

1004 GIAC

GIAC  
1004  
1991

**CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI  
DAL PUNTO DI VISTA DEL  
RESERVOIR ENGINEERING**

**Rap. 04-02/91  
Roma, gennaio 1991**

---

**Ing. Giuseppe Bello**

1. INTRODUZIONE

## INDICE

1. INTRODUZIONE

2. CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI

2.1 Classificazione sulla base del diagramma di fase

2.2 Classificazione sulla base delle caratteristiche petrofisiche della roccia e della geometria

3. MECCANISMI DI SPINTA

3.1 Meccanismi interni al sistema

3.2 Meccanismi esterni al sistema

4. CENNI SUI GIACIMENTI AD OLIO VOLATILE

## 1. INTRODUZIONE

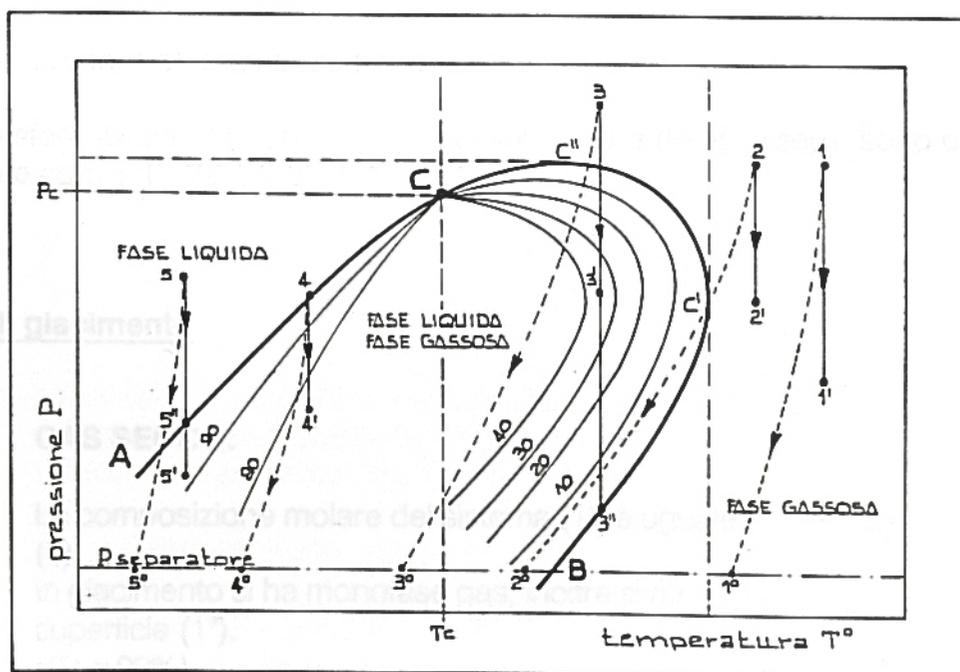
Il Reservoir Engineering o tecnica della coltivazione dei giacimenti si può definire come quella disciplina che controlla e predice il comportamento di un giacimento di idrocarburi in produzione determinando il RECUPERO ottenibile dagli idrocarburi originariamente in posto.

Da qui l'importanza di classificare il tipo di accumulo in modo da stabilire dei criteri specifici per affrontare lo studio comportamentale del giacimento.

## 2. CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI

### 2.1 CLASSIFICAZIONE SULLA BASE DEL DIAGRAMMA DI FASE

Il comportamento di fase di un sistema a più componenti (quali sono i gas naturali e i greggi) può essere schematicamente rappresentato in un diagramma "pressione - vs - temperatura":



In questo diagramma vengono evidenziati:

- **Curva A-C**

i cui punti rappresentano equilibri liquido/vapore, tale curva viene definita curva dei "punti di bolla"

- **Curva C-B**

i cui punti rappresentano equilibri gas/liquido e viene definita curva dei "punti di rugiada"

Il punto di raccordo tra le 2 curve si definisce "punto critico C del sistema" e corrispondentemente pressione e temperatura critiche del sistema.

In questo punto le proprietà (densità- comprimibilità) della fase liquida diventano uguali a quelli della fase gassosa.

