro} ed il GOR si sarà in grado di partire con i calcoli dello step di tempo successivo.

4.5. Determinazione della posizione dei contatti

Tuttavia prima di iniziare il calcolo per lo step successivo occorre valutare quali sono i pozzi che sono interessati alla produzione di gas da gas cap e produzione ad acqua.

Utilizzando il valore di VOL W si entrerà nel grafico che dà l'avanzamento del fronte d'acqua in funzione del volume poroso.

Da tale grafico si potrà così ricavare la distanza D dal fronte rispetto all'origine (che è data dal contatto originale acqua - olio).

Così pure si entrerà nello stesso grafico in base al valore $WOL W + WOL OLIO$ per avere la distanza D_1 del contatto gas-olio (sempre contata a partire dal contatto originale acqua - olio); per differenza rispetto alla distanza originale del contatto gas - olio si otterrà la distanza D_2 . Con i due valori D e D_2 , confrontati con i valori H_1 e H_2 dei pozzi, sarà possibile sapere quali sono i pozzi invasi dall'acqua e dal gas e (come si è visto) sarà possibile valutare la portata di gas del gas cap e di acqua.

Si ripeteranno pertanto tutte le operazioni fin qui descritte per ogni step di tempo fino al totale esaurimento del giacimento.

Fig. 1 Sistema gas - olio

Curve di permeabilità relative all'olio (K_{ro}) e al gas (K_{rg}) vs Saturazione in gas (S_g)
 K_{ro} vs S_g ; K_{rg} vs S_g

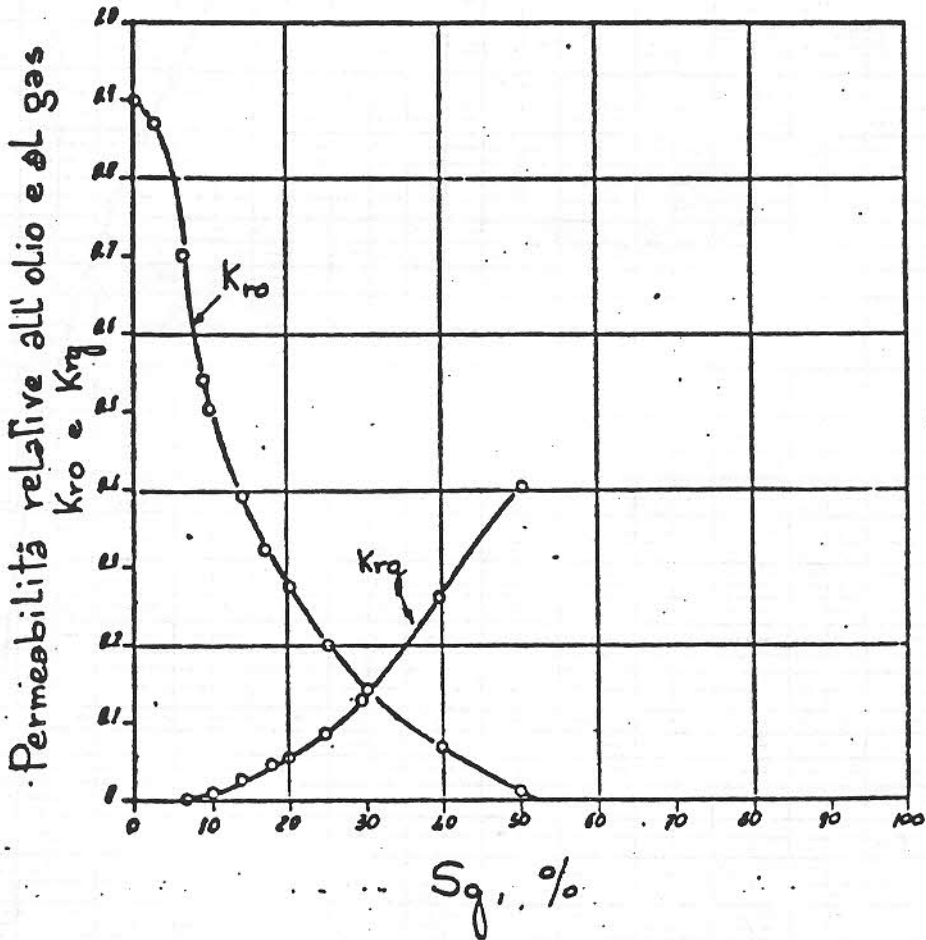


Fig. 2 Sistema gas-olio
 Curva del rapporto delle
 permeabilità relative
 K_{rg}/K_{ro} vs Saturazione
 in gas. K_{rg}/K_{ro} vs S_g

