

Date le due diverse applicazioni del water flood si indicano schematicamente i due diversi procedimenti.

a = Applicazione ad un campo che ha prodotto per depletion fino alla pressione d'abbandono.

Si fa riferimento all'esempio di tab. 1.

- 1) Raccogliere tutti i dati di analisi di carote, di tutti i campioni prelevati in corrispondenza dello strato in esame.
Dato il carattere statistico del metodo occorre avere quanti più dati possibili, eventualmente provvedendo a programmare dei pozzi che attraversino lo strato con carotaggio continuo.
Interessa la porosità del campione e la permeabilità assoluta orizzontale.
- 2) Distribuire i campioni in un certo numero di classi di permeabilità tale che il numero di campioni compreso in ogni classe rappresenti una distribuzione statistica di tipo Gaussiano. (Classi intermedie con molti campioni, simmetricamente costruite).
- 3) Ordinare le classi con ordine decrescente di permeabilità (col. 1).
- 4) Calcolare i campioni cumulativi con permeabilità maggiore od uguale a quella della classe (col. 2).
- 5) Esprimere il cumulativo come frazione del numero totale h , (col. 3).
- 6) Calcolare la permeabilità adimensionale come permeabilità media del campo (media di tutte le carote) = K , (col. 5).
- 7) La capacità del gruppo viene calcolata moltiplicando la permeabilità media di ogni gruppo, per il numero dei campioni appartenenti allo stesso, (col. 6).
- 8) Si sommano di volta in volta le capacità dei gruppi per ottenere la capacità cumulativa, (col. 7).
- 9) Si esprime la capacità cumulativa come frazione della capacità cumulativa totale, C (col. 8).
- 10) Si calcola il valore medio della frazione cumulativa dello spessore totale, (col. 9).
- 11) Si diagramma la permeabilità adimensionale in funzione del valore medio della frazione cumulativa dello spessore totale e la frazione della capacità totale in funzione della frazione cumulativa dello spessore totale fig. 1.
- 12) Dal diagramma vengono scelti particolari valori di h_1 e si leggono i corrispondenti valori di K e C (col. 10, 11, 12).
- 13) Si calcola il recupero frazionale pari a:

$$\frac{kh_1 + 1 - C}{k} \quad (\text{col 13, 14, 15}).$$

- 14) Si calcola il water cut di superficie pari a:

$$\frac{C \cdot A \cdot 100}{CA + 1 - C} \quad (\text{col 16, 17, 18}).$$

dove A rappresenta il rapporto di mobilità.

$$A = \frac{(k_{rw}) \text{ res. olio}}{(k_{ro}) \text{ acqua connata}} \cdot \frac{\mu_o}{\mu_w} \cdot B_o$$

- 15) Il recupero per water flood viene calcolato dal recupero percentuale moltiplicato per il recupero teorico massimo per strato omogeneo e per acro piede. Tale recupero è pari a:

$$\frac{7758 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w - S_{ro} - S_{rg})}{B_o} \cdot \text{AREAL SWEEP EFF.} \quad (\text{col. 19}).$$

dove i singoli termini sono spiegati precedentemente.

- 16) Si calcola il recupero cumulativo per water flood moltiplicando il recupero per acro piede per il volume totale in acri piedi del giacimento (col. 20) e si diagramma in funzione del water cut di superficie.
- 17) Il water cut di giacimento si ottiene dividendo il water cut di superficie per il fattore di volume dell'olio o per essere più esatti tenendo conto che il fattore di volume dell'acqua è circa uno.

$$\text{W.C. di giac.} = \frac{C \cdot A}{B_o(1 - C) + CA} \quad (\text{col. 22})$$

- 18) La portata di iniezione divisa per il fattore di volume e moltiplicata per

$$\left(1 - \frac{WC}{100}\right) \text{ dà la portata di produzione di olio in condizioni di superficie.}$$

- 19) Data la produzione di un certo periodo ottenuto come differenza di due produzioni cumulative, (col. 21) e dividendola per la portata, si ottiene il tempo necessario per produrre quella quantità di olio (col. 24).
- 20) A questo tempo occorre aggiungere il tempo di fill up nel quale l'iniezione non dà risultati, ma riempie soltanto lo spazio saturato dal gas.

$$\text{Tempo di fill up} = \frac{7758 (1 - S_w - S_o \text{ res. cond.})}{\text{portata di iniezione}} \cdot \text{AREAL SWEEP EFF.} \cdot \text{VOLUME GIACIMENTO} \quad (\text{col. 25}).$$

- 21) Moltiplicando la portata di iniezione per tempo si ottiene l'acqua cumulativa iniettata, (col. 26).

Tutte le operazioni sono chiaramente dettagliate nell'esempio.

Se la vita totale del progetto risultasse troppo lunga occorrerà considerare una portata di iniezione più grande.

Dopo che è stata determinata la portata di iniezione occorre calcolare la capacità di iniezione totale necessaria.

All'uopo può essere introdotta l'equazione di Darcy per il flusso radiale espressa come segue.

$$\frac{Q}{k \cdot h} = \frac{7,07 (p_w - p_e)}{\mu \ln \frac{r_e}{r_w}} = \text{Bbls/giorno/Darcy-foot}$$

dove:

- p_e = Pressione statica del giacimento in psia.
- p_w = Pressione di pompamento in pozzo in psia.
- r_e = Raggio di iniettività.
- r_w = Raggio del pozzo.
- k = Permeabilità in darcies.
- h = Spessore del pay in piedi.

Se sono disponibili dei dati di risalita della pressione o di analisi carote, è possibile tracciare una carta di iso-capacità.

Tale mappa sarà utile nell'ubicare la posizione ed il numero dei pozzi necessari all'iniezione del volume di acqua desiderata.

Talvolta è consigliabile cominciare le operazioni di iniezione prima che il giacimento sia depresso. In questo caso è necessario usare un procedimento differente.

- b) Applicazione ad un campo quando la pressione è maggiore di quella di abbandono.

Il procedimento è nella prima parte eguale al procedimento precedente e cioè per i punti 1-16 che permettono di ottenere la relazione che lega il recupero cumulativo al water cut di superficie.

Tale relazione assieme alla capacità produttiva dei pozzi permette di calcolare, per ogni intervallo di tempo, sia l'olio che l'acqua estratti. Tali valori vengono introdotti nell'equazione del « volumetric balance » per il calcolo della pressione di giacimento.

E cioè in pratica si opera come segue.

- 1) Si assume una pressione di tentativo.
- 2) Si calcolano i valori dei fattori di volume dell'olio e del gas in corrispondenza della pressione scelta.
- 3) Si valuta la portata di produzione in fluidi totali e la portata di iniezione per un valore di pressione media durante lo step.
- 4) Si divide la quantità di fluidi totali erogati nello step in acqua ed olio utilizzando il diagramma W.C. - recupero cumulativo, in corrispondenza ai valori medi dello step.
- 5) Si valuta il gas prodotto dalla stima del GOR.
- 6) Si risolve l'equazione del volumetric balance rispetto al water influx W_e . Tale valore deve coincidere con quello che si ricava dall'equazione dell'unsteady state. Se non coincidesse occorre scegliere un'altra pressione di tentativo ed il calcolo va ripetuto fino alla verifica dell'uguaglianza dei due water influx.

Esattamente come è stato utilizzato il metodo STILES, può essere impiegato il metodo Roberts, per ricavare la curva del water cut in funzione del recupero percentuale, dopo di che il procedimento è identico a quello descritto.

LISTA DEI SIMBOLI USATI NELLA SEZIONE VII

<i>Simbolo</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Unità</i>
A	Area della sezione retta	Sq-ft
B _o	Fattore di volume dell'olio @ p	Frazione
B _{oi}	Fattore di volume dell'olio @ p _i	Frazione
B _t	Fattore di volume bifase dell'olio @ p	Frazione
E	$\frac{k_o \sin A \cdot (q_o - q_g)}{365 \cdot \mu_g \cdot q_t} = \text{costante}$	
f _g	Frazione di gas nel flusso fluido	Frazione
G	Gas originalmente in posto	M. cu.ft SC
G _p	Produzione cumulativa di gas	M. cu.ft SC
G _{pc}	Produzione cumulativa del gas cap	M. cu.ft SC
k _{rg}	Permeabilità relativa al gas	darcies
k _{ro}	Permeabilità relativa all'olio	darcies
N	Olio originalmente in posto	Bbl
N _p	Olio prodotto cumulativo	Bbl
q _t	Portata totale di fluidi	Res.cu.ft/giorno
S _g	Saturazione in gas (1 = sat. iniziale in idroc.)	Frazione
t	Tempo di spostamento di una data saturazione	giorni
v	Fattore di volume del gas @ p	Frazione
v _i	Fattore di volume del gas @ p _i	Frazione
W _p	Acqua cumulativa prodotta	Bbl
α	Angolo di pendenza dello strato	gradi
μ _g	Viscosità del gas	centipoises
μ _o	Viscosità dell'olio	centipoises
ρ _g	Densità del gas	in g/cc.
ρ _o	Densità dell'olio	in g/cc.

SEZIONE VII - ANALISI DEI GIACIMENTI A SPINTA DI GAS CAP

VII.1 CARATTERISTICHE DI COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO

A mano a mano che l'olio viene prodotto da un giacimento che contiene un grande gas cap, la pressione declina permettendo a tale gas cap di espandersi al disotto del suo contatto originale, gas-olio come indicato in fig. 1.

L'espansione del gas cap, se esso è di dimensioni sufficienti rappresenta la sorgente principale di energia che viene utilizzata nella produzione di olio dal giacimento e contribuisce a mantenere la pressione.

Questo sostentamento della pressione previene eccessive perdite di gas di soluzione entro la sabbia a olio e mantiene quindi elevata la saturazione in olio in tale zona.

E' necessario che il gas cap sia mantenuto separato al disopra della zona ad olio, e che fenomeni gravitazionali di olio e gas siano presenti, se si vuole realizzare la massima efficienza nello spiazamento dell'olio da parte del gas.

In pratica, visto che il grado di efficienza nel sostenere la pressione dipende dalle dimensioni relative delle zone ad olio ed a gas ed, in assenza di una produzione eccessiva di gas libero, il declino della pressione, con lo svuotamento, è funzione diretta del rapporto del volume del gas cap e della zona ad olio.

Se l'olio è prodotto più rapidamente di quanto non comporti soltanto la produzione per gravità, la pressione nella zona ad olio scenderà al disotto di quella del gas-cap.

Il gas per effetto di questa differenza di pressione viene forzato nella zona di olio, lo spiazza e lo spinge verso il basso.

Se l'olio viene prodotto con portata sufficientemente ridotta, così da essere prodotto praticamente per effetto gravitazionale, allora il gas invaderà la zona originariamente ad olio, ma soltanto per rimpiazzare quella parte che viene prodotta e quindi con conseguente mantenimento della pressione.

Sia che il gas rappresenti l'elemento che spinge l'olio verso il basso e quindi lo spiazza, sia che rappresenti l'elemento che rimpiazza l'olio prodotto, il meccanismo appare simile e può essere interpretato matematicamente come uno spiazamento dell'olio ad opera del gas.

La fig. 2 mostra la storia della produzione e della pressione di un gruppo di pozzi appartenenti ad un giacimento che produce per gas cap drive.

Nelle condizioni migliori, di un effettivo controllo del rapporto gas-olio e nel caso di una reale segregazione gravitazionale, il recupero può raggiungere anche l'80 % dell'olio originamente in posto; tuttavia nei casi più generali, il recupero si mantiene tra il 20 e l'80 % dell'olio originamente in posto.

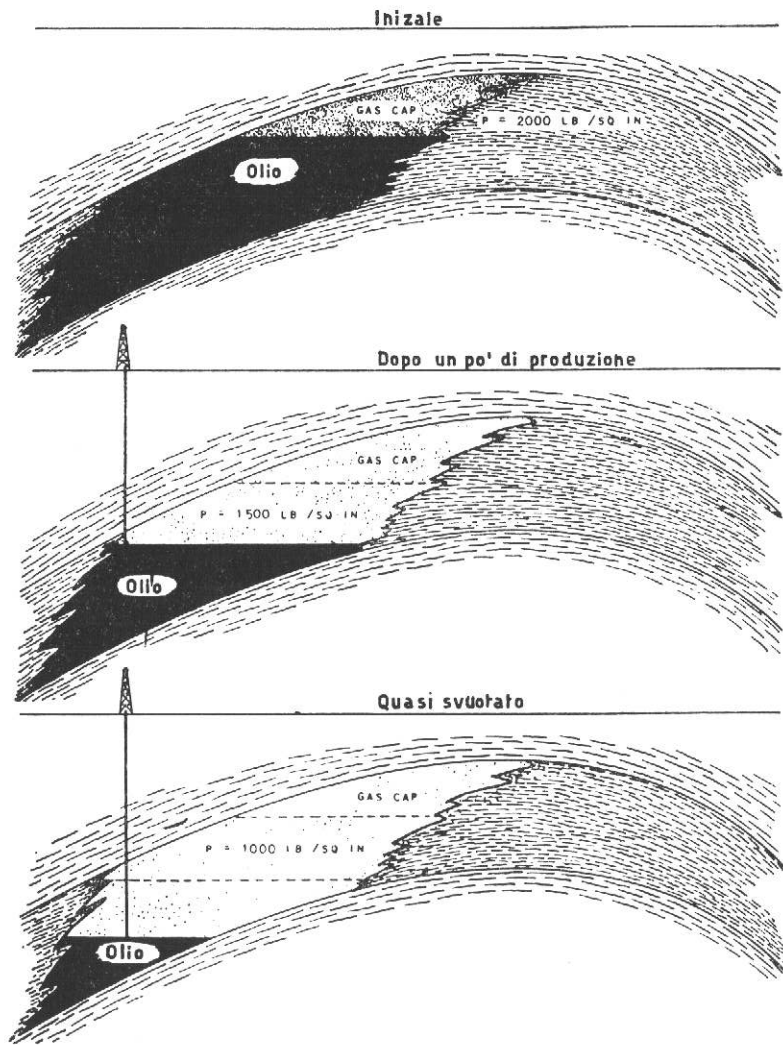


Fig.1

Giacimento a gas cap_ si mostra l'espansione del gas cap

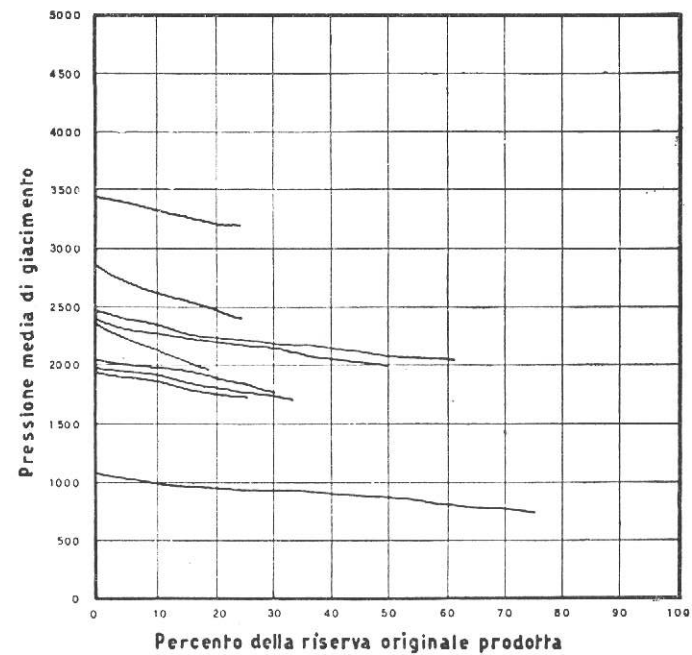


Fig.2

Relazione tra la pressione di giacimento e lo spiazzamento dell'olio per campi nell'area della costa del golfo, con indicazione dell'andamento tipico della pressione in funzione della produzione per giacimenti a gas cap drive

VII.2 CARATTERISTICHE DEL MECCANISMO

2.1 Definizione

Il gas cap drive è il meccanismo secondo il quale un volume distinto di gas libero, che si trova nella parte superiore della struttura che racchiude olio e gas, ha la possibilità, oppure è costretto ad espandersi, per invadere la zona ad olio sottostante spiazzando lo stesso verso i pozzi di produzione, ammesso che non esista un ingresso d'acqua nel giacimento.

Il giacimento a gas cap drive è generalmente caratterizzato da un debole ma costante declino della pressione di strato in funzione della produzione cumulativa e dalla produzione di considerevoli e crescenti quantità di gas dai pozzi, che producono da quella parte di giacimento interessata dall'ingresso del gas.

L'uniformità e l'efficienza dello spiazzamento dell'olio nella fase iniziale è funzione della velocità di avanzamento del gas; pertanto la portata di produzione deve essere limitata per ottenere il massimo beneficio dalla spinta del gas cap.

2.2 Requisiti per un gas cap drive efficiente

I requisiti più importanti, per utilizzare il processo di spiazzamento del gas, sono: la presenza di una cappa di gas libero originale o la formazione di una cappa artificiale di gas.

A lato di questo requisito fondamentale, le condizioni richieste per l'efficienza di uno spiazzamento di gas cap sono le seguenti:

- 1) Il gas cap (naturale od artificiale) deve essere di volume sufficientemente grande per spiazzare in maniera soddisfacente l'olio recuperabile.
- 2) La sabbia deve avere permeabilità elevata poichè per i fini pratici è assai difficile evitare canalizzazioni di gas e conseguente by-passing dell'olio, sia da parte del gas di soluzione che di quello originalmente nel gas cap.
- 3) Strutture accentuate sono necessarie per aiutare la segregazione gravitazionale.
- 4) Lo strato sabbioso deve essere continuo e ragionevolmente uniforme per permettere un completo spiazzamento dell'olio, a mano a mano che il gas si espande nella zona originalmente ad olio.
- 5) Alcune restrizioni devono essere fatte sulla portata di estrazione per prevenire la canalizzazione del gas con relativo by-passing di zone ad olio.
- 6) Si deve avere una attenta cura nel preservare il gas in giacimento, se si vuole utilizzare completamente l'attitudine del gas-cap ad operare un'azione di spiazzamento. In taluni casi potrà rendersi necessario riiniettare gas nella parte alta della struttura.

2.3 Sorgenti del drive

L'espansione del gas cap che risulta necessaria per lo spiazzamento da parte del gas libero può avvenire in uno o più delle seguenti maniere:

- 1) Per riduzione della pressione in modo che il volume di gas libero che resta in giacimento aumenti.
- 2) Aumentando la quantità di gas nel gas cap per la segregazione gravitazionale dell'olio e del gas liberato nella zona ad olio.
- 3) Operando il mantenimento della pressione con riiniezione di gas.

Escludendo quei giacimenti dove le operazioni di mantenimento della pressione hanno carattere di recupero secondario, l'espansione del gas cap avviene sempre con il dissolved gas drive e la relativa importanza di ogni tipo di drive dipende per la gran parte dalle dimensioni relative del gas cap e della zona ad olio.

Il gas tende generalmente a restare disperso nella zona ad olio piuttosto che accumularsi in una cappa di gas separata e distinta in giacimento nei casi ove:

- 1) La segregazione dell'olio e del gas non sia efficiente.
- 2) La struttura sia talmente piatta da presentare una grande difficoltà nel controllo della produzione di gas libero;
- 3) La sabbia abbia una scarsa permeabilità.
- 4) Le operazioni di ricompressione contemplino l'iniezione di gas nella zona ad olio oppure attraverso la stessa.

Poichè la spinta di un gas cap che si espande rappresenta un processo di recupero più efficiente del dissolved gas drive, è desiderabile ottenere la massima espansione possibile della cappa stessa.

Uno dei requisiti più importanti per ottenere la massima espansione del gas cap è che si produca la quantità minima possibile di gas libero; pertanto i pozzi ubicati strutturalmente in alto devono essere completati per produrre dalla zona più bassa, saturata ad olio.

In giacimenti con gas cap originali di piccole dimensioni il volume di gas può essere insufficiente a mantenere la pressione in maniera adeguata. In tali casi il giacimento può ricevere un beneficio minimo dall'espansione del gas cap e gran parte della produzione è dovuta al dissolved gas drive.

2.4 Comportamento del rapporto gas-olio

Il comportamento del rapporto gas-olio nelle condizioni teoriche ideali di un gas cap che si espande fino alla linea dei pozzi di produzione, è illustrato in fig. 1.

Prima che il fronte del gas raggiunga i pozzi viene prodotto soltanto il gas di soluzione dell'olio. Non appena il fronte di gas sarà giunto in prossimità dei pozzi di produzione, il rapporto gas-olio aumenterà repentinamente.

In seguito il rapporto gas-olio continuerà ad aumentare fino a che il giacimento non avrà prodotto tutto l'olio recuperabile o fino a che non si sarà esaurito tutto il gas.

Il rapporto di $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ regola per la gran parte il rapporto gas-olio del flusso

fluido attraverso la sabbia. Il rapporto k_{rg}/k_{ro} viene determinato dalla saturazione in gas della sabbia ed aumenta rapidamente con l'aumentare della saturazione in gas.

Da ciò, a mano a mano che si accumula rimpiazzando l'olio, il gas ha la possibilità di muoversi sempre più facilmente e la pressione di giacimento viene persa con la dissipazione del gas stesso prima che tutto l'olio sia recuperato. Un'alta viscosità dell'olio aumenta il rapporto gas-olio che causa la dissipazione del gas a disposizione.

Tanto per dare un ordine di grandezza dei rapporti gas-olio o moderati valori di saturazione in gas in una sabbia, l'equazione del rapporto gas-olio istantaneo viene applicata con $k_{rg}/k_{ro} = 5$ corrispondente ad una saturazione in gas $S_g = 34\%$ dello spazio poroso e $\mu_g = 0,0182$ cp e $\mu_o = 0,687$ cp.

Il rapporto gas-olio in giacimento sarà

$$\frac{5 \times 0,687}{0,187} = 0,184$$

barili di gas per barili di olio misurato alle condizioni di giacimento. Se il volume di superficie di un barile di gas in giacimento è 1 Mcf ed il fattore di shrinkage (Flash) è 0,7 barili di olio stock-tank per barile di olio in condizione di giacimento, il rapporto gas-olio di superficie sarà

$$\frac{184 \times 1000}{0,187} = 262.800$$

piedi cubici di gas più il gas di soluzione per ogni barile di olio Stock-tank.

Questo illustra il tremendo sciupio di gas che risulta dal tentativo di recuperare una parte di olio con produzione in superficie del gas di spiazzamento.

Il confine della zona di invasione del gas è rappresentato da una variazione graduale delle saturazioni in olio ed in gas da una regione di saturazione relativamente bassa ad una zona di saturazione in olio elevata.

La brusca variazione di questa zona di transizione viene contrastata dalle forze capillari che in ogni sabbia omogenea hanno la tendenza a mantenere costante la saturazione.

Tuttavia nelle sabbie eterogenee il gas di invasione tende a entrare nelle sabbie più permeabili molto più rapidamente che in quello meno permeabili con conseguenti variazioni di saturazione tra le varie parti delle sabbie allo stesso livello e facilità di by-passing di alcune zone o di canalizzazione del gas.

A tale effetto si oppongono le forze capillari le quali forzano l'olio dalle sabbie meno permeabili ad alta saturazione in olio verso le zone più permeabili.

La produzione di una quantità eccessiva di gas libero può risultare in una produzione primaria per dissolved gas drive ed, in aggiunta, può verificarsi una contrazione del gas cap.

In tali condizioni l'olio si sposterà verso lo spazio occupato originalmente dal gas libero con una perdita minima di olio, che corrisponde alla differenza nelle saturazioni iniziali e finali di questa zona, originalmente occupata dal gas, poichè tutti i tentativi susseguenti di recuperare questo olio possono soltanto ridurre la saturazione ai valori corrispondenti al residuo per tale tipo di meccanismo.

Allora in un giacimento a gas cap drive è di grande importanza non soltanto

di impedire le contrazioni del gas cap, ma anzi di ottenerne la massima espansione dello stesso.

Se non è possibile limitare la produzione di gas libero ricompletando i pozzi o chiudendo quelli che producono con alto rapporto gas-olio, allora può essere conveniente riiniettare in giacimento il gas prodotto.

2.5 Il gas come fluido spiazzante

Sotto molti punti di vista, il meccanismo di spiazzamento dell'olio ad opera del gas è simile a quello di spiazzamento ad opera dell'acqua, ma ci sono due differenze fondamentali tra i due fluidi di spiazzamento:

- 1) Il rapporto delle viscosità del fluido di spiazzamento a quello dell'olio è molto più basso con il gas che con l'acqua.
- 2) Il gas che agisce come fluido di spiazzamento non bagna la roccia, mentre invece l'acqua generalmente bagna la sabbia.

Il rapporto di viscosità gas-olio è più basso, come mostrato in fig. 2 (A) in confronto a quello acqua-olio, come indicato in fig. 2 (B) e risulta in un rapporto gas-olio molto più grande di quello acqua-olio, quando l'olio viene spiazzato dalla sabbia in condizioni simili.

Si osserva inoltre che il rapporto di permeabilità relativa gas-olio indica che le caratteristiche di permeabilità relativa sono più favorevoli per l'acqua che non per il gas come fluidi di spiazzamento.

Nello spiazzamento dell'olio da parte del gas, la fase iniziale dello spiazzamento ha un effetto relativamente piccolo sulla riduzione nella saturazione in olio.

Ne deriva che una grande parte dell'olio deve essere prodotta o con alti rapporti gas-olio durante la fase subordinata oppure dai pozzi che si trovano nella parte bassa della struttura con l'ausilio di limitazioni di completamento e particolari tecniche di produzione, che abbiano lo scopo di mantenere elevata la saturazione in olio negli strati più permeabili, fintantochè le forze capillari tra le varie parti del giacimento non siano nuovamente bilanciate.

Come nel caso di water cut drive, il flusso nei due sensi o lo scambio di gas ed olio tra le varie parti del giacimento è ridotto ed è tanto più completo quanto più bassa è la portata di produzione e quanto minore è la viscosità dell'olio.

Quando il gas di spiazzamento si muove verso il basso, come nel caso di un gas cap che si espande, le forze gravitazionali tendono ad accentuare la variazione di saturazione della zona di transizione tra le regioni ad alta saturazione in gas e quella ad alta saturazione in olio.

A portate molto basse di avanzamento del gas cap, è probabile che l'effetto della gravità sia così preponderante rispetto alle forze capillari, in ogni parte sufficientemente uniformi, che la zona di transizione gas-olio sia limitata ad una distanza abbastanza ridotta.

2.6 Caratteristiche di comportamento

Le caratteristiche generali di un meccanismo a gas cap drive durante la vita produttiva di un giacimento sono le seguenti:

- 1) Sostanzialmente tutto il gas libero in giacimento viene segregato nel gas cap.
 - 2) La pressione di giacimento declinerà con la produzione, ma il declino sarà meno rapido di quello che si registra nel caso di un dissolved gas drive e la pressione tenderà verso un valore di abbandono maggiore di zero. La fig. 3 mostra le caratteristiche delle curve di declino della pressione di giacimento per un gruppo di giacimenti a gas cap drive e per confronto sono incluse delle curve simili per giacimenti a water drive e dissolved gas drive.
 - 3) Il rapporto gas - olio cresce continuamente fino a che praticamente verrà prodotto soltanto gas secco nei pozzi vicino al contatto gas-olio, man mano che il fronte di gas si avvicina e raggiunge i pozzi stessi.
I pozzi lontani dal contatto gas-olio producono con bassi rapporti gas-olio fintantochè il fronte di gas nella sua avanzata non si avvicina e li raggiunge.
 - 4) Non si produce alcuna o poca acqua durante tutta la vita del pool.
 - 5) I pozzi possono erogare spontaneamente per gran parte della vita del giacimento e talvolta fino all'esaurimento.
 - 6) Il recupero finale può essere elevato. Esso dovrebbe essere molto più elevato del recupero di giacimenti per dissolved gas drive ed in particolari casi molto favorevoli si raggiunge l'80 % dell'olio originalmente in posto.
- Il gas cap drive differisce dal dissolved gas in due precipue caratteristiche:
- a) il gas di spiazzamento è fornito da una sorgente collegata quale la cappa di gas libero e quindi non è limitato alla quantità disciolta nell'olio.
 - b) essendo un tipo di drive per spiazzamento, il gas libero che si muove verso la sabbia ad olio man mano che vengono prodotti olio e gas rimpiazza il fluido prodotto, pertanto sostiene la pressione di giacimento nella zona ad olio e ritarda la liberazione del gas di soluzione dell'olio.

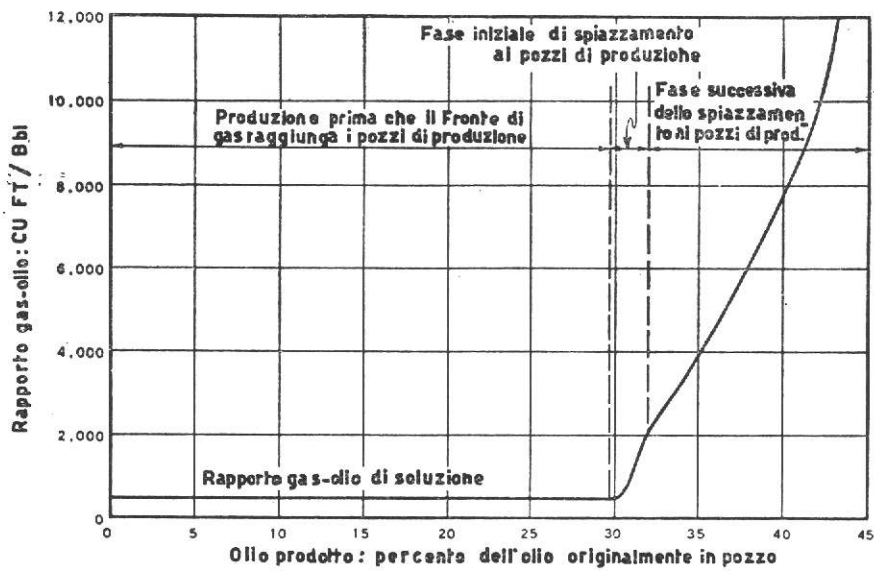


Fig.1

Variatione del rapporto gas-olio alla fila dei pozzi di produzione, per effetto di una spinta di gas cap che si espande

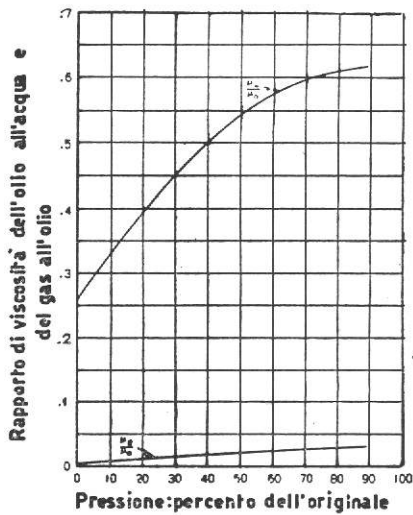


Fig.2

Rapporto della viscosità dell'acqua e del gas all'olio

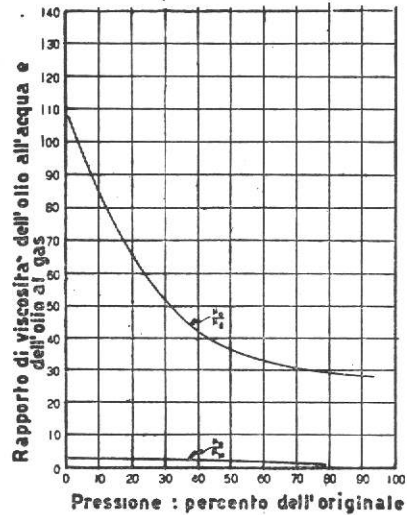


Fig.3

Rapporto di viscosità dell'olio al gas e dell'olio all'acqua

VII.3 FATTORI CHE INFLUENZANO IL RECUPERO

Inizialmente si suppone che il giacimento sia uniforme.

3.1 Saturazione

Per definizione il termine « Saturazione residua in olio » significa la frazione dello spazio poroso totale occupato dall'olio, quando la portata di olio nel flusso che attraversa il giacimento stesso diventa trascurabile.

Tuttavia, in questa parte, il termine « Saturazione residua in olio » verrà usato per rappresentare la frazione di olio nel giacimento svuotato fino al suo limite economico.

Nei giacimenti a gas cap drive, il limite economico della operazione viene generalmente fissato dall'esaurimento della riserva di gas o nel caso di un progetto di riiniezione di gas, da rapporti gas olio che rendono antieconomica l'iniezione.

Poichè il recupero di olio è necessariamente eguale all'olio originalmente in posto meno l'olio residuo, la parte restante di tale argomento concernerà principalmente i fattori che hanno influenza nella saturazione residua in olio ed il volume dello spazio poroso che contiene tale saturazione residua.

3.2 Acqua connata

La quantità di acqua connata presente non influenza materialmente l'efficienza del recupero dell'olio, ma influenza la quantità di olio in posto ed il recupero totale di questo.

Per esempio se due giacimenti con una saturazione in acqua rispettivamente del 30 e del 60 per cento vengono svuotati fino ad una saturazione in olio residuo del 20 % il primo giacimento procurerà un recupero di olio maggiormente elevato ($70-20 = 50$ %) che il secondo ($40-20 = 20$ %) dello spazio poroso del giacimento.

