



**ATTIVITÀ MINERARIE
ESPLORAZIONE E PRODUZIONE IDROCARBURI**

SERVIZIO CHIMICA FISICA
E LABORATORI

GEOC

1002

1977

Appunti sulla chimico-fisica dei fluidi
idrocarburici di giacimento

di G. Fiammengo

1. CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI DI IDROCARBURI SULLA BASE DEL
DIAGRAMMA DI FASE.

In un giacimento di idrocarburi naturali, i fluidi contenuti nel mezzo poroso costituente la roccia serbatoio, sono idrocarburi della serie alifatica, aromatica e naftenica, che vanno dal termine a peso molecolare minore (metano) fino a termini talvolta a peso molecolare elevatissimo (nel caso dei petroli), accompagnati da quantitativi minori di composti solforati e azotati, nonché da alcuni componenti non idrocarburi (CO_2 , H_2S , N_2 ecc.). Negli strati mineralizzati è inoltre, com'è noto, quasi sempre presente acqua fossile.

A seconda della percentuale relativa dei vari idrocarburi presenti, ed a seconda della temperatura e pressione iniziale del giacimento, i fluidi possono essere presenti in esso, al momento della scoperta, sotto forma di monofase gassosa (giacimenti a gas) o monofase liquida (giacimenti di petrolio sottosaturo) o di due fasi distinte (giacimenti di petrolio con cupola di gas soprastante o gas "cap").

A questo punto, è opportuno richiamare alcune nozioni elementari, circa il comportamento di fase di sistemi costituiti da un solo componente, prima di accennare al comportamento di fase di sistemi costituiti da più idrocarburi.

Consideriamo una parte del diagramma di fase di un componente

puro es. etano (V. Fig. 1)

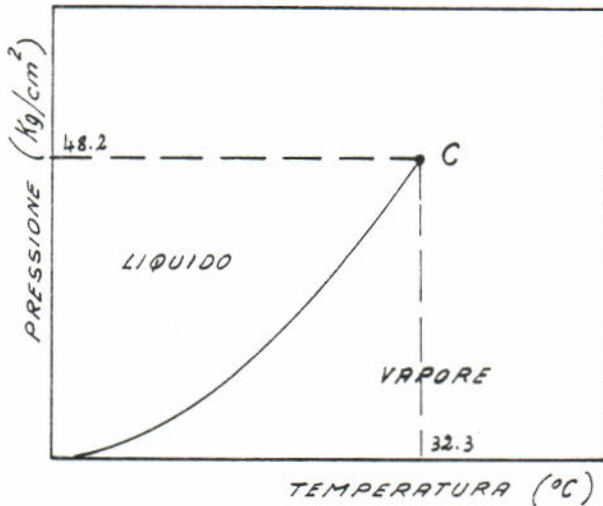


FIG. 1

Questo diagramma è utilizzato principalmente per determinare se l'etano esiste allo stato liquido, allo stato vapore, o agli stati liquido e vapore contemporaneamente ad una data temperatura e pressione. Liquido e vapore esistono all'equilibrio lungo tutti i punti della curva.

Per temperatura e pressioni al di fuori della curva esiste una sola fase.

La curva della tensione di vapore termina alla temperatura critica ed alla pressione critica C. Per composti puri, la temperatura critica può essere definita come la temperatura al disopra della quale non possono esistere due fasi per qualsiasi pressione esercitata sul sistema. Similmente, la pressione critica è quella pressione sopra la quale il liquido ed il vapore non possono esistere all'equilibrio.

Il comportamento di fase di un sistema a più componenti (quali sono i gas naturali e i greggi) è un pò più complesso di quello a un solo componente. La principale differenza risiede nel fatto che la relazione temperatura-pressione non può più essere rappresentata da una curva di tensione di vapore e che bisogna introdurre una diversa definizione di pressione e temperatura critica.

Nel piano p.T. il diagramma di fase di un sistema di questo tipo presenta l'aspetto illustrato, in maniera puramente indicativa, in Fig. 2

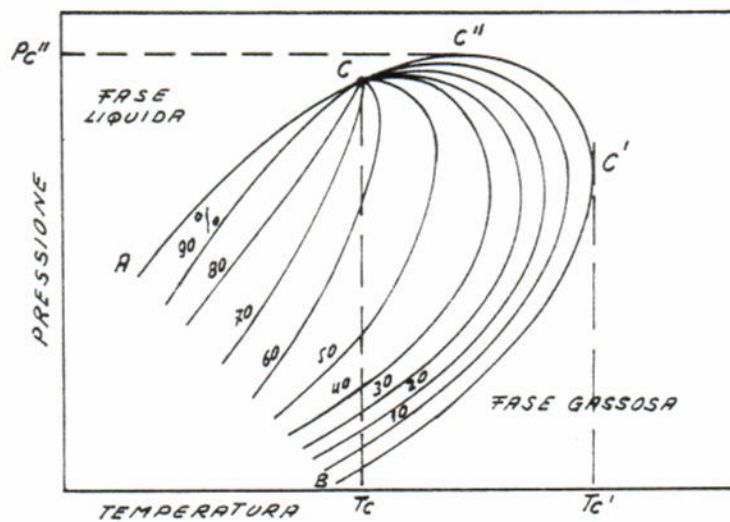


FIG. 2

I punti disposti lungo la curva AC rappresentano equilibri liquido/vapore e la curva stessa viene definita comunemente come curva dei "bubble points".

I punti disposti lungo la curva CB rappresentano invece equilibri gas/liquido e la curva medesima viene chiamata curva dei "dew points". Le due curve, dei bubble points e dei

dew points, si raccordano fra loro nel punto C o punto critico del sistema. I valori di temperatura e di pressione ad esso corrispondenti, sono appunto chiamati pressione e temperatura critica del sistema. Come chiaramente visibile dalla Fig. 2, al di sopra della temperatura critica è ancora possibile, l'esistenza della bifase liquido/vapore.

In sistemi a più componenti si preferisce pertanto definire lo stato critico come quello in cui tutte le proprietà intensive (densità, comprimibilità, indice di rifrazione ecc.) della fase liquida e della fase gassosa divengono fra loro uguali. La temperatura massima alla quale è ancora possibile la coesistenza delle due fasi viene indicata come "cricondenterm" (punto C').

Per analogia si definisce come "cricondenbar" la massima pressione alla quale possono ancora coesistere le fasi liquida e gassosa (punto C").

Il campo compreso entro la curva continua ACB rappresenta evidentemente il campo di esistenza della fase liquida e gassosa. Le curve ivi tracciate collegano punti ad uguale percentuale di fase liquida presente nel sistema.

Vediamo di seguito come possano essere classificati i vari tipi di giacimenti di idrocarburi sulla base del diagramma di fase sopra esposto.

Un giacimento di petrolio può essere definito come un giacimento la cui temperatura è inferiore alla temperatura critica del particolare sistema di idrocarburi naturali in esso contenuto. Un di-

diminuzione di pressione lungo la temperatura di giacimento porta, nel suddetto diagramma, all'attraversamento della curva dei bubble points (tratto A-C). A questo punto, si avrà in seno alla fase liquida, inizialmente omogenea, la comparsa delle prime bollicine di gas. Col diminuire della pressione la percentuale di fase gassosa andrà progressivamente aumentando mentre, ovviamente, la percentuale di liquido andrà via via riducendosi.

Un giacimento di gas a condensato può essere definito come un giacimento la cui temperatura è compresa fra la temperatura critica e la temperatura di "cricondentherm" del particolare sistema di idrocarburi in esso contenuto. In un tale campo di temperature, col diminuire della pressione il sistema passerà dalla monofase gassosa a bifase gas/liquido e la comparsa delle prime goccioline (dew) di liquido coinciderà con l'attraversamento della curva di "dew points" nel suo tratto CC'. Col decrescere della pressione si avrà, in un primo tempo, un aumento della percentuale di fase liquida, e successivamente una rievaporazione parziale o totale della stessa. Tale fenomeno prende il nome di "condensazione retrograda".

Il termine retrogrado viene usato in questo caso per indicare un fenomeno che si verifica nella direzione opposta a quella comunemente osservata.

Giacimento a gas secco - Infine in un giacimento di gas secco, la temperatura di giacimento è superiore a quella cricondentermica del sistema di idrocarburi naturali in esso contenuto. Non è pertanto possibile alcuna condensazione di liquido in strato.

Le considerazioni fatte fino ad ora circa l'influenza

della temperatura di giacimento sul comportamento di fase dei fluidi in esso contenuti, mettono in evidenza la difficoltà di riuscire a determinare in base alla semplice osservazione diretta dei fluidi erogati, con quale tipo di giacimento si abbia a che fare.

Esistono in proposito alcuni criteri empirici (Standing) che riassumiamo qua brevemente:

- a) Sistemi in monofase gassosa in condizioni di giacimento e che presentino rapporti gas/olio ai separatori di campo compresi fra 900 e 18.000 $\text{m}^3 \text{ gas}/\text{m}^3$ di liquido, si comportano in genere come gas a condensato, per temperature di giacimento comprese fra 65°C e 150°C.
- b) Sistemi in monofase liquida in condizioni di giacimento e che presentino ai separatori di campo rapporti gas/olio inferiori a 350 m^3 di gas/m^3 di liquido si comportano, in genere, come petroli.
- c) Sistemi con rapporti gas/olio compresi fra 350 e 900 m^3 di gas/m^3 di liquido, possono comportarsi in giacimento sia come gas a condensato che come greggi, a seconda della temperatura e della percentuale relativa dei vari idrocarburi presenti nel sistema.

Questi criteri, ripetiamo, sono puramente empirici. Solo la determinazione sperimentale del comportamento di fase del particolare sistema di idrocarburi costituente il fluido di strato, eseguita mediante apparecchiatura PVT, potrà classificare inequivocabilmente il tipo di giacimento in studio ed indicare, nel contempo, le condizioni di optimum di sfruttamento del giacimento stesso.

2. GAS NATURALI - COMPORTAMENTO VOLUMETRICO

La legge generale dei gas, come noto, si esprime nella forma:

$$pV_M = RT$$

ove

p = pressione assoluta

V_M = volume molare

T = temperatura assoluta

R = costante universale dei gas

Tale legge è valida unicamente per gas allo stato ideale o, in via approssimata, per gas reali a pressioni molto basse e ad alte temperature. Per i gas reali il comportamento volumetrico si discosta sensibilmente da quello espresso dalla legge generale, a seguito dell'interazione esistente fra le molecole ed a seguito dell'influenza esercitata dal volume proprio delle molecole stesse.

Per descrivere il comportamento dei gas reali sono state studiate e proposte molte equazioni, fra le quali citeremo quella di Van der Waals, l'equazione viriale di stato; l'equazione di Berthelot e quella di Benedict-Webb-Rubin.