La coesistenza delle due fasi si ha ancora ai punti C' (temperatura max) e C'' (pressione max).

Il campo compreso entro la curva A-C-B rappresenta la coesistenza delle due fasi, le curve interne collegano punti ad uguale % liquida presente nel sistema.

Riportato il campione a condizioni di pressione e temperatura di giacimento iniziali viene riprodotto il fenomeno che avviene in giacimento e cioè espansione isoterma del campione fluido:

trasformazioni 1-1', 2-2', 3-3', 4-4', 5-5'

Le trasformazioni da fondo pozzo al separatore (Psep, Tsep) sono quelle indicate con: 1-1°, 2-2°, 3-3°, 4-4°, 5-5°.

### Tipi di giacimento

#### 1. **GAS SECCO:**

La composizione molare del sistema (1') è uguale a quella del sistema (1).

In giacimento si ha monofase gas, inoltre si ha monofase gas anche in superficie (1°).

(C1 > 99%)

## 2. GAS UMIDO:

Anche in questo caso in giacimento la fase è gassosa (2'), mentre in superficie al separatore si ottiene una fase liquida (2°).  
(presenza di % di C2 C3 C4).

## 3. GAS A CONDENSATI:

Alle condizioni iniziali (3) si trova in fase gassosa. Al diminuire della pressione il sistema raggiunge la pressione di rugiada per cui si libera gasolina in strato.

Il volume di liquido aumenta fino al punto (3') "condensazione retrograda" dopo di che la % liquida comincia a diminuire e in teoria al punto (3'') si dovrebbe avere la rievaporazione.  
(C1 = 67%, C2 = 8%, C3 = 7% ... C7 + = 8%).

## 4. OLIO SATURO:

Alle condizioni iniziali (4) si trova in monofase liquida. Appena la pressione diminuisce ( $P < P_b$ ) si libera gas in strato.  
(C1 = 56%, C2 = 2.6%, C3 = 3%, C4 = 5% ... C7 + = 25%).

## 5. OLIO SOTTOSATURO:

Fino alla pressione di bolla  $P_b$  (5'') la composizione molare dell'olio prodotto è uguale alla composizione iniziale (5).

La trasformazione da (5'') a (5') si libera gas in strato quindi variando la composizione molare varia continuamente il diagramma di fase.  
(C1 = 21%, C2 = 7%, C3 = 5% ... C7 = 46%).

## 2.2 - CLASSIFICAZIONE SULLA BASE DELLE CARATTERISTICHE PETROFISICHE DELLA ROCCIA E DELLA GEOMETRIA

- 1- *Giacimenti a porosità interconnessa continua* (anche se variabile da punto a punto) è costituita dagli spazi intergranulari lasciati liberi dai granuli e dal cemento costituente la roccia stessa.

Questi giacimenti sono costituiti da sola porosità primaria.  
Sono rappresentati da tutte le rocce clastiche di natura sedimentaria che vanno dalle sabbie alle arenarie più o meno consolidate con cemento di diverso tipo.

Il moto dei fluidi è governato dalla legge di Darcy e la permeabilità effettiva è funzione della saturazione e crescente con questa.

2. *Giacimenti fratturati e/o a struttura vacuolare.*

Sono costituiti da rocce rigide (calcari, dolomie e arenarie molto compatte).

Le porosità si possono classificare in 3 classi:

- porosità primaria o di matrice (tipo 1.)
- porosità secondaria per frattura
- porosità secondaria per vacuoli (carsismo).

Da un punto di vista geometrico si possono distinguere:

- giacimenti con acquifero di fondo
- giacimenti con acquifero laterale
- giacimenti lenticolari (acquiferi limitati).

### 3. MECCANISMI DI SPINTA

I processi di sfruttamento naturale dei giacimenti di idrocarburi sono ISOTERMI (temperatura costante).

Con l'espressione "meccanismi di spinta o di produzione" (DRIVES) si indicano tutti i processi che permettono ai fluidi contenuti nei pori della roccia serbatoio di essere prodotti.

Poichè il sistema in questione (idrocarburi + acquifero) è un sistema elastico il livello in pressione, paragonato al livello iniziale, rappresenta la degradazione di energia potenziale contenuta originariamente nel sistema, degradazione a cui corrisponde l'espansione dei fluidi contenuti nel sistema stesso.

