

5.26 Misura delle portate

Metodi di prova e scelta del tipo di prova. Lo scopo delle prove di produzione è di trovare sperimentalmente una relazione analitica fra la portata e la pressione di fondo davanti alla formazione produttiva.

Per ottenere questa relazione è necessario far erogare il pozzo con diverse portate misurando le pressioni di fondo in erogazione corrispondenti.

Per ottenere una relazione corretta che rappresenti le reali condizioni della formazione e del pozzo, bisogna registrare le diverse coppie di valori di portata e pressione nelle medesime condizioni (uguale tempo di erogazione) in modo che siano fra loro correlabili.

In altre parole le pressioni registrate con le diverse portate non devono essere influenzate dall'erogazione della portata precedente, perchè l'equazione di flusso deve essere indipendente dal modo come è stata condotta la prova.

Per ottenere una equazione di flusso valida è indispensabile seguire nell'esecuzione della prova norme determinate che possono variare in base al tipo di formazione e di pozzo.

Per la scelta del metodo di prova si può prendere come riferimento la durata della risalita della pressione dopo lo spurgo indicante la maggiore o minore permeabilità della formazione.

In base a quanto esposto sono stati studiati tre metodi di prova.

Metodo: pozzi ad alta permeabilità. Deve essere usato nei casi in cui il tempo di risalita della pressione da pozzo in erogazione a pozzo chiuso è inferiore a 30'. Il metodo è denominato « Flow after flow » e deve essere impiegato nei pozzi ad alta permeabilità.

Si tratta di provare con quattro duse diverse portate in ordine crescente passando dopo la stabilizzazione direttamente alla portata successiva senza chiudere il pozzo.

Per ogni portata registrare:

- La pressione alla testa ogni 30' con manometro a pesi.
- Le pressioni di fondo in erogazione dopo la stabilizzazione di ogni portata e contemporaneamente il profilo con fermate, di 10 minuti a 15 mt. e 5 o 4 minuti nelle altre, a 15, 1000, 1250, 1500, ecc., metà spari.
- La temperatura in erogazione a 15 mt.
- La portata di gas in Nmc/g. ogni 30' e l'eventuale portata acqua e in tal caso i rapporti gas-acqua corrispondenti.

Alla fine delle quattro portate chiudere il pozzo con l'Amerada al fondo e registrare:

- La curva di risalita della pressione di fondo.
- La curva di risalita della pressione alla testa con manometro a peso.

Metodo: pozzi a media permeabilità. Deve essere usato nei casi in cui il tempo di risalita della pressione da pozzo in erogazione a pozzo chiuso è compreso fra 30' e 12 ore. Il metodo è detto « isocrono » e deve essere impiegato nei pozzi a media permeabilità. Si tratta di provare con tre duse diverse, portate in ordine

crescente per un tempo fisso di 7 ore ciascuna, e chiudendo il pozzo fra una portata e l'altra per il tempo sufficiente alla ristabilizzazione delle condizioni statiche. Il periodo di chiusura elimina i disturbi dovuti ai transienti di pressione attorno al pozzo.

Per ogni portata registrare:

- Le pressioni alla testa in erogazione ogni 30' con manometro a peso.
- La temperatura in erogazione a 15 mt.
- Il profilo di pressione o gradiente nel pozzo con fermate a mt.: 15, 1000, 1500, ecc., metà spari per 20 minuti ciascuna (orologio da 12 a 24 ore).
- La curva di caduta della pressione di fondo.
- La curva di risalita della pressione di fondo e di testa.

Metodo: pozzi a bassa permeabilità. Deve essere usato nei casi in cui il tempo di risalita della pressione da pozzo in erogazione a pozzo chiuso è superiore alle 12 ore.

Il metodo detto « a singola portata » perchè consiste nella erogazione di una sola portata per 16 ore e deve essere impiegato nei pozzi a bassa e bassissima permeabilità.

Durante l'erogazione registrare:

- La pressione di testa in erogazione ogni 30' con manometro a pesi.
- La temperatura in erogazione a 15 mt.
- La curva di caduta della pressione di fondo in erogazione per le prime 12 ore.
- Il profilo di pressione con fermate a mt. 15, 1000, 1500, ecc. metà spari, di 10 minuti a 15 mt. e di 5 alle altre fermate.
- Curva di risalita della pressione di fondo e di testa con manometro a pesi.

Pozzi a gas-condensato. Per i pozzi a gas-condensato cioè con tenore in gasolina superiore a 100 lt/1000 Nmc. si suggerisce di applicare i metodi esposti, ma per i primi due usare la serie di portate in ordine decrescente.

Questo per permettere alle portate più alte di spurgare il pozzo dagli accumuli di gasolina verificatisi durante la chiusura.

Oltre alla portata di gas occorre in tal caso riportare le portate di gasolina e di acqua nonchè i rapporti gas-liquido relativi.

5.27 Temperature di fondo

Il gradiente di temperatura della terra è dell'ordine di 1 grado centigrado ogni 33 mt. di profondità e varia da area ad area a causa della diversa conduttività termica delle formazioni.

Questa temperatura naturale di una formazione non varia con la produzione e col tempo così come fa la pressione. Di conseguenza la temperatura di un giaci-

mento, una volta stabilita è considerata costante per tutta la vita produttiva del campo.

Per stabilire la temperatura di un giacimento, è pratica comune inserire uno o più termometri di massima nell'alloggiamento dello strumento di misura della pressione.

Per ottenere una registrazione continua della temperatura si usano invece elementi di temperatura analoghi a quelli di pressione, di tipo Amerada o analoghi.

La temperatura può essere anche registrata in superficie con apparecchiature elettriche del tipo di quelle usate dalla Schlumberger.

Le temperature di fondo, anche se restano costanti e non variano come le pressioni, costituiscono una importante e necessaria aggiunta ai dati fondamentali necessari alla valutazione completa di un giacimento.

La maggior parte dei calcoli riguardanti i volumi, le espansioni, e le caratteristiche dei fluidi richiedono per la soluzione la conoscenza della temperatura.

I termometri registratori hanno la più grande applicazione nella soluzione di problemi di pozzo, nei quali le anomalie registrate nelle temperature possono essere interpretate in vista delle condizioni nelle quali il rilievo viene effettuato.

Fra gli usi correnti si hanno la ubicazione di zone di ingresso d'acqua nei pozzi, di ingresso di gas in pozzi ad alto rapporto gas-olio, di perdite del casing, di zone di ingresso dei fluidi iniettati nella formazione, di risalita del cemento, ubicazione di letti impermeabili entro uno strato produttivo, migrazione di fluidi entro sezioni produttive spesse.

Per la registrazione di anomalie molto piccole che possono essere rivelate durante una prova di controllo di un alto rapporto gas-olio il termometro con registrazione in superficie dà risultati più soddisfacenti.

ELEMENTO DI PRESSIONE

ELEMENTO DI TEMPERATURA

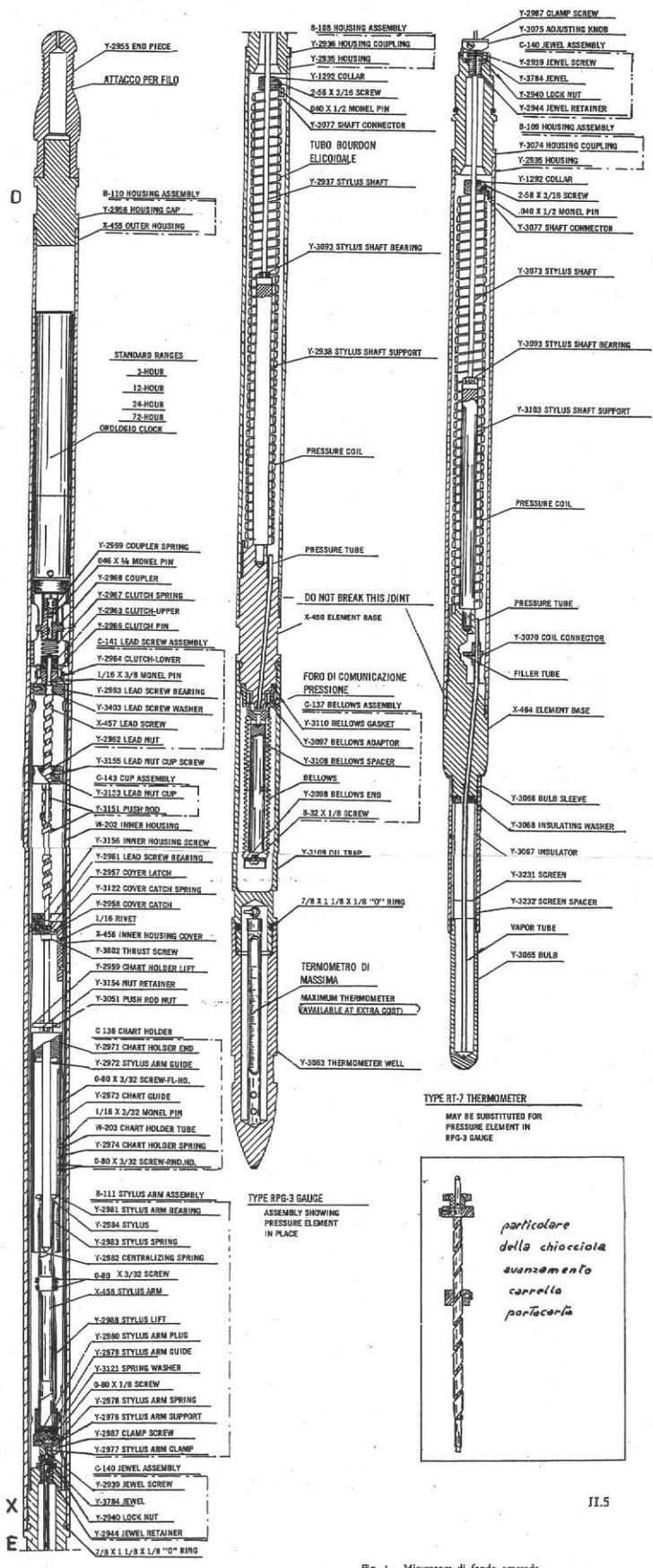


Fig. 1 - Misuratore di fondo amurada

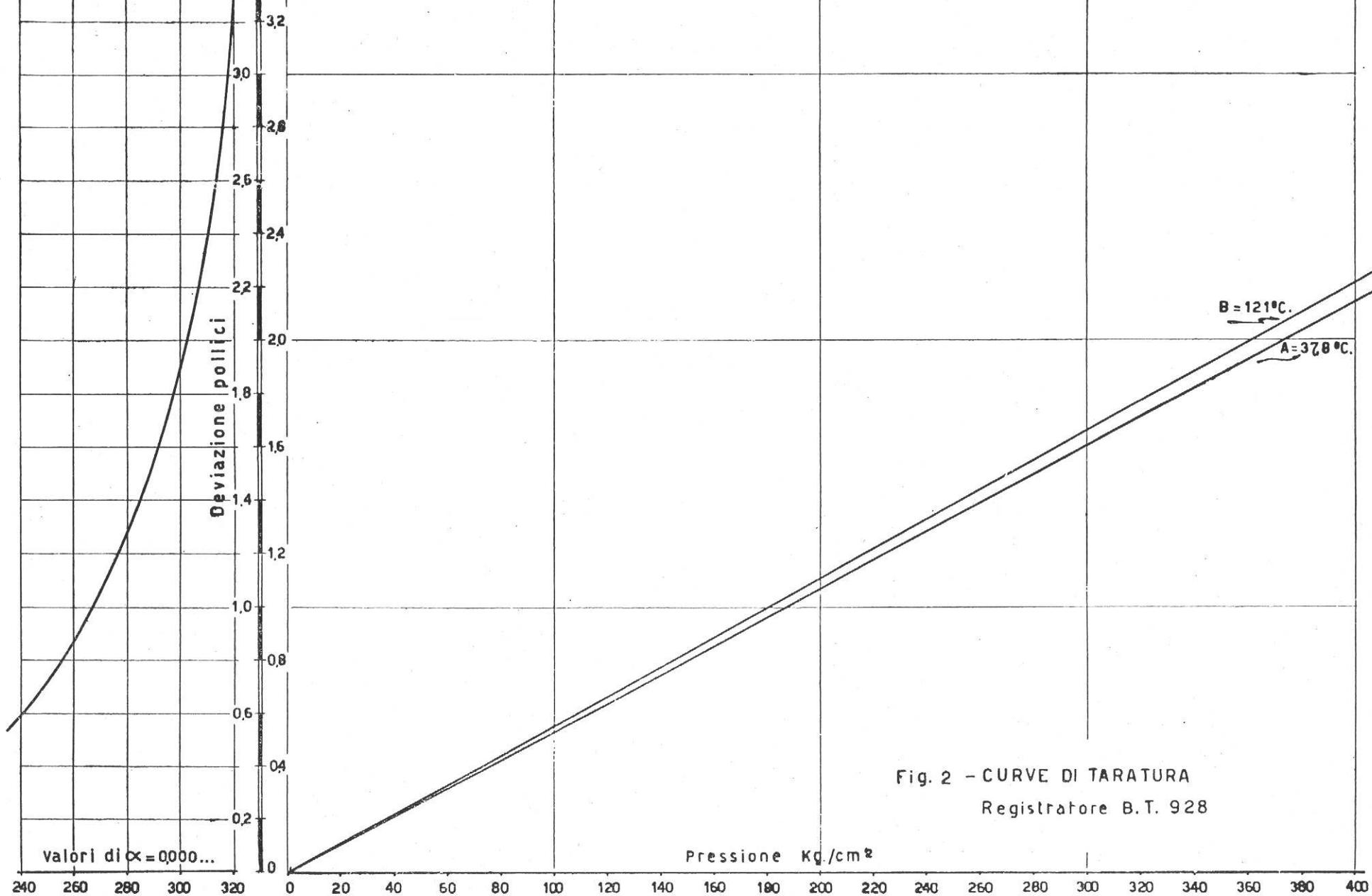


Fig. 2 - CURVE DI TARATURA
Registratore B.T. 928

- ECOMETRO -

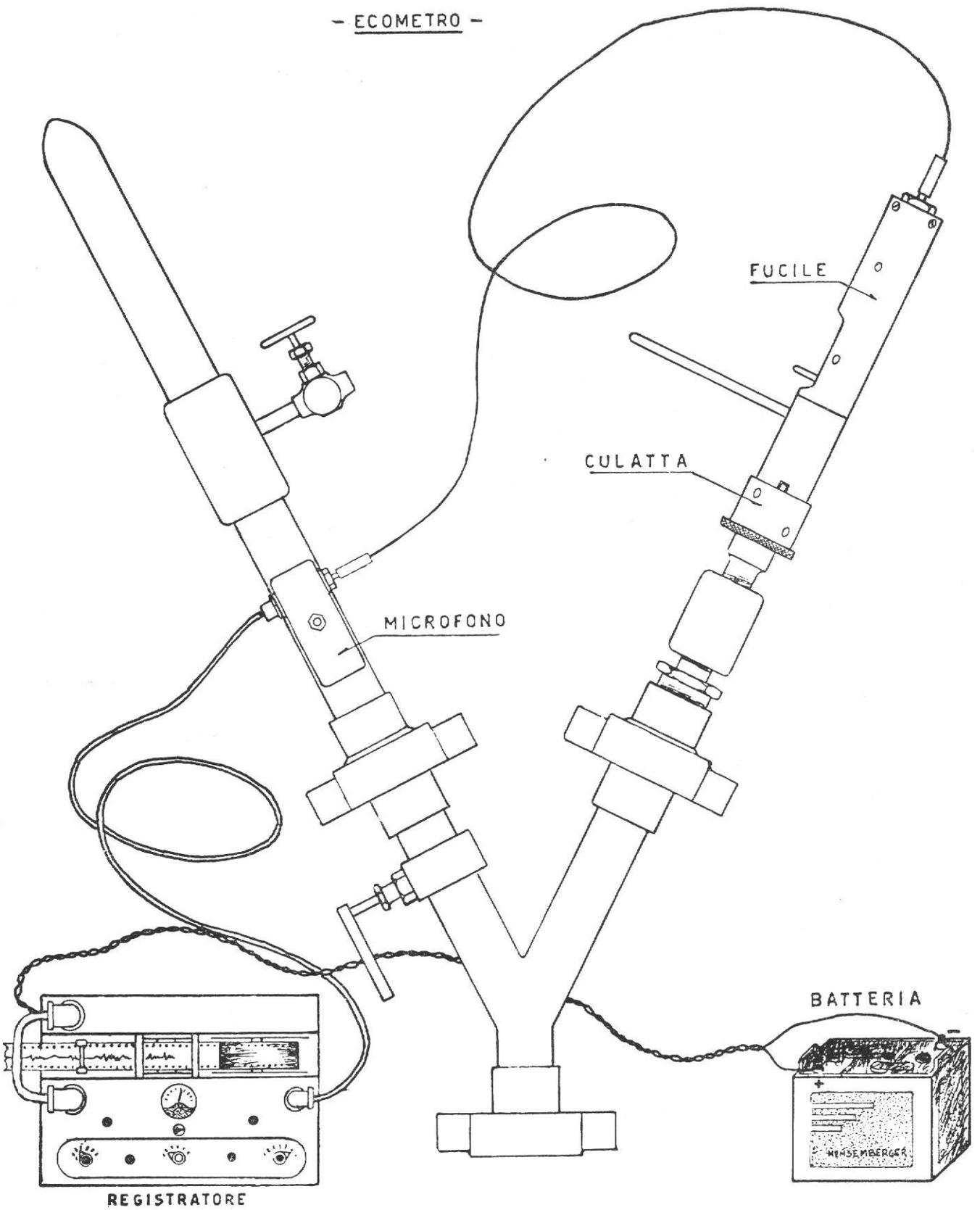


Fig. 3 - COMPLESSO TESTA CASING

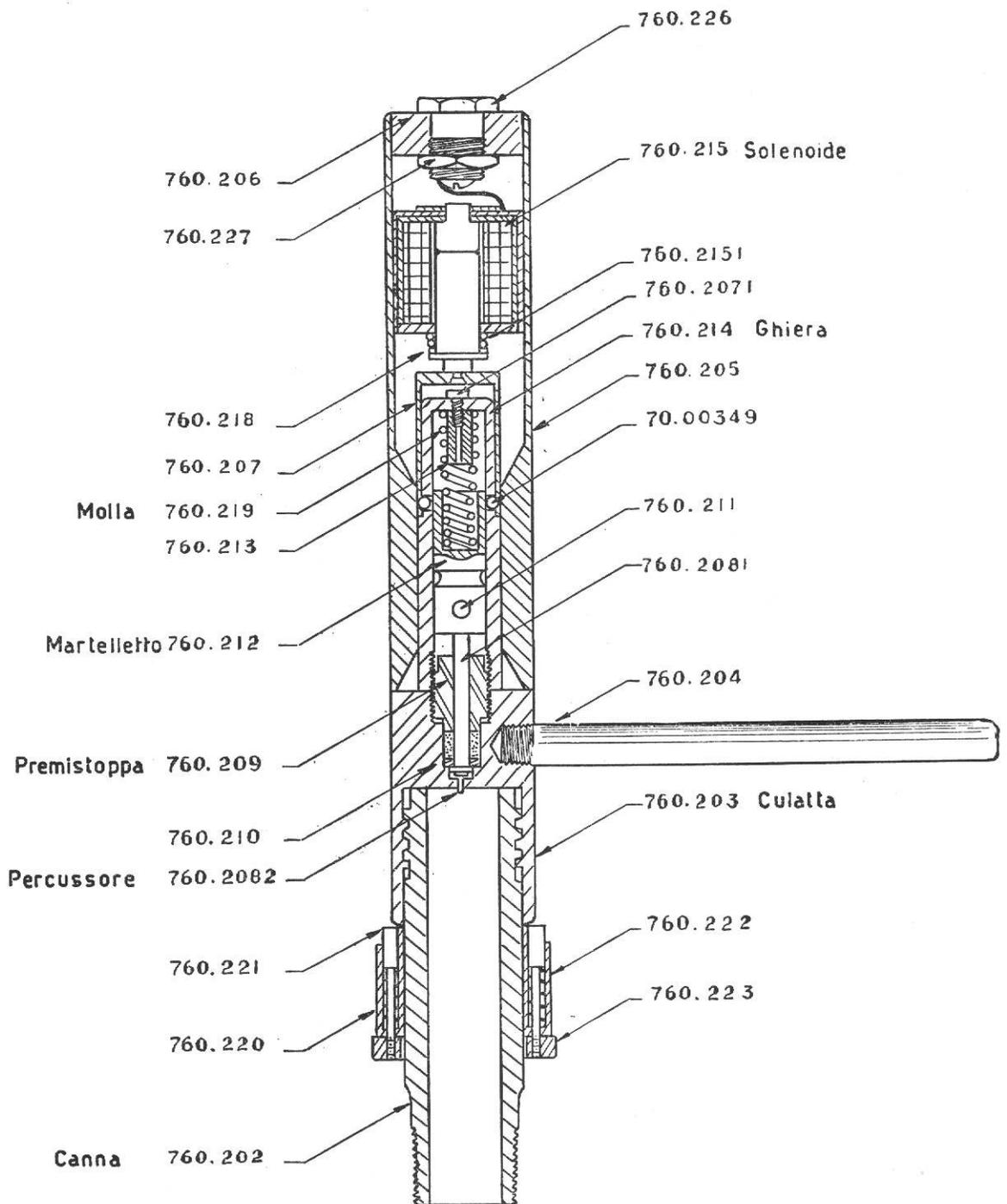
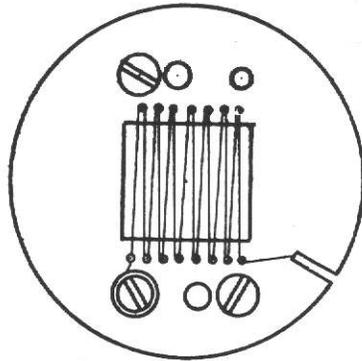
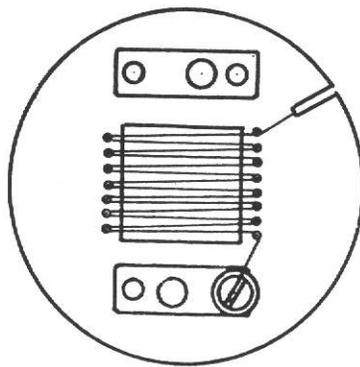