Le equazioni sopraccitate pur rappresentando in maniera generalmente abbastanza accurata il comportamento volumetrico dei gas reali, presentano l'inconveniente di non prestarsi molto bene al calcolo numerico rapido poichè richiedono, in molti casi, la risoluzione di equazioni algebriche di ordine superiore al se-

condo. Nella pratica petrolifera si preferisce però considerare il comportamento reale dei sistemi di idrocarburi in fase gassosa, mediante un fattore di scostamento chiamato fattore di comprimibilità (z).

Tale fattore viene introdotto nell'equazione generale dei gas ideali; questa diventa pertanto

$$pV_M = zRT$$

Tale fattore di comprimibilità è una funzione della temperatura e della pressione nonché naturalmente della composizione del gas considerato.

Esaminando ora, quale sia il comportamento delle isoterme dei fattori di comprimibilità in funzione della pressione. Comunque si assume $z = 1$ per pressioni prossime all'atmosferica. Per pressioni superiori l'andamento degli z , in funzione della pressione a temperatura costante, è diverso a seconda della temperatura stessa. Per temperature sufficientemente basse le isoterme degli z assumono un andamento simile a quello della curva I in Fig. 3. Per una temperatura sufficientemente elevata z è invece sempre superiore ad 1. (V. curva II di Fig. 3).

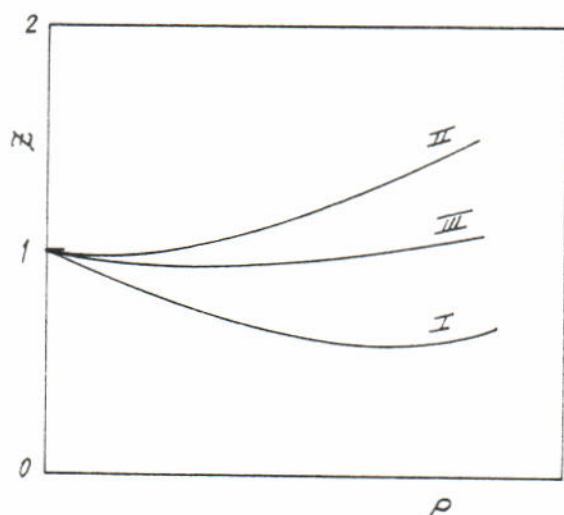
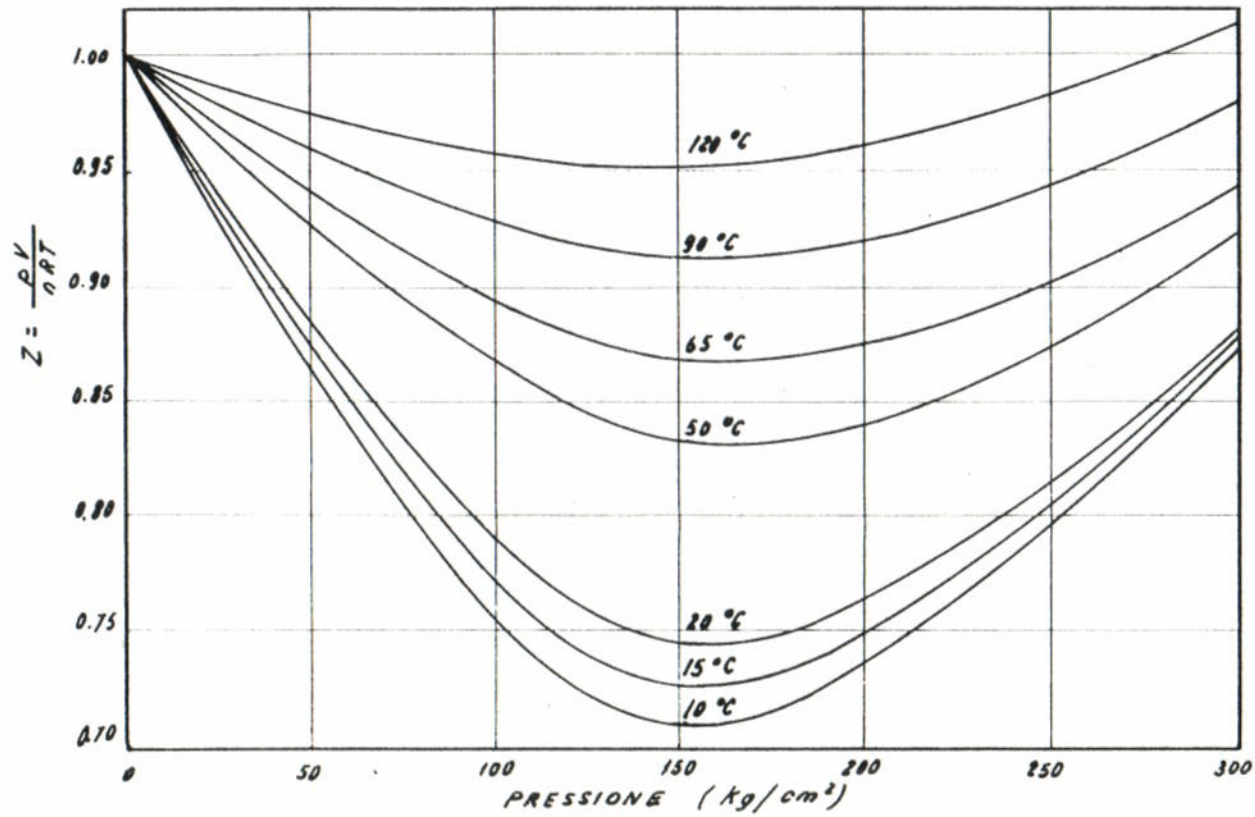


FIG. 3

Fig. 4 - Fattore di comprimibilità di una miscela gassosa a differenti temperature in funzione della pressione.



Esiste, evidentemente, una temperatura intermedia per la quale z si mantiene uguale a 1 in un certo campo di valori della pressione.

Questa temperatura prende il nome di temperatura di Boyle (Edmister): il suo valore assoluto è, in genere, compreso fra 3 e 4 volte la temperatura critica.

La determinazione esatta dei valori di z può essere ottenuta unicamente a mezzo di determinazioni volumetriche eseguite mediante apparecchiature PVT (pressione-volume-temperatura): una famiglia di tali curve (isoterme dei fattori di comprimibilità), determinate sperimentalmente nei nostri laboratori, è riportata nella Fig. 4.

Tali isoterme sono ricavate da misure effettuate con apparecchiature altamente specializzate e per mezzo di esperienze lunghe e delicate.

Per tali ragioni molti studiosi, hanno cercato di ricavare, in base a uno studio analitico, dai dati relativi a un gran numero di gas una legge generale che permetta di effettuare il calcolo dei fattori di comprimibilità in funzione della composizione, temperatura e pressione del gas.

Tale legge, detta degli stati corrispondenti, permette di calcolare i valori di z per i vari gas con un errore generalmente inferiore al 5%.

LEGGE DEGLI STATI CORRISPONDENTI

Il teorema degli "stati corrispondenti" fu elaborato nel 1873

da Van der Waals; questo teorema o legge stabilisce che tutti i gas avranno lo stesso comportamento e saranno fra loro comparabili, quando siano considerati in termini di pressione ridotta, temperatura ridotta, volume ridotto.

Come è noto, il termine ridotto significa che ciascuna variabile viene espressa come rapporto al valore critico: così tutte le variabili vengono riportate ad una espressione comune, il valore dello stato critico.

Le condizioni ridotte del volume, della temperatura, della pressione, vengono espresse da:

$$V_r = \bar{V} / \bar{V}_c \quad T_r = T / T_c \quad P_r = P / P_c$$

La legge degli stati corrispondenti, pur non essendo perfetta, dà una buona approssimazione quando è applicata ai gas singoli (ad es. metano, o butano, o propano).

Nel 1936 W.B. Kay presentò dati sperimentali e un metodo di correlazione da applicare anche alle miscele di più gas; pertanto tale metodo va bene anche per i gas naturali. Il metodo consiste nel considerare i valori fittizi della temperatura e della pressione critica della miscela gassosa. I valori fittizi sono chiamati pseudo critici per distinguerli dai valori critici effettivi.

La pressione e la temperatura pseudo-critiche di una miscela di gas si ottengono sommando i prodotti ottenuti dalle frazioni-molari moltiplicate per i valori critici effettivi dei singoli componenti.

Spieghiamoci meglio con un esempio:

la temperatura pseudo-critica di una miscela composta da 30% mole metano e da 20% mole propano è data da:

$$0,80 T_c^{\text{CH}_4} + 0,20 T_c^{\text{C}_3\text{H}_8} = T_{p_c} \quad (\text{temperatura pseudo-critica})$$