La porosità della roccia di giacimento ha pure influenza sulla quantità di olio in posto, tuttavia la quantità di olio recuperabile non influisce direttamente sull'efficienza del processo di recupero dell'olio.

3.3 Shrinkage dell'olio

Il fattore di shrinkage (flash) dell'olio di giacimento determina la quantità di olio in condizioni di superficie rappresentante lo spazio di giacimento, riempito di olio in condizioni originali.

Allora il fattore di shrinkage (flash) nella stessa maniera dell'acqua connata contenuta dalla sabbia, governa per gran parte la quantità di olio recuperabile dal giacimento.

L'operatore ha scarse possibilità di poter controllare tale rapporto escluso per l'intervallo nel quale può essere modificata con opportuna scelta la pressione di separazione.

3.4 Rifornimento di gas

La gran parte dei giacimenti che producono per gas cap drive che si espande, producono pure sostanziali quantità di olio per dissolved gas drive. Poichè l'efficienza del recupero dipende per gran parte dall'attività relativa di ogni tipo di drive, la quantità finale di olio che si può ottenere, varia direttamente con il grado al quale si utilizza l'espansione del gas cap.

In tal caso un adeguato rifornimento di gas è necessario se si vuole produrre la massima quantità possibile di olio per gas cap drive.

3.5 Controllo dei rapporti gas-olio

Dal punto di vista del limite economico, il recupero da un giacimento che produce per gas cap che si espande è limitato dai due fattori.

1. Esaurimento del gas.
2. Incremento del rapporto gas-olio fino ad un valore di produzione anti-economica.

Dato lo sciupio di gas che risulta nella produzione dei pozzi dopo che la saturazione in gas nella roccia circostante raggiunge valori abbastanza elevati, è generalmente impossibile per tutti i pozzi di raggiungere rapporti di gas-olio anti-economici a meno che un certo rifornimento di gas venga procurato con l'iniezione del gas prodotto nel gas cap.

Allora la perdita di gas per produzione dei pozzi con rapporti gas-olio elevati, risulta in una prematura perdita di pressione con sfavorevole cambiamento delle caratteristiche dell'olio di giacimento che influenza direttamente il limite economico dell'operazione.

3.6 Produzione del gas libero da pozzi a gas

La produzione da pozzi completati in una zona di gas cap ha un effetto negativo sul recupero come avviene per una produzione di gas libero dai pozzi ad olio.

Ne risulta che è estremamente importante che la produzione di gas libero sia evitata, nel caso dei giacimenti a gas cap drive, a meno che la scorta di gas non sia molto grande in confronto al volume della zona ad olio.

3.7 Declino di pressione

In giacimenti a gas cap drive, diversamente da quelli a water drive, la portata totale ha scarso effetto sulla curva della pressione di giacimento in funzione della produzione cumulativa.

Tuttavia, il declino di pressione ha un effetto maggiore, quantunque indiretto, sul recupero.

Dapprima, l'abbassamento di pressione risulta in una perdita di gas di solu-

zione ed in un incremento nella saturazione in gas nella porzione di zona ad olio non invasa dove la saturazione in gas limita il grado al quale possono essere ridotti i rapporti gas-olio con dei lavori di ricompletamento.

Anche lo sviluppo del gas nella restante zona ad olio ha l'effetto di aumentare la viscosità dell'olio di giacimento ed il valore di $\frac{k_{rg}}{k_{ro}}$ della sabbia, il che porta a:

- ridurre l'efficienza del meccanismo di spiazzamento;
- aumentare il rapporto gas-olio di produzione;
- ridurre l'efficienza della segregazione gravitazionale nella porzione di zona ad olio non invasa.

Il secondo effetto nocivo risulta dalla contrazione dell'olio di giacimento, che accompagna la liberazione del gas di soluzione.

Poichè il rapporto di olio è funzione principalmente dalla saturazione in olio residuo della roccia, maggior quantità di olio originale deve essere lasciata nel giacimento, per ottenere la stessa saturazione residua, quando la contrazione dell'olio è elevata.

Per esempio in un giacimento che non contiene acqua connata, se un barile di olio saturo, in condizioni originali, si contrae a 0,85 barili alla pressione di abbandono e se la saturazione in olio residuo è il 50 % la frazione di olio originale

STOCK-TANK prodotta è pari a $\left(1 - \frac{0,50}{0,85}\right) 100 = 41\%$ e cioè il 50 % di ridu-

zione sulla saturazione in olio porta al 41 % ed indica quale effetto nocivo ha la contrazione dell'olio sul recupero dello stesso.

3.8 Permeabilità

La permeabilità ha un effetto maggiore sull'efficienza dello spiazzamento poichè influisce sull'efficienza delle forze capillari e gravitazionali a diverse portate di produzione.

La figura 1 mostra gli effetti teorici della permeabilità sul recupero di olio fino al breakthrough del fronte di gas sull'ultima fila di pozzi produttivi tenendo costanti altri fattori quali: portata di produzione, pendenza dello strato, pressione di giacimento e viscosità dell'olio di giacimento.

Queste curve non possono essere applicate ad ogni giacimento ma indicano in generale che un maggiore ricupero può aspettarsi in un giacimento con permeabilità elevata.

La permeabilità relativa dipende principalmente dalle caratteristiche della sabbia e dalla saturazione in fluido.

Pertanto l'operatore ha scarse possibilità di controllo sulla sua efficienza come per esempio mantenere elevata la saturazione in olio nella zona ad olio non ancora invasa. Tuttavia da un punto di vista pratico i rapporti di permeabilità relativa sono uno dei più importanti fattori che regolano il recupero nei giacimenti a gas cap drive. Questi insieme ai rapporti di viscosità tendono a fissare le porzioni relative di gas e di olio che si muovono a determinate saturazioni e, quindi, indirettamente fissano il limite del recupero dal giacimento.

3.9 Viscosità

Il rapporto di viscosità dell'olio a quella del gas in condizioni di giacimento così come il rapporto di permeabilità relativa, è uno dei fattori più importanti influenzanti il recupero in un giacimento a gas cap drive, poichè, con il rapporto di permeabilità relative, fissa le porzioni relative di gas e di olio che si muovono ad una data saturazione.

Per una data sabbia ed un rapporto di viscosità molto alto, la saturazione in olio sarà più alta al limite economico dell'operazione (che è fissato dall'esaurimento della riserva di gas o da rapporti di iniezione antieconomici) di quella che non sarebbe nel caso che la sabbia contenesse olio di bassa viscosità.

L'effetto della viscosità sullo spiazzamento dell'olio attraverso la zona di transizione gas olio, viene illustrato dalla figura 2 (che come la figura 1 mostra i risultati di calcoli teorici, ma in tal caso viene tenuta costante la permeabilità).

Bisogna far rilevare tuttavia che se è disponibile una quantità di gas illimitata e si prescinde completamente dal limite economico, allora la stessa saturazione residua può essere ottenuta sia con l'olio ad alta che a bassa viscosità.

La viscosità dell'olio di giacimento aumenta sensibilmente con la liberazione del gas di soluzione quando la pressione di giacimento viene ridotta al di sotto della pressione di saturazione.

Pertanto un declino di pressione eccessivo che causa un incremento nella viscosità dell'olio, o determina una saturazione residua in olio più elevata oppure rende necessaria l'iniezione di grandi volumi di gas per raggiungere la stessa saturazione residua.

3.10 Portata di produzione

In giacimenti che producono per gas cap drive la portata di produzione ha scarso effetto sulla curva della pressione di giacimento in funzione della produzione cumulativa totale di fluidi.

Tuttavia se la portata di produzione è talmente elevata da provocare un grande gradiente di pressione tra la zona di gas libero e la zona in produzione ad olio, può formarsi il coning o il fingering di gas ed il liberarsi di eccessive quantità di gas di soluzione con il relativo effetto di variare i rapporti di viscosità e di permeabilità il che esalta questi fenomeni nocivi, con perdite eccessive di gas e quindi di energia di giacimento.

In aggiunta la velocità di avanzamento del gas attraverso la sabbia, influenza indirettamente l'efficienza del meccanismo di spiazzamento limitando l'efficienza della segregazione gravitazionale.

L'effetto pronunciato di questo risultato indiretto è mostrato in figura 3 che, come la figura 1 e 2 è calcolato per sabbie ipotetiche tenendo tutti i fattori costanti (pressione, viscosità, e pendenza dello strato) e variando la portata di produzione per determinare il recupero di olio al punto del breakthrough del gas in corrispondenza dell'ultima fila di pozzi.

3.11 Area di contatto gas-olio

L'area di contatto gas-olio fissa l'area attraverso la quale il gas può entrare nella restante zona ad olio e, come è indicato in fig. 3, un giacimento con area di contatto doppia di un altro può produrre con portate doppie, per poter ottenere lo stesso recupero al punto dell'inizio del breakthrough.

A proposito di ciò occorre mettere in risalto che è l'area aperta all'ingresso del gas che, se gli altri fattori restano costanti, controlla la portata alla quale l'olio può essere efficientemente spiazzato nei giacimenti a gas cap drive piuttosto che il numero di pozzi o l'area stessa della zona saturata ad olio.

3.12 Struttura del giacimento

La struttura del giacimento è un fattore importante nella determinazione del grado al quale avverrà la segregazione dell'olio e del gas durante la produzione del giacimento.

La fig. 4 mostra l'effetto indiretto della struttura (angolo di giacitura rispetto alla orizzontale) sul recupero teorico da un giacimento a gas cap drive.

Tale figura ricavata similmente alle fig. 1, 2 e 3 mostra chiaramente che in un giacimento a struttura molto marcata la segregazione gravitazionale determina una efficienza estremamente favorevole al fine del recupero, mentre in strutture di tipo pianeggiante il recupero è nettamente ridotto dalla limitata segregazione dei fluidi.

3.13 Segregazione gravitazionale

La tendenza dei fluidi di giacimento a disporsi su vari livelli in funzione della loro densità può giocare un ruolo della massima importanza nel recupero dell'olio per espansione della cappa di gas.

Queste forze obbligano il gas che si è liberato nella zona ad olio, per riduzione della pressione, a cercare di muoversi verso l'alto e raggiungere il gas cap, mentre nello stesso tempo l'olio in quella parte che viene spiazzata dal gas, tende a scendere verso il basso per riempire gli spazi lasciati liberi dal gas.

Pertanto il comportamento della saturazione può essere grandemente modificato dall'influenza della segregazione gravitazionale dei fluidi in giacimento ed in condizioni ideali la saturazione in olio della sabbia circostante ogni pozzo di produzione può essere mantenuto ad un livello voluto per depletion dal meccanismo gravitazionale. Poichè vi è un limite di portata alla quale la gravitazione può avvenire, è evidente che il massimo beneficio può essere realizzato in giacimenti (fig. 3) che producono con basse portate di fluidi; allora vi è tempo sufficiente per ottenere la massima segregazione dei fluidi.

Generalmente l'effetto di segregazione gravitazionale è regolato dalla struttura del giacimento, dalla permeabilità della sabbia e dalla viscosità dell'olio. Quantunque una valutazione quantitativa della segregazione nella porzione non invasa della zona ad olio sia estremamente difficile, il grado di segregazione può

essere approssimato in certi casi con il procedimento presentato nella Sezione VIII.

La fig. 5 che sintetizza i dati delle fig. 1, 2, 3 e 4 mostra chiaramente che l'efficienza del recupero fino al momento del breakthrough del fronte di gas all'ultima fila di pozzi produttivi, varia direttamente con quei fattori che sono i regolatori dell'efficienza della segregazione gravitazionale.

3.14 Giacimenti di sabbie eterogenee

Le arenarie naturali non sono mai completamente uniformi quantunque le deviazioni dalla condizione di omogeneità possano essere sufficientemente piccole da non avere effetto apprezzabile sulla produzione e sul recupero.

Le sabbie possono trovarsi in strati successivi ognuno dei quali può essere abbastanza uniforme ma con permeabilità ed altre caratteristiche molto differenti dagli altri.

Inoltre la disuniformità può essere rappresentata in natura da una variazione laterale, nel qual caso il livello sabbioso di un'area può essere con parametri completamente differenti da quelli dello stesso livello in un'altra area del giacimento.

Tale variazione laterale può andare da una singola area grande che rappresenta una grande parte del giacimento e che è attraversata da un gran numero di pozzi, fino a piccole aree completamente circondate da sabbie di differenti permeabilità.

Nelle condizioni statiche esistenti prima dell'inizio della produzione, il giacimento è in equilibrio capillare e verticalmente le forze capillari e quelle gravitazionali si bilanciano.

Pertanto la saturazione in gas nella zona di transizione gas-olio non è completamente uniforme, ma tende ad essere più grande nelle sabbie più permeabili.

Quindi man mano che il gas avanza nelle zone originalmente ad olio, questo tende ad avanzare più rapidamente nelle sabbie più permeabili e la saturazione in gas nella sabbia più permeabile aumenta senza un corrispondente aumento nelle sezioni più compatte e quindi meno permeabili.

Come risultato non esiste più l'equilibrio gravitazionale e capillare nelle sezioni di differente permeabilità.

A questa alterazione dell'equilibrio capillare si oppongono le forze capillari che cercano di spingere il gas nelle parti più compatte espellendone l'olio.

Se la portata di produzione è sufficientemente bassa, questo effetto cercherà di eguagliare le saturazioni nelle diverse zone ed in particolare poichè a basse portate l'effetto gravitazionale aiuterà le forze capillari, si avrà una forza per espellere l'olio dalle lenti più compatte.

A portate estremamente alte le forze capillari e gravitazionali possono non avere la possibilità di espellere quantità apprezzabili di olio dalle lenti più compatte e quindi tale olio può restare dietro il gas e non essere più recuperato.

Nella produzione reale del giacimento, lo spiazzamento dell'olio dalle parti meno permeabili della sabbia non sarà mai completa. D'altra parte il by-passing a bassa portata non sarà dello stesso ordine di quello che avviene a portate elevate.

Tuttavia il trattamento analitico del meccanismo di spiazzamento e la valutazione dei fattori che influenzano il recupero (basati su sabbie omogenee) devono essere modificati quando si vuole applicarli a letti eterogenei.

Ciò è possibile introducendo una quantità chiamata « Conformance Factor » che è definita come il rapporto dell'efficienza dello spiazamento in un giacimento reale e quello che si avrebbe nello stesso giacimento se questo fosse completamente omogeneo.

Pertanto il « conformance factor » è in realtà una misura della quantità di olio intrappolato per eterogeneità della sabbia di giacimento.

Poichè l'efficienza delle forze gravitazionali e capillari dipendono ambedue dalla portata di produzione, il « conformance factor » è funzione sia della portata di produzione che della uniformità del giacimento.

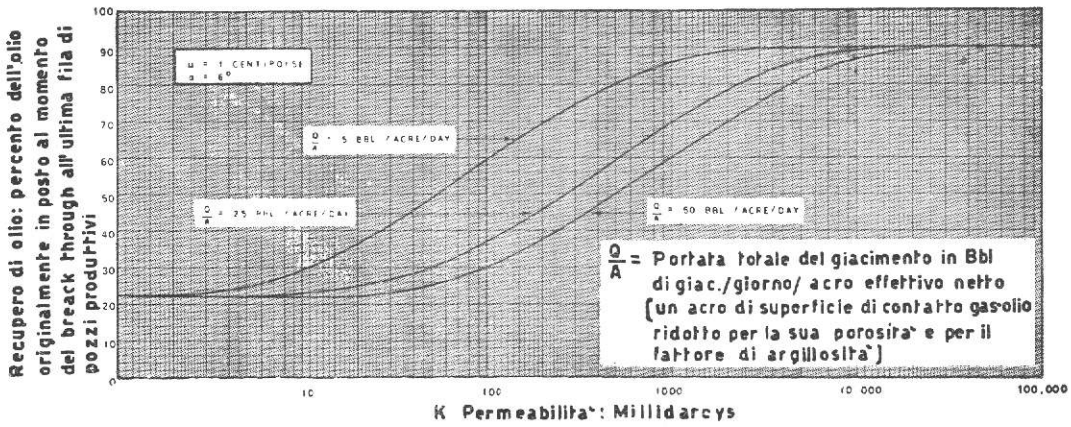


Fig. 1
Variazione del recupero di olio in funzione della permeabilità

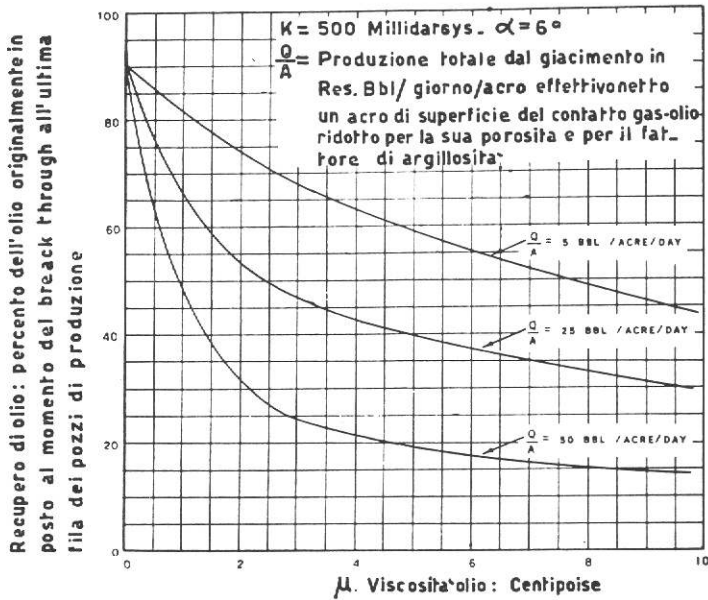


Fig. 2
Relazione tra recupero di olio e viscosità

Recupero di olio: per cento dell'olio originamente in posto al momento del break-through all'ultima fila dei pozzi di produzione

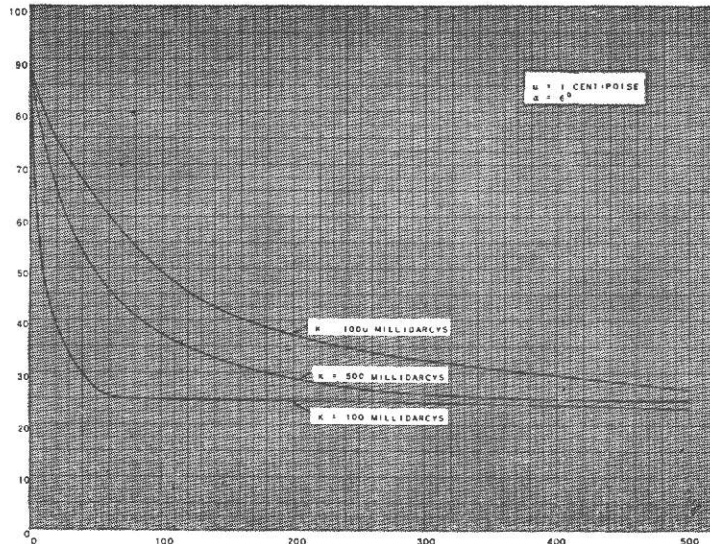


Fig.3
Relazione tra il recupero di olio e la produzione

$\frac{Q}{A}$ Portata di produzione: Res. Bbl/giorno/acre effettivo netto (acre di superficie di contatto gas-olio ridotto per la sua porosità e fattore di argillosità)

Recupero di olio: per cento dell'olio originamente in posto al momento del break-through all'ultima fila dei pozzi di produzione

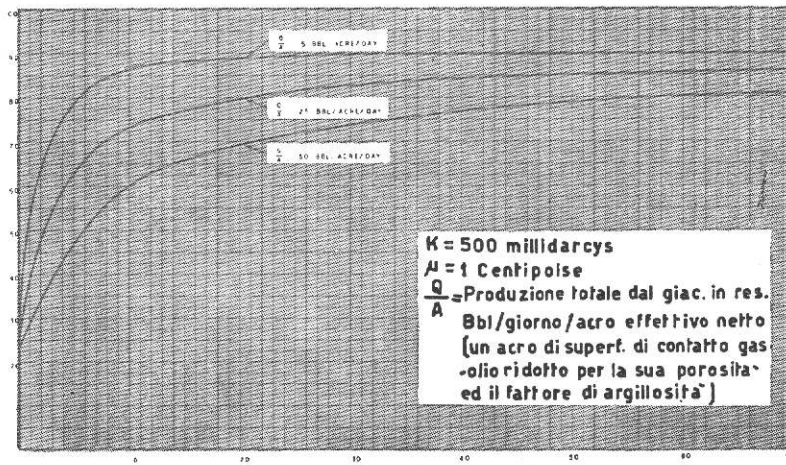


Fig.4
Relazione tra il recupero e l'angolo di pendenza

$K = 500$ millidarcys
 $\mu = 1$ Centipoise
 $\frac{Q}{A}$ = Produzione totale dal giac. in res. Bbl/giorno/acre effettivo netto (un acre di superf. di contatto gas-olio ridotto per la sua porosità ed il fattore di argillosità)

Angolo di pendenza gradi

Recupero di olio: per cento dell'olio originamente in posto al momento del break-through del gas all'ultima fila di pozzi produttivi

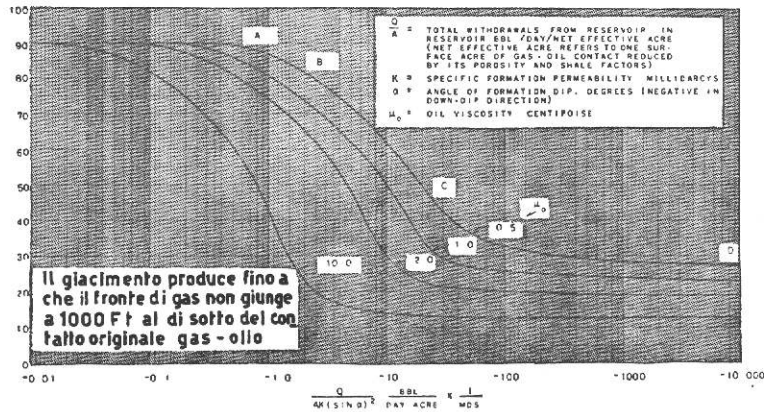


Fig.5
Relazione tra il recupero ed il rapporto $\frac{Q}{AK(\sin \alpha)^2}$ per diverse viscosità dell'olio in sabbie omogenee con 100% del mantenimento della pressione

VII.4 PROGRAMMI OPERATIVI

4.1 Ricompletamento pozzi

In un giacimento a gas cap drive il controllo principale dell'operatore sulla produzione di gas libero è quello di scegliere il più opportuno intervallo di produzione di ogni singolo pozzo, sia che si tratti della messa in produzione del pozzo sia che si tratti di un ricompletamento determinato dalla mutata posizione del contatto gas-olio (fig. 1).

Nella gran parte dei giacimenti a gas cap drive occorre conservare al massimo il rifornimento di gas libero se si vuole ottenere la massima efficienza.

Gran parte dei ricompletamenti sono quindi fatti per ridurre od eliminare la produzione di gas libero. Un programma soddisfacente di ricompletamento evita sia l'intrappolamento di olio in zone di giacimento non drenate sia il frequente ricompletamento dello stesso pozzo.

4.2 Mantenimento della pressione (Iniezione di gas)

Nei giacimenti a gas cap drive si può iniettare il gas prodotto nel gas cap per aumentare la riserva di gas e ridurre il declino della pressione di giacimento in funzione della produzione.

Il ritorno di gas in giacimento viene pure impiegato dove non sia possibile ridurre la produzione di gas libero con operazioni di workover o come mezzo di scelta del rapporto gas-olio più opportuno.

In ambedue i casi, la riiniezione di gas deve essere giustificata sulla base di un aumento dell'olio recuperabile mantenendo le caratteristiche di produzione più favorevoli.

Nei giacimenti a dissolved gas drive, il gas è generalmente riiniettato nella sommità della struttura al fine di creare un gas cap artificiale e convertire il meccanismo di recupero in uno più efficiente se considerazioni strutturali, economiche e tecniche, indicano che tale operazione sia possibile.

La figura 2 raccoglie i dati di produzione in un giacimento nel quale l'iniezione porta ad una conversione del meccanismo di produzione da dissolved gas drive a gas cap drive.

Il ritorno di gas in tale giacimento deve essere giustificato dalla variazione di recupero da dissolved gas drive a gas cap drive.

4.3 Mantenimento della pressione (Iniezione d'acqua)

L'iniezione d'acqua nella parte bassa della struttura al fine di trasformare il meccanismo di recupero in water drive può essere presa in considerazione per giacimento con gas cap di piccolo volume.

Questa operazione è possibile soltanto quando le caratteristiche del giacimento

indicano un equivalente o maggiore recupero per spiazzamento di acqua piuttosto che di gas.

Un progetto di iniezione d'acqua deve essere giustificato economicamente con l'incremento di recupero finale sempre che non esistano altre ragioni che possano aver peso.

4.4 Spiazzamento orizzontale di olio con gas

In alcuni giacimenti si può dimostrare impossibile iniettare gas nella parte alta della struttura ed operazioni del mantenimento della pressione possono risultare in spiazzamento orizzontale di olio.

I metodi analitici utilizzati nella valutazione del gas cap drive possono essere applicati in tali casi; tuttavia l'ampiezza dell'angolo di pendenza diventa zero il che minimizza i benefici effetti della segregazione gravitazionale. L'eliminazione di benefici della segregazione gravitazionale nel processo di spiazzamento riduce l'efficienza della spinta orizzontale di gas se si confronta con l'efficienza del gas cap che si espande ma prescindendo dalla segregazione gravitazionale del gas e dell'olio; gli stessi fattori che influenzano l'efficienza del recupero per gas cap drive sono pure quelli che governano la spinta orizzontale di gas.

In aggiunta quando viene sviluppata una spinta orizzontale di gas la posizione relativa dei pozzi sia di iniezione che di produzione diventa importante poichè determina la « Pattern Efficiency » del gas di spiazzamento in giacimento.

L'iniezione di gas per creare un gas drive orizzontale al posto di un dissolved gas drive, come nel caso dell'iniezione per creare un gas cap, essere giustificata sulla base di un vantaggio economico e di aumento di recupero rispetto alle operazioni primarie.

In generale, giacimenti con piccolo rilievo strutturale contenenti olio con elevate caratteristiche di contrazione, offrono le migliori possibilità per l'utilizzazione efficiente della spinta orizzontale di gas.

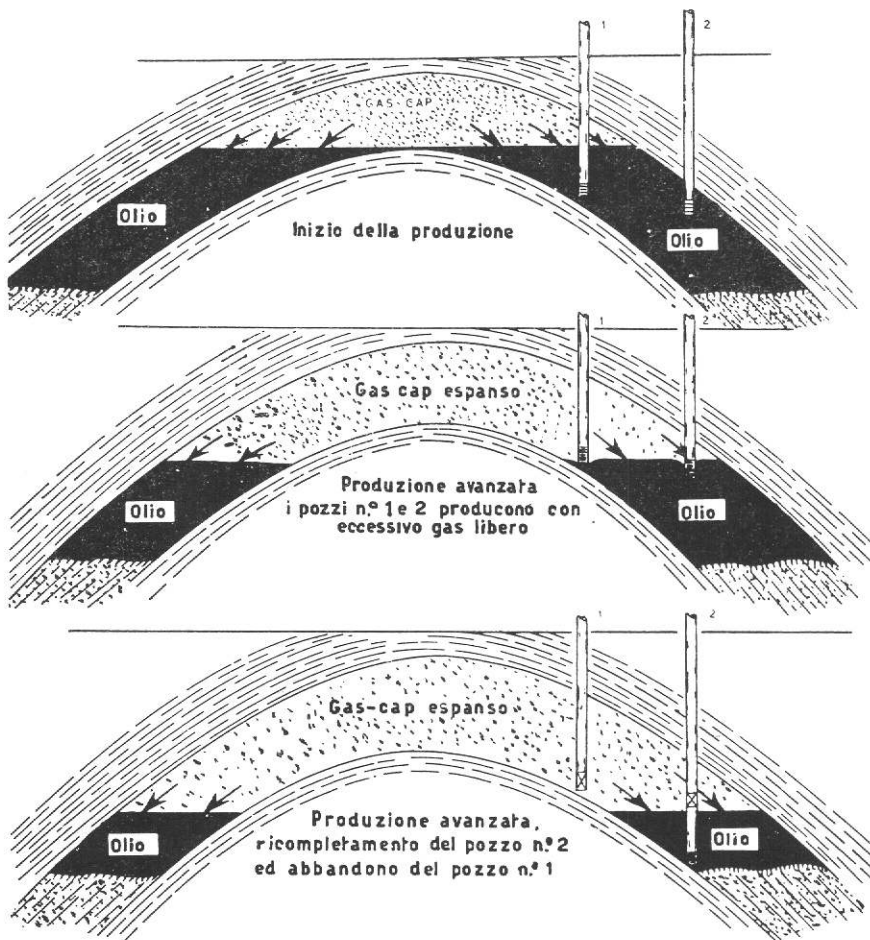


Fig. 1
 Situazione a tre tempi successivi
 per indicare il ricompletamento dei
 pozzi con l'espansione del gas-cap

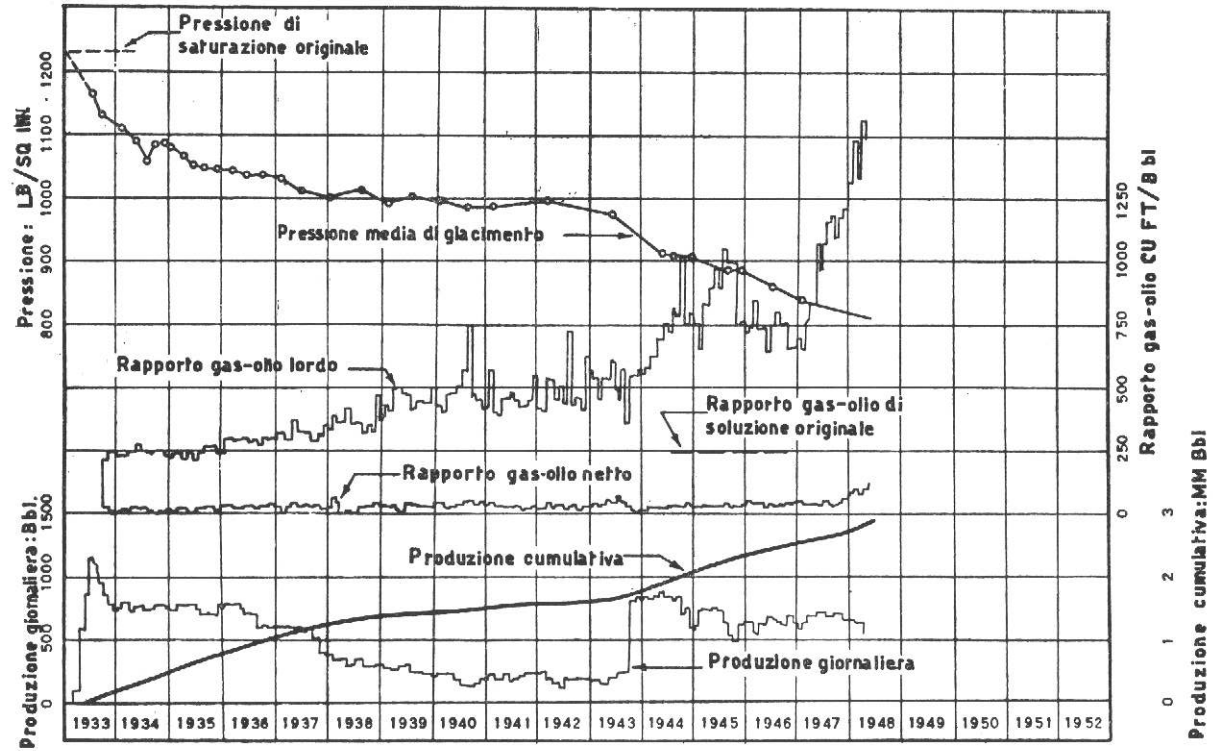


Fig. 2

Grafico dei dati di produzione di un giacimento nel quale l'iniezione del gas prodotto alla sommità della struttura ha trasformato il dissolved gas drive in un gas cap drive efficiente

VII.5 PROCEDIMENTO PER L'ANALISI DEI GIACIMENTI A SPINTA DI GAS CAP (GRANDE)

5.1 Valutazione del comportamento del giacimento con le equazioni del volumetric balance

È data l'equazione del volumetric balance espressa nella sua forma generale

$$\left[NB_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right) - N_p B_t \right] + \left[G v_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} v \right] + W_p = 0$$

variazione zona olio + variazione zona gas + prod. acqua = 0
si ammette la completa mancanza della segregazione gravitazionale.

Si procede all'analisi come segue:

— si controlla la vita passata noti che siano:

- a) l'olio originalmente in posto;
- b) il gas originalmente in posto;
- c) la storia della pressione;
- d) la storia della produzione;

— si studia il comportamento del GOR nel tempo;

— si estrapola il comportamento del GOR e del WOR per valutare il comportamento futuro.