Fig. 4 - FUCILE PER ECOMETRO



Fronte



Retro

Fig. 5 - MICROFONO ϕ 1 1/2" PER ECOMETRO

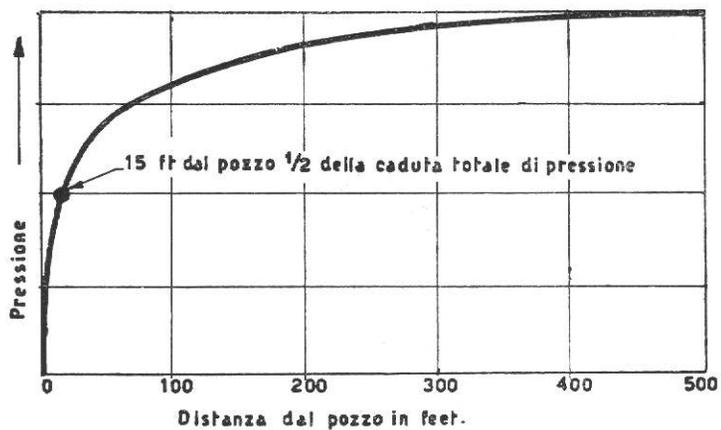


Fig. 6
 Caduta di pressione in funzione del raggio di drenaggio

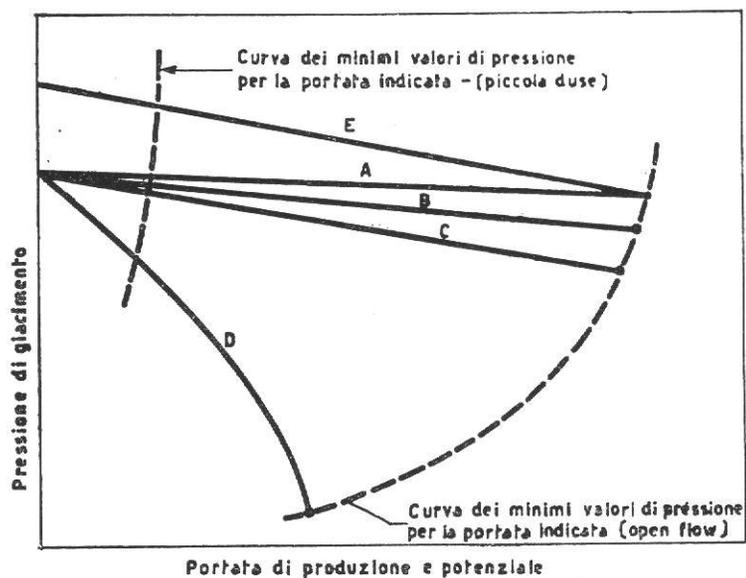


Fig. 7
 Relazione tra pressione, fattore di produttività e potenziale

CURVA DEL POTENZIALE ASSOLUTO (GAS)

CENTRO DI

CAMPO DI

Data

POZZO N.

POOL

Prova N.

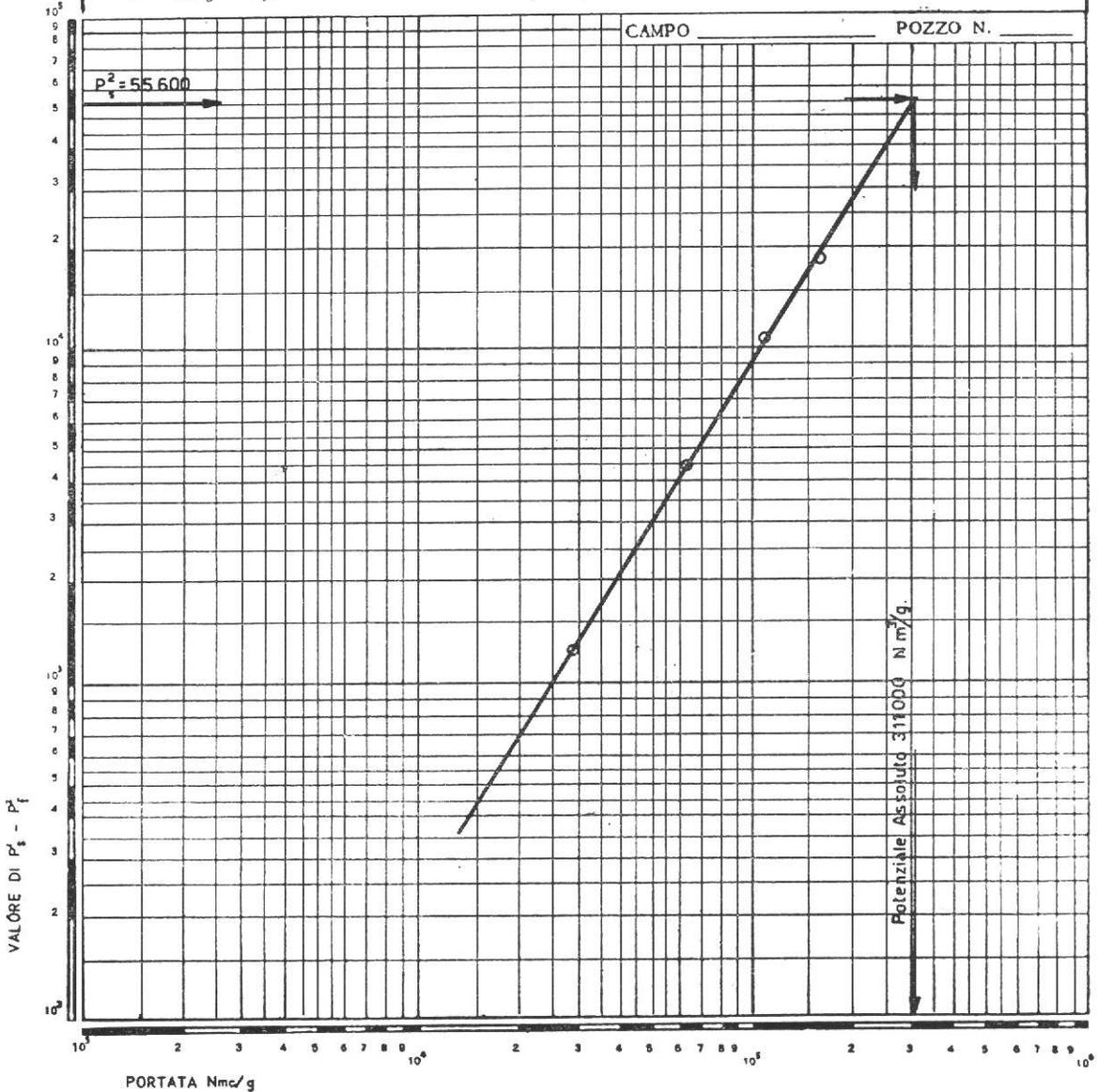
DATUM

INTERVALLO

Duse mm	P_f o P_s kg/cmc	P_s^2	$P_s^2 - P_f^2$	Q	P_w^2
1		55 600	1220	28 650	
2		55 600	4524	63 640	
3		55 600	10 530	108 480	
4		55 600	18 928	155 140	

$Q = C (P_s^2 - P_f^2)^n =$

$(P_s^2 - P_f^2)$ Potenziale assoluto



Codice 110503 Centro Stampa E.N.I.

Fig. 8

II.6 DATI DI COLTIVAZIONE E DI PRODUZIONE

6.1 Dati di coltivazione - Storia della produzione

Per ogni pozzo di ogni pool di ciascun giacimento è necessario diagrammare i dati di comportamento della produzione per poter avere a disposizione la storia della produzione.

Oltre alla possibilità di riesame e rielaborazione di questi dati per l'analisi del giacimento, questi diagrammi permettono il controllo del pozzo durante la sua vita produttiva.

Per i pozzi a gas le curve di comportamento da diagrammare sono le seguenti:

- Portata gas in Nmc/g in funzione del tempo su diagramma semilog con la portata in scala logaritmica in ordinata e il tempo in ascisse su coordinate cartesiane.
- Rapporto gas-acqua in Nmc/lit, in funzione del tempo su diagramma semilog con il rapporto sulla scala logaritmica delle ordinate e il tempo in ascisse su coordinate cartesiane.
- Pressione di testa in erogazione in Kg/cmq. rel. in funzione del tempo su coordinate cartesiane.
- Pressione di fondo statica in Kg/cmq. rel. in funzione del tempo in coordinate cartesiane. Il valore della pressione è quello misurato al fondo pozzo, ma riportato sul piano di riferimento (datum) assunto per il campo a cui appartiene il pozzo.
- Produzione cumulativa in funzione del tempo in coordinate cartesiane.

Per i pozzi a olio le curve di comportamento da diagrammare sono le seguenti:

- Portata di olio in mc/g di stock tank in funzione del tempo su diagramma semilog.
- Portata totale fluidi in mc/g S.T. in funzione del tempo su diagramma semilog.
- Rapporto gas-olio (G.O.R.) in Nmc/mc S.T. in funzione del tempo su diagramma semilog.
- Rapporto acqua-olio (W.O.R.) in mc/mc S.T. in funzione del tempo su diagramma semilog.
- Percentuale acqua (water cut) nell'olio prodotto su diagramma semilog.
- Pressione di testa in erogazione (per pozzi in erogazione spontanea) in funzione del tempo in coordinate cartesiane.
- Pressione di fondo pozzo statica in funzione del tempo in coordinate cartesiane.
- Pressione di fondo in erogazione del tempo in coordinate cartesiane.

Per effettuare l'analisi del giacimento il reservoir engineer riunirà i dati di comportamento dei pozzi di ciascun pool ricostruendo il comportamento dell'intero pool.

6.2 Dati sullo stato del pozzo

È necessario mantenere una registrazione dei dati relativi allo stato del pozzo riguardante il campo di appartenenza, il pool, la formazione produttiva, la profondità totale, la quota della tavola rotary, il Datum, il profilo di tubaggio, casings e tubings, le cementazioni, squeeze, tappi l'intervallo sparato, i trattamenti effettuati, gli interventi eseguiti e tutti i cambiamenti conseguenti nei dati di cui sopra.

Questa registrazione costituisce un sistema di schede, per ciascun pozzo, ma questi dati in generale sono riportati sui profili dei pozzi e sui rapporti delle prove.

6.3 Dati di produzione

Il Servizio Produzione emette regolarmente i Rapporti di Produzione giornalieri e mensili riportanti per ciascun pozzo i dati di produzione gas, olio, acqua, i rapporti gas-olio, acqua-olio, le percentuali d'acqua, la salinità dei fluidi e le pressioni di testa pozzo.

Questi rapporti servono di base per la costruzione dei diagrammi di comportamento dei singoli pozzi.

II.7 CARATTERISTICHE E COMPORTAMENTO DEI FLUIDI DI GIACIMENTO

7.1 Introduzione alla teoria sul comportamento degli idrocarburi

Durante il moto dell'olio e del gas dal giacimento fino alla superficie, la loro temperatura e pressione subiscono una considerevole variazione e le loro proprietà subiscono di conseguenza numerosi trasformazioni radicali di natura fisica. Il valore economico dell'olio e gas prodotti dipende dalle loro proprietà fisiche ed è di grande importanza per l'operatore, essere in grado di prevedere gli impianti di produzione e trattamento delle sue riserve, nella forma che procuri il profitto massimo. Per molti anni perciò i ricercatori hanno studiato il comportamento delle fasi degli idrocarburi per sviluppare i metodi per la soluzione dei problemi sia sul comportamento fisico di quegli idrocarburi che vengono prodotti, sia di quelli che rimangono nel giacimento.

In questo capitolo i concetti e i metodi applicativi sono riuniti insieme per darne una guida completa e utile.

7.2 Costituenti degli idrocarburi

Come gli esseri umani possono essere classificati in razze diverse, così gli idrocarburi possono essere classificati in tipi diversi o serie. Alcune delle serie più comuni sono: la paraffinica, l'olefinica, la naftenica e l'aromatica.

Ogni serie di idrocarburi è composta di un gran numero di componenti di densità variabile, il cui insieme molecolare è simile entro la data serie, eccetto che per la dimensione e il peso.

Gli idrocarburi più comuni che formano il petrolio sono della serie paraffinica. Ciò vale particolarmente per i componenti più leggeri. A causa di questo è invalso l'uso di analizzare i campioni di petrolio secondo la loro composizione, basata sulle proprietà delle varie paraffine costituenti. La fig. 1 illustra la struttura molecolare delle quattro paraffine più leggere. Queste sono, dalle più leggere alle più pesanti: metano, etano, propano e butano. Le paraffine sono caratterizzate dalla formula molecolare $C_n H_{2n + 2}$. La densità del composto paraffinico dipende dal numero degli atomi di carbonio presenti nella molecola.

Altre serie di idrocarburi hanno una caratteristica struttura molecolare come in fig. 2. I composti confrontati sono: esano C_6H_{14} della serie paraffinica, esano C_6H_{18} della serie olefinica, cicloesano C_6H_{12} della serie naftenica e il benzene C_6H_6 della serie aromatica.

7.3 Fasi degli idrocarburi

Tutte le sostanze possono esistere allo stato solido, liquido o vapore secondo le condizioni di temperatura e pressione.

7.4 Comportamento delle molecole

Vi sono tre importanti grandezze fisiche che governano il comportamento della materia (fig. 3):

- pressione;
- attrazione molecolare;
- energia cinetica o moto molecolare associato con la temperatura.

La pressione e l'attrazione molecolare tendono a raggruppare le molecole in modo che, maggiori sono i valori di queste forze, maggiore è la tendenza della sostanza a divenire più densa e, per i gas, a divenire liquidi.

L'attrazione molecolare è considerata come una pressione interna poichè è interna al sistema e agisce sulle molecole nello stesso senso della pressione esterna. Le forze di attrazione molecolare o di Van der Waals sono quelle che causano i fenomeni capillari e fanno agire la superficie di un liquido come una membrana elastica.

La forza di attrazione fra le molecole varia con la distanza fra le molecole e cioè aumenta col diminuire della distanza, è diversa a seconda delle dimensioni delle molecole, e aumenta con l'aumentare della densità di esse. La pressione e le forze di attrazione sono contrastate dall'energia cinetica o dal moto delle molecole in seno alla materia che tende ad allontanare le molecole.

L'energia cinetica ovvero il moto molecolare aumentano con l'aumento della temperatura in modo tale che maggiore è la temperatura della sostanza, maggiore è la tendenza di quest'ultima per quel materiale a diminuire in densità o a passare dallo stato liquido a quello gassoso, e per un gas, ad espandersi.

7.5 Idrocarburi puri

Per un composto puro, esiste una data pressione, per ogni temperatura, alla quale la sostanza può esistere sia allo stato liquido che a quello gassoso (fig. 4).

In queste condizioni le forze che tendono a spingere le molecole le une verso le altre cioè le forze dovute alla pressione e le forze d'attrazione, equilibrano le forze dovute all'energia cinetica che tendono a spingerle lontano le une dalle altre. Se la pressione aumenta, senza variazione di temperatura, le molecole di gas sono forzate ad avvicinarsi e le forze attrattive fra le molecole di conseguenza aumentano.

Ciò ha come risultato una condensazione di molecole gassose.

Naturalmente l'equilibrio che si stabilisce fra liquido e vapore non è statico bensì dinamico: vi è una continua evaporazione di molecole dalla superficie liquida e di condensazione di molecole vapore nel gas.

L'effetto complessivo di un aumento di pressione consiste quindi in una condensazione, e viceversa, ad una diminuzione di pressione corrisponde una evaporazione.

In realtà la pressione è il risultato del bombardamento molecolare del recipiente e della superficie liquida; l'aumento di volume tende a ridurre la pressione, aumentando la distanza che le molecole devono percorrere per colpire il recipiente. Quando la temperatura aumenta, l'energia cinetica aumenta e pressioni maggiori sono richieste perchè coesistono in equilibrio ambedue le fasi.

La curva della pressione di equilibrio gas-liquido in funzione della temperatura è chiamata curva della pressione di vaporizzazione. Come indicato nelle illustrazioni, c'è una temperatura al di sopra della quale la sostanza non esiste in due fasi, indipendentemente dalla pressione. Questo punto è detto « punto critico » e la pressione e la temperatura in questo punto sono chiamate « pressione e temperatura critiche ».

È pratica comune di considerare gassosa la sostanza, quando esiste al disotto della curva della pressione di evaporazione, liquida quando esiste al disopra di tale curva. È ovvio però, che tale definizione può confondere, perchè esistono intervalli di temperatura e pressione nei quali la sostanza può essere classificata sia come liquido che come gas. Questi intervalli si trovano nella parte in alto a destra di fig. 4. Entro questo intervallo la temperatura e, quindi, l'energia cinetica è così grande che le forze attrattive fra le molecole non sono sufficientemente grandi da permettere il loro passaggio nella fase liquida.

Questa confusione è minimizzata nel caso dello studio di giacimento, perchè la temperatura di giacimento è così quella dei fluidi di giacimento, di solito, rimane costante e, di conseguenza, solo la pressione e il volume variano nel giacimento durante la produzione.

La figura 5 è una rappresentazione della curva di evaporazione per il propano indicante le linee di isovolume in entrambe le fasi liquida e vapore. La fig. 6 è un diagramma della pressione in funzione del volume con i dati di comportamento del propano, indicanti le linee di isotermodinamica.

7.6 Miscugli di idrocarburi

Per comprendere il comportamento delle fasi, è utile esaminare dapprima un miscuglio di soli due componenti. Questo sistema non è così semplice nel suo comportamento come quello a un singolo componente. Invece di una singola linea che rappresenti la relazione pressione-temperatura, esiste una regione interna in cui coesistono due fasi (liquido e gas).

La fig. 7 è una illustrazione ipotetica del comportamento delle fasi di un miscuglio costituito dal 50 % di ciascuno di due idrocarburi, uno leggero e uno pesante. Ivi sono riportate anche le curve di tensione di vapore dei due componenti allo stato puro. La regione bifase del diagramma è limitata da un lato dalla linea al 100 % di liquido o linea del bubble point, dall'altro lato dalla linea al 100 % di gas o linea del dew-point. Le due linee si riuniscono al punto critico.

È importante che, per una data temperatura, la pressione alla quale il miscuglio è totalmente condensato sia inferiore alla pressione, alla quale il componente più leggero condensa. La pressione alla quale il miscuglio è totalmente vaporizzato è più alta della pressione alla quale evapora il componente pesante. Ciò è causato dalle forze attrattive fra le molecole di dimensioni simili e dissimili.

Le molecole pesanti attraggono le molecole leggere nel liquido a una pressione inferiore a quella di condensazione relativa al componente leggero, da solo.

Le molecole leggere attraggono le molecole pesanti nel gas ad una pressione più alta di quella di evaporazione relativa al solo componente pesante.