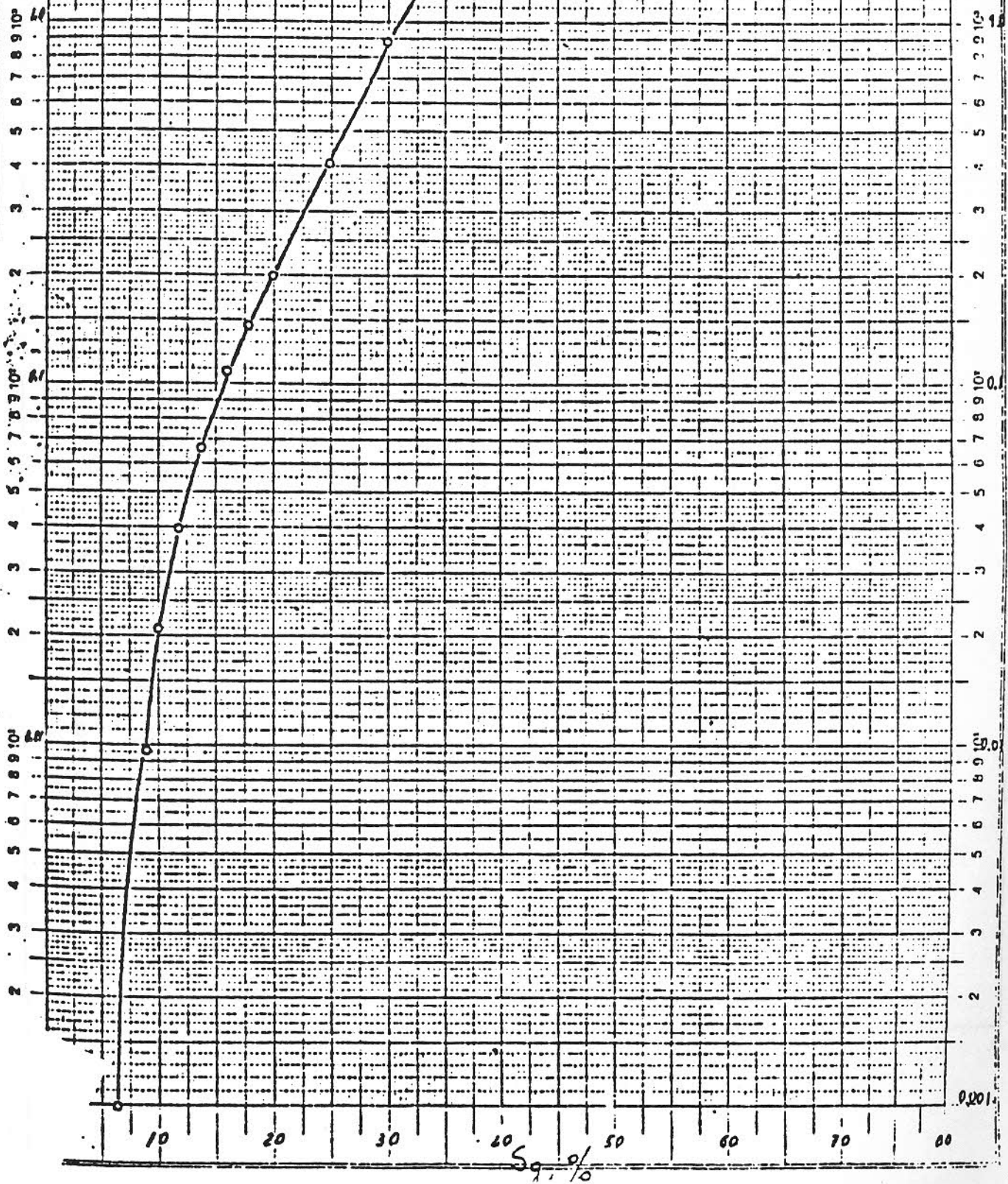


Fig. 3 μ_g vs pressione
Curva della viscosità del gas di
giacimento

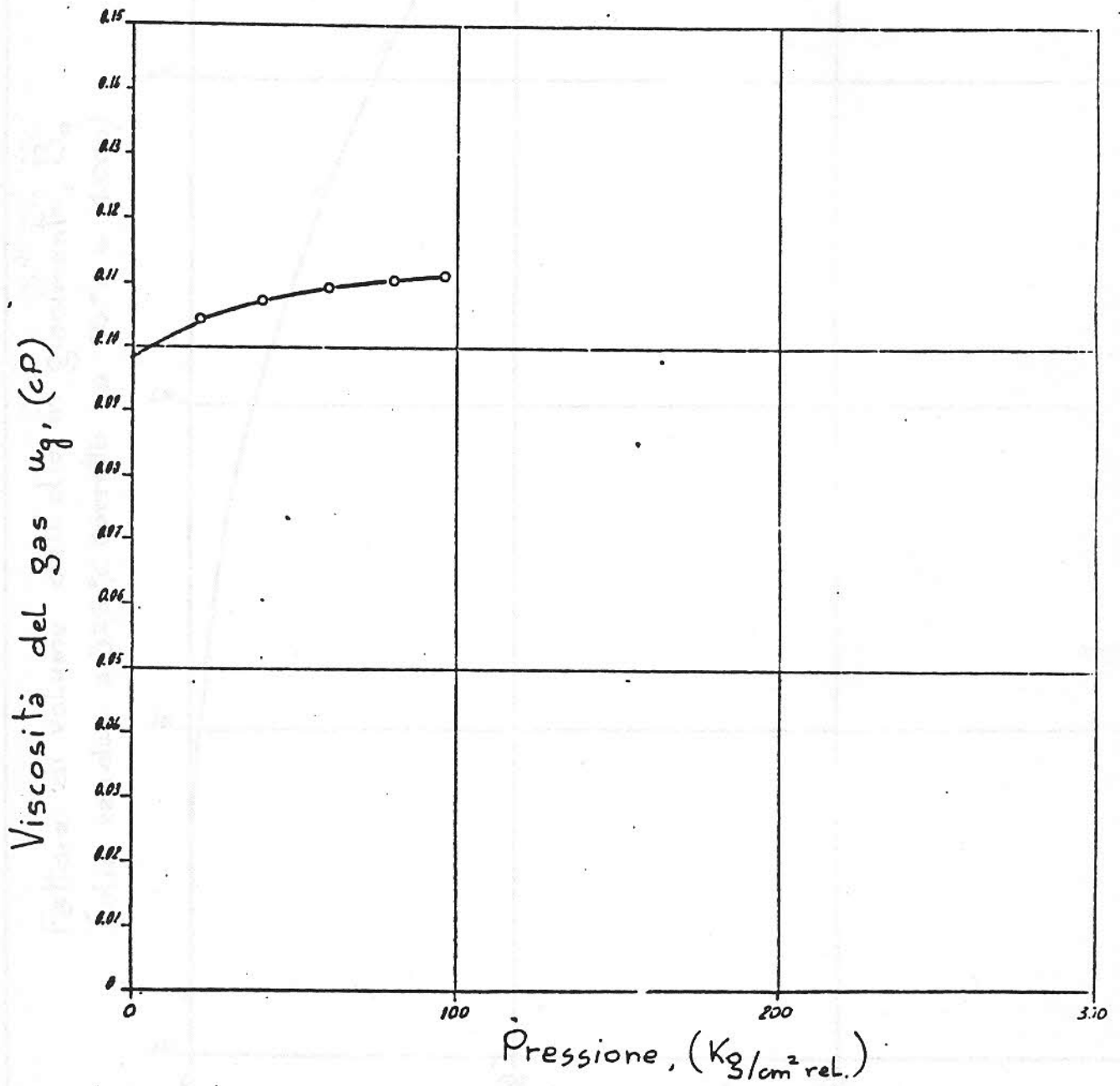


Fig. 4 B_o vs pressione
 Fattore di volume dell'olio in giacimento (B_o) durante la "differential vaporization" a temperatura di giacimento. (32.5°C)

Fattore di volume dell'olio in giacimento, B_o
 (olio residuo a 32.5°C corretto a $15^\circ\text{C} = 1.000$)