Il WOR in assenza di water drive mostrerà un comportamento regolare e costante, mentre il GOR è in aumento progressivo;

— si assume il comportamento del GOR più probabile;

— nel calcolo del volumetric balance per ogni data futura si assume una pressione di tentativo;

— dai diagrammi si ricavano i valori di B_t e v ;

— si assume la produzione di fluidi in base alla pressione di giacimento, oppure alla portata delle pompe od in base ai massimi valori permessi;

— si risolve l'equazione 5.1 (1);

— se il risultato dell'equazione 1) è diverso da zero, si ripete il tentativo assumendo una diversa pressione;

— interpolando i due risultati è facile ricavare il valore esatto di pressione che verifica la suddetta equazione;

— possono essere assunte previsioni del rapporto gas-olio. Tali andamenti possono essere realizzati in pratica mediante opportuno completamento oppure mediante l'iniezione di gas in giacimento;

— in base al risultato dei diversi calcoli è possibile fare una valutazione economica della soluzione migliore.

5.2 Valutazione dell'efficienza dello spiazzamento (Frontal drive method)

Dove la pressione sia sufficientemente costante da rendere trascurabili i cambiamenti di densità del gas nel gas di soluzione o nel fattore di volume dell'olio, per calcolare il recupero di olio con iniezione di gas o per gas cap drive, può essere applicato il metodo dello spiazzamento frontale di Buckley-Leverett.

Un giacimento con un gas cap molto grande in confronto al volume di olio originale può essere considerato come rispondente a questi requisiti anche se non si provvede ad un riciclaggio.

Le due equazioni basilari del metodo si riferiscono ad un giacimento lineare con una sezione retta esposta al flusso di area costante, con gas iniettato ad una estremità e produzione di fluidi all'altra estremità del giacimento.

L'acqua interstiziale viene considerata come fase immobile.

L'equazione del flusso frazionale può essere scritta come segue, se possono essere trascurate le forze capillari:

$$f_g = \frac{1 - E \frac{k_{ro}}{k_{rg}} \frac{\mu_g}{\mu_o}}{1 + \frac{k_{ro}}{k_{rg}} \cdot \frac{\mu_g}{\mu_o}}$$

dove:

$$E = \frac{k_o \sin. A. (\rho_o - \rho_g)}{365 \cdot \mu_g \cdot q_t}$$

dove:

k_o = permeabilità effettiva all'olio in md

A = angolo di pendenza dello strato

q_t = portata totale di produzione di olio e gas RES CF/giorno

μ_g = viscosità del gas in cp

A = area sezione retta Sq · ft

ρ_o = densità dell'olio di giacimento in g/cc.

ρ_g = densità del gas di giacimento in g/cc.

Poichè $\frac{k_{ro}}{k_{rg}}$ è una funzione della saturazione in gas e tutti gli altri fattori

sono costanti, f_g può essere calcolato come funzione della sola saturazione in gas (vedi fig. 1, curva A). L'equazione della « rate-of-frontal-advance » può essere rielaborata per poter calcolare il tempo necessario ad una certa saturazione nella fase spiazzante per raggiungere la faccia di uscita del sistema sabbioso lineare. Questo tempo dipende dalla pendenza della curva del flusso frazionale in funzione della saturazione (fig. 1, curva B) come segue:

$$t \text{ giorni} = \frac{5,61 \cdot N \cdot B_o}{q_t \frac{df_g}{dS_g}}$$

dove:

N = olio originalmente in posto in S.T.B.

B_o = fattore di volume del giacimento.

Occorre mettere in evidenza che la saturazione in gas considerata in tale paragrafo va presa come frazione dello spazio poroso riempito da idrocarburi.

Il procedimento più opportuno è di calcolare prima la curva del flusso frazionale (fig. 1, curva A).

La saturazione media in gas al breakthrough, nell'area spiazzata corrisponde alla frazione di olio originalmente in posto recuperato e può essere ottenuta dalla curva del flusso frazionale tracciando la tangente alla curva a partire dalla saturazione originale e leggendo il valore S_{gavg} per $f_g = 1,0$. Il tempo del breakthrough alla faccia di uscita può essere calcolato dall'inclinazione della curva al punto di tangenza. La storia del comportamento seguente dopo il breakthrough può essere calcolata costruendo le tangenti a valori successivamente più alti di S_g ed ottenendo S_{gavg} in una maniera simile.

Welge presenta un calcolo tipico di un comportamento di un gas cap drive per il « Mile six Pool » che è dato di seguito in una forma poco semplificata.

Dati di giacimento:

Volume di giacimento zona olio = $1,902 \cdot 10^6 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_{wc}) = 309 \cdot 10^6$ CF.

Distanza dal piano di contatto gas-olio al punto medio di produzione = 1540 ft.

Area sezione retta media

$$= \frac{309 \cdot 10^6}{1540} = 201.000 \text{ Sq.ft}$$

$k = 300$ md	$B_o = 1.25$
$\alpha = 17.50^\circ$	$B_g = 0,0141$
$\mu_g = 0,0134$ cp	$N = 44 \cdot 10^6$ STB
$\mu_o = 1,32$ cp	$R_s = 400$ SCF/STB
$q_r = 64.000$ CF/giorno	$q_o = 0,78$ g/cc.
	$q_g = 0,08$ g/cc.

TABELLA I

Calcolo della storia del comportamento

S_g alla faccia di uscita	K_{ro}	$\frac{K_{ro}}{K_{rg}}$	f_g	$\frac{df_g}{dS_g}$	t anni	$S_g =$ medio Frazione rec. olio orig. in posto	GOR di flusso $\frac{f_g}{1 - f_g} \cdot \frac{B_o}{B_g} \cdot 5,61 + R_s$
0,30	0,197	0,715	0,496				
0,35	0,140	0,364	0,642				
0,395	0,102	0,210	0,739	1,87	7,1	0,534	1,808
0,40	0,097	0,200	0,752	1,81	7,3	0,535	1,908
0,45	0,067	0,118	0,829	1,25	10,6	0,586	2,811
0,50	0,045	0,0715	0,885	0,94	14,1	0,622	4,227

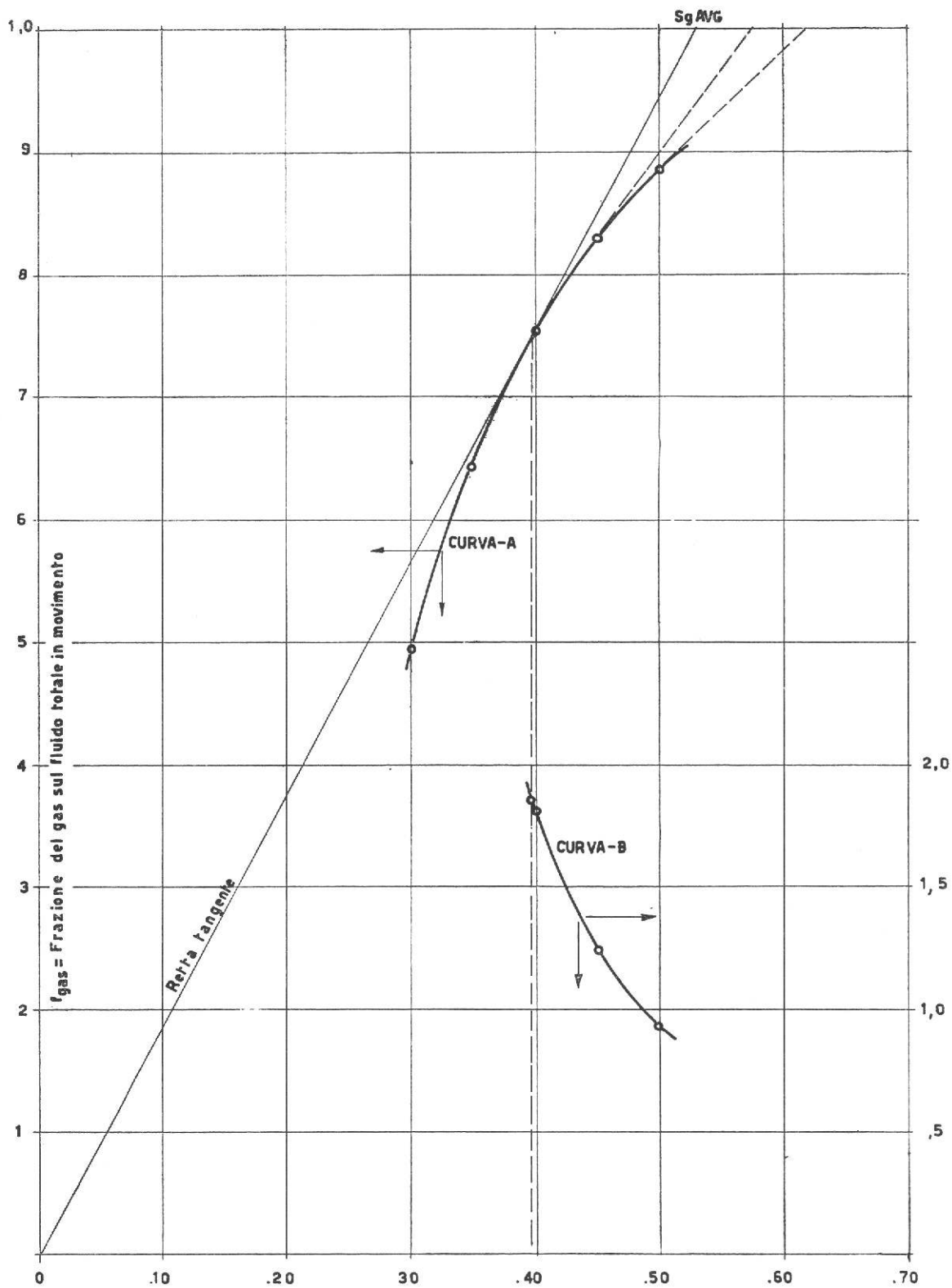


Fig. 1
 Saturazione in gas, frazione dello spazio poroso riempito da idrocarburi

VII.6 PROCEDIMENTO PER L'ANALISI DEI GIACIMENTI A SPINTA DI GAS CAP (PICCOLO)

Nel caso in cui il gas cap sia di limitate dimensioni e cioè più piccolo della zona originalmente a olio, l'effetto di spiazzamento per espansione è assai limitato e anche piccole perdite di gas libero portano a forti variazioni della riserva di gas disponibile.

Pertanto tale caso viene risolto come se si trattasse di un dissolved gas drive.

Il procedimento è esattamente uguale a quello indicato per il dissolved gas drive e si ammette che tutto il gas prodotto venga dalla zona a olio e sia gas di soluzione. Nel calcolo della pressione tuttavia occorrerà tener conto anche del gas originalmente libero e G_R è la somma del gas cap più il gas restante in giacimento dal gas liberato dall'olio.

Il procedimento è completamente illustrato in tab. 2. Questa tabella è uguale a quella utilizzata per il calcolo del comportamento dei giacimenti a dissolved gas

drive fino alla colonna 25 compresa. La colonna 26 = $\left(\frac{v}{v_i} - 1 \right)$ indica l'espansione frazionale del gas cap originale. La colonna 27 rappresenta l'espansione cu-

mulativa del gas cap pari a $G_{vo} \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) = m N B_{oi} \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right)$

La colonna 28 che rappresenta la quantità di gas che resta in giacimento è la somma del gas liberato in giacimento dall'olio, più quello libero originalmente, meno quello prodotto, quando la saturazione in gas supera il valore critico.

In seguito il procedimento torna ad essere identico a quello del dissolved gas drive.

LISTA DEI SIMBOLI USATI NELLA SEZIONE VIII

<i>Simbolo</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Unità</i>
A_{o-g}	Area di contatto olio-gas	sq.ft
A_{o-w}	Area di contatto acqua-olio	sq.ft
B_g	Fattore di volume del gas @ p	frazione
B_{gi}	Fattore di volume del gas @ p_o	frazione
B_o	Fattore di volume dell'olio @ p	frazione
B_{oi}	Fattore di volume dell'olio @ p_o	frazione
B_t	Fattore di volume bifase dell'olio @ p_{g-o}	frazione
$(B_t)_{g-o}$	Fattore di volume bifase dell'olio @ p_{o-w}	frazione
$(B_t)_{o-w}$	Fattore di volume bifase dell'olio @ p	frazione
B_o/B_{oi}	Skrinkage frazionale dell'olio	
E_g	Gas cumul. liberato in giacimento dall'olio prodotto	MSCF
G	Gas originalmente in posto	MSCF
G_d	Gas di soluzione prodotto (cum.)	MSCF
G_f	Gas libero prodotto (cum.)	MSCF
G_L	Gas cumulativo liberato dall'olio @ p	MSCF
G_p	Gas totale prodotto	MSCF
G_{pe}	Gas cum. prodotto dal gas-cap	MSCF
I_g	Driving index del gas-cap	
I_o	Driving index del gas di soluzione	
I_r	Driving index dell'acquifero	
N	Olio originalmente in posto	Bbl
N_L	Olio perso nel gas cap @ p	Res.Bbl
N_{LS}	Olio perso nel gas cap (Stock Tank)	Bbl
N'_p	Olio cum. prodotto che tiene conto dell'espansione al di fuori del giacimento	Bbl
N_p	Olio cumulativo prodotto	Bbl
OB	Olio by-passato dal fronte d'acqua	Bbl
p	Pressione	PSI
p_{g-o}	Pressione al contatto gas-olio	PSI
p_{o-w}	Pressione al contatto olio-acqua	PSI
p	Pressione a metà della zona ad olio	PSI
R_s	Gas di soluzione dell'olio @ p	MCF/STB
R_{s1}	Gas di soluzione dell'olio originale	MCF/STB
S_{cw}	Saturazione in acqua connata	frazione
S_g	Saturazione in gas	frazione
S_{or}	Saturazione in olio residuo	frazione
S_w	Saturazione in acqua	frazione
W_e	Water influx	Bbl
W_p	Acqua cumulativa prodotta	Bbl
W_T	Produzione cumulativa di fluidi	Bbl
k_{rg}	Permeabilità relativa al gas	frazione
k_{ro}	Permeabilità relativa all'olio	frazione
μ_g	Viscosità del gas	Centipoises
μ_o	Viscosità dell'olio	Centipoises
\emptyset	Porosità	frazione
v	Fattore di volume del gas @ p	STB/MSCF
v_i	Fattore di volume del gas @ p_o	STB/MSCF

SEZIONE VIII - ANALISI DEI GIACIMENTI MECCANISMO COMBINATO

VIII.1 CARATTERISTICHE DI COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO

I meccanismi principali che governano lo spiazzamento dell'olio da un giacimento sono:

- Dissolved gas drive, caratterizzato dalla liberazione e dalla susseguente espansione di gas dall'olio, per effetto del declino della pressione di giacimento.
- Water drive, caratterizzato dallo spiazzamento dell'olio da parte dell'acqua che risale al disotto della zona olio o marginalmente.
- Gas cap drive, caratterizzato dallo spiazzamento dell'olio ad opera di un gas cap che si espande.

Le azioni delle forze gravitazionali, talvolta indicate come meccanismo di recupero indipendente, possono avere un ruolo importante nell'efficienza dei 3 principali meccanismi.

L'influenza della gravità è di favorire sia la segregazione gravitazionale dell'olio e dell'acqua e quindi il mantenimento di una interfaccia abbastanza regolare e netta tra i diversi fluidi.

Una fase ulteriore di tale segregazione permette, in certe condizioni, la segregazione gravitazionale di grandi quantità di olio verso i punti bassi della struttura dal quale può essere recuperato per pompamento anche dopo l'esaurimento dell'energia di spinta del gas.

In pratica, è insolito che un giacimento sia sotto l'influenza di uno solo dei tre sopracitati meccanismi poichè in teoria il giacimento a dissolved gas drive è l'unico che potrebbe esistere senza altri meccanismi combinati.

Il meccanismo che più comunemente si riscontra è quello nel quale l'ingresso d'acqua nella zona ad olio lo spiazza verso i pozzi di produzione, generalmente ad una portata di water influx minore di quella che permette la sostituzione completa dei fluidi prodotti, mentre nello stesso tempo un volume distinto di gas libero nella parte superiore della struttura può espandersi e spingere l'olio in basso, verso i pozzi di produzione.

Questo tipo di meccanismo di produzione viene indicato come « meccanismo combinato ».

Nel caso di un giacimento, che produce per spinta d'acqua senza gas cap, il giacimento dovrà avere inizialmente una riduzione di pressione per permettere all'acqua di entrare in giacimento.

Se l'olio originalmente si trova ad una pressione prossima a quella del punto di bolla si libererà una certa quantità di gas di soluzione e si espanderà proprio come per il caso di un giacimento a gas di soluzione. Tali caratteristiche saranno tanto più evidenti quanto meno attiva sarà la spinta d'acqua.

Ma tuttavia, con il proseguire della produzione, il water drive tende a stabilizzare la pressione, annullando l'effetto del dissolved gas drive e rendendo costanti pure le portate totali di fluidi.

Il metodo per tentativi, cioè la simultanea soluzione dell'equazione del volumetric balance e dell'unsteady state, offre il mezzo per calcolare con grande cura

la pressione di giacimento ed i dati di comportamento del gas cap e del water influx per un breve periodo di previsione, nel caso di un attivo water drive.

Nel caso di un giacimento senza spinta d'acqua, ma con gas cap, deve esserci un declino di pressione per permettere al gas di espandersi.

In tal caso la presenza del declino in tutti i momenti della vita permetterà con continuità la liberazione del gas dall'olio, per cui questo parteciperà attivamente al meccanismo di produzione.

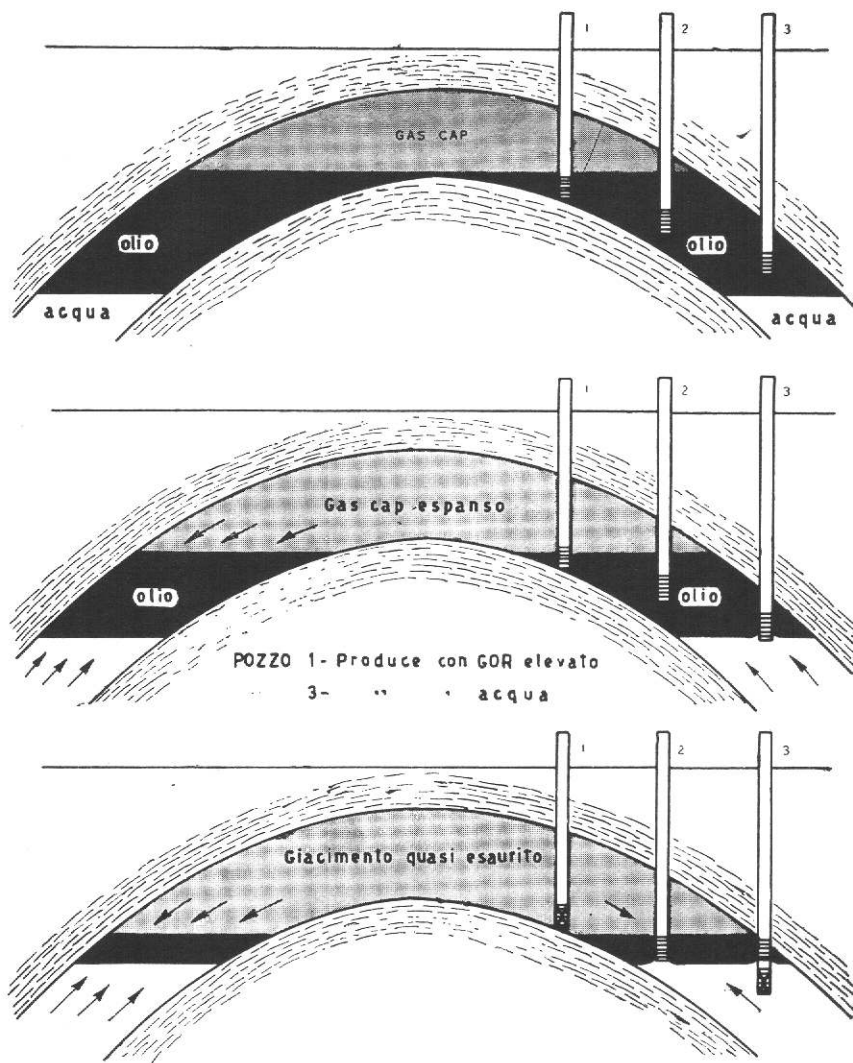
Pertanto l'entità della partecipazione del dissolved gas drive sarà legata alle dimensioni del gas cap originale e sarà tanto più grande, quanto più questo sarà piccolo.

Un meccanismo combinato, involve movimenti dell'acqua dall'acquifero e del gas dal gas cap verso la zona ad olio, mano a mano che olio e gas vengono prodotti dal giacimento.

Come indicato dalla fig. 1 l'acqua spiazza davanti a sé l'olio verso l'alto, mentre il gas cap lo spinge verso il basso, con il risultato di cercare di mantenere la pressione.

Di quanto la pressione possa essere mantenuta dipende da molti fattori complessi, tra quali sono:

- La forza del water drive, che dipende principalmente dalle dimensioni dell'acquifero e dalla sua permeabilità.
- La dimensione del gas cap in rapporto alla zona ad olio e la permeabilità della sabbia nella zona ad olio e nella zona di gas cap.
- La portata di produzione.
- Il grado di conservazione dei fluidi spiazzanti e cioè l'entità di acqua e di gas nei fluidi erogati.



- POZZO 1- Chiuso per conservare il gas cap
 " 2- Produce eccessivo gas di gas cap e acqua
 " 3- Ricompletato per escludere acqua dalla produzione,
 ora produce nuovamente acqua.

Fig 1

Giacimento a "Combination Drive" Le figure mostrano l'espansione del gas cap e l'ingresso d'acqua con il progredire della produzione.

VIII.2 FATTORI CHE INFLUENZANO IL MECCANISMO

2.1 Portata di produzione dell'olio

Come indicato precedentemente il tipo di meccanismo può essere mutato dalla portata totale di fluidi.

Tanto più elevata è la portata di produzione dell'olio tanto più elevato sarà l'effetto di dissolved gas drive, poichè questo dipende soltanto dalla caduta totale di pressione e questa è tanto più marcata quanto maggiore sarà la portata. Inoltre tanto più elevata sarà la portata tanto minore sarà l'influenza del water drive sulla produzione di olio, in particolare nella prima parte della vita produttiva.

Questa è una condizione transitoria poichè, tanto più grande è la differenza di pressione tra la zona ad olio e l'acquifero, tanto maggiore sarà l'ingresso di acqua in tali condizioni. Pertanto nel periodo susseguente a quello ad alte portate di produzione, il water drive tende ad aumentare la sua efficienza.

Occorre tuttavia mettere in evidenza che, per grandi pressioni differenziali, è difficile controllare l'uniformità dell'ingresso di acqua e di gas in giacimento e quindi ne deriva una diminuzione del recupero.

La fig. 1 illustra l'influenza della portata di produzione dell'olio sull'efficienza dei 3 principali drive a costante rapporto gas-olio e ad un dato tempo nella prima parte della vita produttiva.

2.2 Conservazione del gas del gas cap

La riduzione o l'eliminazione della produzione dal gas cap viene indicata come « conservazione del gas cap ». Ciò può essere conseguito:

- 1) Riducendo la produzione dei pozzi ad elevato GOR.
- 2) Riiniettando il gas del gas cap prodotto.

Pertanto si osserva che, variando la portata di produzione del gas del gas cap, per portate costanti di olio o di gas si viene a variare il tipo di drive.

Tanto più elevata è la portata di produzione del gas del gas cap, tanto minore sarà l'influenza del gas cap sulla produzione di olio. Ciò è dovuto al fatto che il gas cap è prodotto prima di fare sentire gli effetti della sua espansione.

Di conseguenza tanto più elevata sarà la portata di produzione del gas del gas cap, tanto maggiore sarà l'influenza del dissolved drive, poichè la perdita del gas impedisce il sostentamento della pressione, permettendo al gas di soluzione di liberarsi.

Ad un'alta portata di gas del gas cap corrisponde pure un'alta efficienza del water drive, tuttavia questo aumento nel water drive è così piccolo da considerarsi trascurabile.

La fig. 2 illustra l'influenza della portata di produzione del gas del gas cap sull'efficienza dei tre principali meccanismi in combinazione, per portata costante di olio e acqua e per un certo tempo di produzione della vita iniziale produttiva.

2.3 Dimensione del gas cap in relazione alla zona olio

Come messo in evidenza più volte nei paragrafi precedenti il sostentamento della pressione è funzione della riserva di gas a disposizione. Tanto più grande sarà il gas cap tanto più piccolo sarà il declino di pressione e tanto minore sarà l'efficienza del water influx ed in particolare, tanto più ridotto sarà il meccanismo di dissolved gas drive.

2.4 Conservazione dell'acqua

L'eliminazione e la riduzione dell'acqua dalla produzione è indicata come « Conservazione dell'acqua ». Questo è resa possibile con:

- 1) Ricompletamento dei pozzi che producono acqua.
- 2) Riiniezione in giacimento dell'acqua prodotta.

Il tipo di meccanismo può essere alterato mutando la portata di produzione di acqua, per portate costanti di olio e di gas.

Tanto più elevata sarà la portata di produzione dell'acqua, tanto minore sarà l'influenza del water poichè l'acqua, invece di entrare nella zona ad olio e spiazzare lo stesso, viene immediatamente prodotta.

Quindi tanto più elevata sarà la portata di acqua e tanto più elevata sarà l'influenza del gas cap drive, poichè la pressione cade più rapidamente nella zona ad olio, quando l'acquifero non sia efficiente, favorendo l'espansione del gas cap. In aggiunta una maggiore portata di produzione spingerà il dissolved gas drive ad esercitare una influenza maggiore che non quella che arriverebbe per una spinta di acqua efficiente.

La fig. 3 illustra l'influenza della portata di produzione d'acqua sull'efficienza dei tre principali meccanismi, in un giacimento campione a tipo di drive combinato, per portate costanti di olio e di gas ed in dati tempi durante la vita iniziale del giacimento.

In pratica noto il comportamento di ogni pool a « Combination drive », occorrerà analizzare i principali tipi di drive che agiscono sulla produzione.

I fattori che influenzeranno il recupero saranno gli stessi che sono stati studiati precedentemente e relativi al particolare tipo di meccanismo.

In tal caso tuttavia bisogna tener presente che variando i fattori che influiscono sul recupero, si può agire non soltanto sul recupero stesso, ma anche sul tipo di meccanismo principale.

Molta attenzione va pertanto messa quando si cercherà di aumentare il recupero variando i parametri caratteristici di produzione poichè un maggiore recupero potrà essere ottenuto conservando il tipo di meccanismo prevalente oppure mutando lo stesso in un altro naturalmente più efficiente.

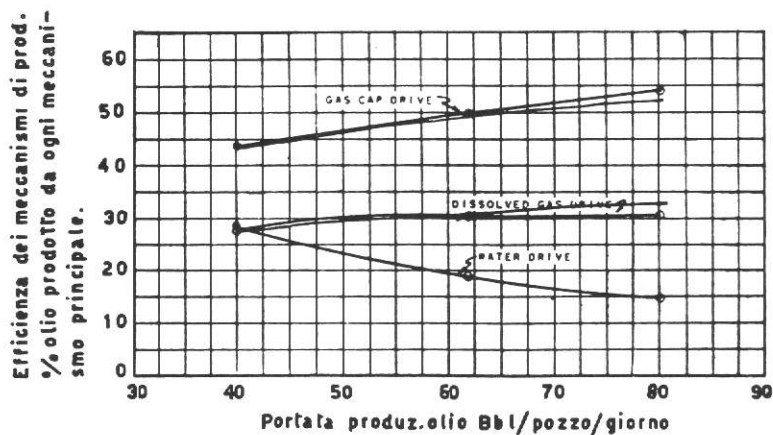


Fig. 1-Relazione teorica tra la portata dell'olio e l'efficienza dei tre meccanismi principali in un giacimento a spinta combinata con rapporto gas-olio costante e un dato tempo durante la prima parte della vita produttiva.

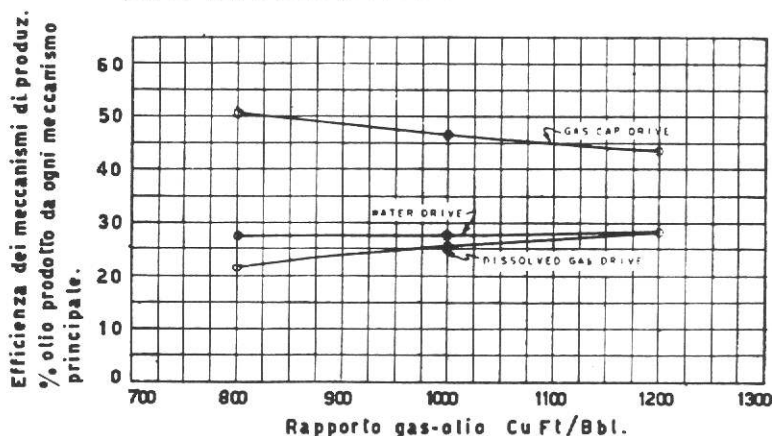


Fig. 2-Relazione teorica tra gas libero prodotto ed efficienza dei tre principali meccanismi in un giacimento a spinta combinata per portata costante e un dato tempo della prima parte della vita produttiva.

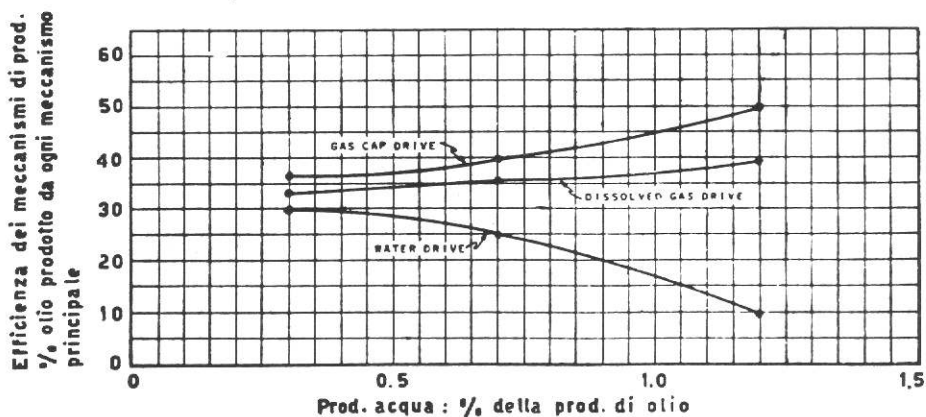


Fig. 3-Relazione tra la produzione di acqua e l'efficienza dei tre meccanismi principali in un giacimento a spinta combinata per portata, rapporto gas olio costante e un dato tempo della prima parte della vita produttiva.

VIII.3 VARIAZIONE NEI CONTATTI

3.1 Variazione nel contatto gas-olio

Per stabilire la validità dei calcoli di volumetric balance sul comportamento passato occorre, come si è detto, confrontarli con quelli osservati.

Un metodo diretto è quello di determinare l'innalzamento e l'abbassamento del contatto gas-olio in feet dai dati del volumetric balance e di controllare il comportamento della produzione del pozzo a quella quota nel giacimento in modo da determinare se le variazioni di livello del contatto si sono verificate e verificano i risultati calcolati.

La storia della produzione dei pozzi completati bassi nel giacimento in modo analogo, può essere usata per verificare i calcoli del water influx del volumetric balance.

Queste verifiche costituiscono una fase estremamente importante dell'analisi.

Il movimento verticale verso il basso in feet del contatto gas-olio illustrato in fig. 1 per un gas cap in espansione può essere determinato con la seguente equazione:

$$H_{o-g} = \frac{\left[Gv_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} v \right] 5,615}{(1 - S_{cw} - S_{or}) A_{o-g} \emptyset \cdot C_f} \quad (1)$$

ove:

H_{o-g} = movimento verticale verso il basso del contatto gas-olio in piedi.

A_{o-g} = area media orizzontale della sezione sabbiosa netta invasa dal gas, sq.feet.

\emptyset = porosità, frazione.

S_{cw} = acqua connata, frazione spazio poroso effettivo.

S_{or} = saturazione in olio residuo dietro il fronte di invasione gassoso.

C_f = conformance factor.

I dati ottenuti dal volumetric balance sono usati come segue nell'equazione (1) per calcolare il cambiamento verticale del contatto gas-olio in un caso preso come esempio. La porosità media e l'acqua connata per il campo dalle analisi di carote è 23 % e 26 % rispettivamente e il conformance factor è pari all'85 %.

L'area media della sabbia netta attraverso la quale il gas si muove è trovata con carte appropriate e risulta di 16.144.000 sq.ft.