Al punto critico, le proprietà dei miscugli gas e liquido sono identiche. È significativo che la definizione del punto critico data per un componente singolo non è valida, perchè sia il liquido che il gas esistono a temperature e pressioni al

disopra del punto critico. La pressione più alta alla quale le due fasi esistono è chiamata *crivaporbar* (critical-vaporizing-pressure), e la più alta temperatura alla quale due fasi possono esistere è chiamata il *cricondentherm* (critical-condensing-temperature).

La fig. 8 è un diagramma delle fasi ricavata da dati di laboratorio per un miscuglio di pentano e eptano contenente il 52,4 per cento in peso di eptano e indicante le linee isovolume. La fig. 9 è un diagramma pressione-volume dai dati di giacimento indicante le linee isoterme.

La percentuale di un dato componente in un miscuglio, influenza il comportamento delle fasi del miscuglio. Una semplice illustrazione di questo, è indicata in fig. 10. Ivi la curva 1 rappresenta la curva di tensione di vapore del componente più leggero allo stato puro e la curva 2 rappresenta la curva di tensione di vapore del componente più pesante allo stato puro.

I diagrammi delle fasi 1, B e C rispettivamente, rappresentano miscugli dei due componenti di alte percentuali dei più leggeri ad alte percentuali dei più pesanti.

La curva tracciata dal punto critico del componente più leggero fino al punto critico del più pesante e tangente al diagramma delle fasi dei tre miscugli, passa per i punti critici di ciascun miscuglio (fig. 10).

È importante il cambiamento della posizione relativa sul diagramma delle fasi del punto critico quando il miscuglio è alterato da uno avente più componenti leggeri. Quando il sistema diviene più complesso (cioè con un numero maggiore di componenti diversi), gli intervalli di pressione e temperatura in cui due fasi esistono, aumentano molto.

Un diagramma delle fasi pressione-temperatura idealizzato per un petrolio comune è indicato in fig. 11. Se l'olio fosse al suo bubble point o se la pressione originale fosse la pressione di saturazione del miscuglio, allora l'olio esisterebbe al punto A. Se la pressione di questo stesso olio fosse ad A', allora l'olio sarebbe sottosaturo. Il punto S rappresenta la temperatura e la pressione in condizioni di superficie. Le quantità di liquido e gas rappresentate dal punto « sep » entro il diagramma delle fasi sarebbero le quantità esistenti in equilibrio nel separatore in condizioni di superficie.

La linea verticale di temperatura costante TR 1, rappresenta la trasformazione che la sostanza subisce nella regione bifase quando la pressione cade dalla temperatura di giacimento e rappresenta le percentuali di liquido e gas esistenti in equilibrio alle condizioni di temperatura e pressione rappresentate da tale punto. Ciò è fisicamente rappresentato nel giacimento dal gas che si libera dalla soluzione la cui quantità è determinata dalla caduta di pressione.

7.7 Separazione di equilibrio di liquido di gas; per olio a basso shrinkage, ad alto shrinkage e comportamento rinascente, gas condensato retrogrado, gas umido e gas secco.

Olio a basso shrinkage. Un dato volume di olio che sia al suo bubble point, alla temperatura di giacimento, è considerato saturo di gas in quelle condizioni di temperatura e pressione. Di conseguenza, il termine pressione di saturazione è sinonimo di pressione di bubble point ad una data temperatura. Una diminuzione in pressione provocherà la trasformazione del campione originale in due fasi come indicato in fig. 12.

Il cambiamento dello stato fisico è reso evidente dalla liberazione del gas dal

liquido. Esiste l'errata convinzione che una certa quantità di gas sia in soluzione nell'olio e che una caduta di pressione dia luogo alla liberazione del gas dalla soluzione. I fatti sono questi invece: il primo gas liberato è composto principalmente dei componenti più leggeri, metano ed etano, perchè essi possiedono l'energia molecolare più alta e minore attrazione molecolare per le altre molecole. Il metano è di solito seguito da quantità di componenti più pesanti, finchè non è raggiunta una certa pressione in corrispondenza della quale solo una frazione originale rimane sotto forma di liquido.

Frazioni di tutti i componenti, inclusi quelli pesanti, passano nella fase gassosa. Naturalmente la maggiore percentuale sarà costituita dai componenti più leggeri. Questa trasformazione è illustrata in fig. 12 per un olio tipico a basso shrinkage.

Per olio a basso shrinkage, si ha una variazione alquanto uniforme dello shrinkage dell'olio restante, quando la pressione diminuisce verso valori alti e medi (da A a B in fig. 12 e sulla curva per l'olio a basso shrinkage in fig. 13).

Questo shrinkage si verifica principalmente come risultato di una perdita volumetrica di componenti medi e pesanti, dal liquido restante. Gli shrinkage che si verificano per pressioni medie e basse interessano molto, in quanto corrispondono alle condizioni di separazione in superficie.

Uno shrinkage crescente col decrescere della pressione, nel campo delle basse pressioni è causato dalle forze dovute all'energia cinetica delle molecole del liquido che sono maggiori delle forze di attrazione nel liquido, in queste condizioni.

Olio ad alto shrinkage e comportamento rinascente. Alcuni olii sono noti come olii ad alto shrinkage perchè il loro shrinkage con la riduzione della pressione, è maggiore di quanto normalmente si verifica per olii originalmente in simili condizioni di temperatura e pressione. Il termine « alto shrinkage » è pertanto qualitativo, non essendoci particolari condizioni che permettano di classificare gli olii a basso e ad alto shrinkage. L'alto shrinkage è di solito quello per cui si hanno maggiori quantità di componenti intermedi o minori quantità di componenti pesanti nel miscuglio. Le variazioni dello shrinkage dell'olio per evaporazione di componenti di un olio in seguito alla riduzione della pressione, sono illustrati in corrispondenza della temperatura T_{r2} nel diagramma delle fasi in fig. 11 e la curva di elevato shrinkage in fig. 13.

Il comportamento dell'olio a shrinkage elevato nell'intervallo di alte pressioni è diverso da quello a shrinkage basso. Quando la pressione cade leggermente al disotto di quella di saturazione (da A a B), non solo le molecole leggere lasciano la soluzione, ma anche una gran quantità di molecole di peso intermedio vanno a formare gas. Le intermedie lasciano la soluzione nell'intervallo di alte pressioni, le molecole leggere di gas sono vicine le une alle altre e perciò attraggono fortemente la grande quantità di molecole intermedie del liquido. Ciò è favorito dall'elevata energia cinetica delle molecole intermedie, ad alta temperatura, che aumenta la loro tendenza a sfuggire anche in condizioni di alta pressione.

Quando la pressione cade ulteriormente (da B a C), l'attrazione per le molecole intermedie liquide da parte di quelle leggere diminuisce perchè aumenta la distanza che le separa e, pertanto, si ha una tendenza ad avere una maggiore attrazione fra le restanti molecole intermedie del liquido per quelle più pesanti del

liquido, tanto da prevenire una ulteriore rapida evaporazione durante l'intervallo di medie pressioni.

La tendenza delle molecole pesanti del liquido ad evaporare, aumenta nell'intervallo di basse pressioni (da C a D) come nel caso di olio a basso shrinkage; in questo caso, però, l'aumento è più sentito a causa delle molecole intermedie attratte da quelle pesanti, finchè non si giunge a basse pressioni.

Gli olii ad alto shrinkage sono, pertanto, simili nel comportamento a quelli a basso shrinkage nell'intervallo di bassa pressione ad eccezione del fatto che lo shrinkage tende ad essere molto maggiore.

L'importanza delle caratteristiche di shrinkage, per gli olii ad alto shrinkage, nell'intervallo di bassa pressione acquista pertanto grande significato in relazione ai problemi di separazione in superficie. Alcuni olii ad alto shrinkage mostrano un comportamento particolare col cadere della pressione, a temperature vicine a quella critica del miscuglio. Questo comportamento è stato chiamato « Renascent behavior » ed è illustrato dalla condizione di temperatura Tr_3 nel diagramma delle fasi in fig. 14, e dalla curva di shrinkage rinascente in fig. 13. Quando la pressione diminuisce di una piccola quantità a partire dalla pressione di saturazione, (da A a B), le forze attrattive delle molecole liquide divengono inferiori a quelle dovute alla loro energia cinetica. Le molecole leggere insieme con un gran numero di intermedie, evaporano immediatamente. La tendenza alla evaporazione è accresciuta dalla vicinanza delle molecole leggere del gas formatosi ad alta pressione, che tende ad attrarre le varie molecole liquide nel gas. Con un'ulteriore caduta di pressione da B a C, l'attrazione fra le molecole leggere del gas e quelle intermedie diminuisce a causa dell'aumento della distanza fra le molecole.

Allora l'attrazione reciproca fra le molecole intermedie del gas aumenta in modo che alcune condensano di nuovo.

Quando la pressione cade ulteriormente nell'intervallo di basse pressioni (da C a D) la tendenza a evaporare di tutta la materia restante, aumenta, così come nel caso di olii a basso o alto shrinkage; se la quantità di molecole pesanti è sufficientemente piccola, tutto il liquido può evaporare. La fig. 15 illustra questo comportamento molecolare di evaporazione rinascente.

Gas condensato retrogrado. Alcuni miscugli di idrocarburi esistono naturalmente al disopra della loro temperatura critica come gas-condensati. Quando la pressione diminuisce, invece di evaporare, questi miscugli condensano. Quando la pressione aumenta, invece di condensare essi evaporano.

Questo fenomeno fu scoperto da Knenen nel 1893 e chiamato « condensazione retrograda »; il processo inverso « evaporazione retrograda ».

Il processo è illustrato dalla condizione di temperatura Tr_4 in fig. 16 e dalla curva del condensato in fig. 13. Questo processo è provocato da forze agenti su molecole di dimensioni diverse e dipende dall'equilibrio di queste forze come illustrato in fig. 17. L'evaporazione normale, d'altra parte, dipende anch'essa dall'equilibrio fra le forze molecolari di molecole, che però, sono di uguali dimensioni.

Quando la pressione cade, a temperatura costante, al disotto di quella del dew-point (punto A), l'attrazione fra le molecole componenti leggere e pesanti decresce perchè le molecole leggere si allontanano.

Quando ciò avviene, l'attrazione fra le molecole pesanti diviene più efficace e di conseguenza le molecole pesanti condensano nel liquido. Questo processo con-

tinua finchè non è raggiunta una pressione (punto B) in corrispondenza della quale si ha la massima formazione di liquido. Una ulteriore riduzione di pressione permette l'inizio della evaporazione delle molecole pesanti di liquido oppure si ha che poche molecole di gas urtano la superficie liquida, provocando la fuoriuscita dal liquido piuttosto che l'entrata di molecole finchè non si verifica di nuovo la evaporazione completa del liquido (punto C).

Gas umido (wet gas). Il comportamento di un gas umido è illustrato in fig. 18 ove la temperatura iniziale è al disopra della temperatura di condensazione del miscuglio gassoso. Di conseguenza una riduzione di pressione (da A a B) non provocherà una condensazione di liquido. Il passaggio del gas dalla temperatura esistente alle condizioni di stock tank, ove la temperatura è inferiore, tuttavia, darà luogo a formazione di liquido. Ciò è causato dalla diminuzione d'energia cinetica delle molecole pesanti dovuta alla caduta di temperatura alle forze di attrazione fra le molecole, sufficienti a farle passare allo stato liquido.

Gas secco (dry gas). Il comportamento di un gas secco è illustrato dal diagramma delle fasi in fig. 19. In questo caso, la temperatura è al disopra della temperatura critica di condensazione del miscuglio gassoso e, come per il gas umido, non si ha condensazione con la caduta di pressione (da A a B).

Il passaggio del gas secco alle condizioni di superficie non darà luogo comunque ad una condensazione di liquido: ciò a causa della mancanza di componenti pesanti nel miscuglio. Di conseguenza l'energia cinetica del miscuglio è così alta e l'attrazione fra le molecole così bassa che non è possibile, per nessuna di esse, la condensazione alle condizioni stock tank.

7.8 Misura della proprietà dei fluidi (analisi P.V.T.) e applicazione dei dati ai problemi di produzione

Quando la pressione diminuisce nel giacimento e si formano le fasi liquida e gassosa, l'una o l'altra delle due fasi viene prodotta differenzialmente fino ad un certo grado, a causa delle variazioni di permeabilità della roccia al gas e all'olio per il cambiamento di saturazione.

L'analisi degli idrocarburi prodotti, pertanto, differisce da quella del materiale originalmente in posto nel giacimento. Di conseguenza il comportamento dei fluidi di giacimento durante le operazioni di produzione non può essere descritto completamente in base a quello che sarebbe in condizioni di equilibrio come detto nei paragrafi precedenti. È necessario pertanto, effettuare prove di laboratorio sul comportamento delle fasi dei campioni di fluidi di giacimento per condizioni (di variazione) in cui il liquido e il gas si separano entrambi differenzialmente, e anche in condizioni di equilibrio, in modo che i problemi di produzione che riguardano la separazione in entrambe le condizioni, possano essere risolti.

Ove i problemi di produzione hanno a che fare con variazioni dei fluidi di giacimento in condizioni che si approssimano a quelle di equilibrio, tali variazioni possono essere calcolate con ragionevole precisione. Con questo proposito è stato utilizzato il concetto dei valori K (costanti di equilibrio).

Un valore K è il rapporto tra la frazione molecolare di un componente nella fase gassosa e la frazione molecolare dello stesso componente nella fase liquida ambedue in equilibrio. In essenza, esso dà la misura della volatilità che è regolata dall'equilibrio fra le forze molecolari alle condizioni di temperatura e pressione alle quali il fluido esiste. Lo studio del comportamento dei fluidi di giacimento riguarda la previsione delle variazioni di pressione e temperatura alle quali il fluido di giacimento sarà soggetto, nel giacimento e alla superficie, durante le operazioni di produzione, e in seguito; la misura delle variazioni che si verificano su campioni di fluido di giacimento, per mezzo di prove di laboratorio, per le stesse variazioni di pressione e temperatura.

7.9 Campioni di olio

Lo studio del comportamento del giacimento a olio richiede dati quantitativi sulla composizione, caratteristiche e comportamento dell'olio nel giacimento in condizioni originali, e in tutte le condizioni di temperatura e pressioni che si verificano mentre l'olio si muove verso il pozzo, viene prodotto in superficie e smistato nei serbatoi di stoccaggio. Le leggi sui gas perfetti non si possono applicare senza opportune modifiche, al comportamento dei miscugli di idrocarburi e, sebbene siano stati fatti molti progressi per trovare i mezzi per valutare il comportamento delle fasi, l'industria non dispone ancora di un metodo teorico attendibile per il calcolo preciso del comportamento di miscugli complessi di idrocarburi ad alte pressioni.

Lo studio dei giacimenti dipende, pertanto, da alcune determinazioni dirette di laboratorio. I dati richiesti di solito sono:

- Temperatura e pressione originale di giacimento.
- Relazione pressione-volume ad una o più temperature, una delle quali sia la temperatura di giacimento.
- Effetto della variazione della pressione del separatore sulla quantità di gas liberata e sullo shrinkage dell'olio risultante da questo processo di separazione.
- Dati sulla liberazione differenziale di gas.
- Densità o volume specifico del fluido di giacimento.
- Relazione di viscosità dell'olio di giacimento alla temperatura di giacimento e a pressione variante da quella di giacimento a quella atmosferica; viscosità del S.T.O. (stock tank oil).
- Analisi degli idrocarburi del miscuglio così come esisteva originalmente in giacimento.
- Analisi di distillazione secondo le norme ASTM dell'olio residuo.

Dati precisi e completi su queste proprietà possono essere ottenuti facilmente e a costo relativamente moderato attraverso l'esame di laboratorio di un campione di olio di giacimento.

7.10 Campionatura

Ci sono due metodi generali per ottenere un campione di olio di giacimento sul quale fare l'analisi in laboratorio. Essi sono:

- campionatura di fondo;
- campionatura di superficie prelevando liquido e gas da un separatore di prova.

I campionatori di fondo vengono discesi con filo al fondo pozzo. La temperatura e le pressioni vengono registrate al fondo. I campioni di superficie presi al separatore vengono « ricombinati » in laboratorio nel rapporto gas-olio misurato a flusso stabilizzato.

7.11 Analisi di laboratorio dei campioni di olio

Quando il campionatore di fondo arriva in laboratorio, la prima prova è la determinazione della pressione di saturazione del campione alla temperatura (misurata) di giacimento e che viene confrontata con la pressione misurata al momento della campionatura. Di solito si prendono due campioni.

La conoscenza della pressione di saturazione è molto importante perchè è utilizzata in molte altre prove da fare sul campione. Un campione ipotetico prelevato a 2190 psig e 134°F viene qui assunto per illustrare le analisi.

7.12 Liberazione del gas di soluzione

Se il gas liberato resta a contatto con il liquido come avviene nel processo di flash o di equilibrio (fig. 20), un volume diverso di gas verrà liberato rispetto a quello liberato nel processo differenziale in cui il gas viene rimosso appena formato, in corrispondenza di una certa caduta di pressione, a temperatura costante (fig. 21). Di conseguenza anche lo shrinkage dell'olio restante è diverso.

Ambedue i tipi di processo di liberazione vengono incontrati nella produzione e pertanto entrambi devono essere studiati per procurare i dati necessari.

Un confronto fra l'andamento dello shrinkage di equilibrio e quello differenziale per un olio a basso shrinkage in condizioni di giacimento, al decrescere della pressione è illustrato in fig. 22. Questa indica che in condizioni di equilibrio una maggiore quantità di componenti pesanti viene progressivamente attratta nel gas da parte dei componenti leggeri del gas e di conseguenza lo shrinkage dell'olio è maggiore. Il basso valore dello shrinkage per liberazione differenziale è provocato dalla rimozione del gas appena formato, prevenendo così l'attrazione delle molecole leggere di gas verso quelle pesanti di olio e minimizzando la quantità di liquido attirato nella fase gassosa.

Un confronto fra l'andamento dello shrinkage di equilibrio e quello differenziale di un olio ad alto shrinkage è presentato in fig. 23. In questo caso il comportamento è il contrario rispetto al caso di olio a basso shrinkage.

Nell'intervallo di alta pressione viene a formarsi una quantità di gas relativamente più grande di quella che si forma con olio a basso shrinkage. Ciò è causato dalla gran quantità di molecole di peso intermedio che vengono attratte nella fase gassosa a causa della grande forza di attrazione delle molecole leggere di gas che

sono molto ravvicinate ad alta pressione e a causa della elevata energia cinetica delle molecole intermedie. Una volta che la gran quantità di molecole intermedie è rimossa dal sistema, per liberazione differenziale, essi non hanno ulteriore influenza sulla liberazione di gas e lo shrinkage di olio, pertanto, rimane elevato alle basse pressioni.

Se il gas non viene rimosso, come nella liberazione di equilibrio (flash), alcune molecole intermedie del gas condensano perchè la loro attrazione per le molecole gassose si riduce con la diminuzione della pressione; le molecole leggere di gas si separano ulteriormente e di conseguenza la tendenza a vaporizzare dell'olio ad alto shrinkage è minore, tanto che lo shrinkage è inferiore in condizioni di equilibrio, che nel processo differenziale.

7.13 Prove di liberazione differenziale

Un campione si prepara per la prova di liberazione differenziale mettendo una quantità di olio saturo nella cella pressione-volume, alla pressione e temperatura originale di giacimento. Le prove vengono effettuate riducendo la pressione del campione a temperatura costante di giacimento, scaricando il mercurio in più (fig. 21).

Il gas che è liberato durante uno step di riduzione è scaricato e misurato, mentre la pressione propria dello step viene mantenuta costante sul campione durante la rimozione del gas liberato, per mezzo del mercurio riammesso nella cella. Il volume cumulativo G_L di gas che è liberato in questo processo differenziale viene registrato in cu.ft. a condizioni standard per barile di olio, saturo nelle condizioni originali (di temperatura e pressione) (2190 psig e 134°F).

I volumi restanti di olio saturo ai vari step di pressione sono registrati come volume di olio saturo alla pressione dello step alla temperatura di giacimento, per volume di olio saturo alle condizioni originali di P. e T.

Per indicare lo shrinkage si introduce il simbolo V/V_s o differential shrinkage factor. La liberazione differenziale può essere qualitativamente illustrata in fig. 11 dalla linea A'-A-Tr 1.

La figura illustra anche la liberazione flash e il cui andamento, non può essere in accordo quantitativo con quello differenziale, per le diverse condizioni realizzate nei due processi.