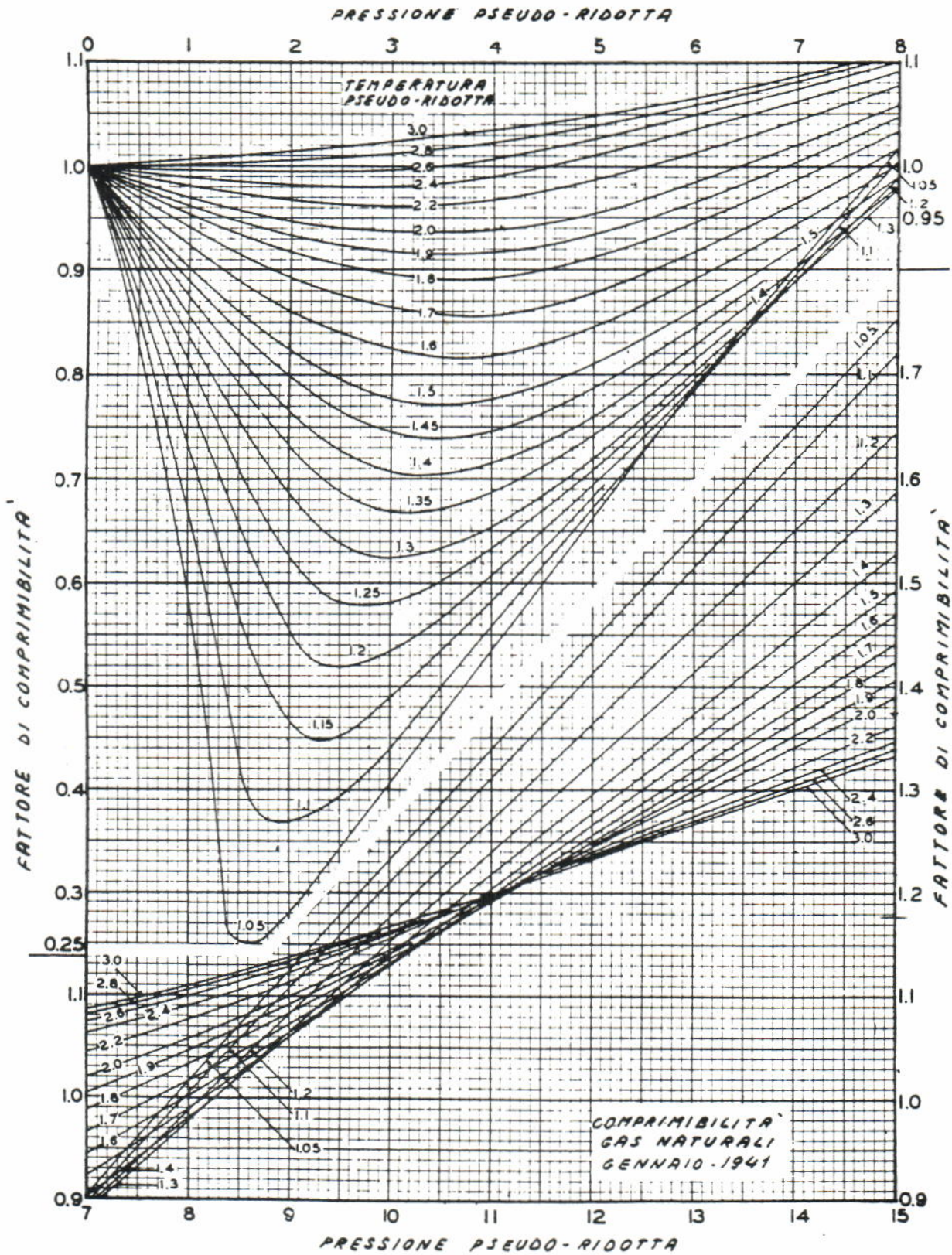


Fig. 5 - Fattore di comprimibilità dei gas naturali
(Standing e KATZ, Trans. AIME, 1942).

$$0,80 P_c^{\text{CH}_4} + 0,20 P_c^{\text{C}_3\text{H}_8} = P_{p_c} \quad (\text{pressione pseudo-critica})$$

La temperatura e la pressione pseudo-ridotte sono date dalla temperatura e dalla pressione, divise per la temperatura pseudo-critica. Ricavate la pressione e la temperatura pseudoridotte il fattore di comprimibilità (z) si ricava dal diagramma di Standing + Katz riportato in Fig. 5.

Viscosità dei gas naturali

La viscosità dei gas naturali gioca un ruolo importante in molti calcoli di reservoir engineering e di petroleum engineering inerenti il flusso di gas sotto pressione. Riteniamo quindi utile riportare la metodologia per il calcolo della viscosità dei gas naturali, in base alle leggi degli stati corrispondenti, in quanto tale legge fornisce risultati sufficientemente accurati per l'esecuzione dei calcoli sopraccitati.

Secondo CARR tutti i gas naturali, nelle medesime condizioni di pressione a temperatura pseudoridotte presentano il medesimo rapporto di viscosità. Come rapporto di viscosità si intende il rapporto fra la viscosità del gas ad una data temperatura T e pressione p e la viscosità dello stesso gas alla medesima temperatura e a pressione atmosferica. Il diagramma che fornisce i rapporti di viscosità μ_p/μ_a in funzione della temperatura e della pressione pseudoridotte è riportato in Fig. 7.

Il metodo da adottare per il calcolo della viscosità μ_p di un gas naturale, a pressione p e temperatura T date, è il seguente:

- 1) In base alla composizione centesimale del gas si calcola la viscosità a pressione atmosferica e alla temperatura T mediante la formula:

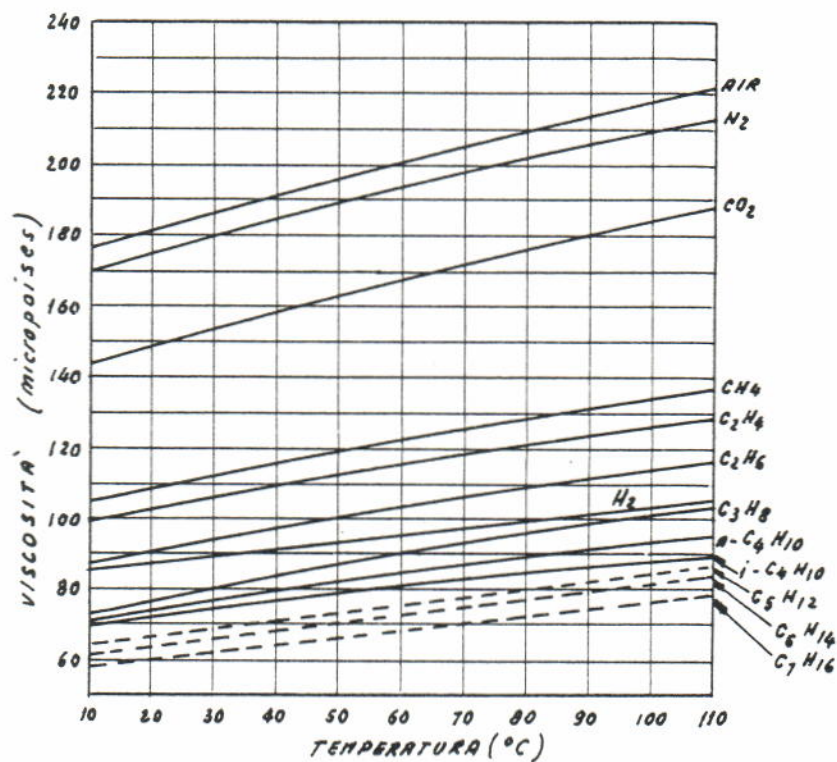


Fig. 6 - Viscosità a pressione atmosferica dei più comuni costituenti dei gas naturali (CARR, VISCOSITIES of Natural gas components and mixtures, Inst. Gas Technol. Research Bull. N. 23, 1953).

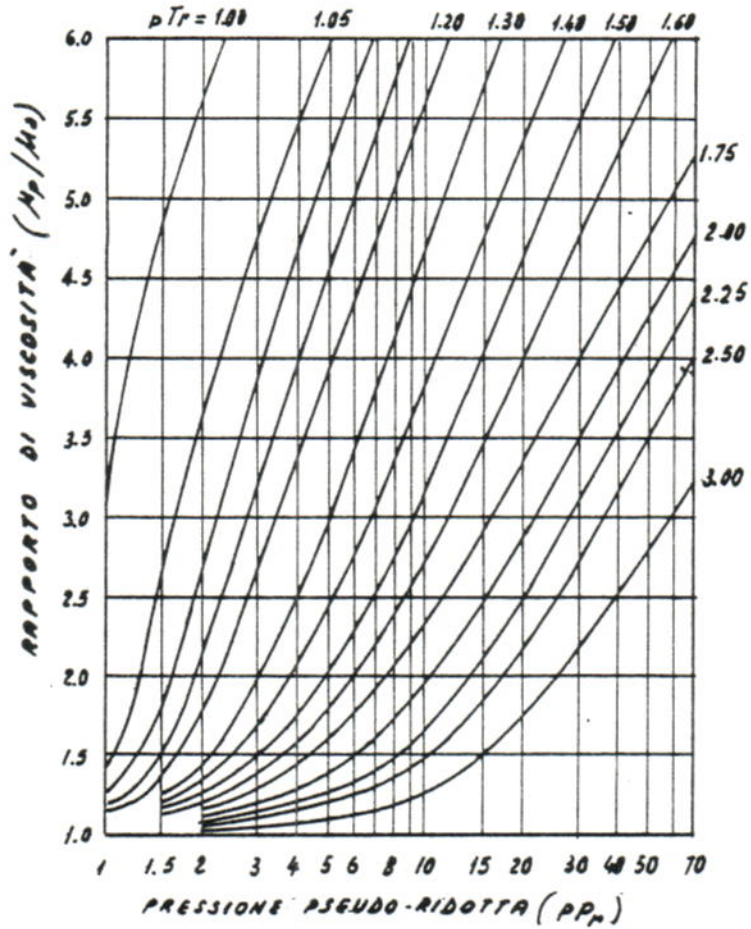


Fig. 7 - Rapporto di viscosità dei gas naturali in funzione della pressione e della temperatura pseudo-ridotte (CARR, Viscosities of Natural Gas Components and Mixtures, Inst. Gas. Technol., Research Bull. N. 23, 1953).

$$\mu_a = \frac{\sum_i y_i \mu_i \sqrt{M_i}}{\sum_i y_i \sqrt{M_i}}$$

ove:

μ_i = viscosità del comportamento *i*-esimo a pressione atmosferica e temperatura *T*. (ricavato dalla Fig. 6)

y_i = percentuale molare del costituente *i*-esimo nel gas naturale

M_i = peso molecolare del componente *i*-esimo

2) in base alla pressione pseudo-critica pp_c ed alla temperatura pseudo-critica T_{pc} del gas in esame, valutate secondo le formule

$$pp_c = \sum_i y_i pc_i \quad pT_c = \sum_i y_i Tc_i$$

si calcolano le corrispondenti pressione e temperatura pseudoridotte:

$$pp_r = \frac{p_i}{pp_c} \quad pT_r = \frac{T_i}{pT_c}$$

3) dal diagramma di Fig. 7 si ricava in funzione di pp_r e pT_r , il valore del rapporto di viscosità μ_p/μ_a corrispondente alla temperatura e pressione fissate nel problema.

4) Moltiplicando il rapporto di viscosità così ottenuto per la viscosità μ_a a pressione atmosferica, valutata in precedenza, si ottiene la viscosità μ_p cercata. Questo metodo può portare ad errori sensibili nel caso che il gas contenga una forte percentuale di azoto o di anidride carbonica.

3. CAMPIONAMENTO DEI FLUIDI DI STRATO

Il campionamento è la prima e, si può dire, la più delicata operazione che deve essere eseguita per lo studio termodinamico dei fluidi di giacimento. Di qui la necessità che la massima cura venga posta nel prelievo del campione stesso.

Campionamento di un gas a condensato

Il sistema per disporre di un campione rappresentativo del gas di giacimento è quello di ricostruirlo ricombinando nel medesimo rapporto in cui sono prodotti dal pozzo il gas e la gasolina, prelevati al separatore di campo.

Naturalmente, perchè il campione possa essere considerato rappresentativo è necessario che il pozzo sia perfettamente stabilizzato.

A tale scopo è necessario che i seguenti parametri caratteristici:

- pressione di testa pozzo in erogazione
- pressione di fondo pozzo in erogazione
- temperatura di testa pozzo in erogazione
- pressione di separatore
- temperatura di separatore
- portata gas
- portata gasolina condensata in separatore
- rapporto gas/gasolina nelle condizioni di separatore

si mantengano costanti per un periodo sufficientemente lungo prima del campionamento e non mutino durante il campionamento stesso.