La saturazione media di olio residuo nella porzione di zona olio invasa dal gas è stata stimata da prove di spiazzamento su carote e dai dati di permeabilità relativa e risulta del 40 % dello spazio poroso totale.

$$\text{Allora, se } Gv_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} v = 715.000 \text{ sarà:}$$

$$H_{o-g} = \frac{(715.000) 5,615}{(1 - 0,26 - 0,40) 15.144.000 (0,23) \cdot (0,85)} = 3,74 \text{ feet}$$

Nel caso che le operazioni di produzione siano tali che la produzione di gas sia maggiore dell'espansione del gas cap, il gas cap si contrarrà nel volume in giacimento, e il contatto gas-olio si innalzerà.

$$H'_{o-w} = \frac{\left[G_{pc} v - Gv_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) \right] 5,615}{(1 - S_{cw} - S_g) A_{o-g} \emptyset \cdot C_f} \quad (2)$$

ove:

- H'_{o-g} = movimento verticale verso l'alto del contatto gas-olio in feet.
 S_g = saturazione residua in gas nella porzione della zona gas invasa da olio, frazione dello spazio poroso totale.
 A_{o-g} = area media orizzontale della sabbia netta attraverso la quale l'olio si muove nel gas-cap.
 C_f = conformance factor.

3.2 Variazione nel contatto acqua-olio

Il movimento verticale del contatto olio-acqua, illustrato in fig. 3, può essere determinato in maniera simile a quello del contatto gas-olio usando l'equazione seguente:

$$H'_{o-w} = \frac{5,615 W_e}{(1 - S_w - S_{or}) A_{o-w} \emptyset C_f} \quad (3)$$

ove:

- H'_{o-w} = movimento verticale verso l'alto del contatto olio-acqua in feet.
 S_{or} = saturazione media di olio residuo nella zona olio invasa dall'acqua, frazione dello spazio poroso totale.
 A_{o-w} = area media orizzontale della sabbia netta attraverso la quale l'acqua si muove in sq.ft.
 C_f = conformance factor.

I dati ottenuti dalla tabella IV del capitolo 6 parte VI sono usati nell'equazione 3.1 (2) come segue per calcolare il cambiamento verticale del livello olio-acqua. L'area media della sabbia netta attraverso la quale l'acqua si muove risulta di 14.764.000 sq.ft.

La saturazione media in olio residuo nella porzione di zona olio invasa dall'acqua viene stimata per mezzo di prove di water flood e di dati di permeabilità relativa acqua-olio su carote rappresentative e risulta del 25 % dello spazio poroso totale.

$$H_{o-w} = \frac{5,615 (5.504.000)}{(1 - 0,26 - 0,25) (14.764.000) 0,23 \cdot 0,85} = 21,8 \text{ feet}$$

3.3 Quantità minima di olio perduto nel gas cap per migrazione

Quando la produzione di un giacimento a olio è tale che il suo gas cap si contrae, l'olio che entra nella sabbia a gas imbibisce (wets) la sabbia e tende a rimanere in posto, divenendo irrecuperabile.

La perdita minima di olio migrato nel gas cap illustrata in fig. 4 è determinata sostituendo i dati del volumetric balance, delle analisi delle carote e del campo nella seguente equazione:

$$N_L = \frac{G_p V - G_{V1} \left(\frac{V}{V_1} - 1 \right)}{1 - S_{cw} - S_g(p)} \cdot S_{or} \quad (4)$$

ove:

N_L = olio minimo perso nel gas cap, B @ P & Tr.

$S_g(p)$ = saturazione media di gas residuo dietro la zona invasa dall'olio alla pressione p di abbandono frazione.

S_{or} = saturazione finale di olio residuo nella zona invasa dall'olio dopo che il gas cap è riespanso - frazione.

Il primo termine dell'equazione rappresenta il volume poroso totale in cu.ft in cui l'olio è migrato. L'ultimo termine S_{or} , rappresenta la frazione di volume poroso totale che è riempito di olio alle condizioni di abbandono.

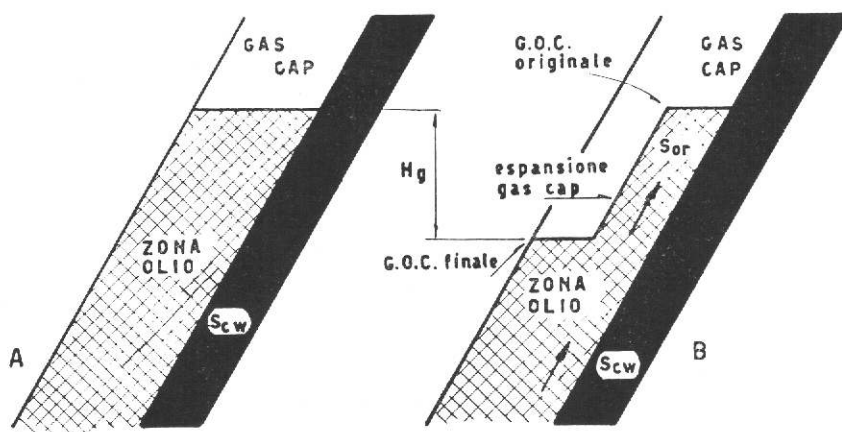
L'olio perduto in STO Barrels è determinato pertanto dalla relazione seguente:

$$N_{LS} = \frac{N_L}{B_{oi} B_o/B_{oi}} = \frac{N_L}{B_o} \quad (5)$$

ove:

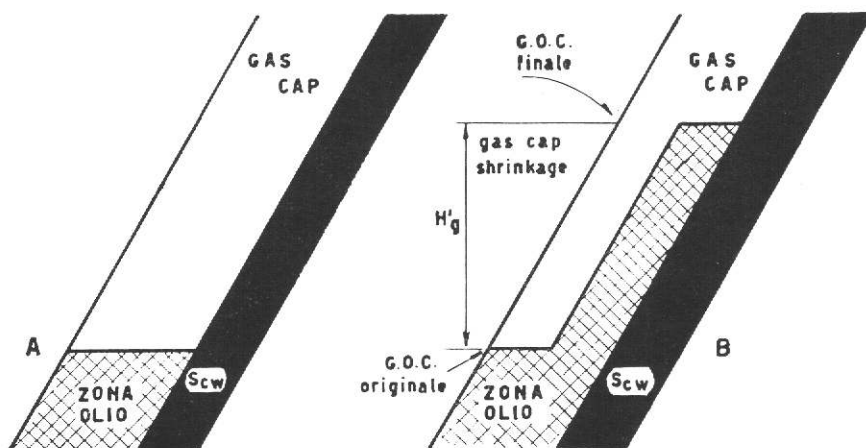
N_{LS} = B STO.

B_o/B_{oi} = differential shrinkage factor @ pressione di giacimento.



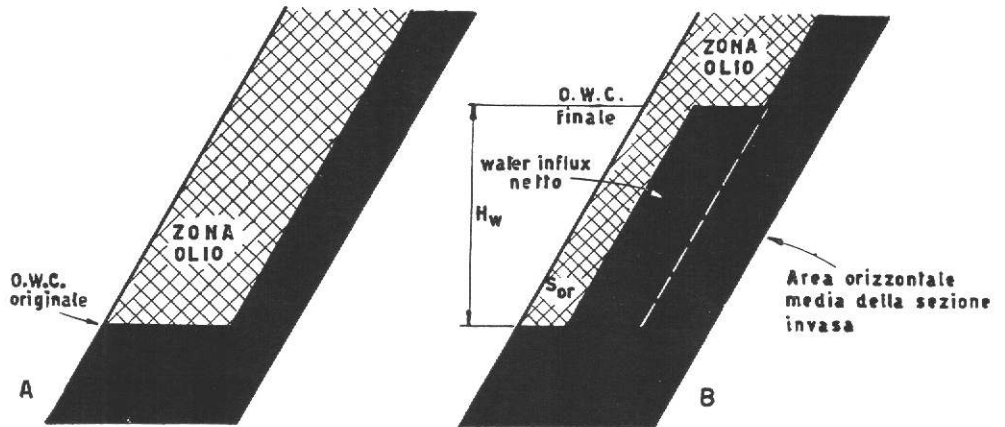
$$H_G = \frac{[G_{Bgi} (\frac{B_g}{B_{gi}} - 1) - G_p B_g] 1000}{(1 - S_{cw} - S_{or}) A_{O-G} \rho C_f}$$

Fig. 1—Rappresentazione schematica delle saturazioni dello spazio poroso (A) in condizioni originali (B) dopo l'espansione del gas cap. Questa mostra il metodo di valutare il movimento verticale del contatto gas olio verso la zona ad olio.



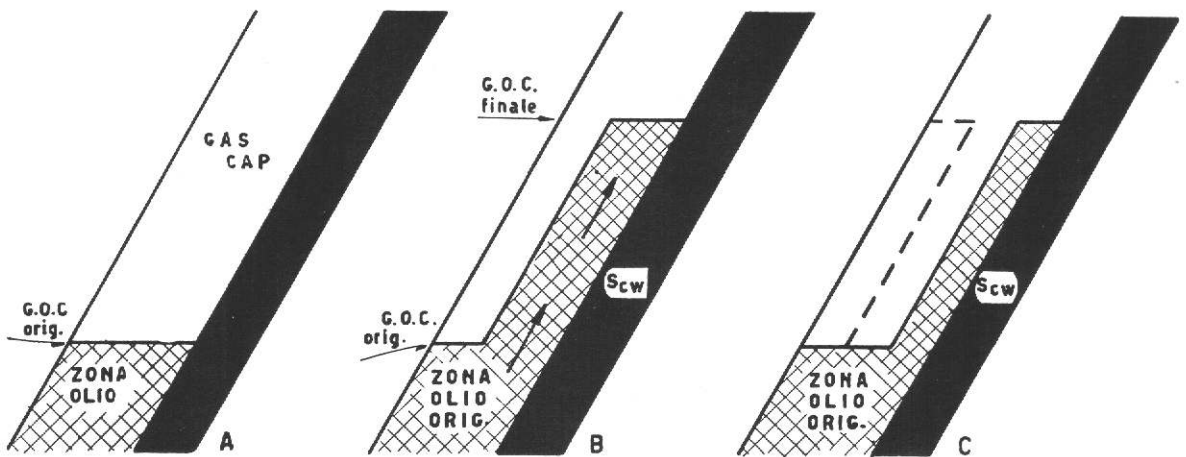
$$H_G = \frac{[G_p B_g - G_{Bgi} (\frac{B_g}{B_{gi}} - 1)] 1000}{(1 - S_{cw} - S_g) A_{O-G} \rho C_f}$$

Fig. 2—Rappresentazione schematica delle saturazioni dello spazio poroso (A) in condizioni originali (B) dopo la contrazione del gas cap. Questa mostra il metodo di valutare il movimento verticale del contatto gas-olio verso il gas-cap.



$$H_w = \frac{5,615 W_e}{(1 - S_{cw} - S_{or}) A_{o-w} \cdot \beta \cdot C_f}$$

Fig. 3 - Rappresentazione schematica delle saturazioni dello spazio poroso che mostra il metodo di valutare l'altezza della risalita del contatto acqua-olio (A) in condizioni originali (B) dopo l'invasione.



$$M_L = \frac{G_p B_g - G B_{gi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)}{1 - S_{cw} - S_g(B)} \cdot \frac{1000}{5,615}$$

Fig 4 - Rappresentazione schematica delle saturazioni dello spazio poroso che mostra il metodo di valutare la quantità minima di olio perso nella parte originariamente di gas cap per contrazione dello stesso. (A) in condizioni originali, (B) dopo la migrazione dell'olio nel gas cap, (C) dopo l'espansione del gas cap fino alle condizioni originali.

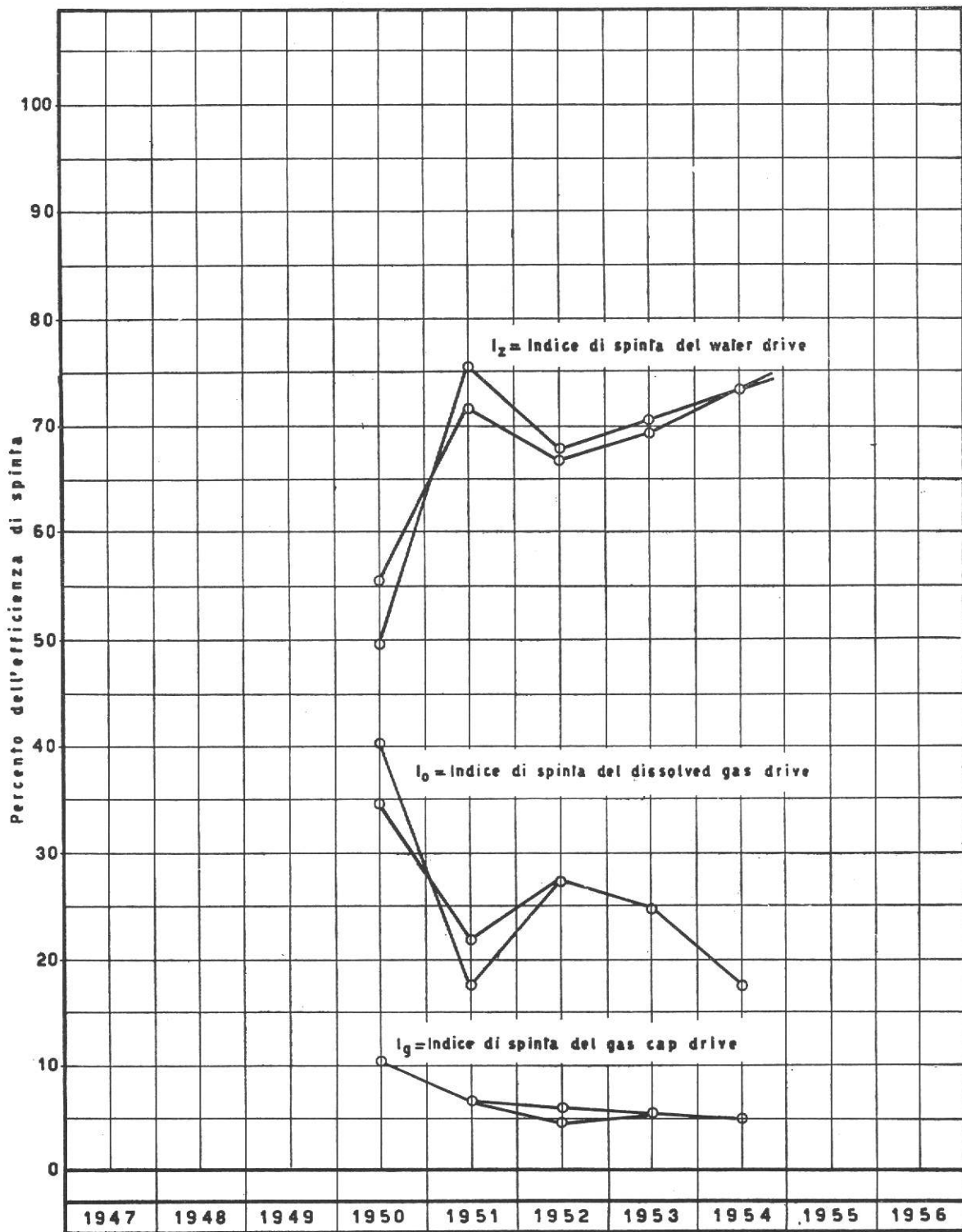


Fig. 5

Comportamento dei meccanismi durante la storia passata di un giacimento a meccanismo combinato.

VIII.4 INDICI DEL MECCANISMO DI SPINTA DEL GIACIMENTO

4.1 Derivazione

In pratica è insolito come già detto, che un giacimento abbia uno solo dei tipi di spinta principali.

Ciò avviene perchè l'acqua oppure il gas cap sono spesso presenti e una caduta nella pressione di giacimento crea la spinta d'acqua o di gas, mentre automaticamente sono presenti gli effetti del dissolved gas drive.

Tutte le spinte che sono presenti agiranno in modo da riempire lo spazio vuotato dall'olio presente ognuno facendo occupare una certa percentuale dello spazio vuotato.

Queste percentuali sono, pertanto, un indice della rispettiva efficienza di ogni tipo di spinta presente e sarà definito come « dissolved gas drive index » « gas cap drive index » e « water drive index ».

Il dissolved gas drive index è quindi una misura dell'espansione della zona olio, il gas cap drive index è la misura della variazione del gas cap, il water drive index è la misura del water influx netto entro il giacimento.

Tutto questo può essere indicato riordinando l'equazione del volumetric balance nella forma seguente illustrata in fig. 4, VIII.3 che uguaglia la produzione di olio alla somma dei volumi spiazzati dai tre meccanismi di spinta:

$$N_p B_t = N B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right) + G_{vi} \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} V + W_e - W_p \quad (6)$$

olio prodotto Bbls di giacimento	espansione zona olio Bbls di giacimento	variazione gas cap Bbls di giacimento	net water influx Bbls.
--	--	--	---------------------------

Nella 3.1 (6) si nota che tutti i volumi sono basati sulla pressione di giacimento a un tempo Θ_n e che l'espansione della zona olio contiene numericamente l'espansione dell'olio prodotto, parte del quale si verificò al di fuori del giacimento durante il periodo di tempo in questione, mentre la pressione di giacimento andava da P_o a P_n .

I termini $N_p B_t$ e $N B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right)$ devono pertanto essere corretti di questa

quantità di espansione che si è verificata al di fuori del giacimento poichè questa porzione dell'espansione della zona d'olio non è considerata d'aiuto per la produzione di olio.

Il volume corretto della espansione può essere meglio determinato correggendo il volume prodotto di olio della stessa quantità di cui sarà corretta l'espansione della zona olio.

$$N'_p B_t = \int_{\Theta_0}^{\Theta} N_p \cdot \frac{B_t (n-1) + B_t}{2} \quad (7)$$

Il volume correttivo rappresentante l'espansione dell'olio prodotto che si verifica al di fuori del giacimento, non influenza numericamente la variazione della zona olio calcolata dal volumetric balance perchè il volume correttivo è incluso sia nel volume di olio prodotto che nella espansione calcolata dell'olio originale di giacimento.

Perciò si ha:

$$N' B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right) - N'_p B_t = N B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right) - N_p B_t \quad (8)$$

Sostituendo l'equazione 3.1 (8) nella 3.1 (6) si ottiene la forma seguente per l'equazione del volumetric balance:

$$N'_p B_t = N' B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right) + G v_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} v + W_e - W_p \quad (9)$$

Un riarrangiamento di questa equazione dà luogo ad una forma dell'equazione dell'indice di spinta che è usata per determinare numericamente l'efficienza cumulativa dei tre meccanismi di spinta del giacimento.

$$1 = \frac{N' B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right) + G v_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} v}{N'_p B_t} + \frac{W_e - W_p}{N'_p B_t} \quad (10)$$

ove:

$$\frac{N' B_{oi} \left(\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right)}{N'_p B_t} = \text{Indice dell'efficienza del dissolved gas drive dal tempo di produzione iniziale } \Theta_0 \text{ alla fine del periodo di produzione } \Theta_n.$$

$$\frac{G v_i \left(\frac{v}{v_i} - 1 \right) - G_{pc} v}{N'_p B_t} = \text{Indice di efficienza del gas cap drive dal tempo di produzione iniziale } \Theta_0 \text{ alla fine del periodo di produzione.}$$

$$\frac{W_e - W_p}{N'_p B_t} = \text{Indice di efficienza del water drive dal tempo di produzione iniziale } \Theta_o, \text{ alla fine del periodo } \Theta_n.$$

I tre indici indicano l'effetto cumulativo di ciascun drive per l'intero periodo di produzione, dalla data iniziale alla fine di ogni periodo calcolato.

Sebbene un'indice dell'effetto cumulativo di ciascun tipo di drive possa essere utile, un indice di maggior valore può essere ottenuto considerando l'effetto di ciascun drive durante l'intervallo da una pressione ad un'altra. Questo indice differenziale indicherà l'effetto di ciascun drive nel corso di ogni periodo ed in seguito ad ogni variazione delle condizioni di produzione, possono essere calcolate e diagrammate le variazioni conseguenti nella grandezza di ciascun drive.

Gli indici differenziali possono essere calcolati dapprima risolvendo per le produzioni cumulative e le espansioni fino all'inizio del periodo, e poi risolvendo per le produzioni cumulative e le espansioni fino alla fine del periodo. Le differenze fra i valori all'inizio del periodo e alla fine del periodo rappresentano le variazioni durante l'intervallo.

Le equazioni per il calcolo di questi indici per ogni periodo di produzione, che finisce al tempo Θ_n e inizia al tempo $\Theta_{(n-1)}$, possono essere scritte come segue:

$$\begin{aligned} N'_{pn} B_t - N'_{p(n-1)} B_{t(n-1)} = & N'B_{oi} \left(\frac{B_{tn}}{B_{oi}} - 1 \right) - N'B_{oi} \left(\frac{B_{t(n-1)}}{B_{oi}} - 1 \right) \\ & + Gv_i \left(\frac{v_n}{v_i} - 1 \right) - G_{pcn} v_n - Gv_i \left(\frac{v_{(n-1)}}{v_i} - 1 \right) - G_{pc(n-1)} v_{(n-1)} \\ & + (W_e - W_p)_n - (W_e - W_p)_{(n-1)} \end{aligned} \quad (11)$$

Questa equazione può essere scritta sotto forma di indici dividendo entrambi i membri per il termine della produzione di olio

$$\begin{aligned} & N'_{pn} B_{tn} - N'_{p(n-1)} \cdot B_{t(n-1)} \\ & N'B_{oi} \left(\frac{B_{tn}}{B_{oi}} - 1 \right) - N'B_{oi} \left(\frac{B_{t(n-1)}}{B_{oi}} - 1 \right) \\ 1 = & \frac{\quad}{N'_{pn} B_{tn} - N'_{p(n-1)} B_{t(n-1)}} + \\ & Gv_i \left(\frac{v_n}{v_i} - 1 \right) - G_{pcn} v_n - Gv_i \left(\frac{v_{(n-1)}}{v_i} - 1 \right) - G_{pc(n-1)} v_{(n-1)} \\ + & \frac{\quad}{N'_{pn} B_{tn} - N'_{p(n-1)} B_{t(n-1)}} + \\ & (W_e - W_p)_n - (W_e - W_p)_{n-1} \\ + & \frac{\quad}{N'_{pn} B_{tn} - N'_{p(n-1)} B_{t(n-1)}} \end{aligned}$$

ove i tre termini sono rispettivamente gli indici dei vari drives durante il periodo $\Theta_{n-1} - \Theta_n$.

4.2 Calcolo di esempio dei driving indices

I calcoli degli indici di spinta per il problema di esempio, sono indicati nella tabella I e II ed i risultati diagrammati in fig. 5 VIII.3.

Sebbene i calcoli riguardino soltanto il comportamento passato e siano basati sui dati registrati, gli indici sul drive futuro possono essere calcolati dal volumetric balance una volta che è stata fatta la previsione in base al confronto per combinare le equazioni del volumetric balance e dell'unsteady state water influx. Questo aspetto si è discusso nel capitolo dei giacimenti a water drive.

La determinazione della grandezza relativa dei drives che si creano in un giacimento è importante non solo dal punto di vista della efficienza della produzione, ma anche della migrazione.

Poichè la grandezza dell'indice di spinta (driving index) indica l'efficienza della spinta corrispondente, possono essere determinate matematicamente le operazioni necessarie per mantenere valori alti dell'indice per il drive più desiderabile per un dato giacimento. Tali operazioni possono essere realizzate in un campo per esempio, riducendo la produzione di gas libero o la produzione di acqua o cambiando le portate di produzione.

Le operazioni primarie di recupero possono essere variate da operazioni ausiliarie, quali l'iniezione di gas o acqua per mantenere la pressione ottenendo l'effetto di cambiare favorevolmente gli indici di produzione. Gli indici del gas cap drive e del water drive saranno aumentati a spese di uno o di entrambi gli altri drives.

Uno shrinkage del gas cap può risultare da certe condizioni di produzioni, in dipendenza delle dimensioni dei componenti del giacimento e delle produzioni di ognuno.

Per esempio, la produzione di grandi quantità di gas libero dal gas cap causerà uno shrinkage nelle dimensioni del gas cap. Inoltre, un giacimento nell'ultimo stadio di depletion può avere un gas cap shrinkage dovuto alla riduzione delle portate e dell'aumento del water drive. Se tale contrazione del gas cap si verifica, la variazione netta del gas cap sarà negativa e l'indice I_g del gas cap drive risulterà negativo.

In un giacimento a gas cap drive con poco o senza water influx, ogni estrazione di olio darà luogo a un declino di pressione, accompagnato da una espansione dell'olio e del suo gas di soluzione. Pertanto, anche quando l'energia del gas cap viene utilizzata al massimo, se il water influx è debole, ci sarà una certa percentuale di energia data dal dissolved gas drive.

In un giacimento a water drive senza gas cap, l'indice del dissolved gas drive varierà inversamente alla grandezza del water drive. In alcuni giacimenti ove le portate permesse ridotte avevano fatto aumentare la pressione, l' I_g poteva essere minore di zero. Questo valore negativo indicava una compressione della zona olio.

TABELLA I

Calcolo della produzione di volumi di olio di giacimento corretti per l'espansione al di fuori del giacimento

$$\text{Equazione } N'_p B_o = \frac{\theta_n}{\theta_o} \sum \Delta N_p \frac{B_o (n-1) + B_{on}}{2}$$

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11
Data	P Pressione di giacim. lb/sq in Dati di campo	N_p Produzione cumulativa di olio M bbl STO Dati di campo	$N_{p(n-1)}$ Produzione cumulativa di olio M bbl STO (C-3) _(n-1)	N_p Olio prod. nel periodo M bbl STO (C-3) - (C-4)	$B_{o(n-1)}$ Bbl of oil and gas at $P_{(n-1)}$ hbl STO Dati PVT	B_{on} Bbl of oil and gas at P/hbl STO Dati PVT	$B_{o(n-1)} + B_{on}$ (C-8) + (C-7)	$\frac{B_{o(n-1)} + B_{on}}{2}$ (C-8)/2	$\frac{\Delta N_p B_{o(n-1)} + B_{on}}{2}$ (C-5) - (C-9)	$N'_p B_o$ Volumi di olio corretti per l'espansione che avviene al di fuori del giacimento M reservoir bbl Σ (C-10)
1-1-47	2,500					1,57				
1-1-49	2,452	200	0	200	1,5700	1,5779	3,1479	1,5740	315	315
1-1-50	2,392	700	200	500	1,5779	1,5910	3,1689	1,5845	792	1,107
1-1-51	2,322	1,600	700	900	1,5910	1,6072	3,1982	1,5991	1,439	2,546
1-1-52	2,262	2,900	1,600	1,300	1,6072	1,6228	3,2300	1,6150	2,100	4,646
1-1-53	2,207	3,855	2,900	955	1,6226	1,6378	3,2606	1,6303	1,557	6,203
1-1-54	2,162	4,740	3,855	885	1,6378	1,6507	3,2885	1,6443	1,455	7,658
1-1-55	2,127	5,490	4,740	750	1,6507	1,6611	3,3118	1,6559	1,242	8,900

TABELLA II

Calcolo degli indici di spinta

C-1	C-2	C-3	C-4	C-5	C-6	C-7	C-8	C-9	C-10	C-11	C-12	C-13
Data	Dati di produz. olio			Dati di espansione olio			Dati variazione gas cap			Dati di Water Influx		
	N_p Olio cumulativo prodotto M stock tank bbl dati di campo	$N'_p B_t$ Volumi di olio prodotto (corretti per l'espans. al di fuori del giac. M reservoir bbl	$N''_p B_t$ Olio prodotto tra $\theta_{(n-1)}$ e θ (corretto) M reservoir bbl (C-3) tra due date	$N' B_{o1} \left(\frac{B_t}{B_{o1}} - 1 \right)$ Espansione netta dell'olio che avviene in giacimento da θ_0 a θ M reservoir bbl (C-3) - (C-8) + (C-11)	Espansione dell'olio tra $\theta_{(n-1)}$ e θ (corretti) M reservoir bbl (C-5) tra due date	I_o Dissolved gas drive index Percento (C-6) × 100 (C-4) %	$G B_{g1} \left(\frac{B_g}{B_{g1}} - 1 \right) - G_p$ Variazione del gas cap M reservoir bbl dati di volumetric balance	Variazione del gas cap tra $\theta_{(n-1)}$ e θ M reservoir bbl (C-8) tra due date	I_R Gas cap drive index Percento (C-9) × 100 (C-4) %	Z_w W _c -W _p del water influx netto M reservoir bbl dati di volumetric balance o influx	Water influx netto tra $\theta_{(n-1)}$ e θ M reservoir bbl (C-11) tra due date	I_z Water drive index Percento (C-12) × 100 (C-4) %
1-1-47												
1-1-49	200	315	315				96					
1-1-50	700	1.107	792	663			220	124		224		
1-1-51	1.600	2.546	1.439	1.159	496	34,47	365	145	10,08	1.022	798	55,45
1-1-52	2.900	4.646	2.100	1.620	461	21,95	501	136	6,48	2.525	1.503	71,57
1-1-53	3.855	6.203	1.557	2.049	429	27,55	582	81	5,20	3.572	1.047	67,25
1-1-54	4.740	7.658	1.455	2.404	355	24,40	658	76	5,22	4.596	1.024	70,38
1-1-55	5.490	8.900	1.242	2.681	277	22,30	715	57	4,59	5.504	908	73,11

VIII.5 PROCEDIMENTO PER L'ANALISI DI UN COMBINATION DRIVE

Il fine dell'analisi di un giacimento a combination drive è normalmente di:

- 1) Analizzare il comportamento passato per determinare le variazioni della zona ad olio del gas cap ed il water influx.
- 2) Predire il comportamento futuro per diverse portate e rapporti della produzione di olio, gas, acqua.
- 3) Determinare un opportuno valore della portata di produzione del giacimento basato sul comportamento del volumetric balance.
- 4) Determinare l'efficienza dello spiazzamento dell'olio ed il fattore di recupero finale per i diversi tipi di operazione possibili.

L'analisi del combination drive viene eseguita come indicato in tab. III se sono presenti gas cap drive, water drive e segregazione gravitazionale.

- 1) In colonna 1 è la data.
- 2) In colonna 2, 5 e 32 sono le pressioni a diversi punti di riferimento.
- 3) In colonna 6, 12 sono i fattori di volume dell'olio e del gas alle corrispondenti pressioni.
- 4) In colonna 13 e 14 sono i dati di produzione dell'olio.
- 5) In colonna 15 e 16 sono i dati di liberazione di gas in giacimento.
- 6) In colonna 17 e 18 e 31 è l'olio prodotto con il suo gas di soluzione cum. e parziale.
- 7) In colonna 14 sono i dati di produzione di gas.
- 8) In colonna 20, 21 22 e 23 è il calcolo del gas di soluzione prodotto, sia nell'intervallo di tempo tra due date sia cumulativo.
- 9) In colonna 24 è il gas libero prodotto.
- 10) In colonna 25 sono i dati di produzione di acqua.
- 11) In colonna 26 sono i dati di fluidi estratti in condizioni di giacimento cumulativi.
- 12) In colonna 27, 28, 29 e 30 è il calcolo della variazione dei volumi della zona olio, del gas cap e l'ingresso lordo e netto dell'acquifero.
- 13) In colonna 33 è la saturazione in gas durante il periodo, calcolato con il metodo del dissolved gas drive in funzione della pressione o con delle ipotesi.

Per tale calcolo si può usare la seguente formula:

$$S_g = \frac{\left(\frac{B_t}{B_{oi}} - \frac{B_o}{B_{oi}} \right) (1 - S_{cw})}{1 + \frac{B_t}{B_{oi}}}$$

2

Verifica:

Noi sappiamo che il gas liberato da un barile d'olio originalmente in posto da p a p_0 è:

$$\left(\frac{B_t}{B_{oi}} - \frac{B_o}{B_{oi}} \right) = \frac{\text{Bbls gas @ } p}{\text{Bbls olio orig. in posto}}$$

Perciò viene necessario determinare i « barili medi » originalmente in posto in un barile di spazio poroso da p a p_0 .

A p_0 l'olio originalmente in posto in un barile di spazio poroso è:

$$(1 - S_{cw}) = \frac{\text{Bbls di olio e gas orig. in sol. @ } p_0}{\text{Bbl di spazio poroso}}$$

Se l'olio prodotto trasporta con se tutto il gas in esso disciolto, a p l'olio originalmente in posto per barile di spazio poroso sarà:

$$\frac{(1 - S_{cw})}{B_t/B_{oi}} = \frac{\text{Bbls olio e gas orig. in sol. @ } p}{\text{Bbl spazio poroso}}$$

Ora se ammettiamo che l'olio prodotto porta con se soltanto la metà del gas disciolto in esso, @ p , l'olio originalmente in posto in un barile di spazio poroso sarà la media delle due equazioni precedenti:

$$\frac{(1 - S_{cw}) \text{ Bbl olio orig. res. @ } p_0 / \text{Bbl spazio poroso} + (1 - S_{cw}) \text{ Bbl olio orig. res. @ } p / \frac{B_t}{B_{oi}} \text{ spazio poroso}}{2}$$

$$= \frac{2(1 - S_{cw}) \text{ Bbl olio orig. res.} / \left(1 + \frac{B_t}{B_{oi}} \right) \text{ Bbl spazio poroso}}{2}$$

Trasformando questa equazione si avrà:

$$\frac{2(1 - S_{cw})}{1 + \frac{B_t}{B_{oi}}} = \frac{1 - S_{cw}}{\frac{1}{2} \left(1 + \frac{B_t}{B_{oi}} \right)} = \frac{\text{Bbls medi di olio res. orig. in posto, da } p \text{ a } p_0}{\text{Bbls spazio poroso}}$$

Quindi noi possiamo scrivere la seguente relazione:

$$S_g = \frac{\text{gas liberato tra } p_0 \text{ e } p \text{ in Bbls @ } p}{\text{Bbls di olio res. orig. in posto}} \times \frac{\text{Bbls medi di olio res. presente da } p_0 \text{ a } p}{\text{Bbls di spazio poroso}}$$

$$\text{oppure: } S_g = \frac{\left(\frac{B_t}{B_{oi}} - \frac{B_o}{B_{oi}} \right) \times (1 - S_{cw})}{\frac{1}{2} \left(1 + \frac{B_t}{B_{oi}} \right)}$$

Occorre osservare che la soprastante formula si basa sui parametri $\frac{B_t}{B_{oi}}$ e $\frac{B_o}{B_{oi}}$

ed è attendibile se questi sono funzioni lineari o quasi della pressione p al disotto della pressione del punto di bolla.