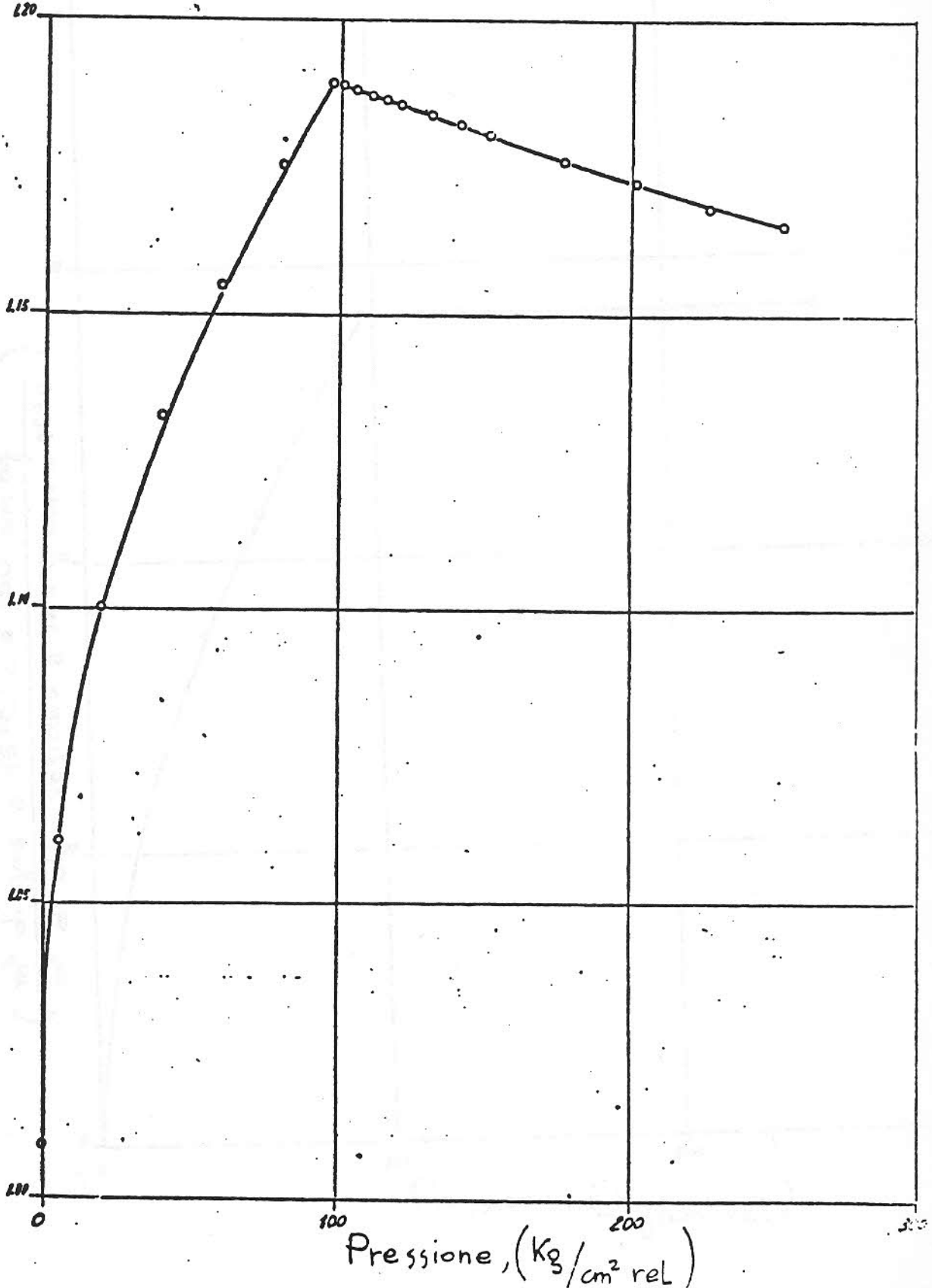


Fig.5 R_s vs pressione
 Solubilità del gas nell'olio (R_o)
 durante la " differential vaporization"
 a temperatura di giacimento (32,5°C)

Solubilità del gas, R_o
 ($\frac{m^3 \text{ di gas a } 15^\circ C \text{ e a } 760 \text{ mm Hg}}{m^3 \text{ di olio residuo a } 32,5^\circ C \text{ corra } 15^\circ C}$)

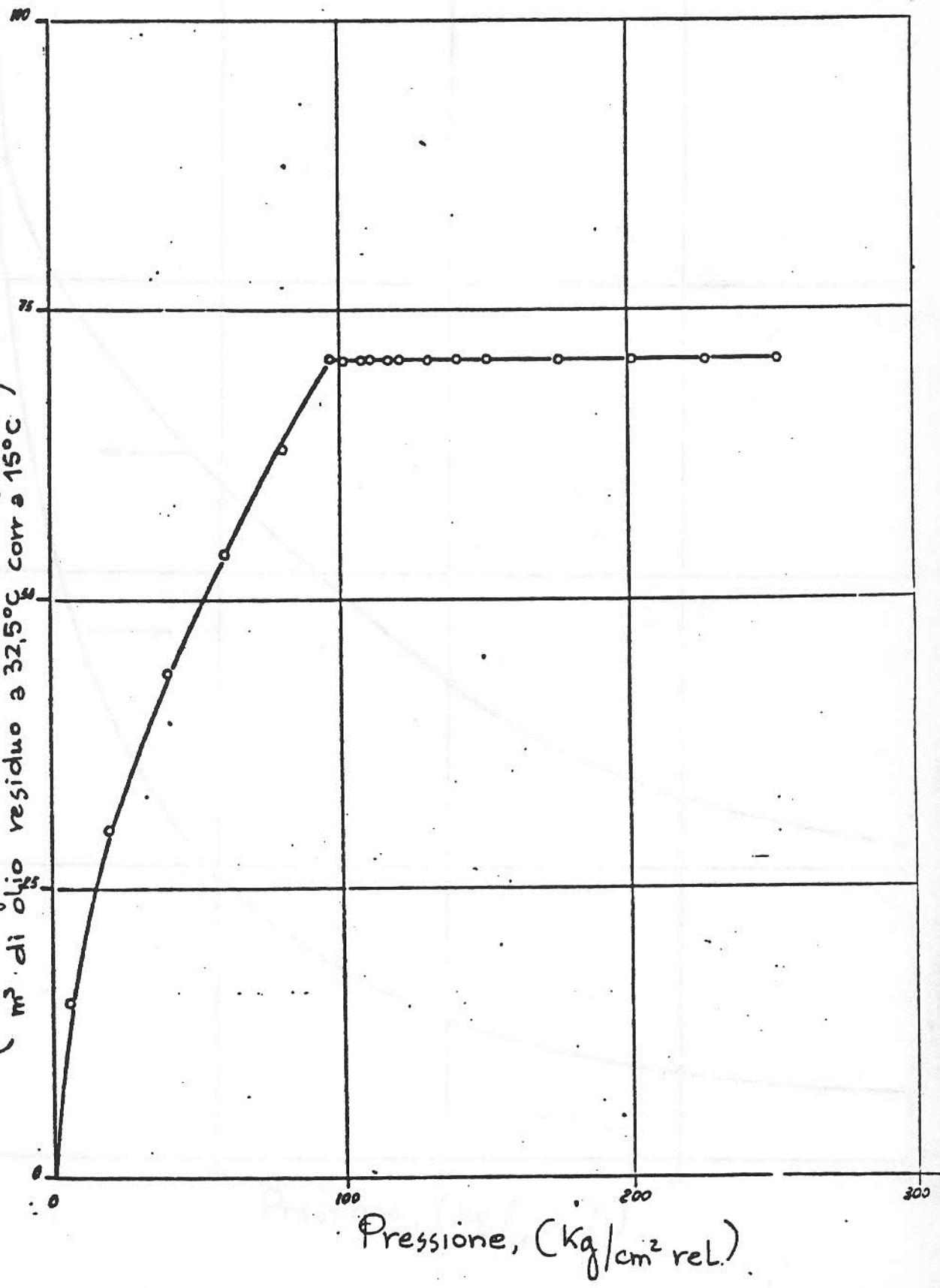


Fig. 6 B_g vs pressione
 z vs pressione
 Fattore di volume del gas (B_g) e
 fattore di comprimibilità del gas (z)
 liberati durante la "differential
 vaporization" a $32,5^\circ\text{C}$