Una volta stabilizzato il pozzo, si procede al prelievo simultaneo dei campioni di gas e di gasolina al separatore di campo. Per il campionamento si impiegano bombole in acciaio munite di rubinetti ad entrambe le estremità e riempite di un fluido opportuno (acqua o mercurio). Tale bombole vengono mantenute in posizione verticale e collegate, tramite il rubinetto superiore, al punto di campionamento del separatore.

Il prelievo dei campioni viene eseguito a pressione costante di separatore, scaricando molto lentamente, attraverso il rubinetto inferiore della bombola, l'acqua e il mercurio presenti inizialmente.

Nel caso dei gas a condensato di norma non viene effettuato il campionamento alla testa del pozzo, a causa dei fenomeni di condensazione retrograda che si verificano nel tubing durante la risalita del fluido dallo strato alla bocca del pozzo, fenomeni che non permettono di ottenere un campione rappresentativo.

Anche il campionamento a fondo pozzo non si presta allo scopo.

Campionamento di greggi

Esistono due metodi di campionamento dei greggi per studi PVT: il campionamento di fondo ed il campionamento di superficie.

Il primo consiste nel prelevare il campione direttamente in corrispondenza dell'intervallo produttivo, mediante appositi attrezzi (campionatori di fondo) discesi attraverso il tubing. Il secondo è il normale campionamento attraverso ai separatori di campo, già descritto a proposito del campionamento di gas a condensato. Ci limiteremo quindi a descrivere la metodologia relativa al prelievo del campione di fondo.

Ad ogni buon conto, prima di procedere al campionamento, secondo l'una e l'altra metodologia, il pozzo deve essere stabilizzato. Vale a dire che i parametri elencati nel paragrafo inerente il gas a condensato devono risultare costanti per un periodo sufficientemente lungo prima del campionamento e tali devono rimanere nel corso del campionamento stesso.

Campionamento di fondo

L'uso dei campionatori di fondo è ristretto, di norma, a quei casi in cui il greggio sia presente a fondo pozzo in monofase liquida (giacimenti sottosaturi). Infatti, nel caso che sia presente del gas libero a fondo pozzo, questo tende a slippare nell'olio, muovendosi verso

l'alto con velocità maggiore dell'olio stesso. In quest'ultimo caso il campionamento di fondo non può dare la sicurezza che l'olio e il gas libero vengano prelevati nel medesimo rapporto in cui essi sono erogati dallo strato produttivo. Pertanto il campione non può essere considerato rappresentativo.

E' necessario perciò che l'erogazione di campionamento venga preceduta dall'esecuzione di un profilo di pressione-profondità, eseguito con pozzo in erogazione. Dall'andamento dei gradienti di pressione in funzione della profondità si determina la natura del fluido presente in corrispondenza dello strato produttivo e si decide pertanto circa il tipo di campionamento da effettuare.

Per il campionamento di fondo esistono numerosi tipi di campionatori che differiscono fra loro per diversi accorgimenti meccanici; fra i campionatori più noti citiamo quello prodotto dalla Ruska a comando con orologio.

Effettuato il campionamento bisogna mettere in atto alcune procedure per accertarsi della rappresentatività del campione stesso. Le operazioni che vengono effettuate sul campo sono le seguenti:

- a) determinazione della pressione esistente nel campionatore al momento in cui esso giunge in superficie.
- b) determinazione della comprimibilità del fluido esistente nel campionatore
- c) determinazione della pressione di saturazione del fluido esistente nel campionatore.

Queste operazioni vengono effettuate iniettando ripetutamente nel campionatore, volumi costanti di Hg e registrando la pressione raggiunta all'interno del campionatore stesso dopo ogni iniezione di Hg. Le coppie di valori così ottenute vengono riportate su un diagramma cartesiano (vedi Fig. 8) e da questo viene valutata la pressione di saturazione del campione a temperatura atmosferica. Due campioni di fondo

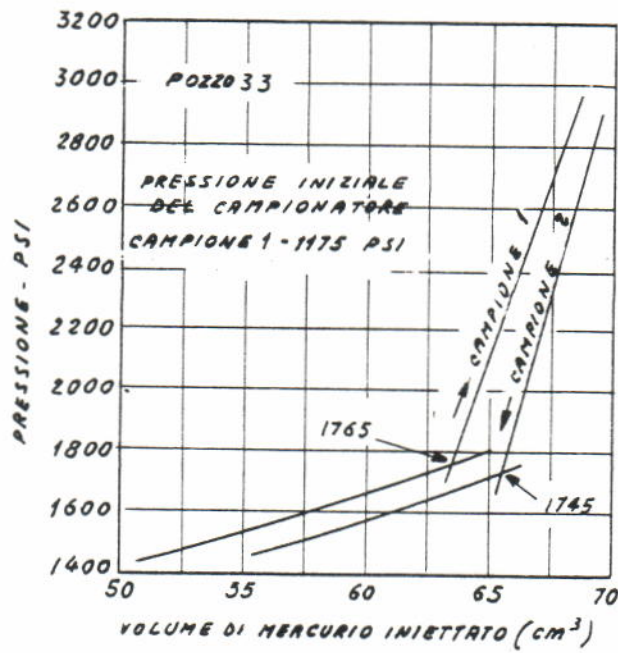


Fig. 8 - Risultati delle prove di campo su due campioni di fondo.

vengono ritenuti rappresentativi dell'olio di strato quando le loro pressioni di saturazione, determinate come detto sopra, non differiscono fra loro più del 2 + 3%. A questo punto i campioni possono essere trasferiti nelle bombolette di trasporto e inviati al laboratorio per lo studio PVT.

4. GAS CONDENSATO -

Come già detto, un giacimento di gas a condensato può essere definito come un giacimento la cui temperatura è compresa fra la temperatura critica e quella del punto cricondentermico del particolare sistema di idrocarburi naturali in esso contenuto.

Il principale fenomeno che si presenta durante lo sfruttamento per "depletion" naturale di tale tipo di giacimenti è quello della condensazione retrograda in strato di una parte degli idrocarburi pesanti contenuti nel fluido originale, fluido che, nelle condizioni di giacimento vergine è in monofase gassosa.

Gli idrocarburi pesanti che condensano in strato (e che rappresentano dal punto di vista commerciale prodotti pregiati) non possono venire recuperati per drenaggio attraverso i pozzi di produzione, in quanto la loro saturazione negli strati produttivi è inferiore alla critica ed essi non possono pertanto fluire assieme al gas. Ne consegue che lo sfruttamento per depletion naturale di un giacimento di gas a condensato, non permette mai di recuperare la totalità degli idrocarburi in esso presenti originariamente.

Per evitare tale perdita, un metodo di coltivazione comunemente impiegato è quello di effettuare il cycling. Fisicamente il cycling consiste nel rimpiazzare in forma continua il gas a condensato prodotto, mediante reiniezione di gas secco in giacimento. In tal modo si può mantenere costante la pressione media di giacimento durante tutto il

periodo di sfruttamento primario e pertanto si evitano i fenomeni di condensazione retrograda. Alla fine, quando tutto il gas a condensato originario è stato rimpiazzato da gas secco, il giacimento può essere sfruttato per depletion normale, senza che si abbiano a temere fenomeni di condensazione retrograda.

A causa del forte immobilizzo di capitali richiesto da una operazione di cycling, l'opportunità o meno di effettuare una tale operazione può essere decisa solo quando sia noto con esattezza, il comportamento di fase del gas di giacimento ed in particolare quando sia stato determinato il volume di idrocarburi liquidi che verrebbero persi in strato se il giacimento venisse sfruttato per semplice depletion.

Il volume di idrocarburi liquidi che verrebbero persi in giacimento non è il solo parametro determinante in base al quale decidere circa l'esecuzione di una operazione di cycling. Un altro parametro, di cui è indispensabile tener conto, è rappresentato dal volume di idrocarburi liquidi che è possibile recuperare a testa pozzo dal gas erogato durante la depletion primaria.

Il calcolo di tale volume deve essere eseguito sulla base dell'andamento della composizione del gas erogato in funzione della pressione di giacimento, nonché delle rese effettive ottenibili nella separazione dei prodotti liquidi stessi dal gas. La resa totale di prodotti liquidi commerciali ottenibili in superficie sfruttando il giacimento per "depletion" primaria deve essere confrontata con quella ottenibile per cycling, al fine di avere una base economica su cui fondare la decisione di adottare o meno un tale tipo di recupero secondario.

I problemi che sorgono durante lo sfruttamento per depletion primaria di un giacimento a condensato, problemi connessi al fenomeno di condensazione retrograda, si presentano al massimo grado in quei giacimenti che si comportano volumetricamente, cioè come un giacimento

chiuso, senza alcuna spinta dall'esterno e la cui pressione diminuisce progressivamente con il procedere dello sfruttamento per depletion naturale.

Tali problemi non dovrebbero esistere, al limite, nel caso di giacimenti sottoposti a spinta d'acqua particolarmente attiva. In questo tipo di giacimenti, tutte le riserve recuperabili dovrebbero essere prodotte senza che la pressione di giacimento si abbassi sensibilmente. Pertanto in questo fortunato caso non si dovrebbero temere condensazioni di prodotti liquidi in strato.

Studio sperimentale con apparecchiatura PVT

Lo studio del comportamento volumetrico e di fase di un gas a condensato viene eseguito in laboratorio, con apparecchiatura PVT, su un campione di fluido di giacimento ricombinato a partire dal gas e dalla gasolina di separatore. Tale ricombinazione viene effettuata sulla base dei rapporti volumetrici (GOR) secondo cui i due fluidi vengono erogati al separatore di campo. Lo studio di laboratorio comporta l'esecuzione delle seguenti operazioni analitiche:

- a- analisi centesimale del gas e della gasolina di separatore
- b- ricostruzione del fluido di giacimento
- c- analisi del fluido di giacimento ricostruito
- d- espansione flash (cioè a massa costante) del fluido ricombinato.

A mezzo di tale espansione si determinano:

- d₁- la pressione di dew point del sistema
- d₂- il volume di gasolina condensato alle varie pressioni (Fig. 9)
- d₃- il fattore di comprimibilità del gas di giacimento
- e- espansione differential a temperatura di giacimento del fluido ricombinato. Tale espansione riproduce abbastanza bene il comportamento di fase del gas di giacimento durante la depletion normale. A seguito di tale espansione differential è possibile determinare:

Fig. 9 - Liquido retrogrado condensato in giacimento alla T di giacimento (m^3 di liquido/ $10^6 Nm^3$ di gas di giacimento).