I dati di liberazione differenziale per il campione di olio usato sono riportati in tab. 1. Va notato che i dati di laboratorio sono usati sulla pressione esistente nel foro del pozzo al tempo della campionatura. In quasi tutti i casi questa è una pressione inferiore a quella originale e i dati richiederanno una correzione per riportarli alle condizioni originali di pressione, prima di usarli nei calcoli di reservoir engineering.

7.14 Prove di liberazione flash

Ci sono due tipi di liberazione flash da eseguire in laboratorio. Esse sono:

- Le prove con separatore costruito per simulare il meccanismo con il quale l'olio e il gas in esso disciolto in condizioni originali alle condizioni del separatore, vengono separati dai separatori di campo.

- Le prove Pressione-Volume-Temperatura per determinare, a temperatura costante di giacimento, la relazione fra il volume totale di olio e quello del suo gas liberato con la diminuzione di pressione. Sebbene in una separazione a singolo stadio si consideri l'olio in equilibrio flash fino alle condizioni di separazione in superficie, se si procede ad una separazione a più stadi, si avrà una parziale liberazione differenziale.

7.15 Prove di separazione di laboratorio

I dati di separatore, ottenuti dalle prove di laboratorio, sono necessari per determinare le condizioni optimum dei separatori di campo e sono un importante aiuto per il controllo del giacimento.

Le prove con il separatore a bassa pressione sono eseguite in laboratorio servendosi di una buretta Bunte nella quale è immessa una quantità misurata di olio saturo prelevata dal campione di olio. La pressione è mantenuta nella buretta ad un valore costante al di sotto di 25 psig e si misura il volume di olio alla pressione della buretta. Il gas separato dall'olio è misurato da un « Wet Test Meter ». La pressione della buretta è quindi diminuita fino a quella atmosferica e si misura quindi il volume e la gravità API dell'olio residuo. In tal modo viene riprodotto in laboratorio il processo che avviene durante la produzione attraverso il separatore di campo e nei serbatoi.

Le informazioni che si traggono sono il rapporto gas-olio e i fattori di shrinkage a varie pressioni del separatore. I rapporti gas-olio sono indicati in cu.ft. S.C./Bbl S.T.O. Lo shrinkage factor, espresso in barili di olio residuo in condizioni di stock tank per barile di olio originale di giacimento, si indica con V/V_s .

Di solito le prove di flash si effettuano per almeno due valori della pressione al separatore (l'una a 0 psig l'altra a circa 25 psig) utilizzando la buretta. I dati di queste prove sono indicati in tab. II. Si noterà che non è registrato il gas liberato dall'olio, passando dalla pressione di separatore a quella atmosferica. Esso sarebbe soggetto ad un considerevole errore di misura, dovuto al piccolo volume considerato: perciò non viene registrato.

Il peso specifico del gas nel separatore a 0 psig è stato misurato e registrato in tab. VI.

Una prova nel separatore ad alta pressione viene fatta fra 10 e 200 psig, utilizzando una cella pressione-volume adatta a sopportare le alte pressioni e vengono ottenuti dati simili.

I rapporti gas-olio vengono di solito misurati con maggior precisione. Il volume specifico del campione originale viene determinato dai volumi e dalla densità del gas di separatore e dell'olio residuo separato a 0 psig e quindi registrato come in tab. VI. Le variazioni di volume dei campioni di olio saturo, quando si riducono pressioni e temperatura, sono indicate dalla linea A-sep sul diagramma delle fasi di fig. 11. Se l'olio è sottosaturo alla pressione di campionatura e alla temperatura di giacimento, il cambiamento di fase si verificherà lungo la linea A'-sep. Nel diagramma delle fasi non è rappresentabile il cambiamento di fase fra la pressione del separatore e quella atmosferica, in quanto le due fasi, gas e olio, vengono separate e quindi non sono più in equilibrio fra loro.

7.16 Prove di pressione - Volume - Temperatura

Il campione di olio usato nell'esempio è considerato saturo alla pressione di campionatura e alla temperatura di giacimento.

Le prove P.V.T. vengono eseguite trasferendo un volume noto di campione saturo di olio dal campionatore alla cella pressione-volume e misurando il volume totale alla temperatura di giacimento e a pressioni più alte della pressione di saturazione del campione. Il campione viene fatto espandere e i volumi risultanti registrati alle varie pressioni.

Il processo della prova è indicato in fig. 20. I cambiamenti di fase sono illustrati dalla linea A'-A-Tr1 in fig. 11. Se è richiesto l'effetto del cambiamento di temperatura del campione, le prove si ripetono a diverse temperature. Di solito si scelgono la temperatura atmosferica e quella di giacimento. I dati ottenuti sono i fattori di volume espressi in barili di olio e gas liberato alla pressione considerata, per barili di olio saturo di campione alla pressione di campionatura; B_t/B_{oi} è il simbolo adottato ai dati. I dati di laboratorio di pressione-volume alla temperatura di giacimento di 134°F sono riportati in tab. III.

7.17 Viscosità

La viscosità del campione di olio di giacimento è di solito determinata da un viscosimetro a pressione o tipo rolling-ball. Questa apparecchiatura è basata sul principio che la viscosità dell'olio determina il tempo richiesto da una sfera di acciaio a rotolare all'interno di un cilindro inclinato pieno di olio.

Le misure del tempo sono fatte a intervalli di pressione e la viscosità determinata in base al tempo registrato. La fig. 24 illustra il tipo di viscosità determinata per il campione di olio. Si vede che al disopra della pressione di saturazione, la viscosità aumenta con l'aumento in pressione, e al disotto della pressione di saturazione la viscosità aumenta con la diminuzione di pressione. La misura della viscosità a tre temperature è fatta talvolta a pressioni al disopra della pressione di saturazione corrispondente in modo da avere elasticità nei calcoli di giacimento.

La viscosità dell'olio residuo o S.T.O. è determinata con un viscosimetro Ubbelohde a temperatura ambiente, alla temperatura di giacimento, e ad una temperatura intermedia. La fig. 25 illustra il viscosimetro Ubbelohde il cui principio è basato sul tempo richiesto dal livello fluido per scendere da M_1 a M_2 quando l'olio fluisce verso il basso, per forza di gravità, attraverso un tubo capillare.

7.18 Analisi degli idrocarburi (analisi molecolare)

L'analisi degli idrocarburi è fatta con una parte del campione di olio saturo. Due tipi di apparecchi sono usati per questa analisi, (1) il Podbielniak per la distillazione a bassa temperatura delle frazioni leggere metano fino all'esano e (2) un apparecchio per la distillazione ad alta temperatura per i composti che vanno dall'eptano al nonano. Il residuo è riportato come frazione di decano più (C_{10+}). In molti casi tuttavia, il campione è analizzabile solo fino al C_{6+} e il resto è riportato come eptano più.

La precisione e l'applicabilità dei calcoli sul comportamento delle fasi per determinare le condizioni optimum di separazione, dipenderà dalla precisione e dal dettaglio dell'analisi degli idrocarburi nel campo dei componenti più pesanti. Pertanto, ove possibile, l'analisi dovrebbe essere estesa fino al C_{10} .

Oltre alla determinazione delle percentuali in peso, vengono determinati, dopo le misure volumetriche, i pesi molecolari. L'analisi degli idrocarburi, il peso molecolare e i dati di densità sono riportati in tab. IV.

7.19 Distillazione ASTM

La prova di distillazione ASTM si impiega per estendere l'analisi degli idrocarburi, al campo dei componenti più pesanti dell'esano, e per eseguire calcoli più dettagliati sul comportamento delle fasi.

Inoltre i risultati servono per la valutazione della caratteristica del greggio. I risultati della distillazione ASTM per il campione di olio sono indicati in tab. V.

7.20 Analisi Orsat del gas

Una analisi Orsat del gas liberato dall'olio viene fatta per determinare la presenza e la quantità dei componenti diversi dagli idrocarburi come ossigeno, idrogeno solforato e CO_2 . Il contenuto in azoto può esser determinato per differenza.

7.21 Rettifica dei dati di analisi PVT

La presenza di gas libero in un giacimento ad es. come gas cap al disopra della zona ad olio è generalmente considerata per indicare l'esistenza di condizioni di equilibrio fra olio e gas e, di conseguenza, di un olio saturo alle condizioni di pressione e temperatura originali di giacimento.

Ogni riduzione della pressione di giacimento con produzione di olio provoca una liberazione di gas dalla soluzione. I campioni di olio prelevati da un giacimento dopo che si sia verificata una certa produzione avranno, pertanto, minori quantità di gas in soluzione sebbene l'olio sia saturo alla pressione di campionatura, in quanto (cfr. fig. 11), per una miscela di idrocarburi esiste un campo esteso di equilibrio liquido-gas.

Se il giacimento è originalmente sottosaturo e la pressione di campionatura è al disopra della pressione di saturazione, il campione conterrà la stessa quantità di gas di soluzione che aveva originalmente. Se il campione ha liberato una parte del suo gas di soluzione prima della campionatura, i dati di laboratorio devono essere corretti per ottenere valori confrontabili con quelli che sarebbero stati misurati se il campione fosse stato prelevato in condizioni di pressione originale di giacimento.

È necessario avere i dati sul campione di olio alle condizioni originali di pressione e temperatura perchè la maggior parte dei calcoli di reservoir, particolarmente quelli di influx, utilizzano le condizioni originali come base. I procedimenti

per rettificare i vari dati PVT sono descritti in dettaglio nei paragrafi seguenti per un caso di esempio e sono applicati ai dati di tabella I, II, III, IV, V e VI.

Si suppone che il giacimento dal quale il campione di olio è stato prelevato fosse saturo alla pressione originale di giacimento.

La pressione di campionamento risultò di 2190 psig mentre quella originale era di 2500 psig.

I dati di laboratorio sul campione di olio verranno pertanto riportati a questa pressione e alla temperatura di giacimento di 134°F.

7.22 Rettifica dei dati di liberazione differenziale - Volume correttivo di gas - Volume correttivo di olio

Volume correttivo di gas. La relazione per determinare il volume correttivo di gas, cioè la quantità di gas liberato da un campione di olio fra la pressione originale di giacimento e la pressione di campionatura è la seguente:

$$\text{C.G.V.} = \frac{p_i - p_s}{p_s - p} \times G_L \quad (1)$$

ove

C.G.V. = volume correttivo di gas - cu.ft/bbl di olio a P_s e T_r

p_i = pressione originale di giacimento - psig

p_s = pressione di campionatura - psig

p = pressione intermedia al disotto della pressione di campionatura psig

G_L = gas libero fra p_s e p - cu. ft/bbl di olio a p_s e T_r

Utilizzando la pressione di 400 psig per p , il valore del C.G.V. risulta:

$$\text{C.G.V.} = \frac{2500 - 2190}{2190 - 400} \times 423 = 73 \text{ cu. ft/bbl}$$

Il C.G.V. può essere determinato anche graficamente riportando su diagramma i dati di liberazione differenziale di gas e estrapolando la curva fino alla pressione originale di giacimento (v. fig. 27 ed esercizio).

Volume correttivo di olio. La successiva determinazione, è quella del C.O.V., cioè del volume di olio, saturo alla pressione originale di 2500 psig corrispondente a 1 barile di olio saturo alla pressione di saturazione di 2190 psig, dopo liberazione di 73 cu.ft. di gas.

La relazione per determinare il C.O.V. è la seguente:

$$\text{C.O.V.} = 1 + \frac{(p_i - p_s)}{p_s - p} \left(\frac{V}{V_s} p_s - \frac{V}{V_s} p \right) \quad (2)$$

ove:

$$\text{C.O.V.} = \text{volume correttivo di olio} \frac{\text{Bbl@ } p_i \text{ e } T_r}{\text{Bbl@ } p_s \text{ e } T_r}$$

Il C.O.V. può anche essere determinato graficamente estrapolando la curva di V/V_s fino a $p_i = 2500$. Il C.O.V. risulta di 1,035 barili di olio a p_i e T_r per barile di olio a p_s e T_r (fig. 27).

I dati di liberazione differenziale corretti vengono riferiti tutti alla base unitaria di un barile di olio saturo alla pressione originale di 2500 psig.

Ciò si ottiene con la:

$$G_L \text{ (rettificato)} = \frac{G_L + C.G.V.}{C.O.V.} \quad (3)$$

ove:

G_L (rettificato) = cu.ft. di gas a SC liberato fino ad una pressione ridotta, per barile di olio saturo a p_i e T_r ;

G_L = cu.ft. di gas a SC liberato fino ad una pressione ridotta, per barile di olio saturo a p_s e T_r ;

$$\frac{V}{V_s} \text{ (rettificato)} = \frac{V/V_s}{C.O.V.} \quad (4)$$

$\frac{V}{V_s}$ (rettificato) = fattore di shrinkage differenziale, bbl di olio saturo ad una pressione ridotta per barile, di olio saturo a p_i e T_r ;

$\frac{V}{V_s}$ = fattore di shrinkage non rettificato, bbl di olio saturo ad una pressione ridotta, per barile di olio saturo a p_s e T_r .

I dati di laboratorio sulla liberazione differenziale di tabella I sono stati corretti e i risultati dei calcoli sono indicati in tabella VII. I dati rettificati sulla liberazione differenziale sono poi riportati in diagramma (fig. 28).

7.23 Rettifica dei dati del separatore di laboratorio

I dati di separazione di laboratorio, inclusi il rapporto gas-olio e lo shrinkage, devono essere corretti riferendoli all'olio originale saturo di giacimento perchè la quantità di gas in soluzione nel campione di olio è una funzione della pressione originale di giacimento e, pertanto, i dati di liberazione al separatore sono funzioni di quella pressione (fig. 27).

Al momento dello studio di giacimento, può darsi che nessuna delle prove di separatore di laboratorio sul campione sia stata fatta alla stessa pressione media del separatore di campo.

I risultati della separazione in laboratorio sono dapprima interpolati per ottenere i dati corrispondenti alla pressione corretta del separatore di campo, poi questi vengono rettificati in base alla pressione originale di giacimento.

Nei paragrafi successivi sono descritti due metodi per fare questa rettifica (adjustment); il metodo da usare dovrebbe dipendere dai dati ottenibili o dai dati considerati più adatti al momento in cui si fa la rettifica. In generale il primo metodo è il più facile e diretto.

Metodo I (fig. 29):

- Step A - I dati del separatore di laboratorio vengono dapprima riportati su diagramma in modo da ottenere i dati corrispondenti a 50 psig (pressione media del separatore di campo). Questo diagramma risulta in fig. 30 e indica che un barile di olio a P_i e T_r si suddivide, in un separatore a 50 psig, in 0,660 barili S.T.O. e 625 cu.ft. di gas a S.C.
- Step B - Il volume di gas che deve essere aggiunto al volume misurato in laboratorio in modo che il volume totale riproduca un campione di olio saturo alla pressione originale, viene determinato diagrammando i dati differenziali corretti (fig. 28 e tabella VII). Questa quantità è il volume correttivo di gas diviso per il volume correttivo di olio e nel caso del campione in esame, è 70,5 cu.ft. o $73/1,035$ di gas per barile di olio a p_i e T_r o per 0,966 barili di olio a p_s e T_r .
- Step C - In base ai dati dello step A, 0,966 bbl di olio a p_s e T_r separeranno attraverso una trappola a 50 psig 0,6376 barili o $(0,660 \times 0,966)$ di STO e 604 cu.ft. o $(625 \times 0,966)$ di gas a S.C.
- Step D - Poichè un barile di olio a P_i e T_r libera 70,5 cubic feet di gas quando la pressione scende da P_i a P_s e 605 cubic feet di gas quando la pressione diminuisce fino alle condizioni di separazione il gas liberato in totale fino a 50 psig da un barile di olio originale è 675 cubic feet o $(604 + 70,5)$ di gas. Il flash shrinkage factor corretto per la pressione originale di giacimento e per la pressione di separatore di campo è allora 0,6376 barili di S.T.O. per barile di olio di giacimento originale.
- Step E - Il rapporto gas di soluzione olio originale, corretto per la pressione originale di giacimento e per la pressione del separatore di campo è 1,059 cu.ft o $(675/0,6376)$ di gas per barile di STO.
Il metodo II è illustrato graficamente in fig. 31.
Questo metodo utilizza i dati di separazione flash.
- Step A - I dati di separatore flash in un separatore a 150 PSI elencati in tab. II indicano che da un barile di olio alla pressione di campionatura, si separano 0,655 barili di S.T.O. e 525 cu.ft. di gas in condizioni standard.
- Step B - I dati del separatore a 150 psig sono usati come base per la costruzione della curva del rapporto gas-olio per determinare la quantità di gas liberato dall'olio per una caduta di pressione del valore originale di 2500 psig alla pressione di campionatura di 2190 psig.
Si assume qui che la curva di liberazione del gas sia una retta fra la pressione di 150 psig del separatore e quella di campionatura come indicato dalla fig. 32.
L'estrapolazione della curva indica 80 cu.ft. di gas per barile di olio alla pressione di campionatura. Questa ipotesi non è esatta; tuttavia, l'esistenza di due errori che si compensano parzialmente permette una approssimazione ragionevole.
Gli errori sono:
(1) che la linea è una curva che tende a diminuire il volume di gas che si libera per salto unitario nella zona delle pressioni elevate e (2) che la separazione nel giacimento si verifica a temperatura di giacimento la

quale tende a far aumentare il volume del gas liberato nello stesso intervallo di pressione. Il volume di gas correttivo può anche essere calcolato algebricamente con l'equazione (2).

- Step C - Il volume di olio saturo a P_i e T_r che risulti corrispondente a un barile di olio saturo a P_s e T_r non è noto ma deve essere determinato. Lo shrinkage termico è determinato per l'olio variando la temperatura da 134°F a 76°F usando le tabelle National Standard Petroleum Oil e risulta di 0.0431 bbls. Lo shrinkage totale provocato solo dalla liberazione di gas nel separatore a 150 psi e nei serbatoi è allora di 0.3019 barili o $(1 - 0.6550 - 0.0431)$.
- Step D - Lo shrinkage dalla pressione originale a quella di campionatura si ottiene, calcolando la quantità di shrinkage causato dalla liberazione di un cubic foot di gas (senza variazione di temperatura). Questo shrinkage è 0,000465 Bbl STO per 1 cu.ft., cioè $0,3019/[525 + (190 \times 0,655)]$ dell'olio del campione. Lo shrinkage totale per la quantità originale di olio è allora 0,0372 barili o $(0,000465 \times 80)$ e di conseguenza, la quantità originale di olio è 1,0372 barili o $(1 + 0,0372)$ di olio saturo a p_i e T_r .
- Step E - Di nuovo dalla fig. 30, il rapporto gas olio del separatore e il fattore di shrinkage interpolati per una pressione di 50 psig di separatore sono 625 cu.ft. e 0,660 barili rispettivamente e di conseguenza per la stessa pressione di separatore, 1,0372 barili di olio a p_i e T_r libereranno 705 cu.ft. o $(625 + 80)$ di gas.
- Step F - Un barile di olio a p_i e T_r libererà 680 cu.ft. ossia $705/1,0372$ di gas e il fattore di shrinkage rettificato è pertanto 0,6363 barili ossia $(0,660/1,0372)$ di STO per barile di olio a p_i e T_r . Ove 0,6363 bbl è la quantità di olio che resta da 1 bbl in condizioni di campionatura, dopo la separazione a 50 psig (cfr. Tabella II).
- Step G - Il rapporto gas-olio rettificato è 1,069 cu.ft. o $(680/0,6363)$ per barile di S.T.O.

7.24 Rettifica dati di Pressione - Volume - Temperatura

B_t

La rettifica dei dati — di pressione-volume è necessaria sia per interpolare

B_{oi}

che per estrapolare i dati alla pressione originale di giacimento. Lo smoothing dei dati viene fatto tracciando una curva di pressione in funzione del volume per i punti riportati. Questo modo di interpolare i dati viene usato raramente perchè l'estrapolazione della curva ottenuta dai dati di laboratorio, nell'intervallo della pressione di campionatura, non può essere fatta con precisione soddisfacente.

La relazione empirica seguente, tuttavia, permetterà un'ideale interpolazione e una estrapolazione della curva del volume relativo perchè i dati di solito si dispongono su una retta o in curva poco accentuata se riportati su un diagramma.

$$Y_f = \frac{(p_s - p)}{p \left[\frac{B_t}{B_{oi}} - 1 \right]} \quad (5)$$

ove:

Y_f = funzione di comprimibilità della pressione, volume relativo e pressione di saturazione per i dati di liberazione flash;

p_s = pressione di saturazione del campione, psia;

p = pressione intermedia, psia;

$\frac{B_t}{B_{oi}}$ = volume relativo di olio e del suo gas di soluzione liberato, volume a

p e T_r per volume a p_s e T_r .