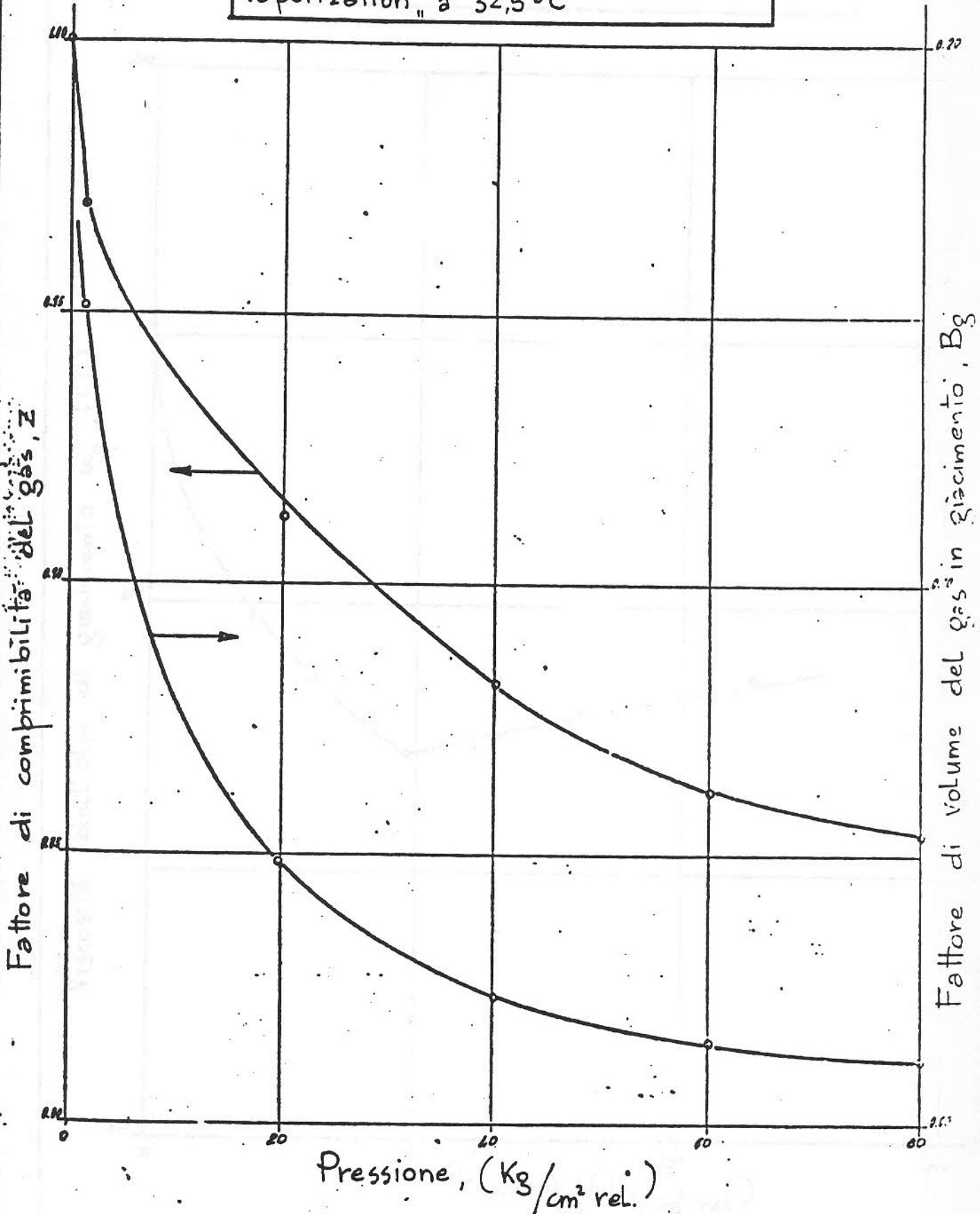
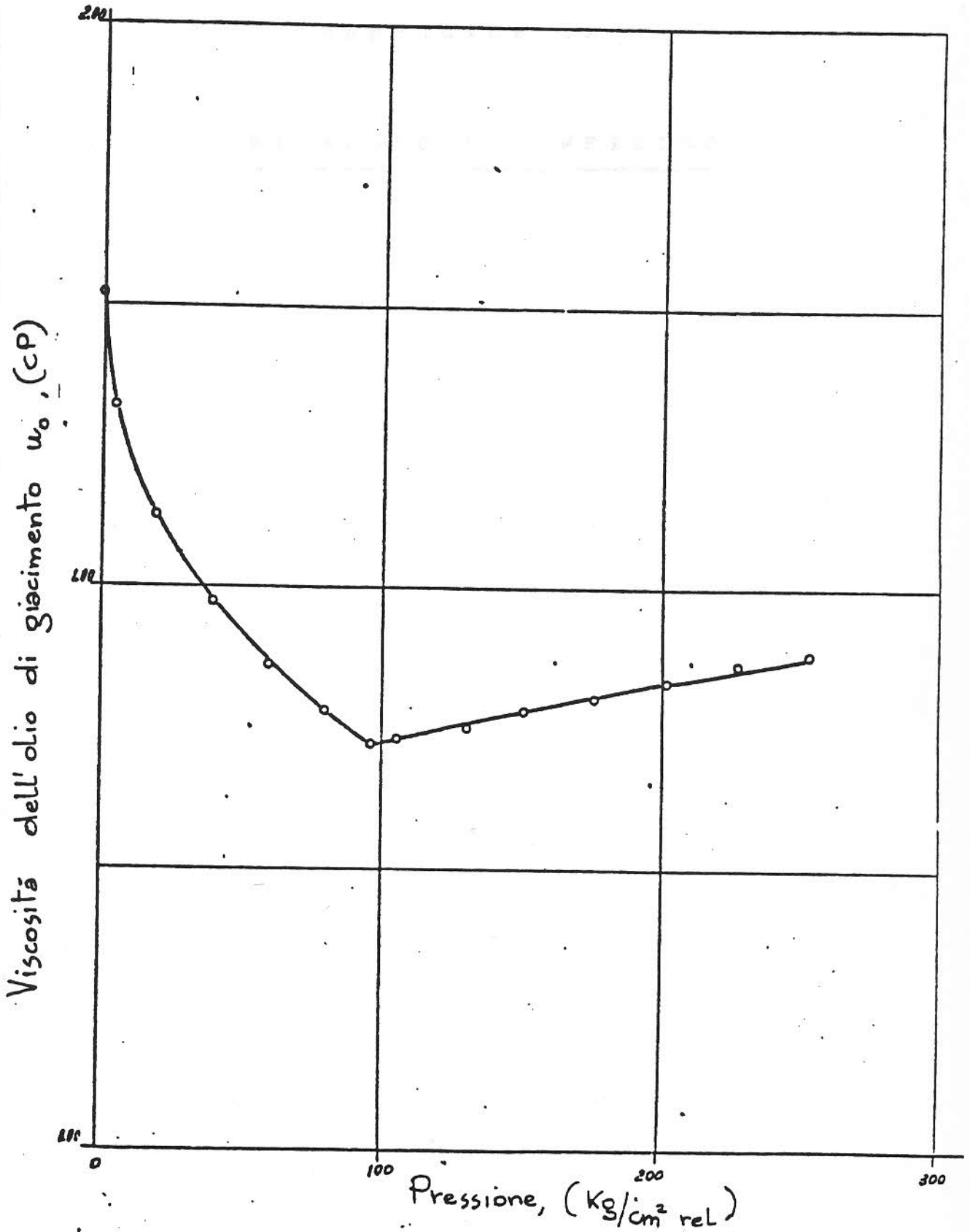