Nel caso in cui manchino i dati PVT dell'olio si possono usare le carte dello

Standing per avere $\frac{B_o}{B_{oi}}$ e $\frac{B_t}{B_{oi}}$

- 14) In colonna 34, 35, 36 sono dati di analisi speciali delle carote e dei fluidi.
- 15) In colonna 37, 38, 39 e 40 è il calcolo del gas prodotto dal gas cap.
- 16) In colonna 41 è il risultato del calcolo della variazione di volume del gas cap se non si riscontra segregazione gravitazionale.
- 17) In colonna 42 e 43 è il calcolo dell'olio rimasto dietro il fronte d'acqua cum. e parziale.
- 18) In colonna 44 sono i dati medi di produzione di olio.
- 19) In colonna 45 sono i dati PVT.
- 20) In colonna 46, 47 e 48 sono i dati di olio by-passato dal fronte d'acqua.
- 21) In colonna 49 è il volume di olio ST che resta in giacimento.
- 22) In colonna 50 e 51 è il calcolo del gas liberato dall'olio rimasto in giacimento.
- 23) In colonna 52 sono i dati di saturazione di olio.
- 24) In colonna 53, 54 e 55 è la distribuzione della mineralizzazione nei volumi di giacimenti della zona ad olio.
- 25) In colonna 56 e 57 è il gas cumulativo che arriva al gas cap e la relativa variazione di volume.
- 26) In colonna 58 è il calcolo del movimento verso il basso del contatto gas-olio calcolato con la formula:

$$H_{G-o} = \frac{5,615 \cdot \text{col. (57)}}{\text{conf. Factor} \cdot (1 - S_{ew} - S_{ro}) \cdot A_{O-G} \cdot \emptyset \cdot C_f}$$

dove:

A_{O-G} = area contatto gas-olio.

\emptyset = porosità.

C_f = conformance factor.

- 27) In colonna 59 è il calcolo del movimento verso l'alto del contatto acqua-olio calcolato con la formula:

$$H_{W-o} = \frac{5,615 \text{ col. (30)}}{(1 - S_{ew} - S_{or}) A_{Ow} \cdot \emptyset \cdot C_f}$$

dove:

A_{ow} = area contatto acqua-olio.

C_f = conformance factor.

LISTA DEI SIMBOLI USATI NELLA SEZIONE IX

<i>Simbolo</i>	<i>Descrizione</i>	<i>Unità</i>
B_g	Fattore di volume del gas @ p	$\frac{\text{mc gas @ p}}{\text{mc @ S.C.}}$
B_{gi}	Fattore di volume alla pressione originale	$\frac{\text{mc gas @ } p_1}{\text{mc @ S.C.}}$
c	Comprimibilità dell'acqua	vol/vol/atm
G	Gas originalmente in posto @ S.C.	mc
G_p	Gas cumulativo prodotto	mc
H	Spessore formazione	cm
L	Numero di moli in fase liquida	
k	Costante d'equilibrio	
M	Peso molecolare del gas	gr/mole
n	Percentuale molare del fluido originale	
p	Pressioni di giacimento	Kg/cm ^q
p_1	Pressione originale di giacimento	Kg/cm ^q
p_s	Pressione di fondo pozzo statica	Kg/cm ^q
p_t	Pressione di fondo pozzo dinamica	Kg/cm ^q
Δp	Pressione differenziale fra acquifero e zona a gas	Kg/cm ^q
Q_1	Portata massima per pozzo	Nmc/giorno
Q_t	Funzione adimensionale di Hurst e Wan Everdingen	
R_e	Raggio esterno dell'acquifero	mt
R_i	Raggio interno dell'acquifero	mt
t	Tempo di produzione	sec
T	Temperatura di giacimento	K°
V_1	Volume poroso occupato inizialmente dal gas	mc
V	Numero di moli in fase vapore	
W_e	Water influx	mc
W_p	Acqua cumulativa prodotta	mc
Z	Fattore di comprimibilità del gas	
\emptyset	Porosità	
S_g	Densità del gas riferita all'aria	
x	Percentuale molare di ogni idrocarburo in fase liquida	
y	Percentuale molare di ogni idrocarburo in fase gassosa	

SEZIONE IX - ANALISI DEI GIACIMENTI A GAS

IX.1 ANALISI DEI GIACIMENTI A GAS SECCO

1.1 Generalità

Nel cap. 7 della Sez. II sono state classificate le riserve di gas. In questa sezione saranno trattati i giacimenti a gas non associato.

La differenza sostanziale fra giacimenti a olio e giacimenti a gas sta nella fase in cui si trova il fluido alla pressione e temperatura di giacimento.

Il gas naturale è costituito da una miscela di idrocarburi con componenti intermedi e leggeri.

A seconda della composizione della miscela e delle sue condizioni di temperatura e pressione in giacimento, rispetto al diagramma delle fasi, i giacimenti a gas sono classificati in giacimenti a gas secco, a gas umido, a gas condensato.

Le differenze nelle proprietà della miscela di gas determinano il diverso comportamento e il diverso programma di coltivazione da seguire.

Nei giacimenti a gas condensato, il declino isotermico della pressione determina la condensazione in giacimento (detta retrograda) dei componenti più pesanti della miscela.

Una analisi PVT di campioni ricombinati metterà in luce quantitativamente il fenomeno, indicando non solo le quantità condensate in giacimento, ma anche il minore contenuto in gasolina (nei vari componenti butano, propano, pentano ecc.) che la produzione avrà col declinare della pressione di giacimento.

I problemi che si incontrano nella coltivazione di questi giacimenti sono:

- 1) Ottenere la massima quantità di liquidi dal gas prodotto in superficie.
- 2) Prevenire e limitare la perdita di liquido retrogrado in giacimento.

Il primo problema riguarda la tecnologia di separazione in superficie.

Il secondo riguarda il programma di coltivazione che deve essere tale da ridurre al minimo la perdita di condensato in giacimento. Ciò si può ottenere mantenendo la pressione ad un valore prossimo a quello di saturazione mediante operazioni di iniezione d'acqua o ciclaggio di gas (cycling).

Evidentemente vi sono gas ricchi e gas meno ricchi, situazioni di mercato favorevoli alla vendita dei liquidi, oltre a quella del gas. Pertanto la progettazione di queste operazioni richiede sempre una valutazione economica che metta in bilancio da una parte il costo di compressione, la maggior produzione di liquido e la mancata vendita del gas prodotto che viene rimesso in giacimento e dall'altra la perdita del condensato in giacimento e la vendita del gas.

I giacimenti a gas umido sono principalmente costituiti da metano con una certa percentuale di componenti intermedi e tracce di idrocarburi pesanti.

A seconda della maggiore o minore quantità di componenti intermedi e della temperatura di giacimento, il gas umido può essere più o meno vicino come comportamento a quello retrogrado, per cui piccole quantità di liquido si potrebbero condensare in giacimento, ma in generale si definisce come gas umido una miscela di idrocarburi che per effetto di una diminuzione isotermica di pressione

non condensa in giacimento, ma solo in superficie attraverso il separatore, quando il declino di pressione non è più isotermico.

I giacimenti a gas secco sono costituiti quasi esclusivamente da metano con poche tracce di idrocarburi superiori.

Non si ha condensazione di idrocarburi liquidi nè in giacimento nè in superficie.

1.2 Meccanismi di produzione

Le caratteristiche fisiche del giacimento entro cui si trova il gas influenzano il recupero del gas stesso. Particolare importanza hanno la tessitura e le caratteristiche del mezzo poroso che costituisce il giacimento, le variazioni di permeabilità e porosità, la temperatura e la pressione.

In un giacimento a gas un meccanismo di spinta che permette il recupero è l'espansione del gas stesso. Questo meccanismo che è il più naturale e semplice viene comunemente chiamato semplice espansione o esaurimento naturale (natural depletion).

Come nei giacimenti ad olio anche in quelli a gas può essere presente in un certo grado la spinta d'acqua la cui intensità dipende dalle caratteristiche dell'acquifero e della portata di produzione del gas. In alcuni giacimenti si è constatato l'esistenza di una spinta d'acqua sufficiente a mantenere la pressione statica ad un valore non molto inferiore a quello originale. Minore è la portata di estrazione del gas, nei giacimenti a spinta d'acqua, maggiore sarà l'efficienza della spinta sul mantenimento della pressione. In un giacimento a gas condensato il mantenimento della pressione crea, per quanto detto prima, condizioni favorevoli ad un maggior recupero di liquido, in quanto limita la condensazione retrograda. D'altra parte è necessario tener presente che un'efficiente spinta d'acqua, che mantiene la pressione a valori alti, può diminuire in modo sensibile il recupero finale di gas in quanto il gas residuo che rimane alle spalle del fronte d'acqua e che si deve considerare perso nel giacimento, si trova ad una pressione elevata e pertanto corrisponde ad una quantità notevole e misurata in superficie a 15° C e pressione atmosferica (condizioni standard). Si può dire quindi che il recupero in un giacimento a spinta d'acqua sarà maggiore quanto minore è la pressione d'abbandono.

Il valore del fattore di recupero è d'altra parte sensibilmente influenzato dalla tessitura della roccia serbatoio e dalle variazioni di permeabilità. Nei casi in cui vi siano forti variazioni di permeabilità, l'acqua avanza più rapidamente attraverso le zone più permeabili, cosicchè quando un pozzo è abbandonato, perchè invaso dall'acqua, è probabile che considerevoli quantità di gas possano rimanere abbandonate nelle zone di minor permeabilità. Per queste ragioni si può concludere che il recupero del gas in un giacimento a « water drive » generalmente è inferiore a quello che si ha con un meccanismo a semplice espansione.

Il meccanismo di water drive ha d'altra parte il vantaggio di mantenere elevata la pressione di testa in erogazione e quindi la portata e di evitare eventualmente la compressione del gas nei metanodotti.

Il tipo di meccanismo di produzione può essere generalmente indicato da informazioni geologiche ottenute durante la perforazione e dall'andamento della pressione statica in funzione della produzione (curva di declino) durante la vita produttiva del giacimento. Quando la pressione declina con una legge approssimativamente lineare in funzione della produzione cumulativa, si può senz'altro affer-

mare che l'estrazione del gas avviene per semplice espansione del gas stesso. Quando la pressione si mantiene, a parità di produzione cumulativa, ad un valore maggiore di quello corrispondente alla legge lineare è molto probabile l'esistenza della spinta d'acqua. La determinazione corretta del meccanismo di produzione deve essere fatta utilizzando l'equazione del material balance, dopo aver analizzato dettagliatamente la curva di declino. Infatti, si è constatato che basandosi esclusivamente sul declino di pressione, si può incorrere in notevoli errori.

1.3 Equazione del « material balance »

L'equazione del material balance che è basata sul semplice principio di conservazione della massa è concettualmente analoga alla stessa equazione applicata ai giacimenti ad olio.

Questa equazione è usata per la valutazione del meccanismo di produzione e per il calcolo del gas originalmente in posto.

Il principio di conservazione della massa applicata ai giacimenti a gas può essere espresso nel modo seguente:

Peso del gas prodotto = $\frac{\text{Peso del gas inizialmente}}{\text{in giacimento}}$ — $\frac{\text{Peso del gas rimasto}}{\text{in giacimento}}$

Questo bilancio può essere fatto per ciascun componente del miscuglio. Nel caso che la composizione del gas prodotto rimanga costante, (caso del gas secco o umido) il volume di gas che rimane in giacimento e il volume di quello prodotto sono direttamente proporzionali alle rispettive masse ed il bilancio può essere fatto in termini di volume divenendo un « volumetric balance ».

Volume gas prodotto = $\frac{\text{Volume gas inizialmente}}{\text{in giacimento}}$ — $\frac{\text{Volume gas rimasto}}{\text{in giacimento}}$ (1)

Se V_i è il volume poroso occupato inizialmente dal gas, W_e l'acqua entrata nel giacimento, W_p l'acqua prodotta, il volume poroso V_f occupato dal gas dopo la produzione di gas G_p è:

$$V_f = V_i - W_e + B_w W_p$$

dove B_w è il fattore di volume dell'acqua.

Introducendo nell'identità (1) quest'ultima espressione si ha:

$$G_p = \frac{V_i}{B_{gi}} - \frac{V_i - W_e + B_w W_p}{B_g} \quad (2)$$

dove B_{gi} e B_g sono i fattori di volume del gas corrispondenti rispettivamente alla pressione originale p_i e alla pressione p registrata dopo la produzione G_p . (Si ricorda che il fattore di volume rappresenta il volume occupato in giacimento, alle condizioni di temperatura e pressione ivi esistenti, da un metro cubo di gas misurato a condizioni standard).

Determinazione del meccanismo di produzione. L'equazione (2) può essere ridotta ad una forma più conveniente per la determinazione del meccanismo di produzione e del gas originalmente in posto.

Moltiplicando entrambi i termini dell'equazione (2) per B_g si ottiene

$$G_p B_g = V_i \frac{B_g}{B_{gi}} - V_i + (W_e - B_w W_p)$$

chiamando $G = \frac{V_i}{B_{gi}}$, il volume di gas iniziale misurato alle condizioni di superficie e mettendo in evidenza questo termine si ottiene

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} - \frac{W_e - B_w W_p}{B_g - B_{gi}}$$

Si è constatato che dal punto di vista pratico, nei giacimenti a gas si può generalmente trascurare il volume di acqua prodotta quando questo è limitato. Quindi la precedente diventa:

$$G = \frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}} - \frac{W_e}{B_g - B_{gi}} \quad (3)$$

Come è stato detto nell'introduzione la determinazione del meccanismo di produzione è possibile attraverso l'analisi della curva di declino e l'applicazione dell'equazione del « Material balance » nella forma della (3). Conoscendo diversi valori della funzione pressione statica p — produzione cumulativa G_p , è possibile calcolare il primo termine dell'equazione (3). Si ricorda che il fattore di volume B_g è una funzione nota della pressione, note che siano le caratteristiche di comprimibilità del gas

$$B_g = \frac{1,033 zT}{288 p}$$

Il primo termine dell'equazione (3) rappresenta il gas originalmente in posto nel caso che si assuma l'entrata d'acqua W_e uguale a zero; poichè tale termine viene calcolato per tutti i punti misurati della curva di declino, viene comunemente chiamato « riserva apparente ». Se la riserva apparente rimane costante per tutti i punti conosciuti della curva di declino, significa che il meccanismo di produzione è di semplice espansione, poichè effettivamente il secondo termine W_e è uguale a zero.

In caso contrario, cioè se la funzione riserva apparente-produzione cumulativa è crescente, poichè evidentemente il gas originalmente in posto G deve essere costante, vuol dire che il volume poroso occupato inizialmente dal gas è diminuito nel corso della produzione per effetto dell'entrata d'acqua.

L'equazione (3) mettendo in evidenza la produzione G_p può essere così trasformata:

$$G_p = G \left(1 - \frac{B_{gi}}{B_g} \right) + \frac{W_e}{B_g} \quad (3')$$

Quest'equazione può essere espressa nel seguente modo:

$$\text{Produzione} = \text{Espansione} + \text{Entrata d'acqua}$$

Sostituendo nella (3') al posto dei fattori di volume le rispettive espressioni si ha:

$$G_p = G \left(1 - \frac{z_i p}{p_i z} \right) + W_e \cdot m \cdot \frac{p}{z} \quad (4)$$

dove $m = \frac{288}{1,033 T}$

Questa espressione ci dice che nel caso di meccanismo di semplice espansione la produzione cumulativa G_p è una funzione lineare del rapporto $\frac{p}{z}$. La pendenza di questa retta è

$$G \frac{z_i}{p_i} = \frac{288 V_i}{1,033 T}$$

Nel caso di spinta d'acqua la funzione produzione $\frac{p}{z}$ è generalmente una curva che a parità di gas originalmente in posto sta al di sopra della retta che si ottiene considerando la semplice espansione (nella fig. 1 è mostrato il confronto fra le due curve).

L'equazione (4) può essere messa anche sotto un'altra forma che mette in evidenza il recupero percentuale rispetto al gas originalmente in posto. Dividendo entrambi i termini della (4) per G si ottiene:

$$\frac{G_p}{G} = \left(1 - \frac{z_i p}{p_i z} \right) + \frac{W_e}{G} \cdot m \cdot \frac{p}{z} \quad (5)$$

1.4 Giacimenti a semplice espansione - Valutazione del gas originalmente in posto

La valutazione del gas originalmente in posto col metodo del « material balance » nei giacimenti di questo tipo è evidentemente molto semplice in quanto come visto, l'equazione si riduce a:

$$G = \frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}} \quad (1)$$

Si fa presente che in pratica è necessario ripetere il calcolo utilizzando l'equazione sopra scritta, per il maggior numero possibile di valori di pressione e produzione corrispondente. In questo modo è possibile ottenere il valore del gas originalmente in posto, come una media aritmetica dei valori calcolati nei singoli punti eliminando in una certa misura gli errori che si possono commettere specialmente nella valutazione della pressione media di giacimento.

Il calcolo del gas originalmente in posto può essere anche fatto graficamente, estrapolando la funzione produzione G_p — rapporto $\frac{p}{z}$ fino alla pressione zero.

Esempio n. 1. Calcolare il gas originalmente in posto in un giacimento di gas, il cui meccanismo di produzione è a semplice espansione, utilizzando la curva di declino della pressione.

I dati necessari alla costruzione della curva di declino sono riportati nelle colonne (2) e (3) della tabella II.

Nella colonna (4) è stato riportato il valore del fattore di volume B_g . La formula applicata è la (IX.1.5.1):

$$G = \frac{G_p}{1 - \frac{B_{g1}}{B_g}}$$

Il calcolo è riportato nella tabella I, mentre l'andamento di G in funzione della produzione cumulativa è riportato nella fig. 3.

I valori di G risultano pressochè costanti: pertanto il gas originalmente in posto è la media dei valori riportati nella colonna (7) della tabella I, ed è quindi, nel caso esaminato, pari a 2696×10^6 Nmc.

TABELLA I

Calcolo del gas originalmente in posto

$p_1 = 179,07$ Kg/cmq. ass.; $B_{g1} = 5,210 \times 10^{-3}$ mc/Nmc.

1	2	3	4	5	6	7
Data	Pressione p Kg/cmq. ass.	Produzione cumulativa G _p Nmc × 10 ⁶	Fattore di volume B _g mc/Nmc × 10 ⁻³	B _{g1} /B _g B _{g1} /(4)	$1 - \left(\frac{B_{g1}}{B_g} \right)$ 1 - (5)	$G = \frac{G_p}{1 - \left(\frac{B_{g1}}{B_g} \right)}$ Nmc × 10 ⁶ (3)/(6)
Iniziale	179,07	—	5,210	1,000	0,000	—
31-7-54	158,81	316,583	5,880	0,886	0,114	2777
30-9-54	157,46	316,778	5,935	0,878	0,112	2597
31-1-55	157,61	324,373	5,930	0,879	0,121	2681
31-8-55	155,25	364,159	6,025	0,865	0,135	2697
30-4-56	150,56	425,126	6,220	0,838	0,162	2624
31-1-57	146,44	511,375	6,400	0,814	0,186	2749
30-6-57	141,91	575,581	6,620	0,787	0,213	2702
28-2-58	131,71	741,148	7,180	0,725	0,275	2695
30-6-58	126,20	825,808	7,525	0,692	0,308	2681
30-9-58	121,66	892,384	7,835	0,665	0,335	2664
30-6-59	113,07	1061,741	8,500	0,613	0,387	2744

1.5 Giacimenti a spinta d'acqua - Valutazione del gas originalmente in posto

Lo studio di un giacimento con meccanismo di produzione a spinta d'acqua è basato sulla risoluzione simultanea di due equazioni. Entrambe queste equazioni danno il valore dell'entrata d'acqua nel giacimento, partendo da due distinti principi fisici che debbono essere verificati in ogni momento della vita produttiva: conservazione della massa o equazione di continuità e legge del moto transitorio nei mezzi porosi o equazione di diffusività.

Chiamiamo con W_{eVB} l'entrata d'acqua calcolata con l'equazione del « material balance ».

Questa quantità è funzione del comportamento passato del giacimento e della quantità di gas originalmente in posto.

Chiamiamo con W_{eUS} l'entrata d'acqua calcolata considerando la legge di flusso transitorio. Questa quantità è principalmente funzione delle caratteristiche della formazione, dei fluidi di giacimento e del comportamento passato della pressione di strato e si trova partendo dall'equazione di diffusività.

Calcolo di W_{eUS} . Come è stato detto nella sezione IV, trattando il flusso dei fluidi nei mezzi porosi, l'entrata d'acqua cumulativa può essere calcolata utilizzando le soluzioni di Van Everdingen per il caso di pressione terminale costante.

Per una pressione differenziale Δp fra acquifero e zona a gas l'entrata cumulativa d'acqua è data da

$$W_{eUS} = 2 \pi H \varnothing c R_i^2 \Delta p Q(\bar{t})$$

Nei casi pratici non si presenta mai il caso della pressione terminale costante che evidentemente è solo un mezzo analitico per semplificare il problema.

Nel caso di pressione variabile col tempo, bisogna applicare il principio di sovrapposizione degli effetti.

Applicando questo principio, l'entrata d'acqua cumulativa causata da una serie di cadute di pressione finite, in cui si può dividere la curva di declino della pressione si calcola con la seguente espressione:

$$W_{eUS} = 2 \pi H \varnothing c R_i^2 [\Delta p_0 \cdot Q(\bar{t}) + \Delta p_1 \cdot Q(\bar{t}-\bar{t}_1) + \Delta p_2 \cdot Q(\bar{t}-\bar{t}_2) + \dots + \Delta p_n \cdot Q(\bar{t}-\bar{t}_n)]$$

oppure in forma sintetica:

$$W_{eUS} = C \sum_{i=0}^n \Delta p_i \cdot Q(\bar{t}-\bar{t}_i) \quad (1)$$

dove

$$C = 2 \pi H \varnothing c R_i^2 \quad (2)$$

\bar{t} = tempo adimensionale corrispondente al tempo reale t a cui si vuole calcolare l'entrata d'acqua cumulativa.

\bar{t}_i = tempo adimensionale corrispondente ad un generico tempo reale t_i .

Uguagliando i valori dell'entrata d'acqua ottenuti dalle due equazioni (IX.1.3.3) e (IX.1.5.1) che devono entrambe essere verificate, si ottiene l'equazione fondamentale che governa il comportamento del giacimento e che può essere utilizzata, sia per il calcolo del gas originalmente in posto, sia per la valutazione del comportamento futuro:

$$G = \frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}} - \frac{C \sum \Delta p_i \cdot Q(\bar{t}-\bar{t}_i)}{B_g - B_{gi}} \quad (3)$$

Il primo termine del secondo membro è noto, quando si conosca il comportamento passato della pressione e della produzione. Il fattore C è dato dall'espressione (IX.1.5.2).

Benchè i fattori che entrano in questa equazione abbiano un significato fisico ben definito, è generalmente impossibile determinare il loro valore con sufficiente precisione e pertanto non è possibile eseguire un calcolo diretto di C. Quindi questo fattore si deve considerare come un'incognita del problema. Il fattore $Q(\bar{t} - \bar{t}_i)$ è una

funzione nota del tempo adimensionale \bar{t} e del rapporto $\frac{R_e}{R_i}$ fra il raggio esterno

ed interno dell'acquifero. Il tempo adimensionale \bar{t} ha la seguente espressione:

$$\bar{t} = \frac{K t}{\phi \mu c R_i^2}$$

Questa quantità, ed il rapporto $\frac{R_e}{R_i}$ sono di difficile determinazione e pertanto

devono considerarsi come due incognite. Avendo a disposizione solo un'equazione ed essendo le incognite quattro non è possibile un calcolo rigoroso delle due incognite principali G e C.

Tuttavia si possono determinare i valori più probabili usando il metodo dei minimi quadrati applicati ad una serie di equazioni in G e C ottenute dalla (IX.1.5.3) a varie date ed assumendo diversi valori del tempo adimensionale e del rapporto

$$\frac{R_e}{R_i}$$

Per meglio comprendere il metodo di calcolo trasformiamo la (IX.1.5.3) nella seguente:

$$\frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}} = G + \frac{C \sum \Delta p_i Q(\bar{t} - \bar{t}_i)}{B_g - B_{gi}} \quad (6)$$

I termini $\frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}}$ e $\frac{\sum \Delta p_i Q(\bar{t} - \bar{t}_i)}{B_g - B_{gi}}$ rappresentano le variabili note, fun-

zioni del comportamento del giacimento, e C e G rappresentano le costanti incognite.

Dalla (IX.1.5.6) si osserva che il primo termine $\frac{G_p}{1 - \frac{B_{gi}}{B_g}}$ è una funzione li-

neare del termine $\frac{\Sigma \Delta p_i \cdot Q (\bar{t} - \bar{t}_i)}{B_g - B_{gi}}$. La pendenza di tale retta è data dal coeffi-

ciente C mentre l'intercetta con l'asse delle ordinate (vedi fig. 2) rappresenta il gas originalmente in posto G .

Nota il comportamento passato della produzione è quindi possibile, per di-

versi valori del tempo adimensionale $\bar{t} - \bar{t}_i$ e del rapporto $\frac{R_e}{R_i}$ ricostruire per

punti la funzione espressa dall'equazione (IX.1.5.6).

Si assumono come valori di C e G quelli ricavati dalla funzione che più si approssima ad una retta.

Limitazioni delle equazioni ed errori. È interessante, prima di chiudere il capitolo sul calcolo del gas originalmente in posto, mettere in evidenza le differenze nella precisione del calcolo fra il metodo volumetrico e il metodo del material balance e la limitazione delle equazioni che ne permettono la risoluzione.

La precisione che si ottiene nel calcolo delle riserve col metodo volumetrico dipende esclusivamente dalla precisione ed attendibilità dei dati che entrano nel calcolo.

La precisione che si ottiene nel valore del gas originalmente in posto dipende dagli errori che si commettono nella valutazione della porosità media, della saturazione in acqua connata media e del volume lordo della formazione. Pochissima influenza ha il valore della pressione statica. Anche nelle migliori condizioni che si incontrano nelle formazioni molto uniformi e con numerosi dati a disposizione, il gas originalmente in posto non può essere calcolato con un'approssimazione superiore al 5%. L'errore sarà tanto più grande quanto più eterogenea sarà la formazione e quanto maggiore sarà la spaziatura dei pozzi.

L'uso dell'equazione del « material balance » per il calcolo del gas originalmente in posto implica la conoscenza dei valori di pressione e produzione registrati nel corso della vita produttiva. La precisione dei calcoli è quindi funzione dei probabili errori che si possono commettere nella registrazione di questi termini. L'errore che si può commettere nella misura della produzione cumulativa è sempre molto piccolo e trascurabile nella nostra analisi. Gli errori nelle pressioni sono dovuti sia ad errori nella registrazione che alla difficoltà di ottenere medie attendibili e significative specialmente nei casi dove si riscontrano forti differenze nelle pressioni dei singoli pozzi. Quando il giacimento non è interamente sviluppato ed è solo parzialmente in produzione, la pressione media che si calcola rappresenta la media della sola zona in produzione che risulterà quindi più bassa della media reale del giacimento.

Oltre agli errori nelle misure dei dati, si devono tener presenti altri fattori minori che sono stati trascurati nella derivazione dell'equazione. La variazione con la pressione del volume dell'acqua connata, la liberazione del gas disciolto dall'acqua connata col diminuire della pressione, la saturazione residua in gas dietro il fronte d'acqua. Nelle migliori condizioni, specialmente quando la determinazione della pressione media è facile e sicura, la stima delle riserve con l'equazione del « material balance » può avere una precisione superiore al 5%.

È importante osservare, però, che la precisione del calcolo con questo metodo dipende in massima parte dal valore del recupero percentuale di gas alla data in cui si effettua il calcolo.

Si può senz'altro affermare che non è possibile fare una stima attendibile e corretta quando il recupero percentuale rispetto al gas originalmente in posto, è inferiore al 5 % - 10 %.

D'altra parte invece quando il recupero percentuale è superiore al 25 % - 30 % l'errore che si può commettere è nella gran parte dei casi trascurabile.

Esempio n. 2.

Calcolare il gas originalmente in posto in un giacimento di gas il cui meccanismo di produzione è a spinta d'acqua, utilizzando la curva di declino della pressione.

Dati:

Curva del fattore di volume in funzione della pressione (fig. 4). Curva di declino della pressione statica in funzione del tempo e della produzione cumulativa. I valori necessari alla costruzione di tale curva sono riportati nella seguente tabella:

<i>Data</i>	<i>Pressione</i> <i>Kg/cmq. ass.</i>	<i>Produzione</i> <i>Nmc · 10⁶</i>
31.1.53	127,80	—
14.5.56	120,45	356,803
12.6.56	120,30	358,498
31.7.57	118,35	536,588
30.8.57	117,95	538,576
15.7.58	115,50	696,690
31.1.59	114,40	787,030
25.3.59	113,60	827,037
31.3.60	110,95	1027,816
15.4.60	110,90	1031,582
15.8.60	109,90	1100,826
25.9.60	110,10	1126,069
31.3.61	108,50	1247,884

Soluzione.

Per diversi valori del rapporto $\frac{R_e}{R_i}$ fra il raggio interno ed esterno dell'acquifero e per diversi valori del tempo adimensionale $(\bar{t} - \bar{t}_i)$ sono stati calcolati alle varie date le variabili dell'equazione (IX.1.5.6).

Il tempo adimensionale è stato assunto in funzione del tempo reale per tre differenti valori: $(\bar{t} - \bar{t}_i) = 20/\text{anno}; 30/\text{anno}; 40/\text{anno}$.

Sono stati assunti due valori del rapporto $\frac{R_e}{R_i}$: ∞ e 10.

I risultati di questi calcoli sono diagrammati nelle fig. 5 e 6. Nella tabella II

riportiamo i calcoli dettagliati per la soluzione scelta $\left(\frac{R_e}{R_i} = 10; (\bar{t} - \bar{t}_i) = 20/\text{anno} \right)$

Dai diagrammi si nota come le coppie di valori $\frac{R_e}{R_i}$ e $(\bar{t} - \bar{t}_i)$ che rendono approssimativamente lineare la funzione sono:

$$\frac{R_e}{R_i} = \infty (\bar{t} - \bar{t}_i) = 20/\text{anno}; \quad \frac{R_e}{R_i} = 10 (\bar{t} - \bar{t}_i) = 20/\text{anno};$$

$$\frac{R_e}{R_i} = 10 (\bar{t} - \bar{t}_i) = 30/\text{anno}; \quad \frac{R_e}{R_i} = 10 (\bar{t} - \bar{t}_i) = 40/\text{anno}$$

TABELLA II

CALCOLO DEL GAS ORIGINALMENTE IN POSTO $(\bar{t} - \bar{t}_i) = 20/\text{anno}$ $\frac{R_e}{R_i} = 10$

1 Data	2 Pressione P Kg/cmq. ass.	3 Produzione G _p Nmc × 10 ³	4 Fattore di volume B _g mc/Nmc × 10 ⁻³	5		6
				$\frac{G_p}{1 - (B_{g1}/B_g)}$ Nmc × 10 ³		$\frac{\sum \Delta P_i Q(t-t_i)}{B_g - B_{g1}}$
31-11-53	127,80		7,390			
14-5-56	120,45	356,803	7,875	5793		208.811
12-6-56	120,30	358,498	7,890	5657		213.564
31-7-57	118,35	536,588	8,030	6732		289.369
30-8-57	117,95	538,576	8,055	6524		287.602
15-7-58	115,50	696,690	8,240	6754		310.476
31-1-59	114,40	787,030	8,330	6974		331.727
25-3-59	113,60	827,037	8,395	6908		326.107
31-3-60	110,95	1027,816	8,615	7228		348.183
15-4-60	110,90	1031,582	8,620	7229		350.277
15-8-60	109,90	1100,826	8,700	7310		355.793
25-9-60	110,10	1126,069	8,684	7557		370.199
31-3-61	108,50	1247,884	8,830	7652		370.968

L'applicazione del metodo dei minimi quadrati ai valori riportati nella tabella precedente porta al seguente risultato:

$$G = 3336 \times 10^3 \text{ Nmc.}$$

$$C = 11238$$

1.6 Valutazione del comportamento futuro

La valutazione del comportamento futuro è concettualmente basata sul medesimo principio utilizzato per il problema precedente (calcolo del gas originalmente in posto) e quindi medesima è l'equazione da usare.