I valori della funzione Y_f si calcolano dai dati di laboratorio e si diagrammano in funzione della pressione. Il fatto che può di solito essere tracciata una linea retta, permette una facile estrapolazione della curva fino alla pressione originale di giacimento.

La fig. 33 illustra questa estrapolazione. Il calcolo dei dati di volume relativo corretti si effettua con l'equazione (5) nella forma seguente:

$$\frac{B_t}{B_{oi}} = 1 + \frac{p_i - p}{p Y_f} \quad (6)$$

ove:

$\frac{B_t}{B_{oi}}$ = volume relativo di olio e del suo gas di soluzione liberato, volume

a p e T_r per volume a p_i e T_r .

I dati di volume relativo per campioni da giacimenti sottosaturi, con pressioni di saturazione al disotto della pressione di campionatura, non richiedono la correzione, sebbene i dati di laboratorio di solito debbano essere interpolati tracciando la curva migliore tra i punti dei dati.

I calcoli per la correzione dei dati di volume relativo, alle condizioni originali di giacimento di 2500 psig e 134°F, sono indicati in tab. VIII; i dati corretti sono diagrammati in fig. 34. La curva ottenuta serve per i calcoli dello studio di reservoir.

7.25 Rettifica del volume specifico

Il volume specifico dell'olio saturo a p_i e T_r può essere determinato mediante l'olio, dopo lo shrinkage; il gas liberato in base ai rapporti gas-olio flash, aggiungendo il volume correttivo di gas con l'ipotesi che tutto questo gas sia metano

con peso molecolare 16. Con olii ad alto shrinkage, ove il primo gas liberato può avere percentuali di componenti pesanti e intermedi, l'ipotesi che tutto il gas aggiunto sia metano può essere erronea e bisogna prendere delle precauzioni, determinando il peso molecolare del gas da aggiungere.

7.26 Rettifica dell'analisi degli idrocarburi

La rettifica dell'analisi degli idrocarburi è di solito fatta solo quando è richiesta una estrema precisione e consiste nell'aggiungere alla composizione degli idrocarburi, determinate dall'analisi, il volume correttivo di gas come percentuale in peso, con l'ipotesi che tutto il gas da aggiungere sia metano con peso molecolare 16 oppure un miscuglio di componenti che sembri verosimile. Questo tipo di calcolo è illustrato nei calcoli di flash.

7.27 Limitazioni nel procedimento di rettifica

Il reservoir engineer deve essere prudente nella rettifica dei dati sui campioni, siano essi di superficie o di fondo. Nell'esempio di correzione esposto si è fatta l'ipotesi che l'olio fosse saturo a pressione originale di giacimento.

Se l'olio di giacimento è saturo ad una pressione intermedia fra quella originale e quella di campionatura, allora i dati risultanti dalla rettifica saranno errati e lo studio di reservoir che su essi si basa analogamente sarà errato.

Espach ha indicato come in giacimenti sottosaturi, può esistere una variabilità notevole nelle caratteristiche dell'olio, inclusi i rapporti gas di soluzione-olio. Se il giacimento è sottosaturo è di solito necessario prelevare più di un campione, a seconda della natura del problema da risolvere. Alcuni greggi esistono, in natura, in condizioni molto vicine alla loro pressione e temperatura critiche.

A causa del comportamento di alcuni olii ad alto shrinkage per variazioni di pressioni isoterme a temperatura inferiore ma vicina a quella critica, occorre fare un esame completo e uno studio non solo dei dati che forniscono le caratteristiche di campioni del greggio, ma anche per analizzare le caratteristiche del giacimento, per valutarne meglio il comportamento del campione.

Allen illustra le basi sulle interpretazioni di campioni di olio in fig. 35. Ivi è illustrato il comportamento di un campione di olio con quattro diverse quantità di gas in soluzione ed i risultati di liberazione flash dal campione.

Le curve di volume di olio simili alla (A) possono essere estrapolate a pressioni di saturazione maggiore, con ragionevole precisione.

Curve simili alla (B) non possono essere estrapolate con ragionevole precisione, se non per piccoli incrementi di pressione. Per esempio un olio con una curva di shrinkage (C) può dare una curva simile alla (B), dopo che una notevole quantità di gas di soluzione originale è stata liberata. È subito evidente, pertanto, che la estrapolazione della curva (B) alla pressione originale, non procurerà all'analista dei dati confrontabili con quelli della curva (C). Ciò, naturalmente, è un caso esagerato poichè gli intervalli di variazione di pressione compresi nell'extrapolazione, sono di solito piccoli. Tuttavia questo esempio, illustra la maniera con cui si può incorrere in grandi errori nei processi di estrapolazione, a meno che non

si faccia con particolare attenzione, tenendo presenti tutti i dati relativi al campione.

La fig. 36 indica le curve di shrinkage differenziale per cinque campioni di olio e illustra le varie forme incontrate. È evidente che la curva (E) vale per un olio in condizioni molto vicine alla temperatura critica nel giacimento e pertanto è necessaria molta attenzione nel fare la rettifica dei dati relativi a questo olio.

7.28 Correlazioni dei risultati ottenuti dal campione di olio

Sono stati fatti diversi tentativi da vari studiosi per generalizzare i dati ricavati dai campioni di olio in modo da permettere correlazioni tra varie grandezze allo scopo di eliminare, in alcuni casi costose campionature e analisi.

La composizione (in idrocarburi) di un greggio di formazione che determina le proprietà del fluido entro larghi limiti può variare moltissimo. Qualunque correlazione accurata tra i dati del campione deve pertanto includere certi parametri relativi alla composizione, che caratterizzano il campione stesso, ma poichè ciò non è pratico, le varie correlazioni hanno poco valore per la precisione nei calcoli di giacimento.

Occasionalmente possono essere usati calcoli di rules of thumb per fare dei confronti. A questo proposito, diverse correlazioni sono illustrate da fig. 37 fino a fig. 45 per un gran numero di campioni di olio di giacimento. I dati sono diagrammati nella maggioranza dei casi per indicare lo scarto fra i punti e per assistere nell'utilizzare queste correlazioni. Forse le correlazioni più precise sono in fig. 37 che mostra lo shrinkage dell'olio alla pressione zero di separatore riportata in funzione del rapporto gas di soluzione-olio e in fig. 45 che indica la relazione di gravità API in funzione della viscosità dell'olio originale di giacimento. La correlazione fra shrinkage e rapporto gas-olio è per entrambi i parametri volumetrica, siccome i volumi di vapore dei vari componenti variano poco.

Il rapporto gas di soluzione-olio per i campioni di olio separati a pressione zero del separatore è riportato in funzione della pressione di saturazione in fig. 38.

Il fattore di shrinkage è riportato in funzione della pressione di saturazione in fig. 39. Una correlazione leggermente migliore si ottiene quando gli stessi dati sono correlati per determinati intervalli di gravità API dell'olio residuo, le cui curve sono indicate nelle fig. 40 e 41.

Il rapporto gas di soluzione-olio è riportato in funzione della profondità di campionatura in fig. 42 e lo shrinkage factor è riportato, in funzione della profondità, di campionatura nella fig. 43.

La gravità API dello S.T.O. e la viscosità del reservoir oil alle condizioni di pressione di saturazione originale sono riportate in funzione della pressione di saturazione in fig. 44.

La completa mancanza di correlazione mostrata in figura è molto significativa perchè spesso si è tratta la conclusione erronea che olii di strati profondi a maggiore pressione possono differire sostanzialmente dagli olii prodotti da giacimenti meno profondi a bassa pressione.

Una buona correlazione si ha fra la gravità API dell'olio residuo e la viscosità dell'olio originale come indicato in fig. 45.

Ciò avviene in quanto esiste una relazione funzionale tra pesi molecolari della miscela e una relazione quasi uniforme fra viscosità di olio originale e viscosità di olio residuo.

In tale relazione l'olio residuo è da due a quattro volte più viscoso di quello originale saturo.

7.29 Problemi di separazione in olio e gas

Il valore economico degli idrocarburi prodotti, dipende dalle loro proprietà fisiche ed è di molto utile per l'operatore riuscire a prevedere i metodi e impianti di produzione e trattamento del minerale in modo da averne il massimo profitto. Sfortunatamente con il calcolo delle proprietà degli olii, è estremamente difficile avere risultati esatti. Fra i metodi con i quali le trasformazioni fisiche possono approssimarsi matematicamente, Buckley ne ha sviluppato uno per correlare i risultati del calcolo con quelli di laboratorio, ottenuti su un campione in condizioni controllate, in modo da ottenere risultati più completi ed esatti di quanto sia possibile attraverso i soli dati di laboratorio.

I calcoli di equilibrio per i miscugli di idrocarburi nel grezzo permettono la determinazione dell'influenza delle condizioni operative sopra:

- 1) i rapporti gas-olio;
- 2) la composizione e il contenuto in gasolina del gas liberato;
- 3) la composizione e la densità dell'olio liberato;
- 4) la quantità e la composizione del gas liberato per il flashing dell'olio, dal separatore al serbatoio di stoccaggio;
- 5) lo shrinkage dell'olio che passa dal giacimento al serbatoio di stoccaggio.

7.30 Concetti fondamentali

Prima di sviluppare le relazioni matematiche e di illustrare le soluzioni, sarà necessario ricordare alcune leggi fisiche che regolano gli stati fisici della materia.

Un gas perfetto è teoricamente quello in cui le molecole sono così piccole e lontane le une dalle altre da non subire mai attrazione reciproca. Inoltre, il volume occupato dalle molecole è infinitamente piccolo in confronto allo spazio in cui le molecole sono libere di muoversi.

Il cosiddetto gas perfetto si comporta per la temperatura, pressione e volume secondo la legge di Boyle e Charles:

$$pV = n \cdot RT$$

ove:

p = pressione psia;

V = volume cu.ft.;

n = numero di pound mols;

R = costante dei gas = 10,71 lb/°R/mol;

T = temperatura °R (460 + °F).

Se si considera che il peso molecolare (grammolecola) di qualunque gas

(metano = 16 grams) occupa solo 236 litri (meno di 1 cubic foot) a S.C., ma che in questo spazio ci sono $6,06 \times 10^{23}$ molecole, è chiaro che praticamente esiste una forza di attrazione molecolare che fa deviare il comportamento del gas dalla legge dei gas perfetti.

Le leggi di Dalton e Raoult che regolano il comportamento dei gas ideali sono state applicate per calcolare il comportamento dei miscugli di idrocarburi come illustrato da Huntington. La soluzione ideale è quella che segue le leggi dei volumi additivi.

La legge di Dalton dice che in un miscuglio di gas, la pressione totale è uguale alla somma delle pressioni parziali dei singoli componenti.

Da questa legge può ottenersi la relazione seguente:

$$\text{La pressione parziale di un componente del gas} = P_y \quad (8)$$

ove:

P = pressione totale sul sistema, psia;

Y = frazione molecolare del componente nel vapore.

La legge di Raoult dice che: la tensione parziale di vapore di un componente in un miscuglio liquido, dipende dalla quantità del componente nel liquido e dalla tensione di vapore del componente puro.

$$\text{Pressione di vapore parziale di un componente liquido} = p_x \quad (9)$$

ove:

p = pressione di vapore dello stesso componente allo stato puro;

x = frazione molecolare dello stesso componente nel liquido.

Quando il sistema liquido-gas è in equilibrio la pressione totale sul sistema è uguale alla pressione di vapore del liquido e la pressione parziale di un componente nel gas P.y è uguale alla pressione di vapore parziale dello stesso componente nel liquido p.x come indicato dalla relazione seguente:

$$P \cdot y = p \cdot x \quad (10)$$

che può essere scritta:

$$\frac{y}{x} = \frac{p}{P} = K \quad (11)$$

ove:

K è la costante di equilibrio, o costante di volatilità che può essere definita come rapporto fra la frazione molecolare del componente in fase gassosa e la frazione molecolare del componente in fase liquida.

Questa equazione costituisce la base dei calcoli sul comportamento degli idrocarburi e fu trovato che essa per temperature e pressioni vicine a quelle atmosferiche dà una buona approssimazione in quanto le molecole sono distanti le une dalle altre ed hanno una piccola attrazione reciproca.

Per condizioni di alta pressione e vicine alla temperatura critica, le deviazioni dei gas ideali e gli effetti della pressione totale sulla pressione di vapore del miscuglio hanno tali effetti sulle condizioni di equilibrio, che l'uso delle leggi di Raoult e di Dalton, è stato trovato non soddisfacente.

È stata pertanto introdotta la grandezza fugacità, che definisce più accuratamente il comportamento degli idrocarburi ad alte pressioni e temperature. La

fugacità può essere considerata come una pressione di vapore modificata che rappresenti correttamente la tendenza delle molecole a sfuggire da una fase all'altra.

La fugacità degli idrocarburi può essere calcolata, ottenendo valori più rigorosi per K per un più grande intervallo di temperature e pressioni, per mezzo della:

$$\frac{y}{x} = \frac{f_x}{f_y} = K \quad (12)$$

ove:

f_x = fugacità del componente puro nella fase liquida alla pressione e temperatura di equilibrio;

f_y = fugacità del componente puro nella fase vapore alla temperatura e pressione di equilibrio.

Inoltre molti studiosi hanno tentato di valutare più precisamente la relazione di K a pressioni e temperature più alte in funzione delle temperature critiche, pressioni, e pressioni di convergenza. La pressione di convergenza è quella pressione per cui $K = 1$ per tutti i componenti, ossia la fugacità in fase liquida e in fase vapore di ciascun componente sono eguali.

In nessun caso, tuttavia, è stata sviluppata una trattazione matematica dello stato della materia che possa essere applicato in maniera pratica dal production engineer per risolvere i problemi di produzione sul comportamento delle fasi.

L'uso delle costanti di equilibrio K , nei calcoli sul comportamento delle fasi, richiede solo la conoscenza di valori K appropriati per i componenti del miscuglio entro l'intervallo di temperatura e pressioni in questione. Quando i valori di K

approssimano $\frac{p}{P}$ dalla equazione (11) o $\frac{f_x}{f_y}$ dalla (12), sono richiesti o sono

ottenuti direttamente dai dati di laboratorio trattazioni più elaborate riguardanti le pressioni di convergenza.

L'analista ha due sorgenti di informazione riguardo ai valori di K per gli idrocarburi che interessano nei problemi di produzione. Queste sono:

— Correlazioni generali di Brown, Smith.

The Kellogg company.

National Gasoline Supply Men's Association Handbook.

Hoffman, Crump e Hocott.

— Dati di laboratorio sui campioni in considerazione.

I valori di K per l'anidride carbonica, ossigeno e azoto sono stati tabulati da Sege, e per l'acqua da Poettman.

Va notato che nel NGSMA Handbook sono considerati l'ottano e gli idrocarburi più pesanti entro gli intervalli di ebollizione e sono correlati i valori K per ciascun componente singolo.

Poichè non è sempre possibile avere a disposizione i valori di K relativi ai componenti più pesanti è necessario limitare l'analisi del miscuglio a quel componente per il quale si possono ricavare i valori di K . Di solito quando si ha a che fare con problemi di separazione in superficie, le pressioni e le temperature incontrate sono basse, cioè, sotto 500 psig e 100 °F rispettivamente e in tali casi,

le correlazioni menzionate danno buone approssimazioni.

Ciò è specialmente vero se i calcoli di comportamento teorico sono fatti solo dopo aver constatato che i dati calcolati corrispondono a quelli ottenuti in laboratorio con prove di separazione. È solo rispetto a miscugli di idrocarburi non comuni che tali correlazioni non sono applicabili e in tali circostanze ci si serve dei dati di laboratorio.

Quando si ha a che fare con problemi di separazione al fondo ad alte pressioni e temperature deve essere disponibile in tutti i casi una considerevole quantità di dati di laboratorio. Questo fatto sarà discusso trattando il comportamento del condensato retrogrado.

Mediante l'equazione (12) l'analista, che conosca la composizione di una fase del fluido, in equilibrio con l'altra fase, ed abbia a sua disposizione le costanti di equilibrio per tutti i componenti del miscuglio, può allora calcolare la composizione dell'altra fase.

La relazione $y = K_x$ di equazione (12) è illustrata dalla figura 46. La frazione molecolare del metano nella fase liquida è 0,3572 e il valore per la costante di equilibrio del metano a 2190 psig e 134 °F per il miscuglio in questione è 2,60. Il valore per y o la frazione molecolare del metano nell'equilibrio di vapore è allora 0,9287 o $(2,60 \times 0,3572)$. Una utilizzazione tipica di questa relazione è nel determinare l'analisi di un gas cap in equilibrio con la zona di olio.

Tale calcolo può facilmente essere fatto, purchè siano noti i valori di K per tutti i componenti significativi.

La difficoltà comunque è di conoscere i valori di K per questi componenti alle elevate pressioni e temperature esistenti nel giacimento. Se deve essere fatta un'analisi chimica accurata dell'olio e del gas in equilibrio è necessario fare uso di un procedimento di correlazione dei dati di laboratorio per ricavare da essi le costanti di equilibrio.

Un procedimento sviluppato da Buckley, i cui dettagli furono pubblicati da Hoffman, Crump e Hocott, utilizza un diagramma di $\log KP$ (costante di equilibrio

per pressione assoluta in funzione di $b \left(\frac{1}{T_b} - \frac{1}{T} \right)$ ove b è una costante caratte-

ristica del particolare idrocarburo T_b è il suo boiling point in °R e T è la temperatura in °R). Questi diagrammi sono dati da linee rette che permettono la correlazione dei valori K e possono essere estrapolati e interpolati con ragionevole precisione per permettere la determinazione di valori K correlabili con quelli degli altri componenti. Il valore della costante b , per ogni componente, è determinato dalla seguente relazione:

$$b = \frac{(\text{Log } P_c - \text{Log } 14,7)}{\left(\frac{1}{T_b} - \frac{1}{T_c} \right)} \quad (13)$$

ove:

P_c = pressione critica - lbs/sq.in.abs;

T_c = temperatura critica - °R.

Per illustrare il problema per un gas cap in equilibrio con l'olio di cui al-

l'esempio precedente, è riportato in tab. IX il calcolo della composizione fatto con l'equazione (12).

$$\frac{y}{x} = \frac{f_x}{f_y} = K$$

Per questi calcoli, i valori K sono stati ottenuti da Buckley per il metano e da Katz e Hackmuth per l'etano fino all'esano.

Poichè non sono stati trovati dati attendibili per l'ottano ed i componenti più pesanti per una pressione di 2190 psig e la temperatura di 134°F si devono estrapolare i dati per il metano e fino all'esano per ottenere dati attendibili per i componenti più pesanti dell'etano.

I valori K per il metano fino all'eptano non erano disponibili nel riferimento per 134°F perciò è stato necessario diagrammare le curve di K in funzione della temperatura e interpolarle per il valore di K a 134°. Ciò è riportato in fig. 47. Se le curve di correlazione presentano una considerevole curvatura, un risultato migliore si ha diagrammando KP in funzione dell'inverso della temperatura assoluta poichè Buckley ha indicato che tale diagramma risulta di solito retto.

Con questi valori di K determinati è necessario utilizzare il diagramma KP in funzione di b. 1), per interpolare i valori in modo che essi siano correlabili fra loro 2), estrapolare per determinare i valori K per i componenti più pesanti dell'esano. Questi calcoli sono illustrati in tabella IX e la correlazione in fig. 48.

Molti problemi richiedono la determinazione delle condizioni di equilibrio esistenti fra le due fasi del miscuglio a nuove condizioni di temperatura e pressione, mentre è nota la composizione di ogni fase singola in altre condizioni di temperatura e pressione, da cui le due fasi sono derivate. Si è sviluppato nel modo seguente un material balance che permetta la determinazione delle fasi di equilibrio.

Se una data quantità di una fase di idrocarburi, quale un miscuglio liquido ad una certa temperatura e pressione subisce una riduzione di temperatura e pressione senza perdita di materiale e ne risulta un insieme di liquido e di vapore, si avranno le relazioni seguenti:

$$X_0 = V_1 + L_1 \quad (14)$$

ove:

X_0 = miscuglio originale monofase, lb-md

V_1 = vapore nelle condizioni alterate di T e P, lb-md

L_1 = liquido nelle condizioni alterate di T e P, lb-md.