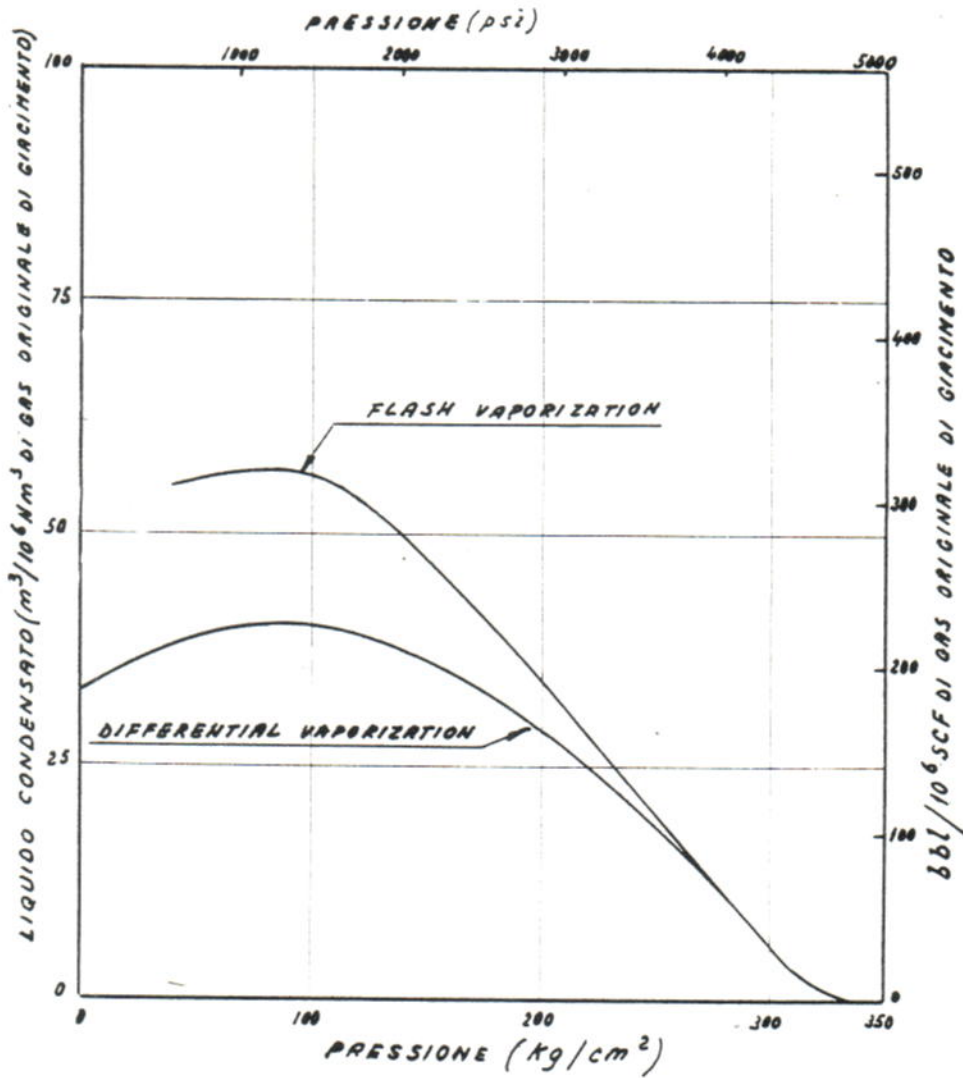


Fig. 10 - Composizione molare del gas predette nel corso della differential vaporisation alla temperatura di giacimento.

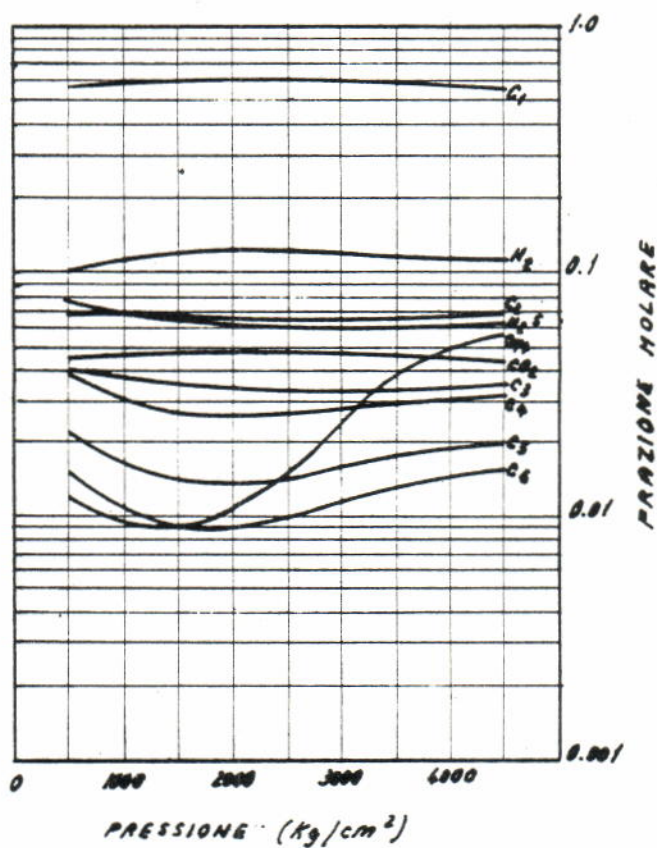
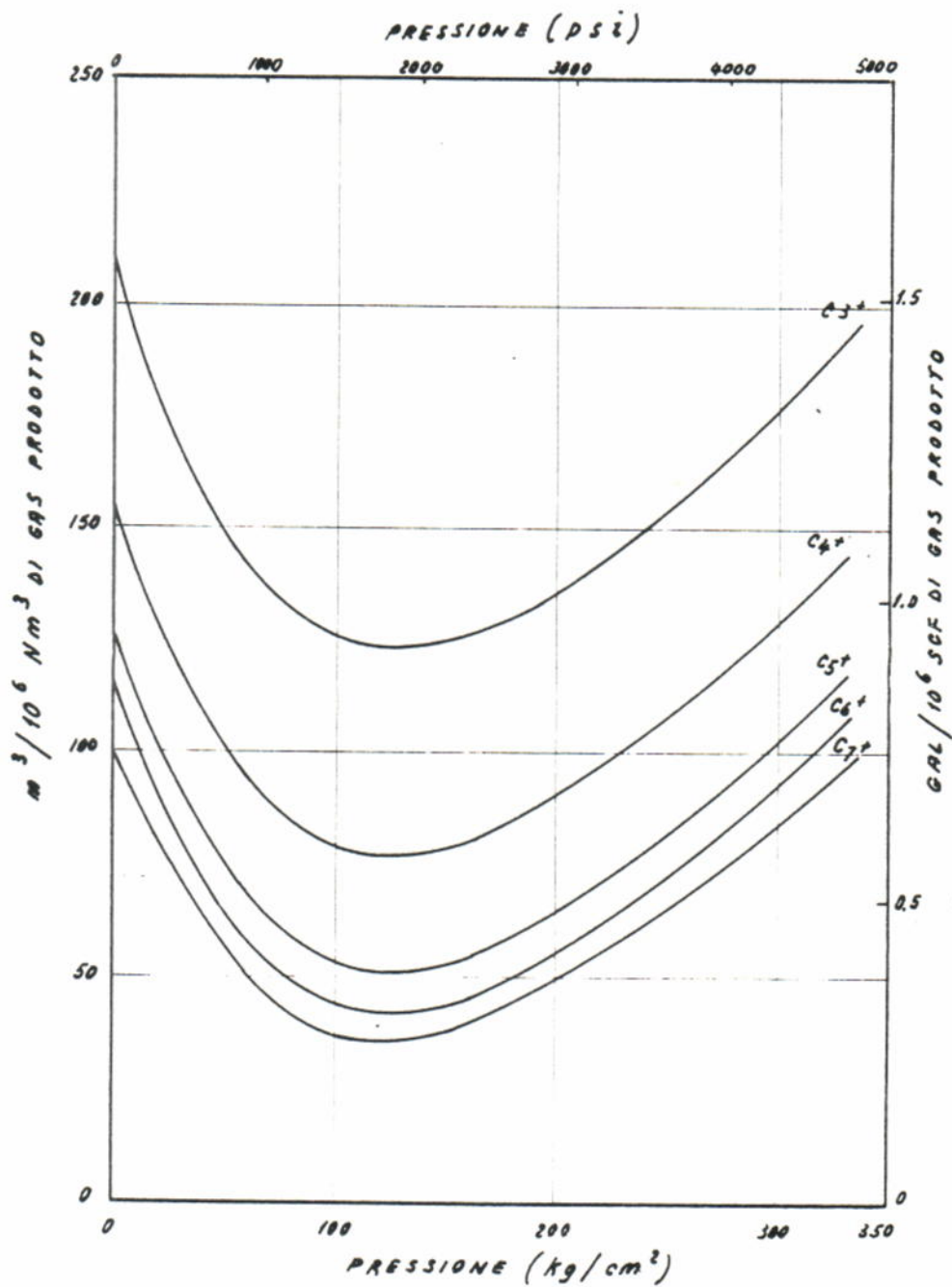


Fig. 11 - Tenore in gasolina (potenziale) del gas prodotte nel corso della differential vaporization, alla temperatura di giacimento.



- e_1 - il volume di prodotti liquidi condensati in strato per differential vaporization
- e_2 - l'andamento della curva pressione di giacimento/percentuale di gas prodotto
- e_3 - il fattore di comprimibilità del gas erogato ed il fattore di comprimibilità del fluido che resta in giacimento
- e_4 - l'andamento della composizione molare del gas erogato (Fig. 10) in funzione della pressione di giacimento
- e_5 - l'andamento del contenuto di idrocarburi liquefacibili (Fig. 11) (C_4+) nel gas erogato in funzione della pressione.

I dati così ottenuti vengono impiegati per valutare il comportamento del giacimento in condizioni di produzione primaria.

5. COMPORIAMANTO VOLUMETRICO E DI FASE DEI GREGGI IN CONDIZIONI DI GIACIMENTO

Come noto, un greggio in condizioni di giacimento può essere definito come una miscela piuttosto complessa di idrocarburi che vanno dal metano a termini con peso molecolare talvolta molto elevato. A questi possono essere associati componenti non idrocarburici (CO_2 , N_2 , H_2S), normalmente presenti in percentuale piuttosto bassa. Tale sistema, in condizioni di giacimento, è in fase liquida.

La temperatura di giacimento, pertanto, è inferiore alla temperatura critica della miscela di idrocarburi costituenti il greggio stesso.

I parametri fondamentali a mezzo dei quali può essere definito il comportamento volumetrico e di fase dell'olio di giacimenti sono i seguenti:

- solubilità del gas nell'olio
- reservoir volume factor dell'olio
- viscosità dell'olio

- formation volume factor dell'olio
- reservoir volume factor del gas liberato.