#### 3.1 - MECCANISMI INTERNI AL SISTEMA

Per sistema interno si intende solo il volume poroso che contiene gli idrocarburi, l'espansione di un eventuale volume acquifero che lo circonda è considerata come energia esterna al sistema.

- **Meccanismi di semplice espansione (*depletion*)**

(Giacimenti a gas e olio sottosaturo senza spinta d'acqua).

La produzione di idrocarburi avviene grazie al fatto che il sistema è un sistema elastico ovvero alla diminuzione della pressione dovuta all'estrazione della massa si ha un'espansione del fluido gas o olio.

Nel caso di giacimenti ad olio sottosaturo senza spinta d'acqua intervengono altri meccanismi interni al sistema quali l'espansione dell'acqua interstiziale e la contrazione del volume dei pori.

Nei giacimenti a gas i due effetti sono trascurabili in quanto i coefficienti di compressibilità dell'acqua e della roccia sono molto più piccoli della compressibilità del gas che vale in prima approssimazione  $C = 1/P$ .

Le leggi che regolano il fenomeno sono:

- per il gas  $PV = nzRT$
- per l'olio  $\Delta V = CV \Delta p$

Per sola espansione dell'olio il recupero è molto basso come si dimostra con un esempio:

$$\begin{aligned}\Delta p &= 300 \text{ kg/cm}^2 \\ C &= 10E-4 \text{ 1/kg/cm}^2 \quad \Delta V = 0.03 \text{ m}^3 \\ V &= 1 \text{ m}^3\end{aligned}$$

Si recupera soltanto il 3%

- **Meccanismo di spinta del gas in soluzione (*dissolved gas drive*)**

(Giacimenti ad olio saturo, ad olio sottosaturo senza spinta d'acqua quando  $P$  scende sotto  $P_b$ ).

Al di sotto della pressione di bolla il sistema diventa bifase (gas + liquido). La fase liquida tende a contrarsi con la diminuzione della pressione, quantità di gas sempre più importanti vanno liberandosi dalla fase liquida.

Il gas liberato spiazza un equivalente volume di olio e il beneficio apportato al recupero dell'olio sarà efficace fino a quando il gas liberato dall'olio in strato non raggiunge la saturazione in gas critica  $S_{gc}$  oltre la quale si ha insieme alla produzione di olio grandi quantità di gas (maggior mobilità) con conseguente rapido declino della pressione di giacimento.

In queste condizioni per aumentare il recupero è necessario sostenere la pressione con iniezione di fluidi in strato.

Esiste una pressione  $P$  al disotto della pressione di bolla alla quale abbiamo l'ottimizzazione del recupero nel senso che si sfrutta l'espansione del gas liberato che spreme fuori l'olio dai pori, liberazione del gas che però deve mantenersi in saturazione inferiore a quella critica.

E' evidente che un eventuale ingresso d'acqua naturale o artificiale (W.I.) ritarda il raggiungimento della saturazione critica  $S_{gc}$  per cui a parità di pressione si produce un maggior quantitativo di olio.

Si ricorda che  $S_{gc}$  è quella saturazione tale da permettere il movimento del gas.

- **Meccanismo di segregazione gravitazionale**  
(*"Gravity segregation"*)

Con riferimento al precedente meccanismo, nel caso di elevata permeabilità può verificarsi il fenomeno della "gravity segregation" ovvero il gas liberato forma un gas cap secondario che espandendosi fornisce energia al sistema migliorando la produzione di olio. Infatti diminuisce la  $S_g$  nella zona ad olio per cui si riduce il GOR, si riduce  $K_{rg}$  e quindi migliorando  $K_{ro}$  migliora di conseguenza il Productivity Index dell'olio.

I pozzi eventualmente interessati da questo gas cap secondario (pozzi di culmine) dovranno essere chiusi per non sottrarre energia al sistema.

Il fenomeno sarà tanto più importante quanto più elevata è la permeabilità verticale e l'inclinazione degli strati.