Il miscuglio originale è composto di tutti i componenti:

$$X_0 = x_{0-c_1} + x_{0-c_2} + x_{0-c_3} + \dots + x_{0-c_n} \quad (15)$$

ove:

x_{0-c_1} = quantità di metano nel materiale liquido originale monofase, mol. frac. ecc.

Le fasi separate del miscuglio originale, sono analogamente composte di tutti i componenti:

$$V_1 = y_{1-c_1} + y_{1-c_2} + y_{1-c_3} \dots + y_{1-c_n} \quad (16)$$

e

$$L_1 = x_{1-c_1} + x_{1-c_2} + x_{1-c_3} \dots + x_{1-c_n} \quad (17)$$

ove:

y_{1-c_1} = quantità di metano nel vapore V_1 , mol. frac.

x_{1-c_1} = quantità di metano nel liquido L_1 , mol. frac.

Un material balance di ogni componente risulta:

$$x_{0-c_1} X_0 = x_{1-c_1} L_1 + y_{1-c_1} V_1 \quad (18)$$

quantità CH_4 orig = CH_4 nel liq. + CH_4 nel vapore.

ove:

$x_{0-c_1} X_0$ = quantità di metano nel miscuglio originale, lb-mol.

$x_{1-c_1} L_1$ = quantità di metano nel liquido risultante L_1 , lb-mol.

$y_{1-c_1} V_1$ = quantità di metano nel vapore risultante V_1 , lb-mol.

Il significato e l'utilità del material balance dell'equazione (18) sarà illustrato con i dati del campione di olio e con risultati di calcoli successivi più completi.

Il valore di x_{0-c_1} del campione di olio in condizioni di giacimento è 0,3572 dall'analisi degli idrocarburi convertita da percentuale in peso in frazione molecolare.

Il valore di x_{1-c_1} di L_1 o quantità di olio separato nel separatore a 0 psig e 70 °F è stato trovato uguale a 0,0025 (tab. XI). Il valore di y_{1-c_1} del V_1 o quantità del gas del separatore è stato trovato uguale a 0,5497 (tab. XI). Inoltre, L_1 è risultato 0,3515 lb-mol. e $V_1 = 0,6485$ lb-mol.

Di conseguenza un controllo con la (18) indica la relazione fra questi valori come illustrato in (fig. 49):

$$(1 \times 0,3572) = (0,6485 \times 0,5497) + (0,3515 \times 0,0025) \quad \text{ossia}$$

$$0,3572 \text{ lb-mol} = 0,3564 \text{ lb-mol} + 0,0008 \text{ lb-mol.}$$

I valori per V_1 e L_1 usati sopra così come la composizione degli idrocarburi del vapore formatosi e del liquido, sono stati calcolati, col material balance che include sia i volumi che le composizioni delle due fasi, come segue:

y/K dalla equazione (12) è sostituita a x nella (18) e si ha:

$$\frac{x_0 X_0}{K} = \frac{y_1 L_1 + y_1 V_1}{K} \quad (19)$$

$$K x_0 X_0 = y_1 L_1 + K y_1 V_1$$

$$e \quad y_1 = \frac{K x_0 X_0}{K V_1 + L_1} \quad (20)$$

Allora sostituendo $X_0 - V_1$ dalla (14) ad L_1 nella (20) si ha:

$$y_1 = \frac{K x_0 X_0}{K V_1 + X_0 - V_1} \quad (21)$$

Se la relazione si riferisce ad una pound mol. di materiale originale, cioè $X_0 = 1$, risulterà la seguente equazione semplificata:

$$y_1 = \frac{K x_0}{V_1 (K-1) + 1} \quad (22)$$

e poichè $x = y/K$

$$x_1 = \frac{x_0}{V_1 (K-1) + 1} \quad (23)$$

I problemi di flash separation vengono allora risolti con calcoli per tentativi usando l'equazione (22) in cui viene assunto un valore per V_1 , che è la quantità di sostanza separata in equilibrio (flashed).

Il valore di V_1 è corretto quando la somma calcolata delle frazioni molecolari dei componenti in ogni fase è uguale all'unità.

7.31 Calcolo della separazione optimum

L'utilità delle equazioni di equilibrio può essere rilevata meglio attraverso una serie completa di calcoli di esempio. Con questo proposito verranno usati i dati del campione di olio di giacimento presi prima come esempio, e verranno determinate le condizioni optimum di separazione di campo per mezzo dei flash calculation sia per separazione a singolo stadio che a doppio stadio.

Primo step. La composizione degli idrocarburi dell'olio originale di giacimento, fatta in laboratorio, è riportata come percentuale in peso. Questa composizione deve essere dapprima convertita in percentuale molecolare per essere usata nei calcoli che seguono. Questa conversione è indicata in tabella X.

I pesi molecolari dei componenti dal metano ai pentani vengono ricavati dalla letteratura per le serie paraffiniche. I pesi molecolari per gli esani e per i componenti più pesanti sono valori sperimentali determinati in laboratorio. Inoltre, occorre ricavare i dati per tutti i componenti in galloni di liquido per mole e vapore equivalente in cubic feet di vapore per gallone di componente liquido. I dati pubblicati vengono usati per i componenti paraffinici normali dal metano ai pentani e i dati di laboratorio vengono usati per determinare i valori per i componenti più pesanti. I calcoli di esempio sono indicati in tabella X.

Verifica dei calcoli e valori K usati. Prima che una serie di calcoli possa essere considerata attendibile, specialmente se viene usato un gruppo di valori K ricavato dalla letteratura, un calcolo di flash di tentativo deve essere fatto per il caso in cui siano disponibili i dati corrispondenti di laboratorio. Di conseguenza i risultati del calcolo possono essere controllati con i dati di laboratorio; si devono ricercare le cause del divario ed eliminarle prima di eseguire i lunghissimi calcoli di comportamento.

I calcoli di controllo (check calculations) migliori sono basati su una pressione di separatore flash di prova di 0 psig, perchè questa prova di laboratorio è considerata la più facile per il controllo.

Secondo step. Il primo calcolo riguarda la determinazione della composizione degli idrocarburi del liquido e del gas separati e della quantità di liquido e gas liberato a 0 psig e 70°F, risultanti da una molecola di miscuglio originale, a 2190 psig e 134°F. È significativo che una molecola di olio originale sia usata come base e le sue condizioni originali di temperatura e pressione non siano considerate nel calcolo di flash.

Viene assunto un valore per la quantità di gas formato, V_{st} (volume stock tank). Questo sarà un valore compreso fra zero e uno, se il cambiamento di stato nel materiale originale risulta in due fasi. Se con l'equazione (22) la somma delle percentuali, cioè delle frazioni molecolari di ciascun componente calcolata per il gas formato, risulta 1,0000 il valore assunto per V_{st} è corretto, altrimenti vengono scelti nuovi valori V_{st} , finchè se ne trovi uno per il quale sia verificata la precedente condizione.

I calcoli che illustrano questo procedimento sono indicati in tabella XI. Dopo aver determinato la composizione del gas di equilibrio, viene calcolata con l'equazione (12) la composizione dell'olio residuo.

Terzo step. Lo step successivo comprende il calcolo del peso molecolare e il GPM (gall/MCF) dei vari componenti vendibili, del gas di equilibrio formato e i galloni per mole e i pounds per mole del liquido per equilibrio formato.

Questi calcoli sono illustrati in tabella XII e sono basati sui preliminari, ricavati in tabella X; le composizioni degli idrocarburi delle sostanze di equilibrio sono state calcolate in tabella XI.

Quarto step. Con i dati così ricavati, è allora possibile calcolare:

- la densità dell'olio di stock tank;
- il rapporto gas-olio;
- il fattore di shrinkage;
- la densità specifica dei gas.

Questi calcoli sono stati eseguiti con le unità indicate in tabella XIII.

I valori calcolati, tuttavia, variano leggermente rispetto ai risultati di laboratorio corrispondenti e pertanto sono state eseguite correzioni dei dati usati nei calcoli, ricavati alla pressione del separatore di laboratorio, per permettere una completa corrispondenza.

I dati su cui una rettifica può essere fatta sono i pesi molecolari e/o la densità della frazione C_{10+} del fluido originale di tabella X e il volume specifico dello stesso di tabella XIII.

Queste quantità sono difficili da misurare in laboratorio e la correzione dei valori può essere del 20-10 % rispettivamente.

Qualunque variazione del peso molecolare della frazione C_{10+} richiederà:

- la ricalcolazione della composizione degli idrocarburi espressa come frazione molecolare in tab. X;
- nuovi fattori volumetrici per la frazione C_{10+} in tabella X;
- rivalutazione del fattore mol/barile in tab. XIII.

Da un esame di calcoli riportati in tabella si vede che ad un aumento del peso molecolare corrisponde un aumento del fattore gal/mol che aumenta la gravità API, una diminuzione del rapporto gas-olio dello shrinkage (aumenta il fattore di shrinkage) e del peso specifico del gas. Aumentando il valore della densità, si avrà l'effetto opposto sui valori calcolati sopra. Aumentando il volume specifico dell'olio di giacimento, si otterrà una diminuzione del valore per le mole per barile e un conseguente aumento dello shrinkage (diminuzione dello shrinkage factor).

Un controllo finale e ragionevole per il calcolo di esempio è stato fatto quando il peso molecolare della frazione C_{10+} è stato cambiato da 285 a 230 e la densità da 0,8472 e 0,8567 gm/cc e il volume specifico del miscuglio originale da 0,02428 a 0,24625 cubic feet per pound.

Il procedimento per correggere i pesi molecolari e le densità spesso richiede la conoscenza della relazione generale fra queste due misure in modo che quando solo una è nota, l'altra può essere determinata col proposito di valutare il vapore equivalente per un componente.

Questa relazione è data dalla equazione seguente:

$$\text{vapore equivalente} = \frac{379 \times 8,345 \times D}{\text{M.W.}} \quad (24)$$

ove:

vapore equivalente	= cubic feet a 60° per gallone liquido
379	= cubic feet di gas per pound mol gas
8,345	= peso dell'acqua, pounds per gallon
D	= densità del componente, gm/cc
M.W.	= peso molecolare o lbs/lb mol.

La figura 50 rappresenta una correlazione tra il peso molecolare e la densità per i componenti paraffinici puri e per miscugli di idrocarburi ottenuti da fluidi residui di campioni di olio e di condensato. Questa correlazione può essere usata per determinare un parametro quando l'altro è noto. Un secondo e terzo controllo di calcolo può essere fatto per determinare l'accordo fra i dati calcolati e i dati di separazione di laboratorio per le due restanti condizioni di pressione del separatore di laboratorio elencati in tabella II, per assicurare l'applicabilità delle costanti di equilibrio usate. Questi calcoli di controllo sono fatti in maniera simile a quelli per la separazione a singolo stadio descritti nei paragrafi seguenti e pertanto non saranno esposti. Invece, per questa serie di calcoli di esempio, si assume che i dati che siano in accordo con i dati flash a 0 psig, siano anche in sufficiente accordo per le altre condizioni del separatore di laboratorio.

7.32 Separazione a singolo stadio

La separazione a singolo stadio è illustrata in fig. 57 e può essere definita come il processo per cui l'olio originale di giacimento, X_o , monofase, viene prodotto e immesso in un separatore ove vengono separati il vapore V_1 e il liquido L_1 in condizioni di equilibrio; il liquido L_1 monofase, viene poi immesso nei serbatoi di stoccaggio ove il vapore V_{st} e il liquido L_{st} vengono separati in condizioni di equilibrio.

Le condizioni di pressione e temperatura nel separatore, scelte per illustrare il metodo di calcolo della separazione a singolo stadio, sono 100 psig e 70°F rispettivamente. I valori K usati vengono assunti come pertinenti ai rispettivi componenti a queste condizioni di pressione e temperatura.

Le composizioni degli idrocarburi di un liquido e del gas dal separatore a singolo stadio sono calcolate nella tabella XIV.

I valori per V_1 e L_1 sono stati trovati per tentativi e risultati 0,5052 e 0,4948 rispettivamente. Il liquido del separatore a 100 psig viene considerato come materiale originale e i flash calculations fatti sulla sua composizione a 0 psig e 70°F o condizioni di stock tank.

I calcoli delle composizioni del gas e liquido sono indicati in tab. XV. I valori per V_{st} e L_{st} sono stati trovati per tentativi e risultano 0,1507 e 0,8493 rispettivamente.

La composizione degli idrocarburi del liquido e del gas separati alle 100 psig del separatore in tab. XIV e quella del liquido e del gas separato a 0 psig stock tank di tabella XV sono state usate, insieme con i dati preliminari di tab. X, per calcolare il G.P.M. del gas del separatore e dello stock tank e i fattori galloni per mole e pounds per mole di liquido stock tank.

Questi calcoli sono indicati in tab. XVI. I calcoli finali di (1) gravity dello S.T.O., (2) rapporto gas-olio di separatore, (3) rapporto gas-olio di stock tank e (4) fattore di shrinkage, sono indicati in tab. XVII.

I tipi di dati di cui sopra sono determinati per mezzo di calcoli simili, utilizzando valori K appropriati e pressioni diverse di separatore e i risultati di tutti i calcoli diagrammati sotto forma di curve.

Queste curve allora permettono l'interpolazione delle condizioni optimum di pressione di separatore a singolo stadio e sono illustrate nelle figure 52, 53 e 54. Si deve notare che le condizioni di 0 psig per il separatore a singolo stadio, sono le stesse dei calcoli di controllo e quei punti sono riportati nelle figure di cui sopra.

7.33 Separazione a doppio stadio

La separazione a doppio stadio è illustrata in fig. 55 e può essere definita come il processo in cui l'olio originale X_o , monofase, viene prodotto e immesso nel separatore ad alta pressione del primo stadio, ove il vapore V_1 e il liquido L_1 vengono separati, mentre sono in equilibrio; il liquido L_1 , monofase, viene prodotto dal primo stadio e immesso nel secondo stadio o separatore a bassa pressione ove il vapore V_2 e il liquido L_2 vengono separati in condizioni di equilibrio; il liquido L_1 , monofase, viene poi immesso nel serbatoio a pressione atmosferica ove il valore V_{st} ed il liquido L_{st} sono separati in condizioni di equilibrio.

Le condizioni di pressione e temperatura del separatore scelte per illustrare il metodo di calcolo della separazione a doppio stadio sono il 100 psig e 70°F, per il primo stadio e 10 psig e 70°F per il secondo stadio. I valori K usati si riferiscono ai rispettivi componenti a queste condizioni di temperatura e pressione.

Le analisi degli idrocarburi del vapore V_1 e del liquido L_1 sono state calcolate e indicate in tab. XIV nell'esempio per singolo stadio. Le composizioni del vapore V_2 e liquido L_2 del secondo stadio, sono state calcolate in tab. XVIII basandosi sui componenti del liquido, risultanti dal primo stadio di separazione, elencati in tab. XIV. I valori di V_2 e L_2 sono stati trovati per tentativi pari a 0,09684 e 0,90316 rispettivamente.

Le composizioni degli idrocarburi del vapore V_{st} e del liquido L_{st} di stock tank sono state calcolate e indicate in tab. XIX basandosi sui componenti del liquido risultanti dal secondo stadio di tab. XVIII. I valori per V_{st} e L_{st} sono stati trovati per tentativi uguali a 0,0325 e 0,9675 rispettivamente.

Le analisi degli idrocarburi del vapore e del liquido del secondo stadio di

tab. XVIII e del vapore e liquido stock tank di tab. XIX, insieme con i dati preliminari di tab. X, sono stati usati per calcolare il contenuto in GPM del secondo stadio e del vapore stock tank, in galloni per mole di liquido stock tank e pounds per mole di liquido stock tank. Questi calcoli sono indicati in tab. XX.

I calcoli finali di: (1) gravità API dell'olio S.T., (2) rapporto gas-olio del separatore a 100 psig, (3) rapporto gas-olio del separatore a 10 psig, (4) rapporto gas-olio di stock tank, (5) fattore di shrinkage, sono indicati in tab. XXI.

I calcoli di cui sopra vengono fatti per varie pressioni del 2° stadio mentre si mantiene costante la pressione del primo stadio; la pressione optimum del secondo stadio è determinata mediante i dati elencati sopra.

Le curve rappresentanti questi dati sono indicati nelle fig. 56, 57, 58 e 59.

Per poter determinare le pressioni ottime da usare per il primo e secondo stadio, è necessario ripetere una serie di calcoli per altre pressioni del primo stadio.

Le curve di gravità API e di dati V_R/V_S per olio di S.T. calcolati per le pressioni del primo stadio di 75, 100, 150, 200 e 250 psig sono indicate nelle fig. 58 e 59 rispettivamente. Da queste curve si nota che se si desidera olio ad alta gravità API e a basso shrinkage, le condizioni optimum di separatore sono: 200 psig per il separatore del primo stadio e 20 psig per il separatore del secondo stadio.

Il fattore di shrinkage per la separazione optimum a doppio stadio risulta 0,6765 barili di STO per barile di olio di giacimento dalla fig. 59 e per la separazione optimum a singolo stadio risulta 0,664 barili di stock tank oil per barile di olio di giacimento dalla fig. 52.

La separazione a doppio stadio, pertanto, permette un recupero di 0,0125 barili in più di olio nei serbatoi, per barile di olio di giacimento prodotto rispetto alla separazione a singolo stadio. Per un dato giacimento, perciò, la valutazione economica del problema terrà conto:

- dell'olio S.T. in più recuperato e del suo prezzo;
- dell'aumento nel reddito per l'aumento in gravità se questo è il caso;
- della diminuzione nel volume di gas risultante da un aumento nel volume di olio e del suo costo se il gas viene venduto;
- del costo addizionale della separazione a doppio stadio rispetto alla separazione a singolo stadio.

Se il gas separato in superficie è ricco in condensato e se le riserve sono grandi, può essere desiderabile determinare la convenienza economica della installazione di un impianto di degasolinaggio. Tale problema si può esaminare considerando diversi casi con vari decrementi del recupero di olio S.T. e, quindi, incremento del contenuto di condensato nel gas.

La valutazione economica allora riguarderà:

- il prezzo di mercato della gasolina naturale in relazione a quello dell'olio;
- il costo dell'impianto di degasolinaggio;
- il profitto addizionale per il recupero della gasolina.

Altri problemi di natura simile vanno considerati quando, allo scopo di aumentare il recupero, siano richieste operazioni di mantenimento della pressione per ottenere uno spiazzamento dell'olio più efficiente oppure operazioni che permettano di evaporare l'olio residuo in giacimento.

Sono riportati, nei paragrafi seguenti, calcoli di esempio, che illustrano gli effetti sullo shrinkage di ambedue i tipi di operazioni.

7.34 Calcolo di un'analisi degli idrocarburi rettificata

In alcuni problemi, che riguardano l'uso della composizione degli idrocarburi, bisogna essere in grado di eseguire alcuni calcoli del comportamento delle fasi.

Un tipo generale di problema è quello che riguarda l'alterazione che subisce la composizione originale, aggiungendo quantità di altri idrocarburi.

Un esempio di questo tipo di problema è dato dal caso svolto per il campione di olio usato. Se si fosse voluta la precisione nei calcoli del comportamento delle fasi si sarebbero dovuti aggiungere i 73 cubic feet di gas al barile di campione, in condizioni di campionatura, riportare il totale ad una molecola ed effettuare i calcoli di separazione flash, con la composizione così ottenuta.

È stato supposto, comunque, che l'approssimazione voluta nell'esempio, non richiedesse una trattazione rigorosa. Inoltre la composizione dei 73 cubic feet di gas non è nota e occorrerebbe stimarla.

In simili casi si fa l'ipotesi che si tratti di metano puro. Questo stesso tipo di calcolo è illustrato in un problema riguardante il gas lift in cui l'aggiunta del gas lift all'olio prodotto altera la composizione degli idrocarburi del miscuglio prodotto. Si farà l'ipotesi che l'olio sollevato abbia la stessa composizione del campione di olio e che il gas usato per il gas lift l'abbia uguale a quella del gas-cap, in equilibrio con l'olio alle condizioni di campionatura nel giacimento come calcolato in tabella IX.

Si supporrà, inoltre che il rapporto gas-olio del gas-lift sia di 3000 cu.ft/bbl di olio di giacimento. Il calcolo delle composizioni del miscuglio combinato è indicato in tabella XXII. Il rapporto di 3000 cu.ft di gas per barile di olio di giacimento è pari a 2,9425 moli di gas per mole di olio di giacimento.

In un giacimento a olio ove la pressione cade sensibilmente, come nel caso tipico dei giacimenti a dissolved gas-drive, il rapporto gas-olio di produzione diviene molto alto in confronto a quello originale di soluzione.