In questo caso i termini del problema sono invertiti in quanto noti i valori della riserva, noto il meccanismo di produzione, note le caratteristiche che determinano l'eventuale entrata d'acqua, bisogna valutare il comportamento futuro della portata e della pressione.

Valutato che sia l'andamento futuro della produzione cumulativa, funzione della portata, la determinazione della pressione statica viene fatta utilizzando l'equazione del « material balance » nella seguente forma:

$$B_g = f(p) = \frac{V_i - C \sum \Delta p_i Q (\bar{t} - \bar{t}_i)}{G - G_p} \quad (1)$$

La pressione p deve essere calcolata per tentativi in quanto non è possibile renderla esplicita.

La difficoltà nella valutazione del comportamento futuro sta quindi nella valutazione della portata dei singoli pozzi.

Il principale fattore che interessa nella risoluzione di questo problema è la « physical deliverability » o portata massima di produzione dei singoli pozzi che è funzione non solo delle caratteristiche del giacimento ma anche delle condizioni di vendita.

La « physical deliverability » può essere definita come la portata massima oltre la quale non è possibile produrre in determinate condizioni.

La variazione, nel corso della vita produttiva del giacimento, delle condizioni di erogazione comporta una variazione delle portate massime e solo la conoscenza di questa funzione permette la valutazione del comportamento futuro.

Prima di passare al calcolo dettagliato è bene specificare quali sono le condizioni che determinano il valore della portata massima e con che legge influenzano sul valore della portata stessa.

Le limitazioni della « physical deliverability » possono essere principalmente di due tipi:

- Limitazioni imposte dalle caratteristiche dei pozzi o del giacimento.
- Limitazioni imposte dalla capacità di trasporto dei metanodotti e dalla richiesta da parte dei consumatori.

Generalmente nei livelli mineralizzati di piccolo spessore e con acqua di fondo e costituiti da sabbie incoerenti, una importanza determinante assumono le limitazioni del primo tipo.

In questo caso infatti la caduta di pressione di fondo fra pozzo chiuso e pozzo in erogazione deve essere limitata a determinati valori, in generale piuttosto piccoli, se non si vuole provocare un innalzamento del cono d'acqua o un trascinamento della sabbia nel foro del pozzo, inconvenienti questi che possono pregiudicare la vita del pozzo.

E' necessario quindi in questi casi valutare la massima caduta di pressione permessa dal giacimento e calcolare quindi, utilizzando l'equazione di flusso dei singoli pozzi, la massima portata o « physical deliverability ».

In giacimenti costituiti da livelli di grosso spessore e con tavola d'acqua lontana dalla zona sparata e in generale in giacimenti dove non esistono problemi di sabbia e pericoli d'invasione d'acqua, le limitazioni della portata massima sono date esclusivamente dalle condizioni di vendita del gas (pressione d'immissione nei metanodotti e portate relative).

Anche nei giacimenti in cui esistono problemi di pozzo che limitano la portata, non è escluso che questa sia ulteriormente limitata dalle condizioni di vendita.

Chiarite quali sono le cause che condizionano la portata massima è necessario stabilire la legge della sua variazione nel corso della vita produttiva e la variabile che la determina.

In entrambi i casi sopra esposti questa variabile è la pressione statica di giacimento.

Determinazione della funzione portata-pressione. Per stabilire la portata massima in relazione alle limitazioni dovute alle caratteristiche tecniche e geologiche del giacimento, è necessario regolarsi secondo i seguenti principi:

- a) La caduta di pressione di fondo massima ammessa, tale da non provocare un innalzamento del cono d'acqua si definisce con la seguente relazione:

$$p_s^2 - p_r^2 = \frac{0,0016 (h-b) (1-\delta) 50 p_s - (h-b) (1-\delta)}{\Psi} \quad (2)$$

dove:

p_s = pressione statica (Kg/cmq. ass.).

p_r = pressione dinamica al fondo del pozzo (Kg/cmq.ass.).

h = distanza fra il tetto della zona mineralizzata nel pozzo e la tavola d'acqua (mt).

b = altezza di strato aperta alla produzione (mt).

δ = densità del gas alla pressione p_s (acqua = 1).

Ψ = coefficiente legato ai rapporti $\frac{b}{h}$ e $\frac{h}{r_w}$ (r_w = raggio del pozzo in metri)

ricavabile dal grafico di fig. 7.

Nella fig. 8 sono indicati alcuni dei simboli che appaiono nella formula (IX.1.6.2).

- b) Se la caduta di pressione minima di fondo pozzo è stabilita per limitare la velocità del gas in modo da risultare inferiore alla velocità di trasporto delle particelle di sabbia ed alla creazione d'intasamenti, allora il valore

da scegliere per la velocità del gas $v = \frac{Q}{A}$ non deve superare quello

definito con le prove sperimentali.

- c) Le caratteristiche dell'equazione di flusso ("C" ed "n") che si assumono costanti durante la vita produttiva futura del pozzo, determinano la portata massima in funzione delle cadute di pressione calcolate come stabilito ai punti a) e b).

Dall'espressione (IX.1.6.2) si deduce che, trascurando la variazione della densità del gas in funzione della pressione, cioè mantenendo questo valore costante e trascurando il termine $(h-b)$ $(1-\delta)$ generalmente molto piccolo, la caduta di pressione permessa $(p_s^2 - p_r^2)$ è direttamente proporzionale alla pressione statica e la (IX.1.6.2) si può scrivere:

$$p_s^2 - p_r^2 = K_1 p_s \quad (3)$$

La caduta di pressione minima che evita l'entrata di sabbia in pozzo è legata alla pressione statica da una relazione analoga alla precedente:

$$p_s^2 - p_r^2 = K_2 p_s \quad (4)$$

Infatti dall'equazione di flusso $Q = C (p_s^2 - p_r^2)^n$ si stabilisce che la velocità del gas alle condizioni di giacimento, in linea approssimata, cioè trascurando la temperatura e il fattore di comprimibilità, è data da:

$$v = \frac{C (p_s^2 - p_r^2)^n}{p_s \cdot A}$$

dove A è l'area di flusso al foro del pozzo.

Da questa espressione si deduce che trovata per via sperimentale la velocità massima permessa, affinché questa rimanga costante e pari al valore stabilito, si deve mantenere costante il rapporto.

$$\frac{p_s^2 - p_r^2}{p_s}$$

Il valore minimo delle costanti K delle due espressioni precedenti determina quindi la legge di variazione della portata in funzione della pressione statica.

Questa legge si ricava partendo dall'equazione di flusso di ogni pozzo ed assumendo costante per tutto il periodo futuro della vita produttiva il rapporto

$$\frac{p_s^2 - p_r^2}{p_s} = K$$

La forma generale di questa funzione è quindi

$$Q = C K^n p_s^n \quad (5)$$

dove:

Q = portata in Nmc/g.

$C-n$ = costanti dell'equazioni di flusso.

K = costante di sfruttamento dei singoli pozzi.

La portata totale del campo è data da:

$$Q = \sum_{i=0}^h C_i K_i^{n_i} p_s^{n_i}$$

con $i = 1, 2 \dots h$ essendo h il numero dei pozzi.

Se dai risultati delle prove ai pozzi e dallo studio del giacimento si deduce che non vi sono condizioni limitanti la portata di produzione, questa si definisce utilizzando le funzioni che danno le perdite di pressione nel tubing e nella rete di raccolta ed assumendo la pressione d'immissione nel metanodotto.

I calcoli della funzione portata — pressione statica in questo caso sono molto laboriosi, in quanto per trovare la funzione richiesta è necessario calcolare per ogni pozzo le perdite di pressione nel tubing e nella rete di raccolta.

Una volta calcolata la portata, per il calcolo della produzione cumulativa G_p è necessario stabilire questi punti:

- a) la portata massima che possono dare i pozzi non può essere mantenuta costante per tutto il giorno e tutto l'anno.

Qualunque sia l'utilizzazione, la richiesta del gas è soggetta a fluttuazioni nel corso del giorno e dell'anno.

E' necessario quindi, per fare delle previsioni realistiche, tenere in conto queste variazioni di portata che praticamente si sintetizzano nel coefficiente di utilizzazione dei metanodotti definito dalla seguente espressione

$$a = \frac{\text{Produzione Annuale}}{365 \times \text{Portata massima giornaliera}}$$

che rappresenta il rapporto fra portata media giornaliera e portata massima giornaliera. Questo coefficiente moltiplicato per il numero dei giorni contenuti in un anno, rappresenta il numero di giorni di erogazione a portata massima del giacimento. Il coefficiente di utilizzazione deve essere fornito dalla società esercente il metanodotto ed è funzione delle capacità di trasporto e delle condizioni di vendita.

- b) Il numero dei pozzi produttivi in giacimenti con meccanismo di produzione a spinta d'acqua, e in linea teorica solo in questo caso, varia col tempo in funzione dell'avanzamento dell'acqua.
- c) Le previsioni si eseguono per step. La portata durante il periodo di tempo considerato dello step, che comunemente si considera di 6 mesi, si assume costante e si calcola in base al valore della pressione statica e all'avanzamento della tavola d'acqua trovata nello step precedente.

La produzione in un determinato periodo di tempo T è quindi data:

$$G_p = a T \sum_{i=0}^h Q_i$$

dove:

- h = numero dei pozzi produttivi in quel determinato periodo di tempo T.
- Q_i = portata massima dei singoli pozzi.
- a = coefficiente di utilizzazione.

Per la determinazione del numero dei pozzi produttivi è necessario trovare la relazione fra il volume poroso utile e l'altezza della formazione.

Mediante questa relazione infatti è possibile eliminare nei calcoli l'apporto dei pozzi che a date successive vengono invasi dall'acqua.

Si assume, in genere, che la portata di un pozzo si annulli quando il fronte d'acqua abbia raggiunto il top dell'intervallo sparato.

Per tracciare questo diagramma è necessario avere a disposizione le cartelle isobate del top e del bottom della struttura considerata (fig. 9 e 10). Le quote di queste curve devono essere riferite al livello del mare.

Le operazioni da eseguire sono:

- 1) Diagrammare in funzione della profondità (s.l.m.) le aree racchiuse da ciascuna isobata sia per il top che per il bottom (fig. 11).
L'area racchiusa fra le due curve così ottenute rappresenta il volume lordo del giacimento.
- 2) Calcolare il volume lordo in funzione della profondità, planimetrando l'area compresa fra il top della formazione, le due curve trovate al punto 1) ed il valore di profondità considerato.
- 3) Ricavare lo « shale factor » come rapporto fra il pay netto totale del campo e quello lordo. Si ottiene così un valore medio che si manterrà costante ad ogni profondità.
- 4) Il volume netto V_n si ricava moltiplicando il volume lordo relativo ad ogni profondità per lo « shale factor » (fig. 12).
- 5) Essendo noti la porosità media \emptyset e la saturazione media in acqua connata S_w dai carotaggi elettrici e dalla carote, si calcola ad ogni profondità il volume utile: $V_u = V_n \emptyset (1 - S_w)$.
- 6) Il volume utile viene diagrammato in funzione della profondità. In questo diagramma l'ascissa = 0 si avrà in corrispondenza del top della formazione (fig. 13).
Conoscendo la quota originale della tavola d'acqua, per controllo si legge in corrispondenza di tale valore il volume utile di giacimento ossia GB_{gi} che dovrebbe essere uguale a quello ricavato dal « material balance ».
- 7) Qualora non si conosca la quota originale della tavola d'acqua si entra nel diagramma ricavato al punto 6) col valore GB_{gi} ricavato dal « material balance » e si trova in ordinata la quota media della tavola d'acqua.

Calcolo dell'avanzamento dell'acqua. Il calcolo dell'avanzamento dell'acqua viene eseguito partendo dal valore dell'entrata d'acqua calcolato usando la formula generale:

$$W_{eUS} = C \sum \Delta_{pi} Q (\bar{t} - \bar{t}_i)$$

Questo volume d'acqua però invaderà un volume netto di giacimento maggiore del volume proprio in quanto alle spalle dell'acqua resterà una saturazione residua in gas.

Quest'ultimo valore è in generale di difficile valutazione.

Per ogni giacimento con meccanismo di produzione a spinta di acqua sarebbe necessario avere dati ricavati da prove di laboratorio.

In caso di mancanza di questi dati si possono utilizzare diagrammi, disponibili dalla letteratura, che danno la saturazione residua in gas in funzione della litologia della formazione. (Sez. III Cap. II)

Per esempio per sabbie poco consolidate, come in genere dovrebbero essere quelle dei nostri giacimenti, si può assumere un valore di saturazione residua in gas pari al 18-20 %.

Chiamando con W_{eUS} l'entrata d'acqua in giacimento ad una determinata data, per ottenere l'avanzamento verticale della tavola d'acqua a quella data, si entra nelle ascisse del diagramma volume poroso - profondità con il valore:

$$W_{eUS} (1 + S_{gr})$$

dove:

S_{gr} = saturazione residua in gas.

L'ordinata corrispondente ci dà la quota alla quale è arrivata la tavola di acqua.

Si ritiene però che questo metodo porti a valutazioni ottimistiche del recupero.

Infatti con esso si assume che il gas residuo dietro il fronte d'acqua alla fine dello sfruttamento sia a pressione di abbandono.

Al contrario si pensa che in realtà la gran parte del gas residuo restante dietro il fronte d'acqua alle varie pressioni durante l'avanzamento dell'acqua, conservi la pressione che il giacimento aveva al momento in cui l'acqua lo ha intrappolato.

Questo fatto comporterebbe in definitiva una molto maggiore diminuzione di recupero finale del gas. E' allo studio un nuovo metodo di calcolo che tenga conto di questo fenomeno e permetta valutazioni più realistiche.

Per la valutazione della portata, necessaria a calcolare la produzione cumulativa ad una data successiva, si assume che la portata dei singoli pozzi si annulli quando la tavola d'acqua abbia raggiunto il top dell'intervallo sparato.

Ricapitolando quanto detto sopra, esponiamo step per step la successione dei calcoli che si devono fare per valutare il comportamento futuro:

Prima d'iniziare il calcolo è necessario disporre dei seguenti dati:

- 1) Gas originalmente in posto G.
- 2) Nel caso di meccanismo di produzione a spinta d'acqua il valore del coefficiente, C, il tempo adimensionale $(\bar{t} - \bar{t}_i)$ e il rapporto $\frac{R_e}{R_i}$

- 3) Relazione fra le portate dei singoli pozzi e la pressione statica di giacimenti (equazioni di flusso nella forma IX.1.6.5.).
- 4) Relazione fra il volume poroso utile e l'altezza della formazione.

Conosciuti questi dati e queste relazioni, la cui determinazione è la parte più laboriosa e complessa, il calcolo per la valutazione della previsione deve seguire i seguenti step:

- a) Dalla relazione di cui al punto 3) precedente, trovare in funzione della pressione statica del giacimento alla data d'inizio della previsione la portata corrispondente di ciascun pozzo.

- b) Supponendo costante il valore di portata trovata, calcolare la produzione di gas nel periodo di tempo considerato (generalmente 6 mesi) con la seguente formula:

$$\Delta G_p = a \times h \times Q \times T$$

dove T numero dei giorni contenuti nel periodo di tempo considerato.

- c) Sommare il valore della produzione trovata al punto precedente (ΔG_p) alla produzione cumulativa G_p all'inizio del medesimo intervallo di tempo.
- d) Calcolare utilizzando l'equazione del « material balance » la pressione statica alla fine dell'intervallo di tempo considerato.
- e) Dalla relazione di cui al punto 4) precedente calcolare il numero dei pozzi in produzione al termine dello step.
- f) Dalla relazione portata-pressione statica, trovare la portata dei singoli pozzi all'inizio del secondo-step introducendo la pressione statica calcolata al punto d).
- g) Fare il calcolo come al punto b) introducendo nella formula il numero h di pozzi trovato al punto f.
- h) Eseguire i calcoli per il secondo step come ai punti c), d), e).

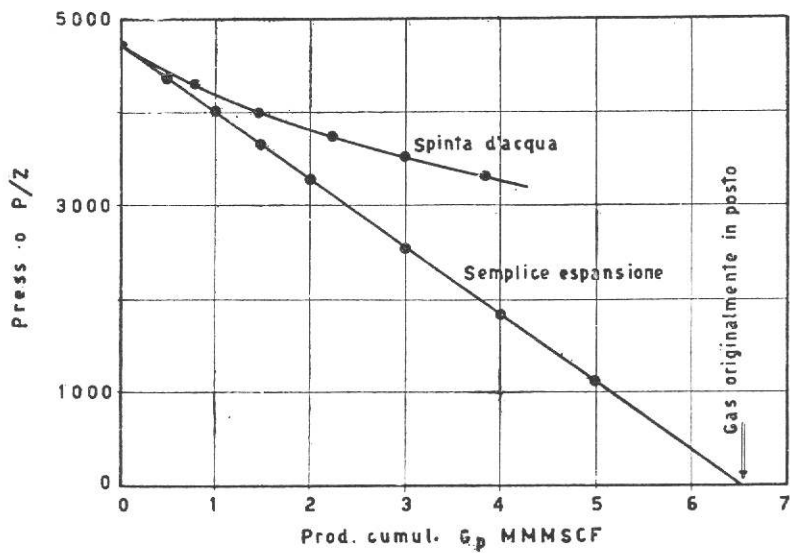


Fig. 1-Andamento della funzione $\frac{P}{Z} = f(G_p)$ per giacimenti a semplice espansione e spinta d'acqua.

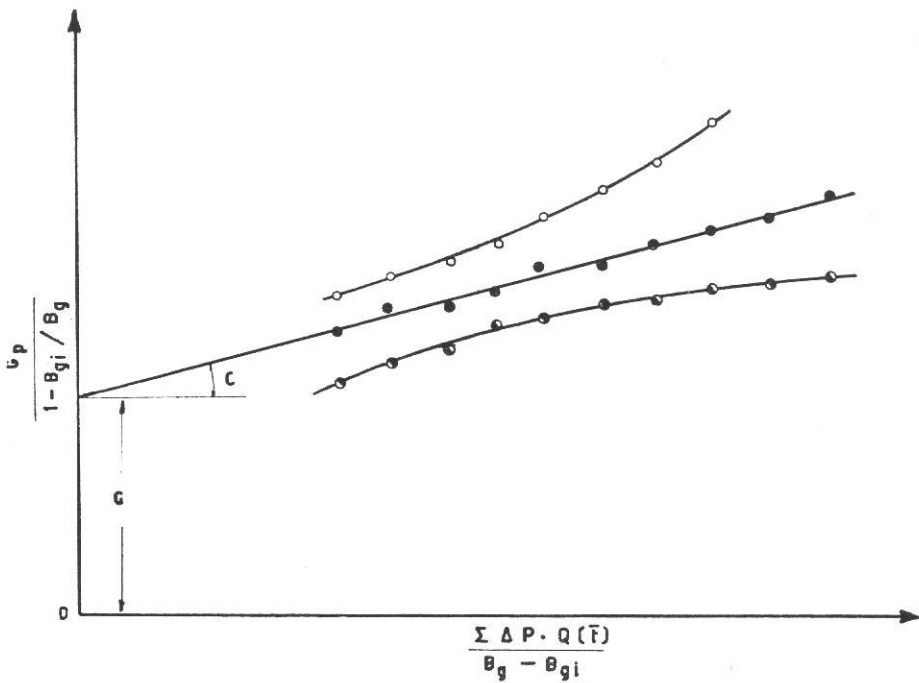


Fig. 2 - Determinazione dei valori più probabili di G e C mediante l'applicazione dei minimi quadrati

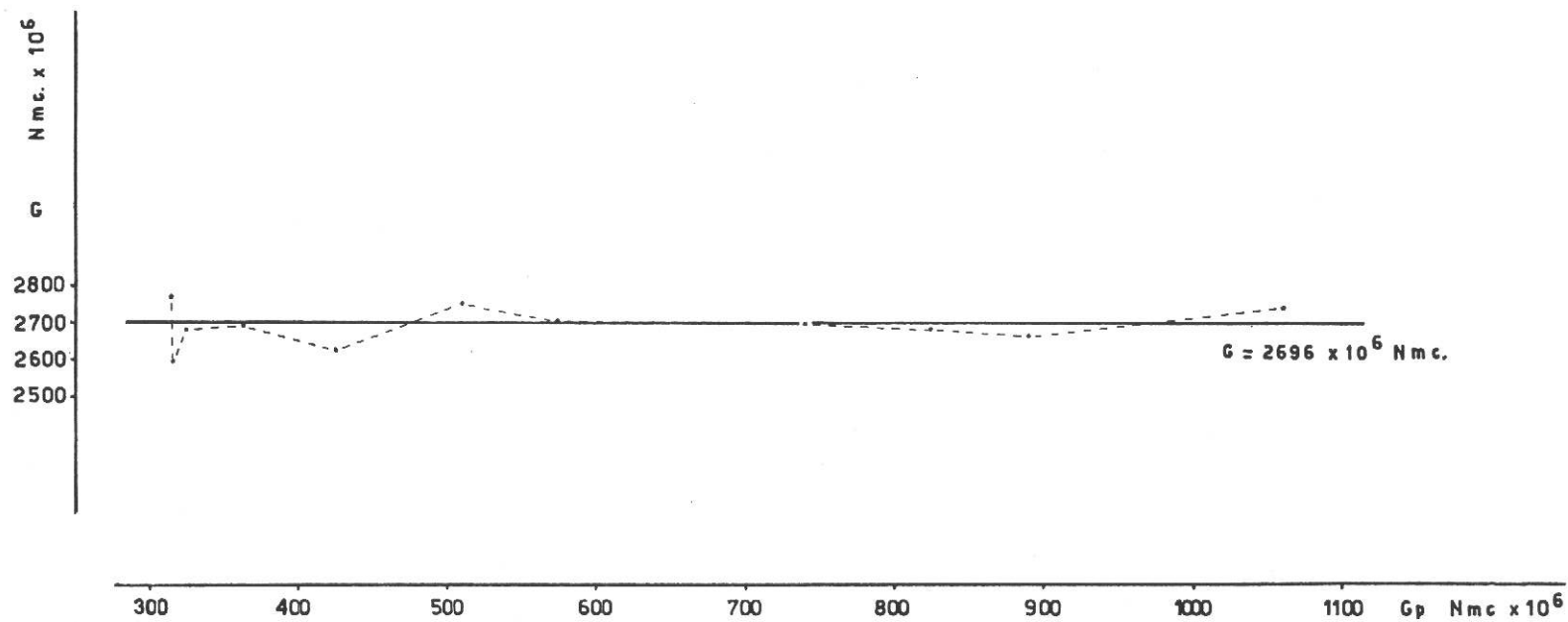


Fig.-3 - Determinazione del gas originalmente in posto (meccanismo di semplice espansione).

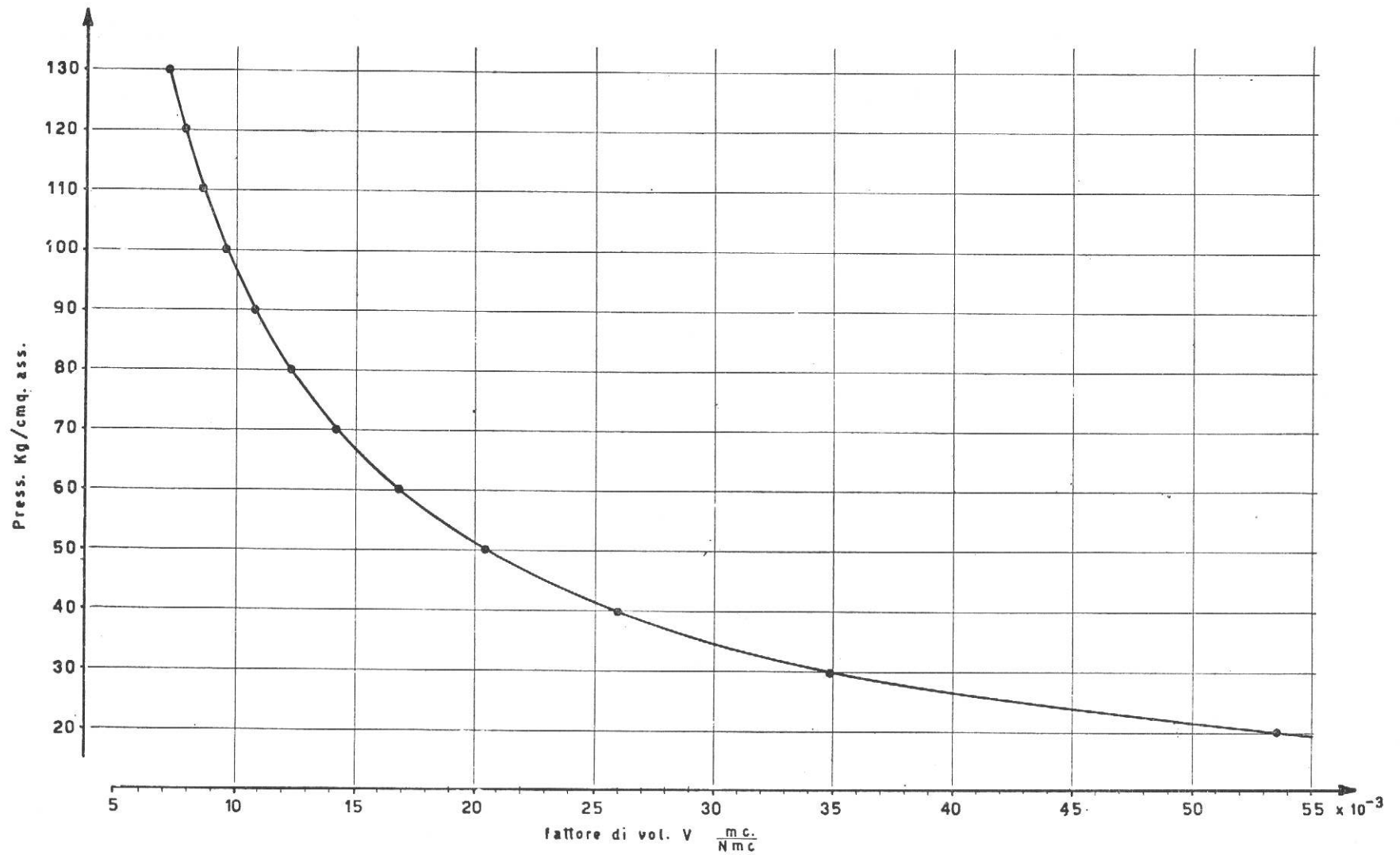


Fig. 4 -Curva del fattore di volume in funzione della pressione

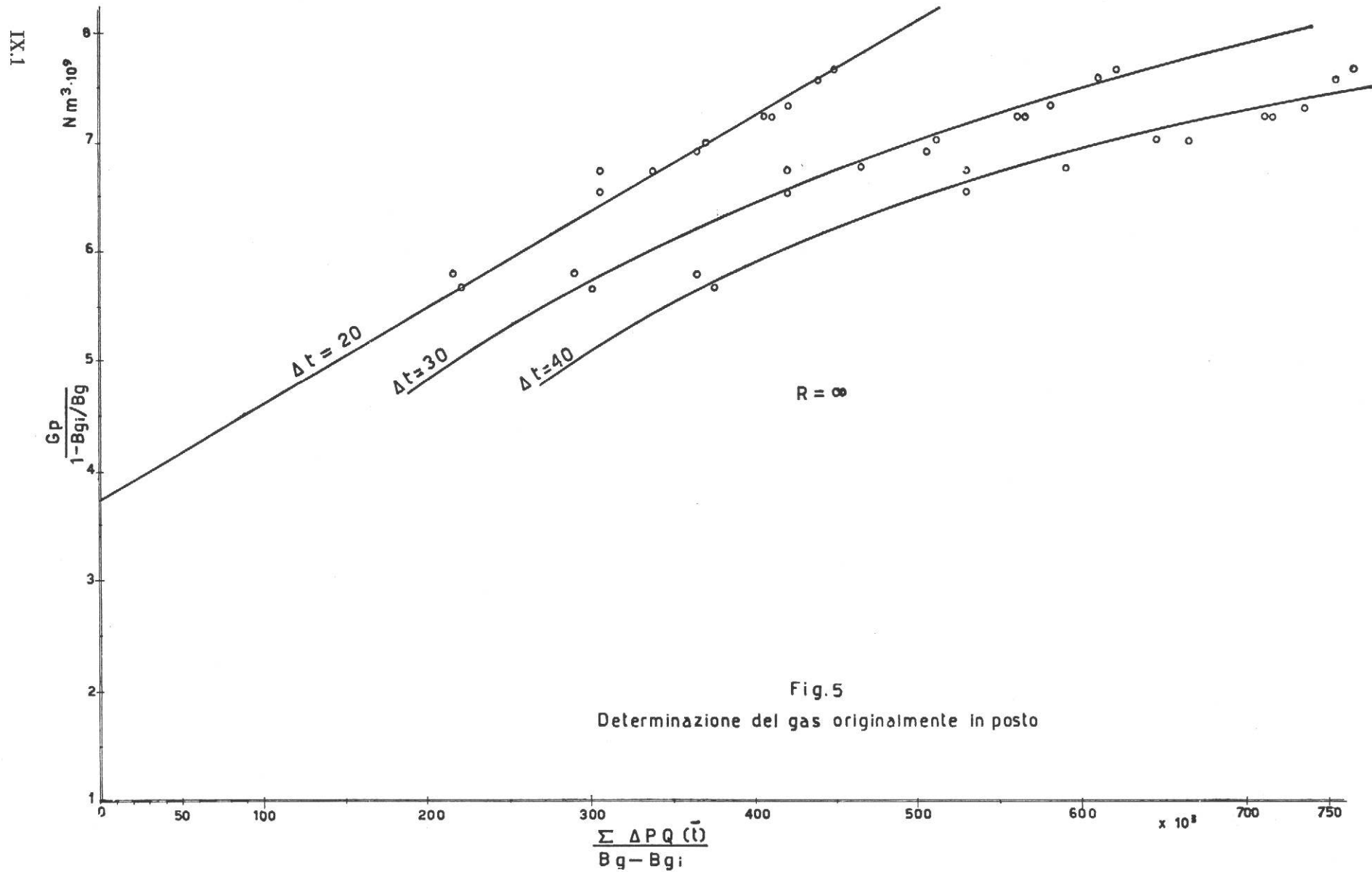


Fig.5
Determinazione del gas originamente in posto

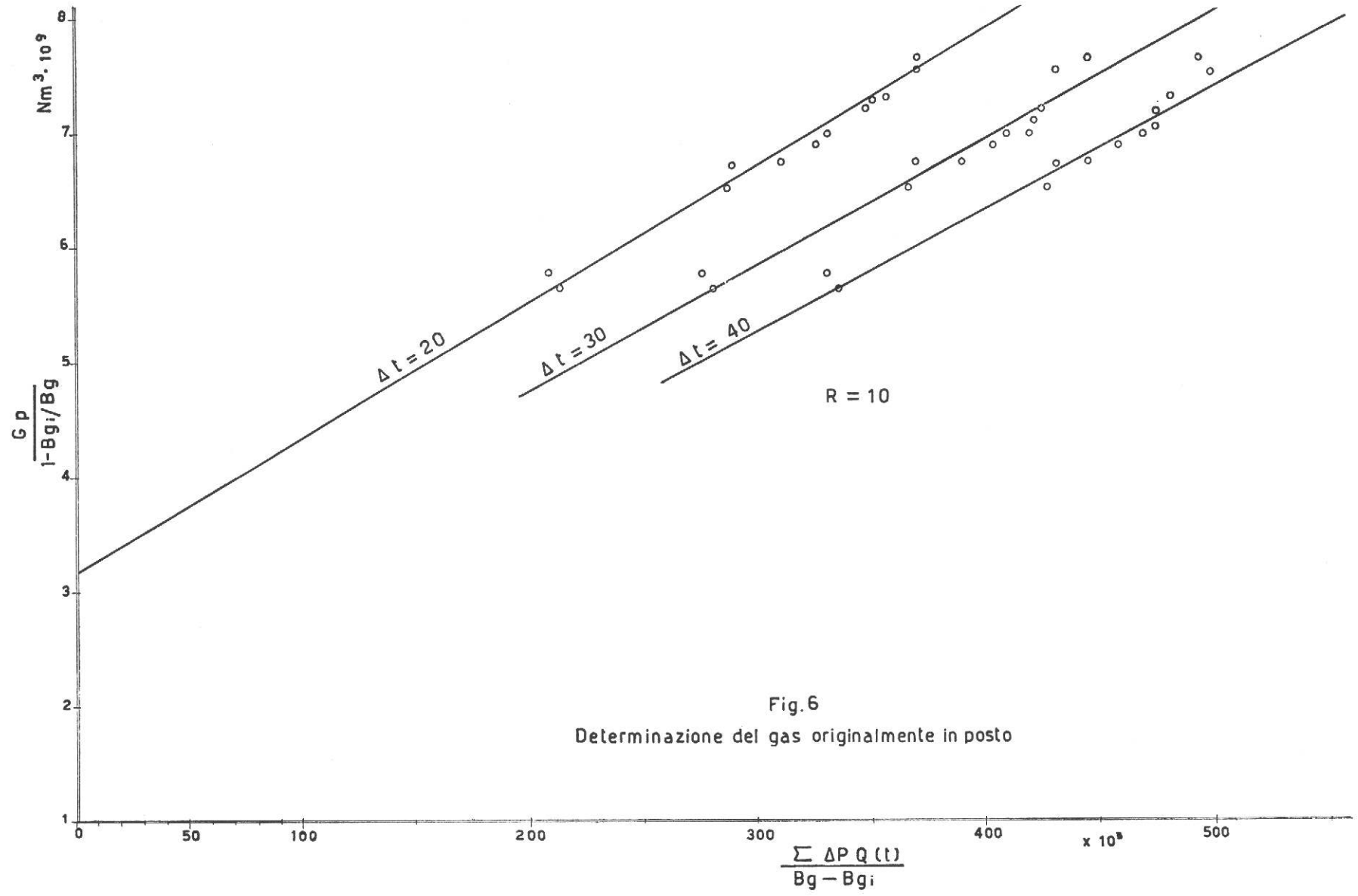


Fig. 6
Determinazione del gas originamente in posto

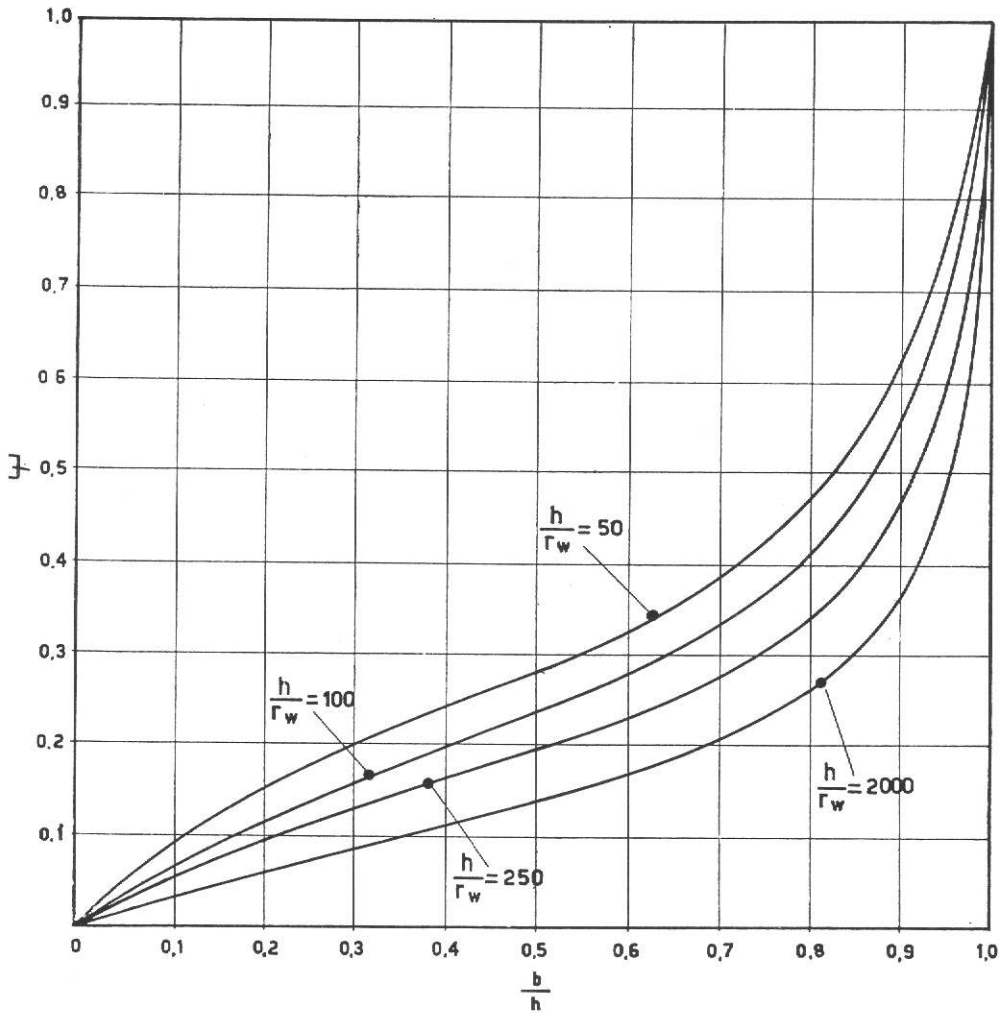


Fig. 7 - Coefficiente ψ in funzione di $\frac{b}{h}$ e $\frac{h}{r_w}$ per il calcolo delle portate massime dai pozzi a gas.