Tutti questi parametri sono funzione, oltre che della composizione chimica del sistema iniziale, anche della temperatura e pressione di giacimento. La loro determinazione viene effettuata mediante studi condotti con apparecchiature PVT, su campioni di grezzo prelevati direttamente a fondo pozzo o ricostruiti a partire dai fluidi erogati ai separatori di campo.

Solubilità del gas nell'olio

In condizioni di giacimento, come noto, un greggio contiene sempre quantitativi più o meno consistenti di idrocarburi leggeri che vengono liberati allo stato di gas, quando il greggio viene portato a temperatura e pressione atmosferiche.

Si dice che un greggio è saturo di gas, ad una data temperatura e pressione, quando una piccola diminuzione di pressione porta ad una liberazione di gas dall'olio monofase. Al contrario un greggio è sottosaturo quando una riduzione di pressione non provoca sviluppo di una fase gassosa. Un greggio di giacimento al momento della scoperta può essere saturo o sottosaturo; nel primo caso già all'inizio dello sfruttamento del giacimento si verificherà a seguito della diminuzione di pressione, uno sviluppo di fase gassosa, nel secondo caso lo sviluppo di fase gassosa avverrà quando la pressione di giacimento avrà raggiunto la pressione di saturazione dell'olio (bubble point). Per pressione di saturazione si intende infatti quella pressione alla quale si cominciano a sviluppare dal greggio, originariamente in monofase liquida, le prime bollicine di gas.

Oil Reservoir volume factor

La dissoluzione di gas in un greggio provoca un aumento di volume della miscela in fase liquida risultante.

E' ovvio che, al contrario, la liberazione di gas da un greggio di giacimento provoca una diminuzione di volume della fase liquida rimanente.

La variazione di volume che la fase liquida subisce a seguito della liberazione di gas, conseguente ad una diminuzione di pressione alla temperatura di giacimento, viene espressa quantitativamente a mezzo dell'oil reservoir volume factor (ORVF).

Tale parametro rappresenta il numero di m^3 di olio a pressione e temperatura data che, sottoposti ad espansione isoterma a temperatura di giacimento fino a raggiungere la pressione atmosferica e riportati poi alle condizioni standard ($15^\circ C$ e 760 mm Hg), danno origine ad 1 m^3 di olio residuo.

Gas reservoir volume factor

Come precedentemente accennato, allorchè la pressione di giacimento raggiunge un valore inferiore alla pressione di saturazione dell'olio si ha lo sviluppo di una fase gassosa dal greggio. In questo campo, in cui il sistema è bifase, si suole definire anche il gas reservoir volume factor (GRVF).

Tale parametro rappresenta numericamente il volume occupato, a temperatura e pressione di giacimento, da un volume unitario standard di gas ($15^\circ C$ e 760 mm Hg).

Formation volume factor dell'olio

Nei calcoli di reservoir engineering più che l'oil reservoir volume factor (ORVF) interessa un altro fattore volumetrico dell'olio e precisamente il formation volume factor (FOVF).

Questo parametro è definito come il volume di olio di giacimento che, fatto espandere per flash vaporization a pressione e temperatura di separatore e quindi corretto a $15^\circ C$, da origine ad 1 m^3 di olio stock-tank.

La differenza di base fra CFVF e CRVF sta nel processo di espansione e nella temperatura alla quale l'espansione stessa viene condotta. Nel primo caso si tratta infatti, come già detto, di una espansione flash a temperatura di separatore, nel secondo caso (CRVF) si tratta invece di una espansione "differential" condotta a temperatura di giacimento (più elevata di quella di separatore). Poichè col l'aumento della temperatura aumenta la percentuale di frazioni leggere dell'olio che può essere fatta evaporare, e quindi diminuisce il volume di olio residuo, a parità di pressione di giacimento l'ORVF di un greggio è espresso da un numero che è sempre più grande dell'OFVF.

Ciò risulta evidente anche dalla definizione stessa dei due parametri:

$$\text{ORVF} = \frac{\text{m}^3 \text{ olio a p e T di giacimento}}{\text{m}^3 \text{ olio residuo a } 15^\circ\text{C e } 760 \text{ mm Hg}}$$

$$\text{OFVF} = \frac{\text{m}^3 \text{ olio a p e T di giacimento}}{\text{m}^3 \text{ olio stock-tank a } 15^\circ\text{C}}$$

Viscosità dell'olio

La viscosità di un greggio in condizioni di giacimento differisce, e talvolta in maniera molto rilevante, dalla viscosità misurata sul greggio stesso in condizioni di stock tank. I parametri che incidono sulla viscosità di un greggio sono, oltre naturalmente la costituzione chimica dell'olio stock tank, il volume di gas in soluzione, la temperatura e la pressione di giacimento. Come per tutti i liquidi, un aumento di temperatura provoca sempre una riduzione della viscosità dell'olio. La viscosità del greggio diminuisce inoltre con l'aumentare del volume di gas disciolto. La pressione agisce invece in due opposte direzioni: nel campo di pressioni superiori al punto di bolla, un aumento di pressione produce un aumento di viscosità dell'olio. Sotto il

punto di bolla una riduzione di pressione provoca un aumento della viscosità dell'olio. Ciò in quanto la riduzione di viscosità che si accompagnerebbe alla diminuzione di pressione è di gran lunga controbilanciata dall'aumento di viscosità dell'olio, dovuta alla progressiva liberazione del gas disciolto nell'olio stesso. In totale, si ha pertanto che, sotto il punto di bolla, una riduzione di pressione provoca un aumento della viscosità del greggio.

Studio sperimentale del comportamento volumetrico dei greggi

Il campionamento è la prima e si può dire la più delicata operazione che deve essere eseguita per lo studio termodinamico di un greggio. Non c'è bisogno di sottolineare che il prelievo di un campione rappresentativo di un olio di giacimento riveste la medesima importanza del susseguente studio di laboratorio.

Lo studio PVT può essere effettuato sia su un campione di greggio prelevato direttamente a fondo pozzo di fronte allo strato, che su un campione di olio di giacimento, ricostruito dai campioni di olio e di gas prelevati al separatore. Il greggio di giacimento viene, in quest'ultimo caso, ricombinato sulla base del rapporto (GCR) secondo il quale i due fluidi di separatore vengono erogati al separatore stesso.

Lo studio termodinamico viene eseguito trasferendo un campione di olio di giacimento in una cella di studio nella quale, a mezzo di iniezioni o di estrazioni di mercurio, si effettueranno tutte le determinazioni necessarie a stabilire il comportamento volumetrico del greggio. Detta cella è collegata al resto della apparecchiatura ausiliaria (pompe, manometri a pesi, misuratori di gas ecc.) secondo diversi schemi, dipendentemente dalle determinazioni da eseguire.

La determinazione del comportamento volumetrico di un greggio si basa sulla esecuzione delle seguenti operazioni analitiche:

Flash vaporization - L'evaporazione flash è una espansione condotta su una massa costante di fluido di giacimento riportato alla temperatura del giacimento stesso. Nel corso della flash vaporization vengono determinati i parametri:

- Volume relativo della monofase liquida e della bifase liquido-gas (Fig. 12).
- Comprimibilità isotermica dell'olio monofase al di sopra del punto di bolla.

Espansione differential - Nel corso della evaporazione differential una data massa di greggio iniziale monofase viene fatto espandere per sottrazione di gas. L'espansione viene effettuata in tanti stadi successivi di equilibrio a temperatura di giacimento.

Sulla base dei dati ottenuti durante la differential vaporization è possibile determinare, in funzione della pressione, i seguenti parametri:

- Reservoir volume factor del greggio (Fig. 13)
- Peso specifico del greggio (Fig. 15)
- Solubilità del gas nel greggio (R_g) (Fig. 14)
- Fattore di comprimibilità del gas liberato
- Formation volume factor del gas
- Composizione del gas liberato

L'evaporazione differential rappresenta, fino ad un certo punto, i fenomeni che si verificano in strato durante la produzione del greggio, a partire dal momento in cui la saturazione in gas dello strato stesso abbia superato il valore critico. In effetti da questo momento in poi il gas, data la sua maggiore mobilità, tende a migrare verso il foro del pozzo con una velocità maggiore che non il greggio. Almeno per quanto si riferisce all'area non immediatamente circostante il pozzo, il fenomeno di liberazione del gas dal greggio può essere pertanto rappresentato mediante, una differential vaporization, anche se alcuni autori (Standing) preferiscono considerare i fenomeni che si verificano

in strato come intermedi fra la flash e la differential vaporization.

Un cenno a parte deve essere fatto per i greggi molto volatili, per quei greggi cioè la cui temperatura critica è piuttosto vicina alla temperatura di giacimento.

Come detto in precedenza, la differential vaporization viene condotta a temperatura di giacimento. In effetti, il processo di separazione del gas dall'olio avviene invece in due stadi: il primo in giacimento ed il secondo nei separatori di campo, ad una temperatura inferiore, e quindi con una contrazione minore di quella che si avrebbe se tutta l'espansione fosse condotta in un solo stadio ed alla temperatura di giacimento.

L'effetto della espansione a temperatura ridotta di separazione non influenza molto, in genere, i greggi medi o pesanti: nel caso invece dei greggi volatili tale riduzione di temperatura porta ad una minore perdita di frazioni volatili e quindi, in definitiva, ad una minore contrazione e ad un maggior recupero di greggio. Per i greggi molto volatili è necessario pertanto sostituire alla semplice differential vaporization, una serie di prove combinate (composite vaporization), condotte in parte in cella PVT, a temperatura di giacimento, ed in parte in separatore di laboratorio, che riproducono le condizioni di funzionamento (ed in particolare la temperatura) dei separatori di campo. Nelle figure seguenti, vengono riportati alcuni diagrammi relativi ad uno studio PVT effettuato su un olio volatile: in particolare in Fig. 13 viene riportato l'andamento dell'Oil Reservoir Volume factor determinato nel corso della "differential vaporization" e l'Oil Formation Volume Factor, determinato nel corso della "composite vaporization". Come si può notare, esiste una sensibile differenza fra i valori dei due parametri, considerati naturalmente alla medesima pressione.

Fig. 12 - Flash vaporization alla temperatura di giacimento: volume relativo dell'olio (volume al punto di bolla = 1.000).