Il miscuglio che è di conseguenza prodotto, è sostanzialmente alterato in composizione da quello originale. Ciò è vero a causa delle grandi quantità di metano e di etano liberate durante la caduta di pressione in giacimento. Mentre i calcoli riguardanti la separazione in superficie qui esposti corrispondono bene al miscuglio di olio originale prodotto in superficie, tali calcoli non vanno più bene per rapporti gas-olio più alti, per l'olio e per il gas, quali si hanno più tardi, nella vita del giacimento, perchè l'olio, inizialmente combinato con una porzione notevole del gas in seguito prodotto, rimane nel giacimento. Si verifica tuttavia la circostanza fortunata, che gli olii che, più tardi, deviano dal comportamento calcolato per la vita iniziale del giacimento, sono solo quelli le cui temperature di giacimento sono vicino alla temperatura critica per i miscugli ed hanno un'alta percentuale di componenti intermedi come propano, butano e pentano. Studi ulteriori e dati di laboratorio possono essere richiesti per analizzare il miscuglio. La pratica, comunque, ha suggerito di trattare tali olii come insoliti e di applicare le tecniche qui sviluppate al volume totale di olio trovato.

La premessa generale non risponde per i fluidi condensati perchè si verificano drastici cambiamenti nella composizione del fluido prodotto, quando la pressione di giacimento diminuisce e si verifica la condensazione retrograda in giacimento. Di conseguenza lo studio del condensato deve essere basato su premesse che tengono conto di questi cambiamenti.

7.35 Estensione dell'analisi degli idrocarburi

Un problema che spesso ricorre è quello della estensione dell'analisi degli idrocarburi partendo da quella che raggruppa insieme tutti i componenti più pesanti, ad esempio i componenti esano più ad una che specifichi i singoli componenti pesanti.

Viene qui considerata come esempio la composizione degli idrocarburi del campione di olio e la frazione di C_{6+} risulta uguale a 0,3288 in tab. XXIII. Si vede come in questo caso la suddivisione è possibile fino al C_{19+} . Tale suddivisione è fatta in base alla curva di distillazione ASTM come indicato in fig. 60 ricavata dai dati ASTM di tab. V. Il processo richiede la determinazione del volume dei componenti per 100 cc. di olio residuo alle condizioni di STO.

I volumi dei componenti sono determinati in base ai mid-boiling points noti dei componenti, da dati pubblicati.

Noti il volume e peso specifico di ciascun componente si può determinare il peso di ciascuno, noto il peso molecolare di ciascun componente può essere calcolata la percentuale molecolare di ciascun componente nella frazione C_{6+} . L'analisi completa si ottiene poi aggiungendo l'analisi dell'esano più, tenendo conto che la frazione esano più rappresenta il 0,3288 del totale.

I calcoli sono riportati in tab. XXIII.

7.36 Effetti e uso del calore per la rottura delle emulsioni

In molti casi è necessario riscaldare l'olio per rompere le emulsioni acqua-olio.

Una quantità considerevole di parti volatili può andare perduta ottenendo di conseguenza un olio di stoccaggio a minore gravità.

Ciò è particolarmente vero se il riscaldamento avviene prima della separazione. L'effetto di tali operazioni può essere valutato con i calcoli di flash, per i quali è necessario solo conoscere l'analisi degli idrocarburi del miscuglio da riscaldare e la temperatura e pressione dei materiali quando vengono separati.

7.37 Problema generale sullo shrinkage dell'olio

I due problemi principali che deve affrontare l'operatore riguardo ad una produzione conveniente dal punto di vista economico, da giacimenti a olio sono (1) il problema di determinare le condizioni operative appropriate per ottenere il minimo shrinkage dell'olio in giacimento e (2) il problema di trovare le condizioni di separazione per ottenere il minimo shrinkage dell'olio nei serbatoi di stoccaggio. I due esempi di calcolo che seguono sono stati riportati per determi-

nare quella parte di considerazioni economiche che riguardano il recupero di olio.
 Problema n. 1 - Shrinkage in giacimento (fig. 61).

Ipotesi:

- Il volume del giacimento è corrispondente a 10 milioni di barili originalmente in posto.
- Condizioni di abbandono:
 - a) operazioni primarie a bassa pressione: il 50 per cento dello spazio poroso rimane con olio che ha subito uno shrinkage pari a 0,75;
 - b) operazioni di iniezione di gas o acqua ad alta pressione: il 50 per cento dello spazio poroso rimane con olio che ha subito uno shrinkage pari a 0,95.
- Lo shrinkage nei separatori in superficie è 0,664.
 Recupero nelle condizioni a)

$$(10.000.000 - \frac{5.000.000}{0.75}) 0.644 = 2.209.000 \text{ bbls S.T.O.}$$

Recupero nelle condizioni b)

$$(10.000.000 - \frac{5.000.000}{0.95}) 0.664 = 3.140.000 \text{ bbls S.T.O.}$$

Differenza in recupero = 940.000 bbls di stock tank oil dovuti al mantenimento di pressione.

Problema n. 2 - Shrinkage nei separatori (fig. 62).

Ipotesi:

- Stesso giacimento come per problema 1.
- Condizioni di separazione:
 - a) pressione di separatore di 0 psig dà luogo a uno shrinkage di 0,603;
 - b) pressione optimum di separazione dà luogo a uno shrinkage di 0,644.
- Lo spiazzamento in giacimento in entrambi i casi dà luogo ad un recupero del 50 per cento con olio residuo avento uno shrinkage di 0.95.
 Recupero nelle condizioni a)

$$(10.000.000 - \frac{5.000.000}{0.95}) 0.603 = 2.850.000 \text{ bbls S.T.O.}$$

$$(10.000.000 - \frac{5.000.000}{0.95}) 0.664 = 3.140.000 \text{ bbls S.T.O.}$$

Differenza nel recupero = 290.000 bbls in più di olio dovuti all'adozione della pressione optimum di separazione.

È importante tenere presente che la giustificazione economica per le operazioni con la pressione optimum di separazione può essere ridotta o invertita se il gas separato è inviato ad un impianto di degasolinaggio ove i restanti idrocarburi liquefacibili possano essere recuperati.

7.38 Riserve di gas

Vi sono tre categorie di riserve di gas: in soluzione nell'olio, associato, non associato.

Le riserve di gas in soluzione sono quelle che in posto sono in soluzione nell'olio e saranno liberate con la caduta di pressione dovuta alla produzione dell'olio stesso.

Le riserve di gas associato sono quelle che si trovano come gas cap al di sopra ed in equilibrio con zone a olio.

Le riserve di gas non associato sono quelle che si trovano in giacimento come gas libero non adiacente e non più in equilibrio con accumuli di olio.

I tipi di informazione che riguardano le caratteristiche e il comportamento del gas, dipendono, naturalmente, dai tipi di gas che vengono considerati e dalla natura del problema.

Se il problema riguarda del gas condensato avente cioè componenti pesanti che condensano in giacimento nella forma di condensato retrogrado quando la pressione si abbassa, le informazioni necessarie divengono molto complesse richiedendo numerose prove e misure.

Se il problema riguarda del gas umido senza condensazione retrograda in giacimento, ma con recupero di liquido in superficie oppure se si tratta di gas secco per cui non si ha neppure condensazione sia in giacimento che in superficie, allora le informazioni necessarie saranno di natura meno complessa.

I dati sul comportamento del gas necessari per gli studi di giacimenti a olio, tuttavia, sia sotto forma di saturazione di gas libero in una zona a olio, o sotto forma di gas cap in equilibrio con una zona a olio, sono l'analisi molecolare degli idrocarburi, le analisi PVT e le relazioni sulla viscosità.

Se l'olio di giacimento è ad alto shrinkage in posto o se la temperatura di giacimento è vicina alla temperatura critica del miscuglio, l'analisi molecolare e le relazioni PVT del gas in entrambi i casi può essere molto variabile col decrescere della pressione di giacimento e pertanto, le prove su questa proprietà possono divenire complesse. Le informazioni di solito necessarie per gli studi di giacimento a gas secco includono l'analisi molecolare e le relazioni PVT.

Le informazioni necessarie per gli studi di giacimenti a gas umido includono quelle per il gas secco oltre a quelle necessarie alla determinazione delle caratteristiche del comportamento delle fasi nelle condizioni di separazione in superficie.

Una gran parte dei giacimenti a gas, specialmente quelli profondi ad alta pressione, cade nella categoria di quelli a gas condensato.

Le prove di produzione in questi campi includono la raccolta dei dati che possono indicare le caratteristiche del comportamento delle fasi alle condizioni di temperatura del giacimento oltre ai dati che ne indicano il comportamento nelle condizioni di separazione in superficie. È importante fare prove esaurienti per stabilire se il gas invece che umido non sia del tipo condensabile in giacimento per evitare che avvengano in seguito perdite per condensazione retrograda.

La campionatura per l'analisi PVT è uno dei mezzi che possono dare la risposta a questo problema.

7.39 Campionatura nei giacimenti a gas

Occorre prelevare un campione rappresentativo di gas quale esso esiste nelle condizioni di giacimento.

I campioni di gas vengono generalmente prelevati in superficie. Sia la pressione che la temperatura del fluido prodotto si riducono quando esso raggiunge la superficie e una parte del gas condensa come liquido. Tutti i metodi di campionatura, pertanto richiedono procedimenti accurati per dare all'analista un fluido rappresentativo.

Vi sono due metodi per campionare dai pozzi a gas. Il primo utilizza il separatore di superficie e il secondo un attacco a testa pozzo (line probe) che devia una parte del gas prodotto in un separatore di laboratorio montato entro un laboratorio mobile (test car). Il secondo metodo è usato dall'Agip Mineraria.

Il gas di trasporto porta le varie frazioni a contatto con un rilevatore ad alta sensibilità (termistore) la cui resistenza elettrica varia al variare della conducibilità termica del gas che lo circonda.

Questa variazione genera un segnale elettrico che opportunamente amplificato viene registrato nel modo indicato dal diagramma (fig. 79).

Il tempo trascorso tra l'introduzione del campione e l'uscita del picco (tempo di ritenzione) fornisce l'indicazione qualitativa della natura del composto, l'area del picco (rapportata alla somma di tutte le aree che compaiono nel cromatogramma) fornisce invece la misura quantitativa.

Nel primo caso si prelevano simultaneamente in bombola i campioni di gas e di liquido a flusso stabilizzato per ricombinarli nella cella PVT alle condizioni di temperatura e pressione di giacimento e nel rapporto gas-olio misurato. I campioni di gas secco si prelevano con bombole a testa pozzo. Nel secondo caso il comportamento del gas viene studiato nel separatore in scala a temperatura e pressione di giacimento.

7.40 Analisi di laboratorio dei campioni di gas

Per l'analisi del gas si seguono i seguenti metodi: Cromatografia, spettrometro di massa.

Cromatografia. Analisi di un gas « secco » od « umido ».

L'analisi di gas di questo tipo viene di norma eseguita per via cromatografica.

Si introduce il campione da analizzare in una colonnina avente un diametro interno di circa 4 mm. e lunghezza e riempimento variabile a seconda del tipo di analisi da eseguire; il gas viene spostato lungo la colonna da un gas di trasporto (« carrier gas »: può essere H_2 ; He; A; N_2 ; ecc.). All'uscita della colonna emergeranno prima i costituenti del campione gassoso più leggeri indi ad uno ad uno i più pesanti.

Nel caso di un gas « secco » l'analisi viene eseguita facendo passare un piccolo volume del campione (in genere 5 cc.) su di una colonna riempita di gel di silice, che separa i componenti nell'ordine seguente: N_2 , C_1 , C_2 , CO_2 , C_3 .

Nel caso di un gas « umido » occorre invece una metodologia più complessa, che permette di rilevare anche i componenti più pesanti dei C_3 .

Si opera in questo caso con tre colonne diverse; ognuna di esse risolve un ristretto campo delle miscele:

— colonna a riempimento di gel di silice; separa:

N_2, C_1, C_2, CO_2, C_3

— colonna a riempimento di Cetano supportato su Firebrik; separa:

$N_2, C_1, C_2, C_3, C_{4n}, C_{4n}, C_{51}, C_{5n}$

— colonna a riempimento di Squalano supportato su Firebrik; separa:

C_{51}, C_{5n}, C_6, C_7 e superiori

Il principio di riconoscimento e di calcolo dei vari componenti è il medesimo sopra descritto per il caso di gas secchi.

Spettrometro di massa (fig. 77). È noto il principio di funzionamento dello spettrometro, in sostanza molto semplice; dal calcolo elettrodinamico del moto di una particella carica in un campo magnetico, si ricava che il raggio di curvatura del cammino della particella stessa dipende dal rapporto m/e (massa/carica elettrica della particella).

Questa è la legge che regola il funzionamento dell'apparecchio.

Il campione da analizzare, mantenuto allo stato di vapore, fluisce allo spettrometro attraverso un forellino o una serie di forellini di pochi micron, passando da un espansore di riserva al tubo analizzatore che è collegato ad un sistema da vuoto in modo da raggiungere pressioni estremamente basse (dell'ordine di 10^{-7} mm Hg).

La differenza di pressione tra recipiente e strumento garantisce un flusso di gas continuo e regolare, mentre il diametro ed il numero dei forellini garantisce il flusso molecolare.

Nella testata dello spettrometro è posta la camera di ionizzazione; un filamento di tungsteno portato ad incandescenza emette elettroni; nell'urto con le molecole del gas essi ionizzano, dissociano ed eccitano le molecole stesse in forma diversa a seconda dei differenti gas. Un debole campo elettrico estrae gli ioni, o i frammenti così formati, dalla camera di ionizzazione, indi, attraverso un sistema di fenditure, essi ricevono un violento impulso da un forte campo elettrico acceleratore.

Il fascio ionico, che è lievemente divergente, entra così nel campo magnetico analizzatore che, per la legge in precedenza menzionata, farà convergere queste particelle per valori particolari del campo magnetico in rapporto alla massa di ciascuno di essi, su di una valvola rivelatrice che, trasformata la corrente ionica in corrente elettrica, la invierà, opportunamente amplificata, agli strumenti di registrazione (fig. 78, 79).

Podbielniak. Analisi di un greggio o di un condensato. Un campione di tale tipo è normalmente prelevato al separatore in due fasi distinte; una gassosa ed una liquida. La composizione di queste due fasi esprime globalmente la composizione del greggio o del condensato in esame.

Per l'analisi della fase gassosa si procede come nella analisi cromatografica. Sulla fase liquida invece viene eseguita la « stabilizzazione ». Con tale operazione

vengono eliminate, a condizioni controllate, cioè mediante distillazione frazionata tutte le frazioni che bollono a temperatura inferiore ai 75°C.

La stabilizzazione eseguita con l'apparecchio di frazionamento di grande efficienza (tipo Podbielniak) porta al recupero di 3 frazioni:

- frazione gassosa;
- frazione liquida a temperatura ambiente con punto di ebollizione inferiore ai 75°;
- residuo.

Sulle prime due frazioni viene eseguita l'analisi mediante cromatografia di gas esprimendo i risultati in gr. dei vari componenti (C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 , C_6 , C_7 , CO_2 , N_2) per 100 gr. di grezzo. L'analisi ed il calcolo richiedono accorgimenti e metodologie particolari che non si ritiene opportuno descrivere in questa sede.

L'esame della porzione liquida viene eseguito secondo il metodo di Eilerts (*). Questo metodo consiste in una distillazione Hempel effettuata a pressione atmosferica fino alla temperatura di 425°C. In questa distillazione i tagli vengono effettuati ogni 25°C, e su ognuna delle frazioni ottenute viene eseguita la determinazione del peso specifico a 15°C. Tale determinazione viene effettuata anche sul residuo della distillazione. Le perdite verificatesi durante la distillazione vengono invece sommate alla prima frazione.

Questi dati vengono quindi espressi sia come % in volume (che si ottiene dai dati della distillazione), sia come % in peso (che si ottiene moltiplicando il volume % per il peso specifico della frazione stessa).

Un esempio pratico di espressione dei dati dell'analisi della porzione liquida è riportata nella allegata tabella XXVIII.

7.41 Viscosità

Talvolta la viscosità del gas è necessaria per alcuni calcoli di comportamento del giacimento che riguardano problemi di flusso. Le misure sulla viscosità del gas sono difficili da effettuare; tuttavia i valori di viscosità non variano molto da gas a gas e pertanto sono utilizzati in pratica i dati pubblicati da Sage e Lacey ed elencati in tab. XXIV.

7.42 Calcoli sulle relazioni pressione-volume-temperature per il gas

L'equazione dei gas ideali è resa applicabile ai gas di idrocarburi includendo in essa il fattore di comprimibilità Z . Il termine Z serve per correggere lo scarto del gas particolare dalla relazione dei gas ideali; cioè corregge la differenza in pressione dovuta all'aggiunta della attrazione molecolare o pressione interna e la differenza nel volume totale occupato dalle molecole dovuta alla riduzione di volume dello spazio risultante dal volume delle molecole stesse.

La relazione risultante è $PV = ZNRT$
ove Z = fattore di comprimibilità, adimensionale.

Il valore numerico per il fattore di comprimibilità può essere ottenuto (1) da dati sperimentali o (2) approssimato con il metodo di correlazione del Kay detto metodo pseudocritico.

Il secondo metodo è basato sull'applicazione dell'analisi molecolare del gas di giacimento ed è spiegata in dettagli nei paragrafi che seguono.

Per il calcolo di esempio viene utilizzata l'analisi molecolare del gas cap risultante in tab. IX e verranno calcolati i valori di Z per l'intervallo di pressione fino al valore originale in corrispondenza del quale fu prelevato il campione.

Il metodo consiste nel determinare la temperatura pseudo-critica del gas sommando i prodotti delle frazioni molecolari per le temperature critiche di tutti i componenti individuali e nel determinare la pressione pseudo-critica del gas sommando i prodotti delle frazioni molecolari per la pressione critica di tutti i componenti individuali come indicato in tab. XXV.

La temperatura pseudo-ridotta è il rapporto fra la temperatura pseudo-critica e la temperatura assoluta in considerazione.

La pressione pseudo-critica è il rapporto fra la pressione pseudo-critica e la pressione assoluta in considerazione.

La correlazione classica di Brown dà i fattori Z in funzione delle pressioni pseudo-ridotte per varie temperature pseudo ridotte come indicato in fig. 63.

La curva del fattore Z per il gas del caso preso ad esempio è stata ottenuta determinando la temperatura pseudo-ridotta per il gas che risulta

$$(460^{\circ}\text{R} + 124^{\circ}\text{F})/392^{\circ}\text{R} = 1.52$$

Poichè la curva della comprimibilità deve essere fatta in base alle condizioni di temperatura del giacimento per l'intervallo di pressione fra quella atmosferica e quella originale del giacimento di 2515 psia, vengono scelti vari punti di pressione lungo l'intervallo per i quali vengono calcolate le corrispondenti pressioni ridotte.

Con le temperature ridotte e pressioni ridotte si ricavano i valori corrispondenti di Z dalla fig. 63. Queste determinazioni sono illustrate in tab. XXVI e la curva dello Z è riportata in fig. 64.

Nel caso non sia disponibile l'analisi degli idrocarburi o analisi molecolare di un gas, si può usare un procedimento analogo per determinare le relazioni di comprimibilità purchè sia nota la densità del gas. Questo procedimento utilizza le correlazioni di Brown delle temperature e pressioni pseudo critiche con la densità del gas come indicato in figura 65.

Nelle operazioni di produzione di olio, i volumi del gas libero, prodotto dal gas cap sono misurati in superficie e riferiti ad una temperatura e pressione di riferimento.

È necessario pertanto nei calcoli di reservoir, particolarmente nel volumetric balance, riferire questi volumi alle varie precedenti pressioni di giacimento. Questi volumi di gas relativi sono calcolati utilizzando i fattori di comprimibilità come mc di gas alla pressione e temperatura di giacimento per Nmc di gas alle condizioni standard. Inoltre è necessario riferire i volumi di gas alle condizioni originali di giacimento e per varie pressioni di giacimento al di sotto della pressione originale come mc di gas alla pressione di giacimento ridotta per mc di gas alle condizioni originali di pressione.

Per convenienza i dati di comprimibilità vengono usati nei termini delle relazioni di cui sopra come segue:

$$V = \frac{V_b P_b T_r Z_r}{P_r T_b Z_b}$$

ove

$V = mc$ di gas a P e T_r per Nmc di gas;

$V_b = Nmc$;

$P_b =$ pressione di riferimento dalla quale il volume è convertito;

$T_b =$ temperatura atmosferica $460^\circ + F^\circ$ o $273 + C^\circ$;

$Z_b =$ fattore di comprimibilità a pressione atmosferica;

$P_r =$ pressione alla quale il volume viene convertito;

$T_r =$ temperatura di giacimento $460^\circ + F^\circ$ o $273 + C^\circ$;

$Z_r =$ fattore di comprimibilità in condizioni di giacimento.