Fig. 7 μ_0 vs pressione

Viscosità dell'olio (μ_0) di giacimento durante la "differential vaporization" a 32,5°C



appendice al

BILANCIO VOLUMETRICO

5. GLI INDICI DI SPINTA

5.1. Gli indici di spinta globali

Si consideri l'equazione generale del bilancio volumetrico, presentata nel paragrafo 4.3., sotto la nuova forma:

$$N_p(K) = N(B_o(K) - B_{oi}) + G(B_g(K) - B_{gi}) + (N \cdot R_{s1} - (N - N_p(K)) R_s(K)) B_g(K) - (G_p(K) + G_{pgc}(K)) B_g(K) + (N \cdot B_{oi} + G \cdot B_{gi}) \left(\frac{C_f + S_w \cdot C_w}{1 - S_w} \right) (P_i - P(K)) + N_p(K) (1 - B_o(K)) + W_E(K) - W_p(K)$$

Dividendo per $N_p(K)$ otteniamo i seguenti termini la cui somma è uguale a 1.

1) Indice di spinta della fase liquida

$$OBI = \frac{N}{N_p(K)} (B_o(K) - B_{oi})$$

Esso rappresenta l'espansione dell'olio totale per unità di olio prodotto. Cioè rappresenta l'apporto della fase liquida originalmente in posto nel generare un volume unitario di olio prodotto.

Se l'olio è sotto saturo, $B_o(K)$ sarà maggiore di B_{oi} e il termine sarà positivo.

Al contrario, per oli saturi, quando la pressione scende al di sotto della pressione di saturazione, questo indice sarà negativo poiché $B_o(K)$ è minore di B_{oi} .

Infatti, in tali condizioni, il volume dell'olio tende a diminuire, a causa della liberazione del gas, al diminuire della pressione.

2) Indice di spinta del gas cap

$$GCDI = \frac{G \cdot (B_g(K) - B_{gi})}{N_p(K)}$$

Questo termine rappresenta l'efficienza del gas di gas cap sul recupero unitario dell'olio.

Il termine sarà sempre maggiore o uguale a 0.