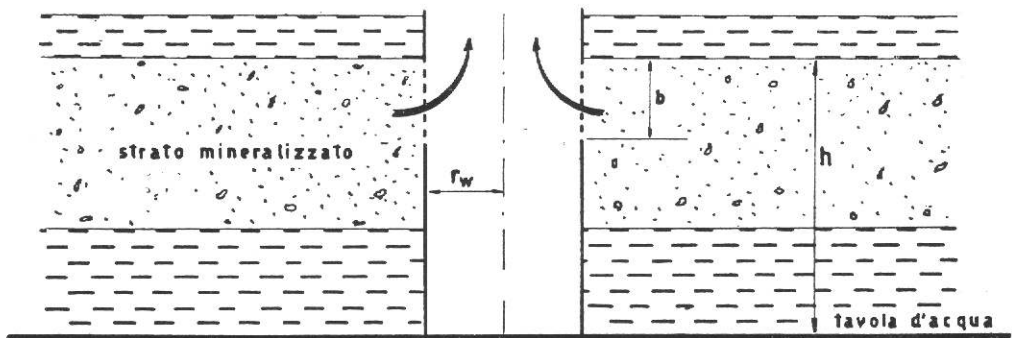


Fig. 8 - Simboli relativi alla formula IX.1.6.2

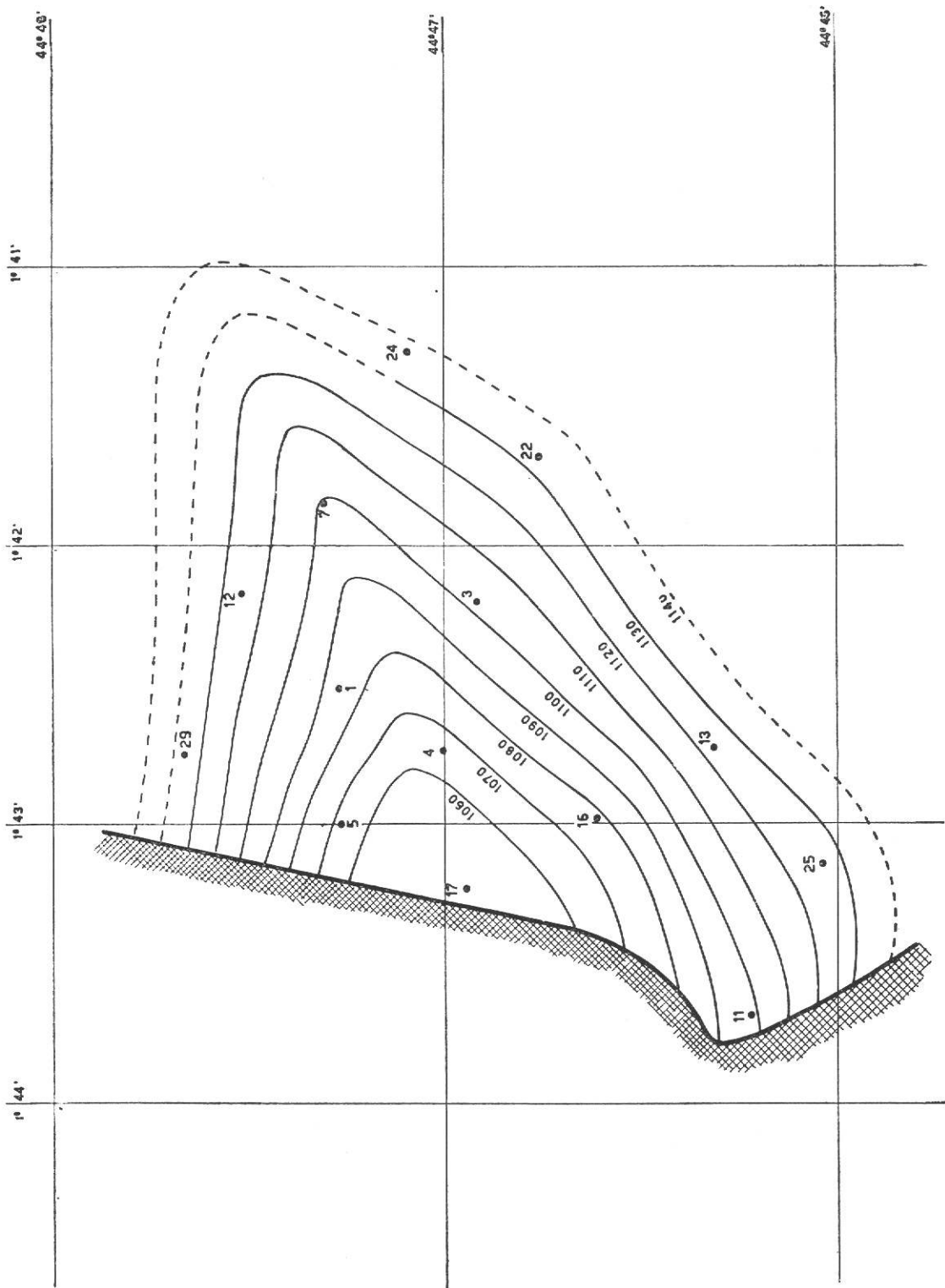


Fig. 9
Tetto della struttura

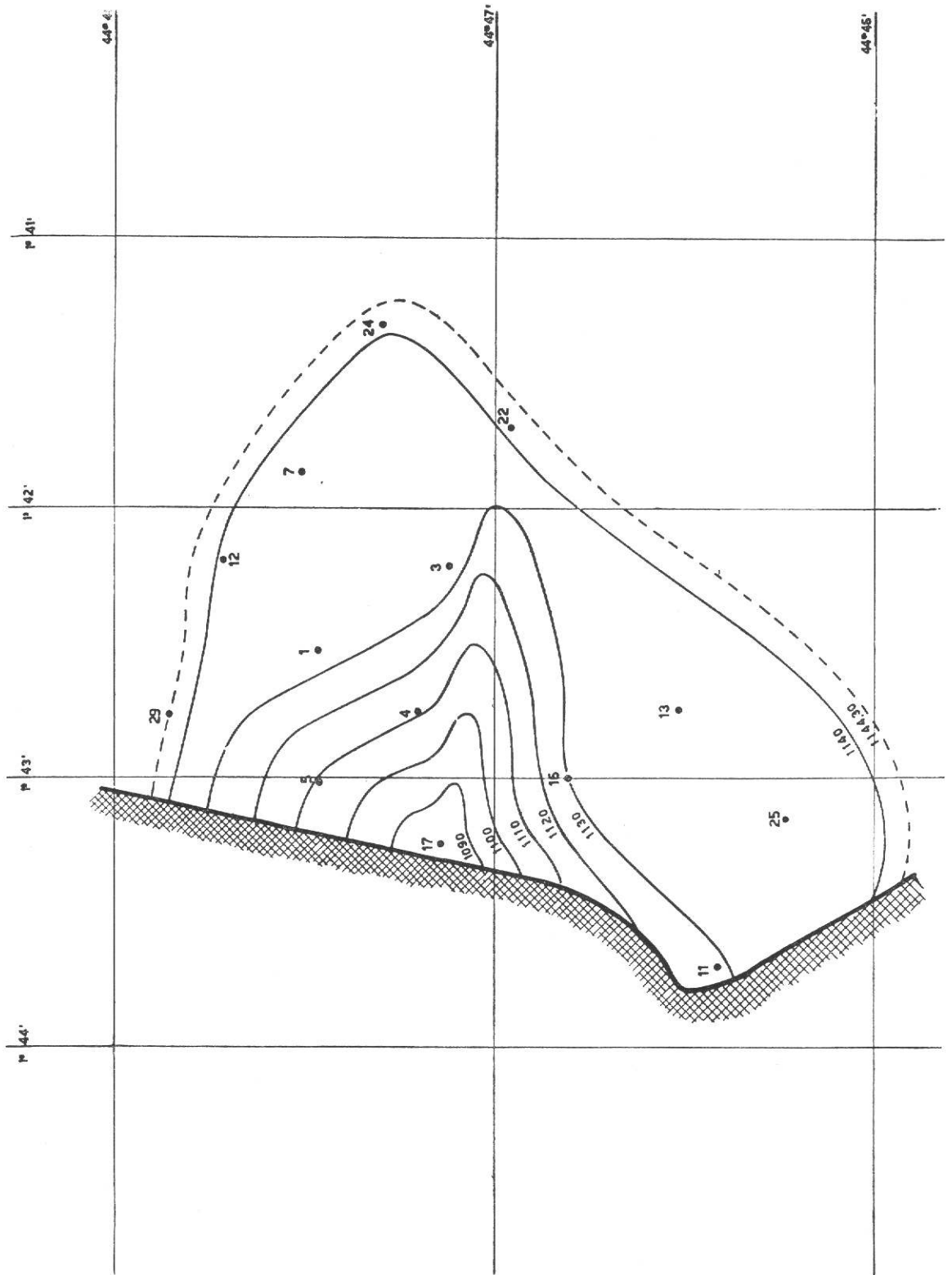
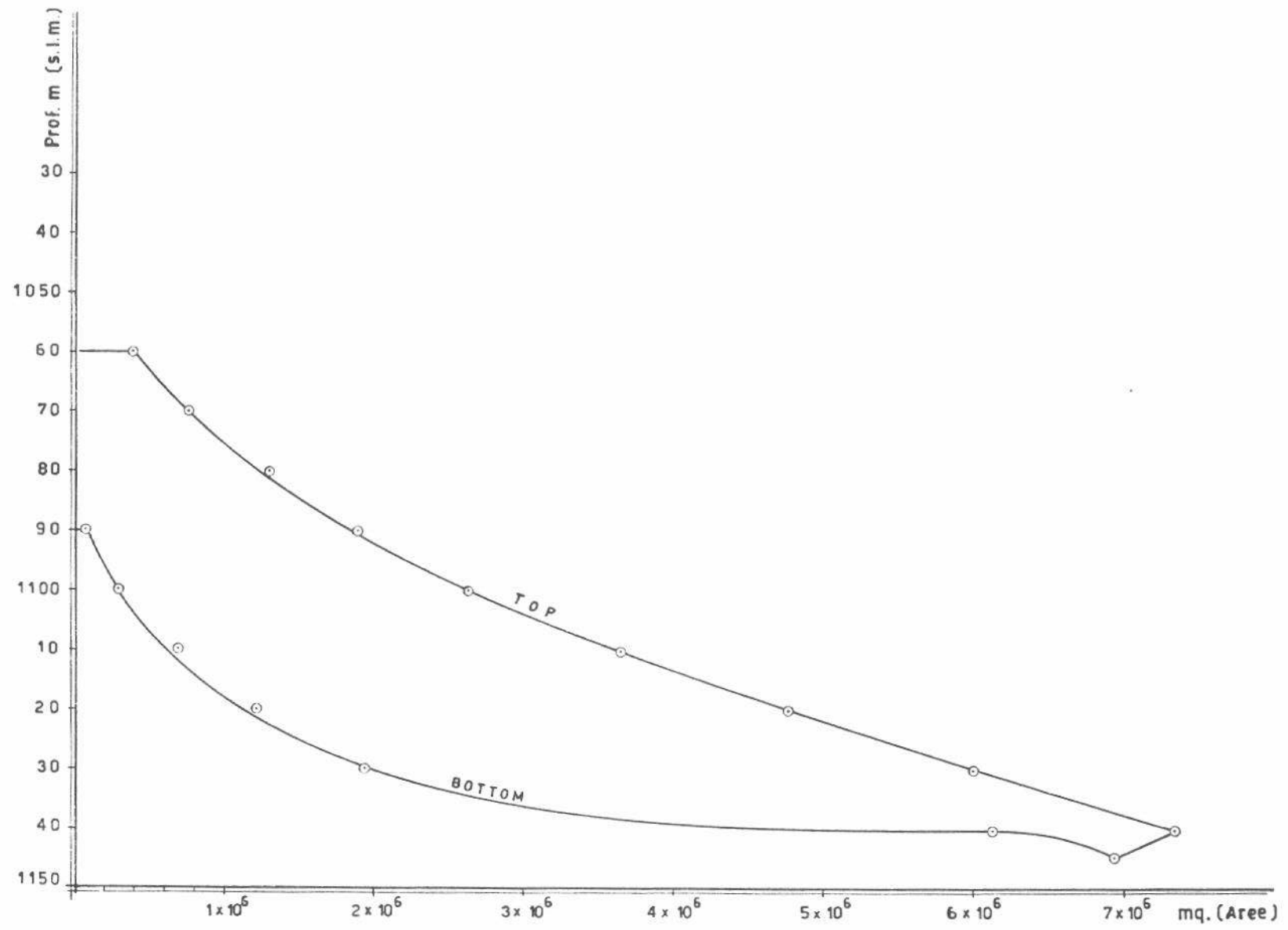


Fig.10
Bottom della struttura

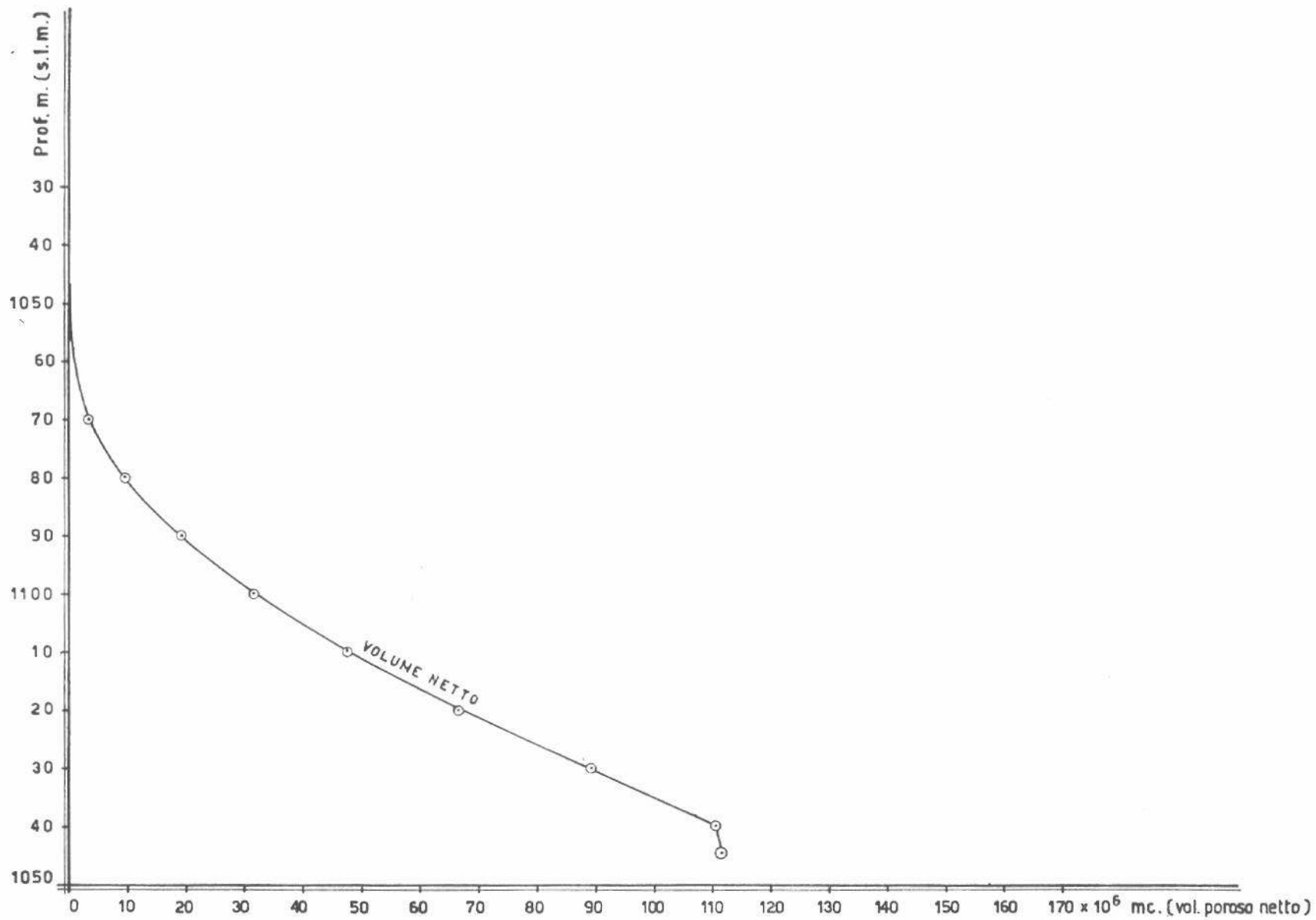
Valutazione della relazione volume poroso
 utile-altezza della formazione
 Determinazione del volume lordo di giacimento

Fig. 11



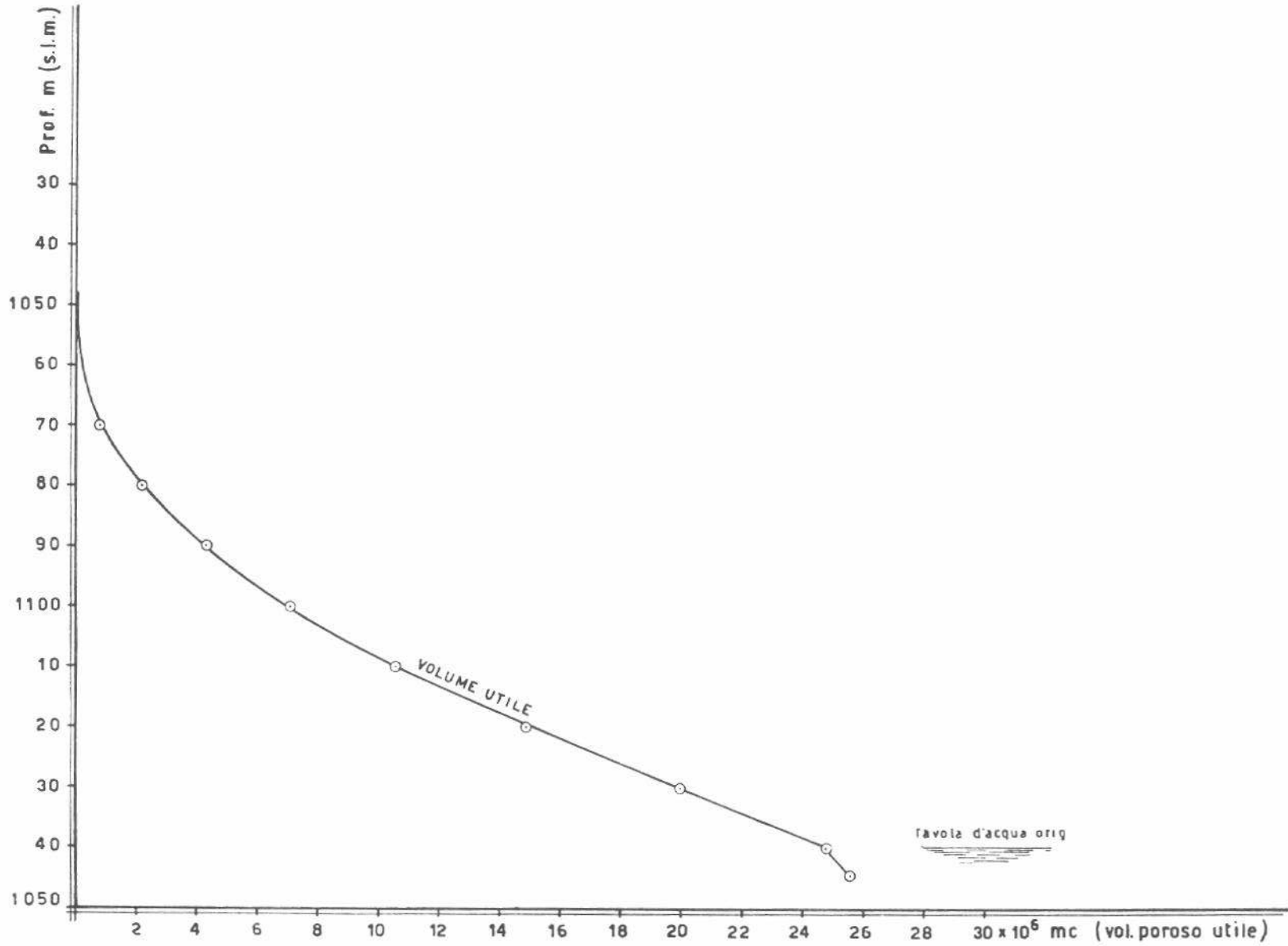
Valutazione della relazione volume poroso
utile-altezza della formazione
Volume netto del pool

Fig. 12



Valutazione della relazione volume poroso
utile-altezza della formazione
Volume utile, del pool

Fig. 13



IX.2 ANALISI DEI GIACIMENTI A GAS CONDENSATO

2.1 Generalità

I giacimenti a gas condensato sono caratterizzati da una composizione del miscuglio di gas, a pressione e temperatura di formazione originali, tali da dar inizio al fenomeno della condensazione retrograda, non appena, durante il declino isotermico della pressione statica, si raggiunge la pressione di saturazione (dew point) (v. anche IX.1.1).

Per quanto riguarda il fenomeno della condensazione retrograda vedi Sezione II Cap. 7. E' interessante soffermarsi sulla spiegazione del fenomeno dal punto di vista molecolare.

Le forze che agiscono sulle molecole sono di attrazione e repulsione. Le forze attrattive sono dovute all'attrazione naturale fra le molecole ed alla pressione esterna. L'esistenza di tali forze viene espressa nell'equazione di stato di van der Waals $(P + a/V^2)(V - b) = nRT$, dove a e b sono delle costanti per un dato gas, n è il numero di molecole, P la pressione esterna, V il volume considerato, T la temperatura ed R la costante dei gas. In tale formula, $(V - b)$ rappresenta il volume netto a disposizione per il moto molecolare (covolume), poichè b rappresenta il volume proprio delle molecole. Il termine a/V^2 è spesso chiamato « pressione interna » ed è una correzione che si apporta alla pressione, per tener conto dell'attrazione fra le molecole. Tale termine è aggiunto alla pressione esterna, poichè entrambi agiscono nel senso di ridurre il volume. A queste forze è dovuto il fatto che la superficie di un liquido si comporta come una membrana elastica. Mentre tali forze attrattive tendono a far sì che le molecole si riuniscano in modo da dar origine ad una fase liquida, il moto molecolare (energia cinetica), che è funzione della temperatura, tende ad allontanare le molecole le une dalle altre. In determinate condizioni, in cui possono coesistere la fase liquida e quella gassosa, queste forze opposte si bilanciano, cosicchè la sostanza considerata è suddivisa nelle due fasi. Nel caso di giacimenti a gas condensato la temperatura è superiore a quella critica, cosicchè le forze attrattive non sono capaci di mantenere una fase liquida a causa dell'elevata energia cinetica associata con l'alta temperatura.

Quando la pressione scende al di sotto del dew-point, diminuisce l'attrazione fra le molecole, in quanto aumenta la distanza fra le molecole stesse.

In tali condizioni è più efficace l'attrazione tra le molecole degli idrocarburi pesanti, che si riuniscono formando del liquido. Tale processo continua finchè si raggiunge un valore di pressione in cui si ha la formazione della massima quantità di liquido. A tale punto, un'ulteriore riduzione di pressione fa sì che le molecole pesanti inizino il processo di vaporizzazione. Da tale punto in poi, il numero di molecole che vaporizzano aumenta mentre diminuisce quello delle molecole che condensano.

In tal modo si arriva ad un valore di pressione in cui si ha la completa vaporizzazione del liquido.

2.2 Calcolo del condensato originalmente in posto

Per il calcolo del condensato presente originalmente in fase gassosa nel giacimento è necessaria la conoscenza delle seguenti quantità:

- Volume di gas originalmente in posto. Questo valore può essere calcolato coi metodi convenzionali usati per il caso dei giacimenti a gas secco esposti nel capitolo precedente.
- Analisi del gas originale che dà la percentuale volumetrica dei singoli componenti.
- Caratteristiche dei singoli componenti (peso molecolare e densità). Questi valori sono dati nella Tab. 1.

Il tenore in liquido potenzialmente presente nel gas originale normalmente è riferito ad un determinato volume ed è quindi espresso in lt/1000 Nmc. o bbl/1000 S.C.F. (Tale quantità verrà chiamata in seguito tenore in gasolina).

TABELLA I

Proprietà fisiche degli idrocarburi paraffinici e di alcuni altri elementi

Elementi	Peso molecolare	Punto di ebollizione a 14,7 psia °F.	Costanti critiche		Densità del liquido a 60° F. e 14,7 psia		Volumi parziali stimati a 60° F. e 14,7 psia	
			Pressione p _c psia	Temp. a T _c °R.	Gr/cmc	lb/gal	Gal/MSCF	Gal/mde
Metano	16,04	— 258,7	673,1	343,2	0,3480	2,900	14,60	5,530
Etano	30,07	— 127,5	708,3	549,9	0,4850	4,040	19,60	7,440
Propano	44,09	— 43,7	617,4	666,0	0,5077	4,233	27,46	10,417
Isobutano	58,12	10,9	529,1	734,6	0,5631	4,695	32,64	12,380
n-Butano	58,12	31,1	550,1	765,7	0,5844	4,872	31,44	11,929
Isopentano	72,15	82,1	483,5	829,6	0,6248	5,209	36,50	13,851
n-Pentano	72,15	96,9	489,8	846,2	0,6312	5,262	36,14	13,710
n-Esano	86,17	155,7	440,1	914,2	0,6641	5,536	41,03	15,565
n-Etano	100,20	209,2	395,9	972,4	0,6882	5,738	46,03	17,463
n-Ottano	114,20	258,2	362,2	1024,9	0,7068	5,892	51,09	19,385
n-Nonano	128,30	303,4	334,0	1073,0	0,7217	6,017	56,19	21,314
n-Decano	142,30	345,4	312,0	1115,0	0,7341	6,121	61,27	23,245
Aria	28,97	— 317,7	547,0	239,0				
Anidride carb.	44,01	— 109,3	1070,2	547,5				
Elio	4,003	— 452,1	33,2	9,5				
Idrogeno	2,016	— 423,0	189,0	59,8				
Idrogeno solf.	34,08	— 76,6	1306,5	672,4				
Azoto	28,02	— 320,4	492,2	227,0				
Ossigeno	32,00	— 297,4	736,9	278,6				
Acqua	18,02	212,0	3209,5	1165,2				

Il calcolo che come si vedrà nell'esempio è molto semplice e rapido, è basato sul principio che il peso dei singoli componenti è indipendente dallo stato di fase.

Conoscendo il peso molecolare dall'analisi volumetrica si calcola il peso dei singoli componenti contenuti nell'unità di gas.

Utilizzando questo valore, conoscendo la densità dei singoli componenti in fase liquida, si calcola il tenore in liquido per ciascuno di essi.

Per la risoluzione di questo problema, si fa presente che è necessario avere dal laboratorio le caratteristiche (peso molecolare e densità) della frazione molecolare comprendente tutti gli idrocarburi superiori ad un determinato componente dei quali non viene eseguita l'analisi dettagliata. Nell'esempio trattato qui di seguito l'analisi si ferma al C_7^+ ed è quindi necessario che il laboratorio dia il peso molecolare e la densità di C_7^+ .

Moltiplicando il tenore in gasolina (generalmente in questo calcolo vengono trascurati il metano e l'etano) così calcolato per la riserva originalmente in posto si ricava il volume di liquido dei singoli componenti potenzialmente presenti nel gas originale. Evidentemente questo volume potrà essere recuperato completamente in fase liquida; il suo fattore di recupero che dipende dal fattore di recupero del gas, dal comportamento retrogrado del giacimento e dal rendimento degli impianti di separazione di superficie, verrà calcolato studiando il comportamento futuro del giacimento.

2.3 Comportamento del giacimento

Il fenomeno della condensazione retrograda rende piuttosto complessi i calcoli di comportamento del giacimento che sono basati per quanto visto principalmente sulle proprietà termodinamiche dei fluidi.

A causa dell'alta comprimibilità del fluido il comportamento dei giacimenti a gas condensato è il medesimo di quello che si verifica nei giacimenti a gas secco per quanto riguarda il declino della pressione statica.

Questa funzione, che è indispensabile per il calcolo del comportamento retrogrado, può essere trovata utilizzando l'equazione del material balance come è stato visto nel capitolo precedente. In seguito verrà analizzato il comportamento retrogrado di un giacimento che produca per semplice espansione.

Il calcolo del liquido recuperabile in superficie e del liquido condensato in giacimento nel corso della vita produttiva può venir fatto utilizzando due metodi distinti la cui applicazione è condizionata dal tipo di analisi che si ha disposizione.

Il 1° metodo richiede una completa analisi PVT ed è quindi il più attendibile.