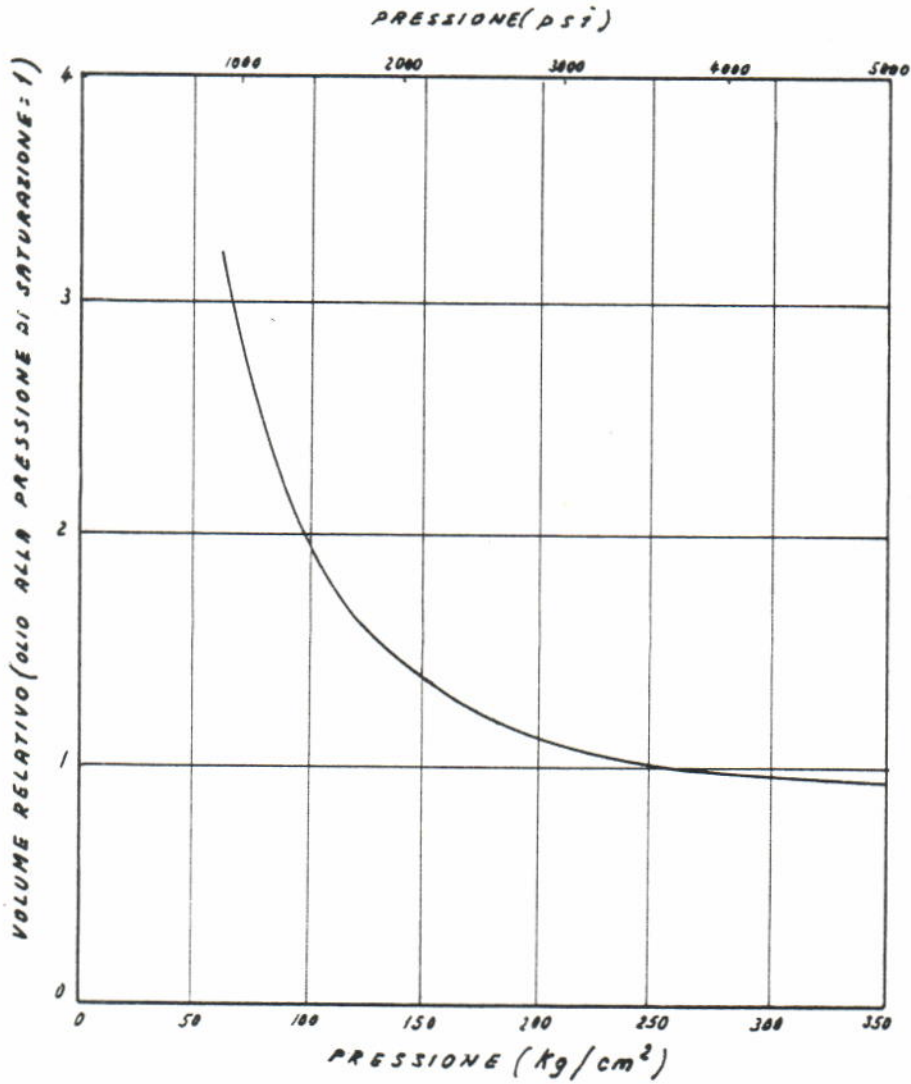


Fig. 13 - Fattori volumetrici dell'olio di giacimento nel corso della differential vaporization (ORVF) e nel corso della vaporizzazione "composite" (OFVF).

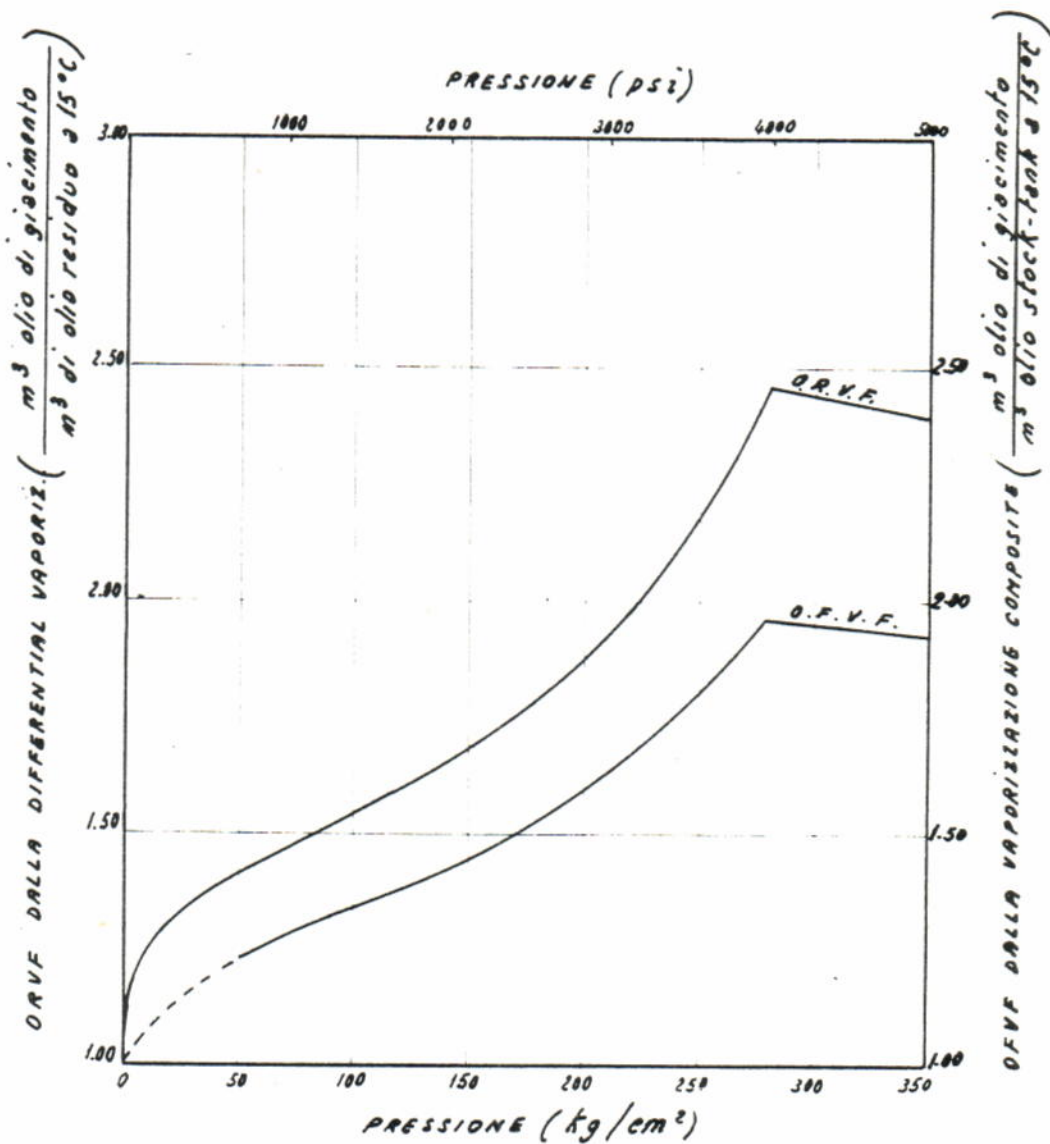


Fig. 14 - Differential vaporization alla temperatura di giacimento: gas totale disciolto (R_g). Rapporto gas/olio determinato nel corso della vaporizzazione "composite".

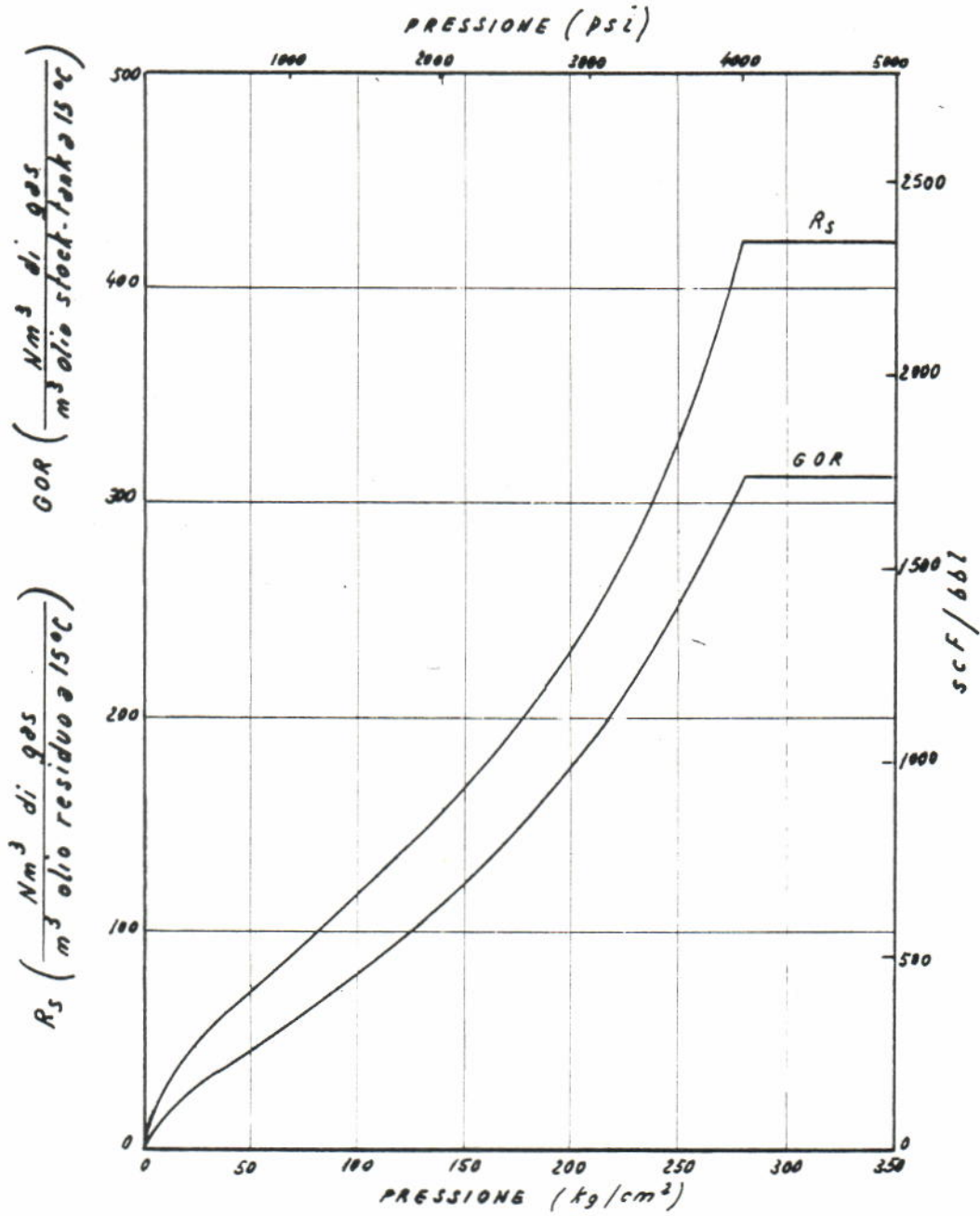


Fig. 15 - Differential vaporization alla temperatura di giacimento: peso specifico dell'olio di giacimento e densità (aria = 1) del gas liberato.