3) Indice di spinta netto del gas liberato

Esso è il risultato della differenza tra due termini. Il primo 0 è dato da:

$$GLDI = [N \cdot RS_i \cdot (N - N_p(K) \cdot RS(K))] \frac{B_g(K)}{NP(K)}$$

Esso rappresenta l'efficienza sul recupero di tutto il gas liberato dalla fase liquida se esso, una volta liberato, rimanesse in giacimento.

Il secondo termine rappresenta la perdita di efficienza dovuta al fatto che, necessariamente, una parte del gas liberato è prodotto insieme all'olio o come gas disciolto in esso al momento della produzione o come gas libero in funzione della saturazione in gas S_g superiore a S_{gc} .

$$GLP = \frac{(G_p(K) + G_{PGC}(K) B_g(K))}{N_p(K)}$$

L'indice di spinta netto del gas liberato sarà quindi

$$NGLDI = GLDI - GLP$$

4) Perdita per shrinkage dell'olio

$$SHL = 1 - Bo(K)$$

Poiché $Bo(K)$ è sempre superiore a 1, il valore SHL è un indice che stabilisce la perdita in volume della fase liquida nel passaggio dalla pressione $P(K)$ alle condizioni standard.

5) Indice di spinta totale del sistema idrocarburi

La somma dei quattro indici sopra descritti rappresenta la frazione di recupero dell'olio legato al sistema elastico dovuto agli idrocarburi originariamente contenuti nel reservoir.

$$HDI = ODI + GCDI + NGLDI + SHL$$

Nel caso in cui la pressione $P(K)$ sia superiore alla pressione di saturazione e non vi sia gas cap, HDI si riduce come segue:

$$HDI = ODI + SHL$$

Poiché, come^{si} può vedere ponendo $RS(K) = RSI$ e $G_p(K) = N_p(K) \cdot RSI$ e $G_{PGC}(K) = 0$, $G = 0$, $GCDI$ e $NGLDI$ sono nulli.

6) Indice di spinta per espansione della roccia e dell'acqua interstiziale

$$RWDI = \frac{NBoi + GBgi}{Np(K)} \cdot \frac{Cf + Sw cw}{1 - Sw} (Pi - P(K))$$

Esso sarà sempre maggiore di 0. Sarà nullo solo se la pressione rimane costante e pari al valore iniziale. Rappresenta l'apporto all'olio recuperato dovuto all'elasticità del sistema roccia/acqua interstiziale.

7) Indice netto di spinta dell'acquifero

$$WDI = \frac{WE(K) - WP(K)}{Np(K)}$$

Questo indice esisterà solo se esiste un acquifero con efficiente spinta d'acqua.

Come detto, la somma degli indici di spinta rappresenta l'unità di olio prodotto in superficie.

$$HDI + RWDI + WDI = 1$$

Si può controllare l'importanza relativa di un fenomeno rispetto all'altro sul recupero, controllando i rispettivi indici di spinta.

Normalmente, RWDI sarà relativamente piccolo anche se, in caso di olio sottosaturo con spinta d'acqua poco efficiente, esso può rappresentare una parte importante del recupero.

WDI sarà tanto più importante quanto più è grande il volume dell'acquifero e quanto migliore è la sua capacità produttiva.

Inoltre, WDI come del resto tutti gli altri indici di spinta, non sono costanti nel tempo.

In generale, all'aumentare del tempo di produzione WDI tende ad aumentare e gli altri indici a diminuire. Se si ha iniezione d'acqua, nell'equazione del bilancio entrerà il nuovo termine $W_i(K)$ che rappresenta l'acqua iniettata cumulativa. In tal caso, nell'equazione degli indici di spinta comparirà il nuovo termine $WIDI = \frac{W_i(K)}{N_p(K)}$ per cui

$$HDI + RWDI + WDI + WIDI = 1$$

L'introduzione di questo nuovo indice di spinta porterà ad una diminuzione dei rimanenti indici. In pratica, ciò si verificherà con una drastica diminuzione della caduta di pressione (con l'aumentare della produzione) che ridurrà evidentemente l'apporto dovuto all'elasticità degli altri sistemi.

Se, al limite, si inietta acqua fin dal primo istante di produzione cosicché la pressione rimane costante e pari a P_i , si ha

l'eguaglianza

$$\text{HDI} + \text{WIDI} = 1$$

ove HDI è costituito solo dal termine SHL (che è negativo). Pertanto, WIDI è maggiore di 1 e pari a

$$\text{WIDI} = \text{Boi}$$

Infatti, l'equazione di bilancio si riduce alla relazione

$$\text{Np}(K) \cdot \text{Boi} = \text{Wi}(K)$$

Gli indici di spinta sopra definiti sono detti globali in quanto tengono conto dell'evoluzione del processo a partire dalla pressione iniziale e quindi tengono conto di tutta la vita produttiva del giacimento fino allo step K ove si effettua il calcolo.