L'esperienza di laboratorio consiste nel riprodurre il comportamento del giacimento utilizzando un campione di fluido ricombinato rappresentativo del fluido originale.

Il campione di gas viene posto in una cella ad alta pressione, alle condizioni originali di temperatura e pressione. Durante lo svuotamento, il volume della cella è tenuto costante, in modo da riprodurre fedelmente un giacimento che produca per espansione naturale. Dalla cella viene rimossa la sola fase gassosa, poichè nella maggior parte dei giacimenti, il condensato che si forma al diminuire della pressione resta intrappolato, come fase liquida immobile. Infatti esperienze di laboratorio hanno mostrato che tale fase liquida risulta immobile finchè non raggiunge una saturazione del 10 ÷ 20 % dello spazio po-

roso e generalmente per i giacimenti a gas condensato, tale quantità non viene mai superata.

Solo in vicinanza del pozzo, dove la caduta di pressione è più elevata la saturazione in liquido può risultare molto più alta e pertanto si può avere flusso bifase.

L'esperienza di laboratorio atta a riprodurre il comportamento del giacimento, viene nel seguente modo:

Aumentando il volume della cella, si fa espandere il gas contenuto, dal volume iniziale ad un volume maggiore e quindi ad una pressione p inferiore di qualche centinaio di psia rispetto a quella iniziale p_i .

Occorre un certo tempo affinché si stabilisca l'equilibrio fra la fase gassosa e quella liquida formatasi per condensazione retrograda e affinché il liquido si depositi al fondo della cella. Si riporta poi la cella al suo volume iniziale e si estrae del gas dalla sommità della cella, in modo che la pressione rimanga al valore p .

Misurato il volume del gas estratto e quello del liquido formatosi per condensazione retrograda, si riprende il ciclo fino a raggiungere la pressione di abbandono.

Le quantità parziali di gas estratte, vengono analizzate in modo da avere la composizione del gas alle varie pressioni, inoltre tali quantità vengono misurate a 0 atmosfere assolute per determinarne il volume a condizioni standard usando la legge dei gas ideali.

Da ciò si può calcolare il fattore di comprimibilità z alle varie pressioni,

Per calcolare i valori di z si può anche servirsi della composizione del gas e delle temperature e pressioni critiche come esposto nell'esempio n. 2 del paragrafo precedente. Nella fig. 1 nella tabella III è riportata la composizione iniziale di un gas condensato alla pressione di saturazione (pressione iniziale) e le composizioni del gas estratto dalla cella ad ogni step. Nella tabella II sono riportati anche il volume di liquido depositatosi nella cella per condensazione retrograda della cella.

TABELLA II

Volumi, composizioni e fattori di comprimibilità per un gas condensato ottenuti dalla analisi di laboratorio

(1) Pressione della cella spia	(2) (3) (4) (5) (6) (7) (8) Composizione del gas prodotto Frazione molare							(9) Gas pro- dotto a 195 °F e pres- sione della cella cm ³	(10) Liquido condensato per fenom. retrogrado cm ³	(11) Liquido condensato per fenom. retrogrado %	(12) Fattore di comprimi- bilità a 195 °F e pres. della cella
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊				
2960	0,752	0,077	0,044	0,031	0,022	0,022	0,052	0,0	0,0	0,0	0,771
2500	0,783	0,077	0,043	0,028	0,019	0,016	0,034	175,3	62,5	6,6	0,794
2000	0,795	0,078	0,042	0,027	0,017	0,014	0,027	227,0	77,7	8,2	0,805
1500	0,798	0,079	0,042	0,027	0,016	0,013	0,025	340,4	75,0	7,9	0,835
1000	0,793	0,080	0,043	0,028	0,017	0,013	0,026	544,7	67,2	7,1	0,875
500	0,768	0,082	0,048	0,033	0,021	0,015	0,033	1080,7	36,9	6,0	0,945

In pratica per determinare il recupero finale di liquido e l'andamento nel tempo della sua portata si usa il procedimento descritto di seguito.

Utilizzando le analisi del gas espulso dalla cella, si calcola alle varie pressioni il tenore in gasolina con lo stesso procedimento seguito per il calcolo del condensato originalmente in posto (IX.2.2). L'andamento della funzione « tenore in gasolina-pressione » è rappresentato in fig. 2. Questo andamento è spiegato dal fenomeno della condensazione retrograda. Infatti inizialmente il declino della pressione provoca una condensazione di liquido in giacimento riducendo la concentrazione d'idrocarburi pesanti nel gas espulso. Da un determinato valore di pressione in poi, valore che dipende dalla temperatura e dalla composizione originale, nella cella avviene una rievaporazione del liquido condensato e questo spiega l'aumento del tenore in gasolina nel gas prodotto.

In base all'andamento della produzione di gas in funzione della pressione, l'utilizzazione delle curve di fig. 2 permette di risalire alla quantità di liquido potenzialmente recuperabile a monte degli impianti di separazione.

Le curve del tenore in gasolina servono inoltre per calcolare le quantità d'idrocarburi liquefacibili rimasti in giacimento allo stato gassoso alle diverse pressioni. Per ottenere, per ogni valore di pressione e per ogni componente, la quantità di liquido condensato a causa del fenomeno retrogrado si sottrae dal condensato originalmente in posto allo stato gassoso la somma delle quantità recuperate in superficie e di quelle rimaste in giacimento allo stato gassoso.

Il 2° metodo che si basa sull'applicazione delle costanti d'equilibrio viene utilizzato nel caso si sia in possesso soltanto dall'analisi del gas alla pressione originale nel caso cioè in cui non sia stata effettuata l'analisi PVT.

Rispetto al metodo precedente questo presenta lo svantaggio dell'aleatorietà che si ha nella scelta delle suddette costanti in quando dipendono dalla pressione di convergenza la cui determinazione è molto difficile. Questo metodo presenta anche dei vantaggi e precisamente permette di conoscere non solo l'analisi del gas prodotto ma anche quella del liquido condensato il che può risultare utile qualora si voglia studiare la possibilità di recupero secondario del liquido condensato.

Il metodo è spiegato nei suoi dettagli nel paragrafo. I risultati ottenuti dallo studio del comportamento permettono di stabilire le soluzioni ottimali per gli impianti di superficie e in base alle condizioni di mercato la convenienza di effettuare una operazione di mantenimento di pressione.

L'insieme di operazioni che devono essere eseguite.

Esempio di calcolo n. 1

Calcolare il comportamento di un giacimento a gas condensato che produca per semplice espansione, basandosi sui dati di laboratorio riportati nella tabella III.

Dati

Pressione originale (pressione di saturazione)	$p_i = 2960$ psia
Pressione di abbandono	$p = 500$ psia
Temperatura di giacimento	$T = 195^\circ$ F
Saturazione in acqua connata	$S_{wc} = 30$ %
Porosità	$\emptyset = 25$ %

Condizioni standard	14,7 psia e 60° F
Volume iniziale della cella	947,5 cm ³
Peso molecolare del C ₇ ⁺ nel fluido iniziale	114 lb/lb-mole
Peso specifico del C ₇ ⁺ nel fluido iniziale	0,755 a 60° F

Composizioni, volumi e fattori di comprimibilità alle varie pressioni Tabella II

Soluzione

Nella soluzione si fanno le seguenti ipotesi:

- I) Il peso molecolare ed il peso specifico del C₇⁺ restano inalterati per ogni valore di pressione.
 - II) La condensazione retrograda avviene solo per i butani, pentano, esano ed etani + .
 - III) Il rendimento dell'impianto di degasolinaggio attraverso il quale viene fatto passare il gas prodotto è: 25 % per butani, 50 % per il pentano, 75 % per l'esano e 100 % per gli etani + .
- a) Calcolare la quantità di fluido originalmente in posto e le quantità prodotte nei singoli step in MSCF per acropiede di volume netto di giacimento.

Il volume netto di giacimento è:

$$V = 43560 \cdot 0,25 \cdot (1 - 0,30) = 7623 \text{ cuft/ac.ft}$$

Il fluido originalmente in posto è dato da:

$$G = \frac{379,4 p_i V}{1000 zRT} = \frac{379,4 \cdot 2960 \cdot 7623}{1000 \cdot 0,771 \cdot 10,73 \cdot 665} = 1580 \text{ MSCF/ac.ft}$$

Calcoliamo ora, come esempio, la quantità di fluido prodotta quando la pressione passa da 2960 a 2500 psia:

$$\Delta V = 7623 \cdot \frac{175,3 \text{ cm}^3}{947,5 \text{ cm}^3} = 1410 \text{ cuft/ac.ft a 2500 psia e } 195^\circ \text{ F}$$

$$\Delta G_p = \frac{379,4 p \Delta V}{1000 z RT} = \frac{379,4 \cdot 2500 \cdot 1410}{1000 \cdot 0,794 \cdot 10,73 \cdot 655} = 240,1 \text{ MSCF/ac.ft}$$

Eseguito lo stesso calcolo per ogni singolo step, si calcola la produzione cumulativa di fluido $G_p = \sum \Delta G_p$.

Nella tabella III sono riportate le produzioni parziali e quelle cumulative relative ai punti di pressione considerati.

TABELLA III
Produzione parziale e cumulativa di fluido in superficie

(1) Pressione psia	(2) Produzione parziale di fluido MSCF/ac — ft	(3) Produzione cumulativa di fluido MSCF/ac — ft (2) _n + (3) _{n-1}
2960	0,0	0,0
2500	240,1	240,1
2000	245,2	485,3
1500	266,0	751,3
1000	270,8	1022,1
500	248,7	1270,8

b) Calcolo degli idrocarburi liquefacibili, originalmente in posto in fase gassosa.

Secondo la schema della tabella IV si calcola il tenore in gasolina alla pressione dew point (o di saturazione).

Qualora la pressione originale fosse stata maggiore di quella di dew point, non ci sarebbero state ulteriori complicazioni, in quanto un gas condensato non varia la sua composizione finchè la pressione non si abbassa a valori inferiori di dew point.

TABELLA IV

Calcolo del tenore in gasolina alla pressione di dew point

(1) Componenti	(2) Frazione molare	(3) Peso molecolare lb/mole	(4) Peso dei componenti lb/mole (2) × (3)	(5) Peso dei componenti nel gas lb/SCF (4)/379,4	(6) Densità del liquido a S.C. lb/gal	(7) Tenore in gasolina gal/MSCF (5) — × 100 (6)	(8) Tenore in gasolina bbl/MSCF (7)/42
C ₁	0,752	16,04	12,062	0,03179	—	—	—
C ₂	0,077	30,07	2,315	0,00610	—	—	—
C ₃	0,044	44,09	1,940	0,00511	—	—	—
C ₄	0,031	58,12	1,802	0,00475	4,7835	0,99300	0,02364
C ₅	0,022	72,15	1,587	0,00418	5,2355	0,79840	0,01901
C ₆	0,022	86,27	1,896	0,00500	5,5360	0,90318	0,02150
C ₇₊	0,052 1,000	114,00	5,928	0,01562	6,2940 (*)	2,48172	0,05909

(*) $0,755 \times 8,337 = 6,294$ lb/gal.

Tale tabella è stata riportata per far vedere quali sono i vari passaggi che permettono di determinare il tenore in gasolina, tuttavia servendosi di altri dati riportati nella tabella I (gal/MSCF) il calcolo può diventare molto più rapido ove si ricordi anche che

$$\text{gal/MSCF} = \frac{1}{42} \text{ bbl/MSCF}$$

Pertanto il calcolo può essere eseguito secondo la seguente tabella:

TABELLA V

(1) Componenti	(2) Frazione molare	(3) bbl/MSCF	(4) Tenore in gasolina bbl/MSCF (3) × (2)
C ₁	0,752	—	—
C ₂	0,077	—	—
C ₃	0,044	—	—
C ₄	0,031	0,76285	0,02365
C ₅	0,022	0,86476	0,01902
C ₆	0,022	0,97690	0,02149
C ₇₊	0,052	1,13595 (*)	0,05907

(*) $\frac{114 \text{ lb/mols}}{0,3794 \text{ MSCF/mole} \times 8,337 \text{ lb/gal} \times 0,755 \times 42 \text{ gal/bbl}} = 1,13595 \text{ bbl/MSCF}$

Moltiplicando il tenore in gasolina di ciascun componente per la riserva originamente in posto (1580 MSCF/ac-ft) si ricava il numero di barili di liquido che inizialmente sono in giacimento in forma gassosa (per acropiede):

$$\begin{aligned} C_4 & 1580 \times 0,02365 = 37,37 \text{ bbl/ac-ft} \\ C_5 & 1580 \times 0,01902 = 30,05 \quad \gg \\ C_6 & 1580 \times 0,02149 = 33,95 \quad \gg \\ C_{7+} & 1580 \times 0,05907 = 93,33 \quad \gg \end{aligned}$$

Tali quantità sono recuperabili solo in parte, sia a causa del fenomeno della condensazione retrograda, sia perchè il recupero di gas non è del 100 % ed anche perchè l'impianto di degasolinaggio ha dei rendimenti che sono inferiori all'unità. Se indichiamo come gas liquidi (LPG) le quantità di C_4 e come benzine le quantità di C_{5+} , inizialmente si avranno in posto, in fase gassosa, le seguenti quantità:

Gas liquidi: 37,37 bbl/ac-ft

Benzine: 157,33 bbl/ac-ft

c) Calcolo del tenore in gasolina alle varie pressioni.

In base alle composizioni del gas (tabella II) e secondo il metodo esposto al punto b) si può calcolare il tenore in gasolina di ciascun componente alle varie pressioni.

I valori ottenuti sono riportati nella tabella VI e nella figura 2.

TABELLA VI

Tenore in gasolina in funzione della pressione

Pressione / Componenti	2960	2500	2000	1500	1000	500
C_4	0,02365	0,02136	0,02060	0,02060	0,02136	0,02517
C_5	0,01902	0,01643	0,01470	0,01384	0,01470	0,01816
C_6	0,02149	0,01563	0,01368	0,01270	0,01270	0,01465
C_{7+}	0,05907	0,03862	0,03067	0,02840	0,02954	0,03749
LPG — C_4	0,02365	0,02136	0,02060	0,02060	0,02136	0,02517
Benzine — C_{5+}	0,09958	0,07068	0,05905	0,05494	0,05694	0,07030

d) Calcolo del recupero di condensato in superficie.

(I numeri delle colonne si riferiscono alla tabella VII).

Nella colonna (2) sono riportate le quantità parziali di fluido erogate nei vari step di pressione (vedi anche tabella III). Moltiplicando tali quantità per il valore medio del tenore in gasolina dello step considerato colonna (6) si ottiene la quantità di idrocarburi in bbl/ac-ft, che potrebbe essere recuperata in superficie qualora il recupero all'impianto di degasolinaggio fosse del 100 % (colonna 7). Nella colonna (8) sono riportate le quantità cumulative di liquido.

Tali valori vengono poi moltiplicati per il rendimento dell'impianto di degasolinaggio e pertanto nella colonna (9) sono riportate le quantità cumulative di liquido effettivamente ottenute.

In tali calcoli si considera il valore medio del tenore in gasolina nell'intervallo considerato, poichè passando dal valore maggiore a quello minore di pressione, la composizione del gas e quindi il tenore in gasolina variano.

Considerando allora degli step di pressione piuttosto piccoli, (minori di quelli presi in considerazione in tale esempio) in ognuno di essi la curva del tenore in

gasolina si può assimilare ad una retta e pertanto risulta logico assumere il valore medio.

e) Calcolo degli idrocarburi rimasti nel gas che resta in giacimento. (I numeri delle colonne si riferiscono alla tabella VII).

Per ottenere le quantità di idrocarburi che restano sotto forma di gas, nel gas che resta in giacimento, basta moltiplicare la quantità di gas rimasta in strato alle varie pressioni, colonna (4), per il relativo tenore in gasolina, riportato nella colonna (5).

f) Calcoli degli idrocarburi condensati per condensazione retrograda. (I numeri delle colonne si riferiscono alla tabella VII).

Nella colonna (11) è riportata la somma delle quantità trascritte nelle colonne (8) e (10). Le quantità condensate in giacimento alle varie pressioni, riportate nella colonna (12), si ottengono come differenza fra le quantità di idrocarburi presenti inizialmente in fase gassosa i valori della colonna (11).

Nella tabella VII è stato riportato il calcolo relativo al C₄. Calcoli analoghi possono essere eseguiti per il C₅ e C₇⁺. I risultati riassuntivi sono riportati nelle tabelle VIII e IX e nella figura 3.

Da tale figura si può osservare come le curve della condensazione retrograda, raggiungono un massimo per poi diminuire. In giacimento allora avviene un fenomeno di rievaporazione che riduce la quantità di fluido persa in giacimento a causa della condensazione retrograda. Tuttavia su tale rievaporazione esistono pareri discordi e pertanto, anche se nel calcolo teorico tale fenomeno è molto evidente, potrebbe darsi che in pratica sia molto limitato o non avvenga per niente.

TABELLA VII

Determinazione dei butani liquidi recuperati in superficie e condensati in giacimento per acropiede

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
Pressione	Produzione parziale di fluido	Produzione cumulativa di fluido	Fluido cumulativo rimasto in giacimento	Tenore in gasolina	Valore medio del tenore in gasolina nello step di pressione C _n	C ₄ prodotto nello step	C ₄ cumulativo recuperato in superficie	C ₄ cumulativo recuperato in superficie, dopo il degasolinaggio.	C ₄ rimasto nel gas che resta in giacimento		C ₄ condensato in giacimento
P psia	ΔG_p MSCF	G _p MSCF $(2)_{n+1} + (3)_{n-1}$	G - G _p MSCF G - (3)	$C_4 + \text{bbl}$ MSCF	C_n bbl $\frac{(5)_{n+1} + (5)_n}{2}$	$\Delta G_p C_{4m}$ bbl (2) × (6)	bbl Σ (7)	bbl 0,25.(8)*	(G-G _p) C ₄ bbl (4) × (5)	bbl (8) + (10)	bbl 37,37-(11)
2960	—	—	1580,0	0,02365	—	—	—	—	37,37	37,37	—
2500	240,1	240,1	1339,9	0,02136	0,022505	5,40	5,40	1,35	28,62	34,02	3,35
2000	245,2	485,3	1094,7	0,02060	0,020980	5,14	10,54	2,63	22,55	33,09	4,28
1500	266,0	751,3	828,7	0,02060	0,020600	5,48	16,02	4,00	17,07	33,09	4,28
1000	270,8	1022,1	557,9	0,02136	0,020980	5,68	21,70	5,42	11,92	33,62	3,75
500	248,7	1270,8	309,2	0,02517	0,023265	5,78	27,48	6,87	7,78	35,26	2,11

* Il rendimento dell'impianto di degasolinaggio per il C₄ si è supposto pari a 0,25.

TABELLA VIII

Idrocarburi liquidi recuperati in superficie (in barili)

Pressione psia	Recupero C ₄		Recupero C ₅		Recupero C ₆		Recupero C ₇₊		Recupero L P G		Recupero benzina	
	Prima del degasolin.	Dopo il degasolin.	Prima del degasolin.	Dopo il degasolin.	Prima del degasolin.	Dopo il degasolin.	Prima del degasolin.	Dopo il degasolin.	Prima del degasolin.	Dopo il degasolin.	Prima del degasolin.	Dopo il degasolin.
2960	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2500	5,40	1,35	4,26	2,13	4,46	3,35	11,73	11,73	5,40	1,35	20,45	17,21
2000	10,54	2,63	8,08	4,04	8,05	6,04	20,22	20,22	10,54	2,63	36,35	30,30
1500	16,02	4,00	11,88	5,94	11,56	8,67	28,08	28,08	16,02	4,00	51,52	42,69
1000	21,70	5,42	15,74	7,87	15,00	11,25	35,93	35,93	21,70	5,42	66,67	55,05
500	27,48	6,87	19,83	9,92	18,40	13,80	44,27	44,27	27,48	6,87	82,50	67,99

Rendimenti dell'impianto di degasolinaggio:

Per C₄ = 25 %Per C₅ = 50 %Per C₆ = 75 %Per C₇₊ = 100 %

TABELLA IX

Idrocarburi condensati in giacimento per il fenomeno retrogrado (in barili)

Pressione	C ₄	C ₅	C ₆	C ₇₊	L P G	Benzine
2960	—	—	—	—	—	—
2500	3,35	3,78	8,55	29,85	3,35	42,18
2000	4,28	5,88	10,92	39,54	4,28	56,34
1500	4,28	6,70	11,87	41,71	4,28	60,28
1000	3,75	6,11	11,86	40,92	3,75	58,89
500	2,11	4,61	11,02	37,47	2,11	53,10

2.4 Applicazioni delle costanti di equilibrio

Ci possono essere dei casi nei quali si conosca soltanto la composizione del gas alla pressione di dew point p_i .

La determinazione della composizione del gas prodotto nei vari step di pressione, si effettua allora mediante l'applicazione delle costanti di equilibrio (vedi Sez. II Cap. 7); in tale modo si riesce a conoscere anche la composizione del liquido che condensa per fenomeno retrogrado e che resta in equilibrio col gas alle varie pressioni. I calcoli possono essere eseguiti per un giacimento la cui riserva G sia pari all'unità (es.: 1 MSCF/ac-ft) e poi estrapolati alla riserva effettiva che sarà già stata calcolata.

Supponendo che i calcoli siano svolti come nell'esempio n. 1 del paragrafo 2.3 si possono ricavare le quantità di gas prodotte nei vari step.

Essendo noti alla pressione iniziale, che per semplicità supponiamo pari a quella di dew-point, la composizione del gas ed i pesi molecolari dei singoli componenti in fase gassosa, si può calcolare il peso molecolare M' del gas.

Altri parametri che si possono calcolare sono la gravità del gas q_g ed il suo peso specifico δ :

$$q_g = \frac{M'}{28,966}$$

$$\delta = 1,255 q_g \text{ gr/dmc (a } 60^\circ \text{ F e } 14,7 \text{ psia)}$$

La relazione $\frac{\delta}{M'}$ G fornisce il numero di moli iniziali N_1 presente nel sistema

considerato, alla pressione iniziale.

Poichè tale pressione è anche pressione di dew-point, in equilibrio col gas esisterà la prima goccia di liquido la cui composizione si calcola dalla relazione:

$$\sum x = \sum \frac{n}{k} = 1$$

dove:

x = percentuale molare di ogni idrocarburo in fase liquida.

n = percentuale molare iniziale ($\sum n = 1$).

k = costanti di equilibrio alla pressione iniziale e temperatura di giacimento.

Si suppone ora di produrre una quantità di gas ΔG_{p_1} di composizione nota e pari a quella che si ha alla pressione di dew-point, in modo da abbassare la pressione ad un valore $p < p_1$. Tale abbassamento di pressione porta alla condensazione di liquido, la cui composizione dovrà essere tale da essere in equilibrio con la composizione del gas relativa alla pressione p .

A tale pressione la percentuale molare y di ogni componente in fase gassosa sarà espressa dalla relazione:

$$y = \frac{n}{\frac{L}{K} + V}$$

dove:

y = percentuale molare di ogni idrocarburo in fase gassosa.

L = numero di moli in fase liquida.

V = numero di moli in fase vapore.

Per semplicità si suppone che $L + V = 1$.

Per tentativi bisogna ricavare i valori di L e V tali che sia verificata la relazione $\sum y = 1$.

Nota la percentuale molare in fase gassosa, y si ricava quella in fase liquida x dalla definizione di costante d'equilibrio $y/x = K$. Anche in tale caso deve essere verificato $\sum x = 1$.

A tale punto si calcola il peso molecolare medio M'_1 del gas in equilibrio ed il suo peso specifico δ_1 .

Il secondo step si ottiene espellendo una quantità di gas tale da abbassare la pressione ad un valore inferiore a p .

Di tale gas espulso noi conosciamo il suo peso specifico e molecolare nonché la quantità ΔG_{p_2} .

Per ripetere per il secondo step i calcoli svolti per il primo, occorre determinare la composizione che il fluido totale rimasto in giacimento ha assunto a seguito dell'espulsione di gas.

Tale composizione si ottiene con un bilancio materiale:

a) Calcolo del numero di moli espulse.

$$N_2 = \Delta G_{p_2} \frac{\delta_1}{M'_1}$$

b) Calcolo del numero di moli costituenti il sistema in equilibrio all'inizio del secondo step.

$$N_3 = N_1 - N_2$$

c) Calcolo della composizione iniziale relativa al II step.

$$n_{k,2} = \frac{n_{k,1} N_1 - n_{k,e} N_2}{N_3}$$

dove:

N_1, N_2, N_3 hanno i significati già esposti.

$n_{k,2}$ = percentuale molare del componente « k » nel sistema iniziale relativo al II step.

$n_{k,1}$ = percentuale molare del componente « k » nel sistema iniziale relativo al I step.

$n_{k,e}$ = percentuale molare del componente « k » nel gas espulso.

Per gli step seguenti si procede in modo analogo.

Una volta calcolata la composizione del gas alle varie pressioni, si procede il calcolo secondo quanto esposto nell'esempio n. 1 del paragrafo 3.

2.5 Applicazione del « material balance »

L'applicazione del « material balance » nei giacimenti a gas condensato viene eseguita come nel caso di giacimenti a gas secco, nei quali esiste in giacimento un'unica fase.

Ciò risulta possibile poichè nei giacimenti a gas condensato, nei quali la fase liquida sia trascurabile rispetto alla quantità di liquido, l'errore che si commette supponendo che in giacimento esista soltanto la fase gassosa è trascurabile. Quora la fase liquida sia di dimensioni notevoli rispetto a quella gassosa il « material balance » si applica secondo la formula applicata per i giacimenti ad olio con spinta di gas cap (Sez. VII).

Pertanto la formula generalmente usata anche per i giacimenti a gas condensato è:

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} - \frac{W_e - B_w W_p}{B_g - B_{gi}} \quad (1)$$

A tale punto bisogna fare una precisazione per quanto riguarda il fattore di comprimibilità z . Tale fattore, nella formula precedente è servito per calcolare il

fattore di volume B_g ($B_g = \frac{14,7}{520} \frac{z}{p}$). Poichè i valori di z vengono applicati al

gas condensato che rimane in giacimento, quando la pressione è inferiore a quella di dew-point, esso è un fattore relativo non più alla sola fase gassosa, bensì alle due fasi liquida e gassosa. Dall'equazione dei gas.

$$z = \frac{pV}{nRT}$$

nel caso di gas condensato (se la pressione è inferiore al dew-point) include sia il volume della fase liquida che quella gassosa ed il volume ideale viene calcolato usando il numero totale di moli in fase gassose e liquida, a mezzo della legge dei gas nel seguente modo:

$$z = \frac{379,4 \cdot p \cdot V}{(G - G_p) RT} \quad (2)$$

Nella tabella X per i dati di produzione usati nell'esempio 1 sono riportati i valori di z , calcolati con la formula precedente per un fluido bifase, quelli calcolati in base alla composizione del gas col metodo di Standing e Katz e quelli ricavati dalle analisi di laboratorio.

TABELLA X

Fattori di comprimibilità z per fluido bifase e monofase

(1) Pressione psia	(2) G_p MSCF/ac-ft	(3) $(G - G_p)$ MSCF/ac-ft	(4) (5) (6) Fattore di comprimibilità		
			Bifase (**)	Monofase (***)	Monofase (*)
2960	0,0	1580,0	0,771	0,780	0,771
2500	240,1	1339,9	0,768	0,755	0,794
2000	485,3	1094,7	0,752	0,755	0,805
1500	751,3	828,7	0,745	0,790	0,835
1000	1022,1	557,9	0,738	0,845	0,875
500	1270,8	309,2	0,666	0,920	0,945

(*) Dati riportati nella tabella II (analisi di laboratorio).

(**) Calcolo eseguito con la formula (IX.2.5.2).

(***) Calcolo eseguito col metodo di Standing e Katz in base alle composizioni riportate nella tabella II.

Il calcolo di z per fluido bifase non è applicabile quando ci sia water influx poichè tale calcolo è basato sul comportamento ottenuto dall'analisi di laboratorio, mentre nel caso di spinta d'acqua parte del gas e liquido che teoricamente si suppongono esistere in equilibrio, vengono involuppati dall'acqua e non partecipano più all'equilibrio. I fattori z riportati nella colonna (4) della tabella X si usano allora solo nel caso che il giacimento produca per semplice espansione.

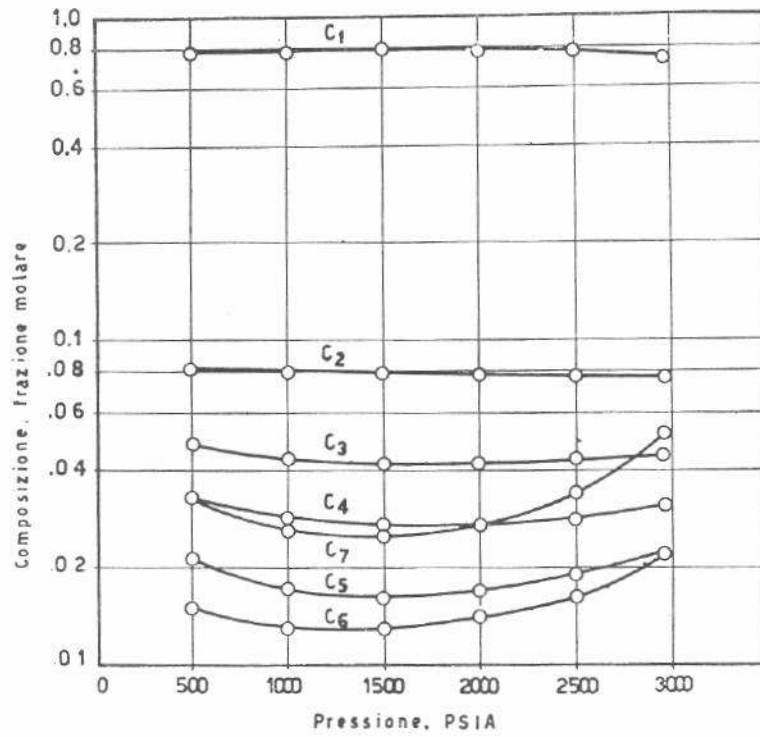


Fig.1 -Variazione della composizione della fase gassosa prodotta.

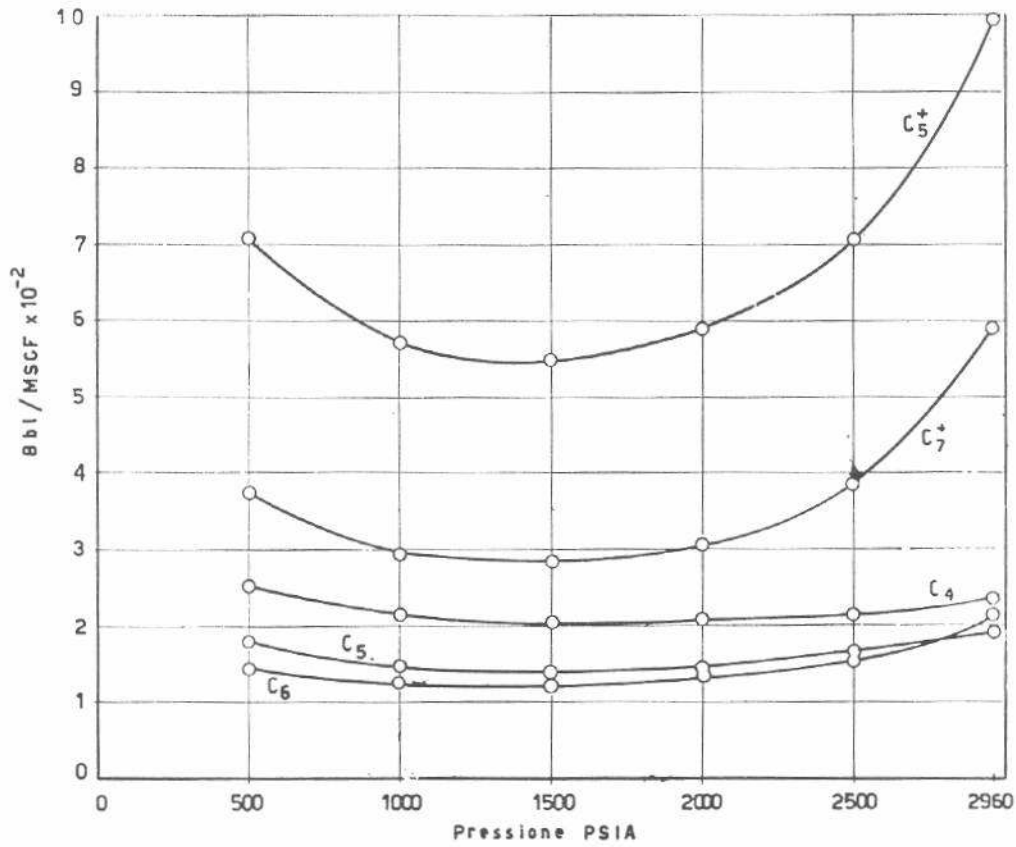


Fig.2 - Tenore in gasolina

Idrocarburi liquidi (LPG e benzine) recuperati in superficie
 cioè dopo il degasolinaggio e condensazione retrograda.

Fig. 3