- **Meccanismi combinati interni al sistema**

Nei giacimenti ad olio saturo con gas cap si avrà un meccanismo combinato di espansione del gas cap stesso e la spinta dovuta al gas di soluzione liberato dall'olio.

In questa configurazione si deve evitare di aprire pozzi in zona crestale vicino al contatto "gas/olio GOC".

Inoltre si fa osservare che non sempre il gas cap rappresenta un vantaggio ai fini del recupero.

L'espansione del gas cap può provocare fenomeni di gas coning ai pozzi produttori fermando la produzione di olio.

### 3.2 - MECCANISMI ESTERNI AL SISTEMA

- **Meccanismo di spinta dell'acquifero (*water drive*)**

L'estrazione dell'olio o del gas provoca una diminuzione della pressione di giacimento.

Tale diminuzione viene trasmessa più o meno velocemente (velocità finita) anche nell'acquifero per cui, anche se con una certa inerzia, si ha un'espansione dell'acqua che, se l'acquifero è sufficientemente esteso, può rimpiazzare anche totalmente l'olio prodotto mantenendo alta la pressione, al limite costante. Tale acqua penetra nei pori della roccia occupati dall'olio e dall'acqua interstiziale.

Poichè in generale la roccia è bagnabile all'acqua questa si disporrà lungo le pareti dei canalicoli (pori interconnessi) lasciando l'olio libero di movimento fino a che l'aumento di saturazione in acqua isolerà l'olio in piccole bolle nel mezzo dei pori e non potrà più essere recuperato (olio residuo) si muoverà solo acqua.

Nel caso di giacimenti a gas il gas residuo è tanto maggiore quanto più alta è la pressione di giacimento all'abbandono e quindi acquiferi molto attivi in giacimenti a gas possono risultare dannosi ai fini del recupero.

La quantità di acqua entrata in giacimento non è direttamente proporzionale alla caduta di pressione del giacimento stesso.

Infatti una qualsiasi perturbazione di pressione si diffonde in un mezzo poroso a velocità finita.

Pertanto a parità di caduta di pressione, il volume dell'acqua che si espande ed entra in giacimento sarà tanto più elevato quanto più grande è il tempo impiegato per raggiungere tale caduta di pressione.

Pertanto il beneficio dell'acquifero sarà tanto più importante quanto più bassa sarà la portata di produzione.

Al limite esiste una portata  $q_{oil} = q_{water}$  che entra in giacimento dall'acquifero.

Tale equilibrio è ottenibile, mantenendo una  $q_{oil}$  economica, con grandi volumi di acquifero ed elevate permeabilità.

In queste condizioni si osserverà che la pressione media di giacimento dopo un periodo iniziale in cui decresce con la produzione cumulativa, tenderà a stabilizzarsi ad un valore costante.

#### 4. CENNI SUI GIACIMENTI AD OLIO VOLATILE

Sul diagramma di fase, un giacimento ad olio volatile si configura nelle immediate vicinanze del punto critico C e soltanto uno studio PVT di laboratorio può identificare un olio volatile da un gas a condensato.

I parametri PVT dipendono non solo dalla pressione e dalla temperatura ma anche dalla composizione molare del sistema.

Gli oli volatili sono caratterizzati da un numero di moli elevato dei componenti intermedi (C<sub>2</sub>...C<sub>6</sub>), GOR elevato e °API > 30.

Le alte temperature e pressioni contribuiscono inoltre a trasformare una miscela di idrocarburi in olio volatile.

Le caratteristiche iniziali di tale tipo di giacimento saranno praticamente uguali ad un giacimento classico ad olio saturo.

La ragione per cui vengono distinti consiste nel diverso comportamento che i volumi delle fasi liquide e gassose assumono nel corso della produzione.

Nel caso di oli volatili i parametri PVT ad una determinata pressione dipenderanno dalla pressione stessa e dal tipo di produzione che si è ottenuta per arrivare a quella pressione. Il bilancio materiale dei fluidi in giacimento potrà essere eseguito sfruttando i parametri PVT in caso di giacimenti ad olio normale, mentre si dovrà applicare la teoria dell'equilibrio delle fasi di un sistema eterogeneo a composizione variabile in caso di oli volatili.