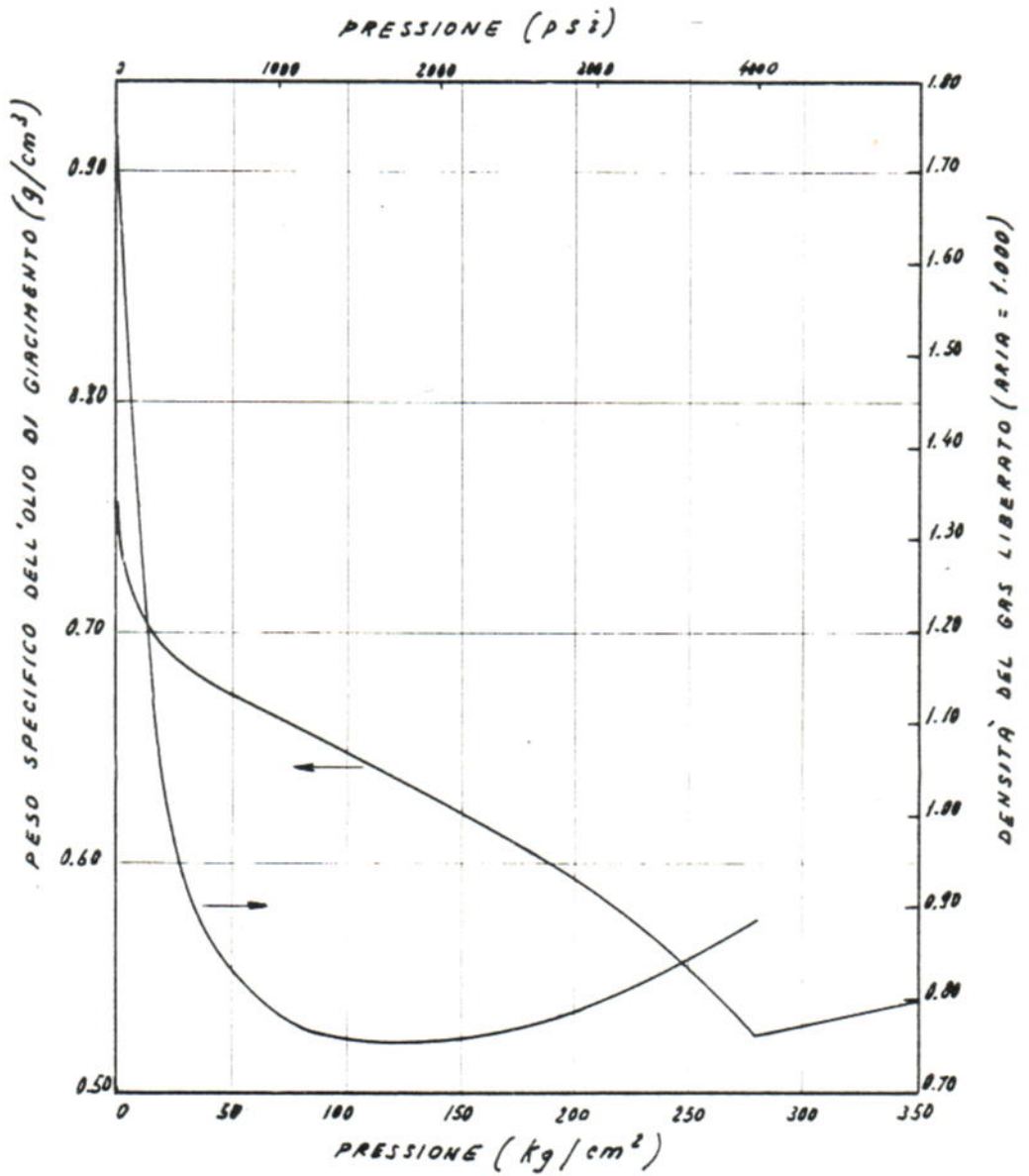
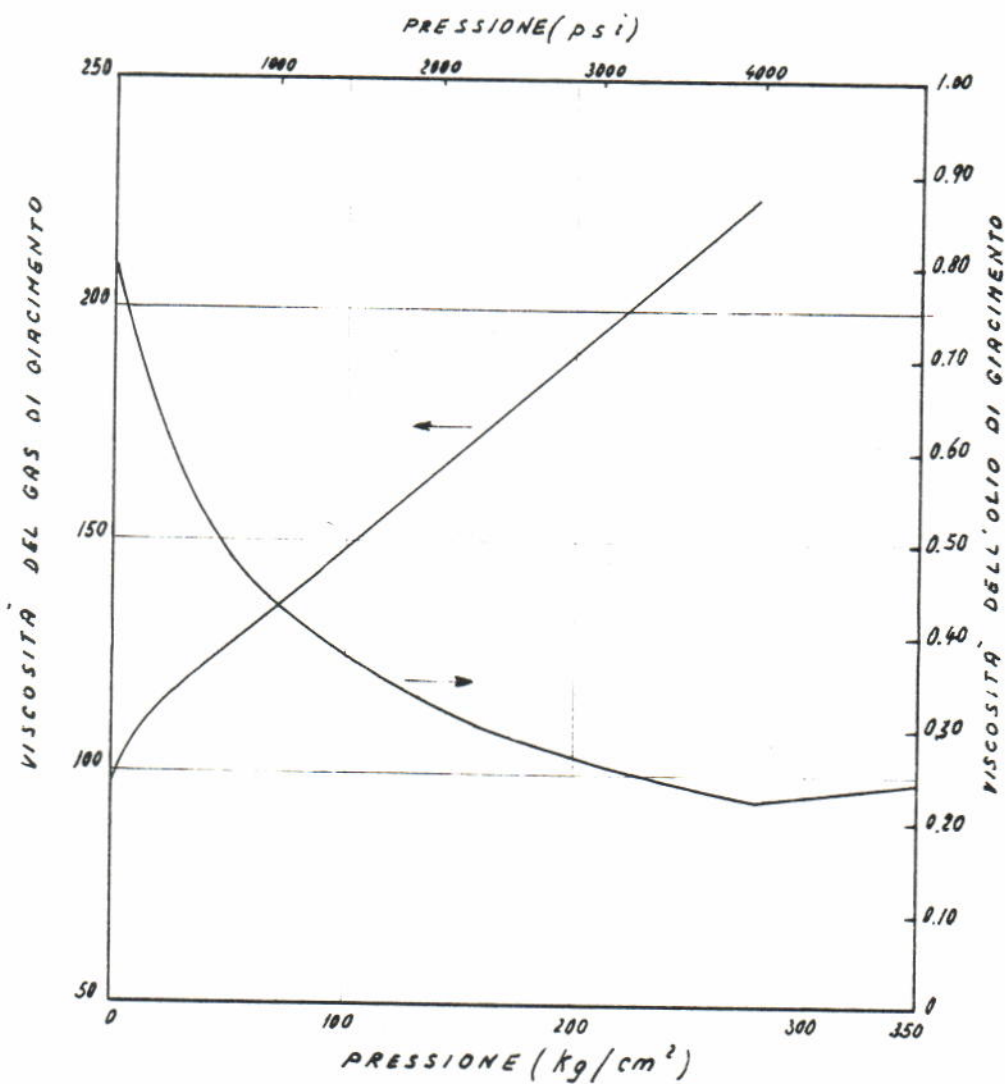


Fig. 16 - Differential vaporization alla temperatura di giacimento. Viscosità (cP) dell'olio di giacimento e viscosità del gas liberato (μP).



Viscosità del greggio

Le misure di viscosità dell'olio di giacimento vengono invece effettuate con un'apparecchiatura a parte, che si basa fundamentalmente sull'impiego di un viscosimetro a sfera. Il tempo di discesa della sfera è determinato a mezzo di contatti elettrici. Dal tempo impiegato dalla sfera a percorrere tutta la lunghezza del cilindro di acciaio che la contiene, si calcola, una volta note la densità dell'olio e la costante di calibrazione del viscosimetro, la viscosità dell'olio. L'andamento della viscosità del greggio di giacimento, in funzione della pressione, viene riportata in Fig. 16.

Separator tests

In laboratorio vengono eseguiti studi particolari allo scopo di valutare quali siano le condizioni di separazione optimum del fluido uscente dal pozzo, una volta che esso subisca una espansione flash alla temperatura a pressione di separatore di campo. Per studi di tale genere vengono effettuate numerose determinazioni a pressioni e temperature diverse di separatore.

Nel corso delle stesse prove, i parametri più significativi che vengono determinati sono:

- l'oil formation volume factor di giacimento in funzione della pressione di separatore
- il rapporto gas/olio di separatore in funzione della pressione di separatore
- il peso specifico dell'olio stock-tank

Sulla base dei risultati ottenuti vengono determinati il numero di stadi e le pressioni di separazione optimum, che portano al maggior rendimento volumetrico di olio stock-tank.

Bibliografia

- 1 - Gianluigi Chierici: "Comportamento volumetrico e di fase degli idrocarburi nei giacimenti".
Pubblicazioni della Scuola Enrico Mattei di Studi Superiori sugli Idrocarburi.
- 2 - Standing M.B. : "Volumetric and phase behavior of field hydrocarbon system"- Boeck Division Reinhold Publishing Co.
- 3 - Edmister W.C. : "Applied Hydrocarbon Thermodynamics" - Gulf Publishing Co.
- 4 - Burcik E.J.: "Properties of petroleum reservoir fluids"- John Wiley and Sons - INC.
- 5 - William McCAIN, Jr.: "The properties of petroleum fluids" - Petroleum Publishing Company - Tulsa.

I N D I C E

	<u>PAGINA</u>
1. CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI DI IDROCARBURI SECONDO IL DIAGRAMMA DI FASE	
- Giacimenti di olio	4
- Giacimenti di gas a condensato	5
- Giacimenti di gas secchi	5
2. GAS NATURALI	
- Comportamento volumetrico	7
- Legge degli stati corrispondenti	10
- Viscosità dei gas naturali	13
3. CAMPIONAMENTO DEI FLUIDI DI GIACIMENTO	
- Campionamento di gas a condensato	17
- Campionamento di oli	18
- Campionamento di fondo pozzo	18
4. GAS A CONDENSATO	
- Comportamento volumetrico e di fase	21
- Studio sperimentale	23
5. COMPORTAMENTO VOLUMETRICO E DI FASE DI OLI A CONDIZIONI DI GIACIMENTO	
- Solubilità del gas in olio	28
- Fattore volumetrico dell'olio (differential vap.)	28
- Fattore volumetrico del gas	29
- Fattore volumetrico dell'olio (flash di separatore)	29
- Viscosità dell'olio	30

	<u>PAGINA</u>
- STUDIO SPERIMENTALE	
- Determinazioni di flash, differential	32
- separator tests	39
6. BIBLIOGRAFIA	40