5.2. Indici di spinta dello step

Accanto agli indici di spinta sopra menzionati, può essere interessante, al fine di osservare il comportamento di un giacimento, analizzare gli stessi parametri nell'intervallo K di uno step di calcolo applicando l'equazione di bilancio come scritta nel paragrafo 5.1., una volta al termine dello step K e una volta al termine dello step K - 1 ed eseguendo la differenza si ottiene la seguente formula:

$$\begin{aligned}
 & N_p(K) - N_p(K-1) = DNP(K) = N \cdot (B_o(K) - B_o(K-1)) + \\
 & + G (B_g(K) - B_g(K-1)) + DNP(K) \left[1 - \frac{N_p(K) B_o(K) - N_p(K-1) B_o(K-1)}{DNP(K)} \right] + \\
 & + \left\{ N \cdot RSI (B_g(K) - B_g(K-1)) - [(N - N_p(K)) R_s(K) - (N - N_p(K-1)) R_s(K-1) B_g(K-1)] \right\} - \\
 & - \left[(G_p(K) + G_p G_c(K)) B_g(K) - (G_p(K-1) + G_p G_c(K-1)) B_g(K-1) \right] + \\
 & + (N \cdot B_{oi} + G \cdot B_{gi}) \left(\frac{c\psi + s\psi c\psi}{1 - s\psi} \right) (P(K-1) - P(K)) + \\
 & (\omega E(K) - \omega_p(K) - \omega E(K-1) + \omega_p(K-1))
 \end{aligned}$$

Per cui, dividendo per $DNP(K) = N_p(K) - N_p(K-1)$

si ottengono le seguenti formule:

$$IODI + IGCDI + INGLDI + ISHL = IHDI$$

$$IHDI + IRWDI + IWDI = 1$$

ove

$$IODI = \frac{N \cdot (B_o(K) - B_o(K-1))}{DNP(K)}$$

E' L'INDICE DI SPINTA DELLA FASE LIQUIDA NELL'INTERVALLO K

$$IGDI = \frac{G \cdot (B_g(K) - B_{gi}(K))}{DNP(K)}$$

E' L'INDICE DI SPINTA DEL GAS CAP NELL'INTERVALLO K

$$INGDI = \frac{N \cdot RSI (B_g(K) - B_g(K-1))}{DNP(K)} -$$

$$- \frac{(N - N_p(K)) R_s(K) B_g(K) - (N - N_p(K-1)) R_s(K-1) B_g(K-1)}{DNP(K)}$$

$$- \frac{(G_p(K) + G_p G_c(K)) B_g(K) - (G_p(K-1) + G_p G_c(K-1)) B_g(K-1)}{DNP(K)}$$

E' L'INDICE DI SPINTA NETTO DEL GAS LIBERATO NELL'INTERVALLO K

$$I_{SHL} = 1 - \frac{N_D(K) B_0(K) - N_D(K-1) B_0(K-1)}{DNP(K)}$$

E' LA PERDITA PER SHRINKAGE DELL'OLIO nel passaggio dalle condizioni di giacimento in superficie nell'intervallo K.

IHDI rappresenta quindi l'INDICE DI SPINTA DEL SISTEMA IDRO-CARBURI NELL'INTERVALLO K.

$$I_{RWDI} = (N \cdot B_{0i} + G B_{2i}) \frac{C_f + S_w C_w}{1 - S_w} \frac{P(K-1) - P(K)}{DNP(K)}$$

E' L' INDICE DI SPINTA DELL'ESPANSIONE DEL SISTEMA ROCCIA/ACQUA INTERSTIZIALE NELL'INTERVALLO K

$$I_{WDI} = \frac{w_E(K) - w_D(K) - w_E(K-1) + w_D(K-1)}{DNP(K)}$$

E' L'INDICE DI SPINTA NETTO DELL'ACQUIFERO ALL'INTERVALLO K.

Gli indici di spinta dell'intervallo K possono essere completamente differenti dai corrispondenti indici di spinta globali allo stesso step.

Il loro confronto può indicare come un tipo di spinta sta evolvendosi in termini di importanza relativa rispetto ai rimanenti, nel tempo.

Anche in questo caso potrà introdursi, se esiste l'iniezione d'acqua, un indice di spinta dovuto a questo fenomeno dato da:

$$I_{WIDI} = \frac{w_i(K) - w_i(K-1)}{DNP(K)}$$

Per cui potrà scriversi l'equazione più generale:

$$\text{IHDI} + \text{IRWDI} + \text{IWDI} + \text{IWIDI} = 1$$

In generale, la variazione degli indici di spinta dello step è molto più rapida di quella degli indici di spinta definiti nel paragrafo precedente. Essi pertanto rappresentano meglio l'evoluzione del sistema, mentre gli indici di spinta sono particolarmente utili al termine della vita produttiva per avere una situazione d'assieme dell'importanza dei diversi fenomeni che si sono susseguiti nel corso della vita produttiva del giacimento.

Nel calcolo pratico degli indici di spinta ove i valori da utilizzare provengano dai risultati del bilancio volumetrico ottenuti con il metodo del "trial and error" sulla pressione $P(K)$, potrà risultare che la loro somma non è l'unità.

La differenza all'unità dipende dalla precisione scelta nel metodo suddetto e rappresenta quindi la bontà del fattore di precisione scelto.

Esso dovrà essere tale che la differenza all'unità sia inferiore al minore degli indici.

Tale precisione sarà possibile solo se il calcolo viene eseguito con un computer ad alta velocità e precisione, dato l'elevato numero di tentativi occorrenti per raggiungere la precisione richiesta.