Per convenienza di calcolo dei valori di V e V/V_o , l'equazione precedente è scritta nella forma seguente:

$$V = C \frac{Z_r}{P_r} \quad \text{ove } C = \frac{P_r V_b T_r}{Z_b T_b} = \text{costante}$$

I calcoli completi per la curva V per l'analisi del gas presa ad esempio sono indicati in tab. XXVII ed i risultati sono riportati in fig. 66.

La relazione fra i mc di gas alle pressioni di giacimento ridotte e i mc di gas nelle condizioni originali di pressione e temperatura è determinata dividendo il valore di V alla pressione in questione per il valore di V alle condizioni originali. Quando è diagrammata, la relazione è nota come curva V/V_o .

I calcoli completi per la curva V/V_o per l'analisi del gas presa ad esempio sono indicati in tab. XXVII. Questa curva è parallela e quasi a contatto della curva V e pertanto non è illustrata in figura.

7.43 Campionatura e prove nei giacimenti a gas condensato

I problemi riguardanti lo studio dei fluidi di un giacimento a gas condensato sono molti e complessi nel caso in cui si desideri effettuare un'analisi del comportamento delle fasi in modo che in base ad essa si possano realizzare operazioni che portino al massimo recupero economico.

La complessità del problema deriva dal cambiamento di composizione del fluido prodotto dovuto alla condensazione retrograda in giacimento dei componenti più pesanti al cadere della pressione, così come illustrato teoricamente dalla curva del gas condensato di fig. 13, 16, 17.

Questa condensazione retrograda influisce drasticamente sulle operazioni perchè il materiale condensato procura una grande parte del reddito del gas prodotto e inversamente dà luogo ad una perdita di reddito se condensa in giacimento sotto forma di saturazione liquida.

Poichè questa saturazione liquida è piccola come percentuale di volume poroso rispetto all'intero giacimento, il suo spiazzamento da tutte le aree non adiacenti ai pozzi non può essere effettuata meccanicamente con la produzione del gas.

Il problema della separazione in superficie riguarda la produzione di gas sia a pressione originale che a tutte le pressioni ridotte successive. È necessario, pertanto, stabilire le condizioni di separazione appropriate se la massima quantità di liquidi deve essere recuperata nel separatore.

Dopo che la pressione di giacimento è caduta e il liquido condensa in giacimento per formare una saturazione di idrocarburi liquidi, l'analisi molecolare del fluido prodotto in superficie cambierà considerevolmente, dipendendo dalla quantità di liquido condensato in giacimento per l'effetto retrogrado.

Il materiale prodotto è più leggero, poichè i componenti pesanti sono i primi a condensare.

Esisteranno comunque condizioni di singolo e doppio stadio di separazione in corrispondenza delle quali la massima quantità di liquido viene separata in superficie; tuttavia, queste condizioni di separatore possono cambiare sostanzialmente col tempo da quelle corrispondenti alle condizioni originali.

Il giacimento può essere coltivato per esaurimento di pressione o con operazioni di cycling.

In operazioni di esaurimento di pressione, i liquidi che condensano in giacimento sono perduti. Con il cycling, il gas secco è riiniettato in giacimento per spiazzare il gas condensato dal giacimento ad alta pressione per eliminare una parte della perdita per condensazione retrograda.

Il cycling può essere effettuato a una qualunque delle condizioni di pressione durante la vita produttiva del giacimento.

La convenienza economica di eseguire o meno l'operazione dipende dai fattori economici e tecnici che devono essere vagliati in precedenza.

Nel fare lo studio dei giacimenti a gas condensato, è necessario conoscere la quantità e la qualità del materiale recuperabile in entrambi i tipi di operazione.

I dati sul comportamento completo delle fasi del fluido di giacimento in condizioni di depletion procurano in generale le informazioni necessarie per valutare entrambi i metodi operativi e di conseguenza le prove di laboratorio e di campo vengono eseguite in modo da procurare tali informazioni.

Queste informazioni includono (1) i dati sulla quantità di gas, sull'analisi molecolare, sul volume specifico del materiale originale in giacimento (2), le quantità di vapore e di liquido condensato in giacimento a pressioni declinanti e (3) i dati completi sulla separazione in superficie con il declino della pressione di giacimento inclusi i dati di separazione optimum oltre all'analisi molecolare del gas di separatore, del liquido di separatore, del gas in condizioni standard e del liquido in condizioni di stoccaggio.

7.44 Metodo del Test Car

Alcune società seguono questo metodo che per la raccolta dei dati su esposti si serve di un apparecchiatura mobile montata su un furgone. I dati derivano da misure reali oppure da calcolo in base a misure di controllo.

Il metodo per campionare da giacimenti a gas condensato è descritto in dettaglio da Flaitz e Parks e da Hoffman, Crump e Hocott.

Uno schema dell'apparecchiatura mobile è indicato in fig. 67. È stato affermato da Katz che questo metodo richiede una precisa taratura del separatore di campo e la determinazione di portate appropriate di campionatura e delle condizioni per poter deviare una parte del flusso di erogazione nei separatori in scala ridotta del test car.

L'aliquota del flusso di erogazione viene riscaldata e compressa alla tempe-

ratura e pressione originale e poi inviata al separatore a singolo stadio o a doppio stadio a varie pressioni controllate.

I fluidi separati vengono campionati e su essi si esegue in laboratorio l'analisi molecolare del fluido originale da cui può essere determinata la quantità di idrocarburi originalmente in posto in una unità di spazio poroso. Viene inoltre determinato il fattore di comprimibilità in base ai calcoli pseudo-critici.

Questo fattore può inoltre essere controllato in laboratorio usando una cella PVT.

Inoltre da queste prove, si determinano le condizioni optimum di separazione per singolo e doppio stadio con il giacimento nelle condizioni originali di pressione.

Si continua inoltre a produrre l'aliquota di flusso attraverso il test car cioè attraverso il separatore a temperatura di giacimento e ad alta pressione per il controllo del comportamento retrogrado a varie pressioni al di sotto di quella originale.

Ad ognuna di queste pressioni di prova, le quantità di liquido e gas formato e la loro analisi molecolare sono determinati dai campioni così ottenuti.

I dati risultanti da queste prove sono usati per indicare l'entità della condensazione retrograda con curve del tipo di quella di fig. 68. Le analisi del gas vengono determinate da differenze fra le analisi del materiale originale e quello del liquido prodotto poichè esistono alcune difficoltà nel determinare analisi precise del gas alle alte temperature e pressioni. In fig. 68 e 69 sono indicate le curve del contenuto liquido e delle analisi molecolari del gas prodotto durante l'esaurimento del giacimento.

La variazione dell'analisi molecolare del liquido retrogrado durante l'esaurimento del giacimento è illustrata in figura 70.

Il gas proveniente dal separatore retrogrado viene immesso nei separatori di produzione (test car) e vengono determinate le condizioni optimum di separazione in superficie per singolo e doppio stadio per varie condizioni del separatore retrogrado.

I dati da queste prove indicano le variazioni nelle condizioni di separazione necessarie al cadere della pressione, per l'ottenimento del massimo recupero dal separatore.

Vengono prelevati campioni di gas e liquido dal separatore, del gas in condizioni atmosferiche (test car) e in laboratorio vengono ottenuti da tutti i campioni il liquido residuo e l'analisi molecolare da cui sono poi derivati gli shrinkage factors del condensato e i dati sul contenuto liquido del gas separato.

Le prove descritte sopra possono essere limitate nel numero ricavando per esempio le condizioni optimum di separazione per il gas alle condizioni originali di giacimento soltanto, ricavando i dati quali shrinkage, rapporti gas-olio, densità del liquido e del gas, dai calcoli sul comportamento delle fasi. I valori dei coefficienti K in tal caso vengono ricavati dalle correlazioni pubblicate.

7.45 Metodo del separatore di campo

Il metodo di prova del gas condensato con il test car nel caso della determinazione completa del comportamento delle fasi, è costoso e richiede molto tempo sia sul campo che in laboratorio. Per semplificare il procedimento di prova in modo che il comportamento del giacimento possa essere studiato rapidamente ed

economicamente sono stati sviluppati procedimenti di laboratorio che simulano quelli del test car.

Con questo metodo si preleva simultaneamente dal separatore di campo un campione di gas e uno di liquido dopo aver stabilizzato il flusso con la minima portata stabilizzabile.

I campioni vengono « ricombinati » in una cella PVT nel rapporto gas-olio misurato e il campione risultante viene rimesso nelle condizioni di pressione e temperatura di giacimento.

Quando la pressione viene abbassata aumentando il volume senza scaricare il gas, esso condensa per l'effetto retrogrado un volume di liquido diverso che nel caso in cui la pressione venga abbassata scaricando il gas senza variare il volume della parte di campione restante nella cella.

Il primo processo, illustrato in fig. 71, viene chiamato condensazione di equilibrio o di flash, il secondo processo illustrato in fig. 72, viene chiamato condensazione differenziale ed è analogo alla produzione da un giacimento chiuso.

Un confronto fra le condensazioni di equilibrio e differenziale è indicato in fig. 73.

In condizioni di equilibrio condensa più liquido che in condizioni differenziali perchè una maggiore quantità di gas rimane nel sistema, durante il processo in condizioni di equilibrio e da questo gas si ha una successiva condensazione dei componenti pesanti quando la pressione diminuisce.

Problemi sul gas condensato. I due problemi principali che un operatore deve affrontare nella produzione di gas e di liquido da un giacimento a gas-condensato sono (1) il problema di determinare le condizioni operative per ottenere il minimo di condensazione retrograda in giacimento e (2) il problema di trovare le condizioni di separazione che procurano il massimo recupero di liquidi in superficie.

Problema n. 1 - Condensazione retrograda

Ipotesi:

— Gas originalmente in posto: 10.000.000 MSCF.

— Condizioni di abbandono:

- a) Esaurimento rapido della pressione; le operazioni fino ad un basso valore di pressione di abbandono portano all'80 % di recupero ad una condensazione retrograda di 19 Bbls di condensatore per MMCF di gas.
- b) Bassa portata di produzione in operazioni per water drive con alta pressione di abbandono portano all'80 % di recupero con 10 Bbls di condensato per MMCF.

Condensato perduto nelle condizioni a) $10000 \times 0,8 \times 19 = 152000$ Bbls.

Condensato perduto nelle condizioni b) $10000 \times 0,8 \times 10 = 80000$ Bbls.

Differenza in condensato perduto = 72.000 Bbls.

Deve essere tenuto presente però che lo spiazzamento del water drive in questo problema ha un'influenza tale da invertire la risposta del problema stesso.

Sotto questo aspetto potrebbe verificarsi il recupero di più liquido con l'esaurimento della pressione in condizioni in cui il tempo oppure l'eterogeneità del gia-

cimento diano luogo ad una maggiore produzione di gas originale per esaurimento di pressione.

Problema n. 2 - Recupero del separatore (fi. 75).

Ipotesi:

— Stesso giacimento che nel problema (1).

— Condizioni di separazione.

a) Il recupero in un separatore a 350 psig è di 95 Bbls per MMCF di gas originale.

b) Il recupero in un separatore a 100 psig è di 90 bbls per MMCF di gas originale.

— L'80 % del gas originale sarà prodotto in superficie.

Condensato recuperato nelle condizioni (a) = $10000 \times 0,8 \times 95 = 760000$ Bbls Stock Tank.

Condensato recuperato nelle condizioni (B) = $10000 \times 0,8 \times 90 = 720000$ Bbls S.T.

La differenza in recupero fra le due pressioni di separazione è pertanto, 40000 Bbls S.T.

7.46 Campioni di acqua

Analisi del campione. L'acqua salata prodotta da un giacimento ha essenzialmente le stesse caratteristiche di quando è in condizioni di giacimento e pertanto non occorre prelevare campioni di fondo per le analisi. Si prelevano di solito più campioni in superficie per poter fare le correlazioni fra parecchie analisi onde determinare la composizione media di un campione che sia rappresentativo dell'acqua di giacimento.

Una analisi tipica di acqua salata è indicata in tab. XXIX.

Il confronto fra dati e rapporti indicato è basato sulla percentuale relativa dei solidi totali; pertanto esso indica una base per le correlazioni fra acque o nel caso di diluizioni con acqua dolce o acqua di altre formazioni: una base per determinare la sorgente dell'acqua.

Una analisi d'acqua più completa, è riportata in fig. 80, ove oltre alle concentrazioni ioniche, sono calcolati i valori di reazione, e i valori di reazione percentuale, che permettono di rappresentare in diagramma di TICKELL, le caratteristiche dell'acqua in esame.

I valori di reazione esprimono il contenuto ionico dell'acqua in milleivalenti (m.val) cioè forniscono le quantità di ciascun ione in forma proporzionale al rispettivo peso equivalente.

Il calcolo viene eseguito applicando la formula:

$$\text{Valore di reazione (m. val)} = \text{mg/l.} \frac{\text{valenza}}{\text{peso atomico}} \quad (1)$$

ove il rapporto valenza/peso atomico (coefficiente di reazione) non è che l'inverso dell'equivalente chimico.

Per gli ioni usualmente determinati nelle analisi di acqua, tale rapporto assume i valori riportati in tabella.

Catione	Coefficiente di reazione	Anione	Coefficiente di reazione
Na ⁺	0,0434	CL ⁻	0,0282
K ⁺	0,0256	SO ₄ ⁼	0,0208
Ca ⁺⁺	0,0499	HCO ₃ ⁻	0,0164
Mg ⁺⁺	0,0822	CO ₃ ⁼	0,0333
H ⁺	0,9920	NO ₃ ⁻	0,1061

Poichè i valori di reazione rappresentano i vari ioni nelle quantità chimicamente equivalenti, la somma dei valori di reazione degli anioni dovrà risultare uguale (a parte i piccoli scarti sperimentali) a quella relativa ai cationi (normalmente gli ioni Na e K non vengono dosati; il loro valore di reazione globale viene in tal caso ottenuto sottraendo i valori di reazione di Ca e Mg dalla somma di reazione degli anioni).

I valori di reazione dei singoli ioni vengono espressi come percentuali della somma di tutti i valori di reazione della analisi; il calcolo viene eseguito applicando la formula:

$$\text{Valore di reazione \%} = \frac{\text{Mg/l. coefficienti di reazione } 100}{\text{somma dei valori di reazione degli anioni } 2} \quad (2)$$

La rappresentazione grafica, secondo i diagrammi di TICKELL, esprime i « valori di reazione % » raccogliendoli in cinque gruppi (Na + K, Ca + Mg, HCO₃ + SO₃) ciascuno dei quali è riportato sull'asse di un diagramma stellare.

Questa rappresentazione fornisce una visione immediata dei rapporti evidenti tra i vari ioni, cioè del tipo chimico, e delle caratteristiche di un'acqua. Essendo costruito per mezzo dei valori di reazione percentuale, il diagramma TICKELL non permette di valutare il valore assoluto della concentrazione dei vari ioni, e non permette quindi di individuare il grado di diluizione di un'acqua.

Allo scopo di porre in evidenza la concentrazione, viene sovrapposta al diagramma una circonferenza con centro al vertice degli assi e raggio proporzionale al residuo dell'acqua; come parametro di confronto viene riportata la circonferenza relativa all'acqua marina (raggio proporzionale alla salinità assunta come 35 gr. NaCl/l).

Il calcolo del raggio della circonferenza (r) viene eseguito applicando la formula:

$$r = \sqrt{\frac{R}{\pi} \cdot 5}$$

ove:

R = residuo fisso a 180 °C dell'acqua in esame (gr/l).

La rappresentazione con « patterns » è invece basata su un grafico costituito da diverse scale orizzontali sovrapposte, ognuna delle quali esprime in millequivalenti per litro, la concentrazione di ciascuno degli ioni principali presenti nella acqua. Per la rappresentazione delle analisi ciascun valore di contenuto ionico in m.val. [tali valori si ottengono dividendo le quantità dei vari ioni (esprese in mg/L per i rispettivi e quivalenti, (equaz. 1)] viene riportato sulla relativa scala ed i singoli punti vengono uniti da linee. Si ottiene così una figura geometrica « pattern » caratteristica dell'acqua in esame, che può assumere le forme più svariate. Il confronto fra i pattern permette di stabilire se due analisi provengono dalla stessa acqua.

	gr/L	p.p.m. (mg/L)	Val. di reaz.	Val. di reaz. %
Na ⁺ + K ⁺ (per differenza, come Na)	18,260	18.260	792,3	38,98
Ca ⁺⁺	2,960	2.960	147,7	7,27
Mg ⁺⁺	0,927	927	76,2	3,95
<hr/>				
Totale ioni pos. (cationi)	22,149	22.147	1016,2	50,00
Cl ⁻	34,000	34.000	958,8	47,18
SO ₄ ⁼	2,620	2.620	54,5	2,68
HCO ₃ ⁻	0,177	177	2,9	0,14
<hr/>				
	36,797	36.797	1016,2	50,00
	58,994	58.994	2032,4	100,00

Viscosità dell'acqua salata. La viscosità dell'acqua non viene misurata in laboratorio perchè può essere determinata con sufficiente precisione dalle curve indicate in fig. 81 - 82.

La viscosità dell'acqua dolce è stata determinata come funzione della temperatura e può essere letta dalla curva alla temperatura di giacimento.

La viscosità dell'acqua salata varia da quella dell'acqua dolce in funzione del contenuto in sale dell'acqua. Questa deviazione può anche essere letta dalla sua propria curva.

La viscosità dell'acqua salata in giacimento è il prodotto di quella dell'acqua dolce per il corrispondente fattore di deviazione.

Applicando questo metodo al campione d'acqua indicato in tabella XXIX, il contenuto in sale viene calcolato moltiplicando le parti per milione di ioni cloro per il rapporto del peso molecolare di cloruro di sodio al peso atomico del cloro (rapporto = 1,65) e dividendo per 1.000.000. Questo contenuto in sale di conseguenza è 0.0335 o 0.35 %. Letta sulla figura 80, la viscosità dell'acqua dolce a 177° è 0.351 e il fattore di deviazione per 3.35 % di sale è di 1.054. Pertanto la viscosità dell'acqua in giacimento è (0.3591) (1.054) o 0.37 cps.

Nella figura 81 sono indicate le viscosità di soluzione di cloruro di sodio a varie concentrazioni in funzione della temperatura.

Comprimibilità dell'acqua. La comprimibilità dell'acqua è una misura del suo cambiamento di volume in corrispondenza di specifiche variazioni di pressione

imposte all'acqua. Questa proprietà dell'acqua trova utile applicazione in ogni ricerca riguardante il moto transitorio dell'acqua nei giacimenti.

La comprimibilità dell'acqua non viene di solito misurata in laboratorio, ma si hanno in lettura i valori di comprimibilità dell'acqua dolce fra 2.0×10^{-8} e $2,5 \times 10^{-8}$ cubic feet per cubic foot per PSF di differenza di pressione. Raramente sono necessari valori più alti 1.0×10^{-7} .

G. Long, C. L. Chierici (***) hanno calcolato e riportato in diagramma fig. 83 - 84 - 85 - 86 i risultati di una serie di determinazioni sperimentali di peso specifico di soluzioni di NaCl a varie concentrazioni in condizioni di giacimento da cui sono state calcolate le comprimibilità isoterme.

(***) G. Long - C. L. Chierici: *Compressibilité et masse spécifique des eaux de gisement dans les conditions des gisements. Application a quelques problèmes de « Reservoir Engineering »*. Section II paper 16. - V Congresso mondiale del petrolio.

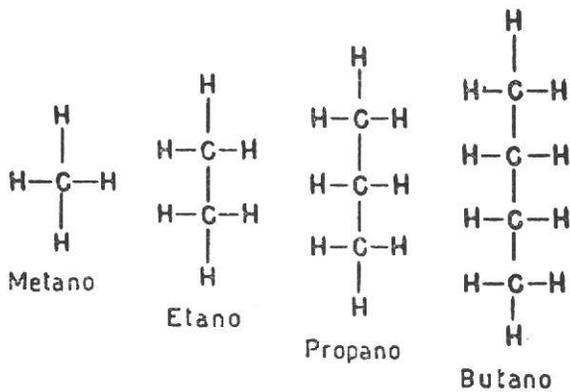


Fig. 1

Formule di struttura dei quattro composti paraffinici più leggeri

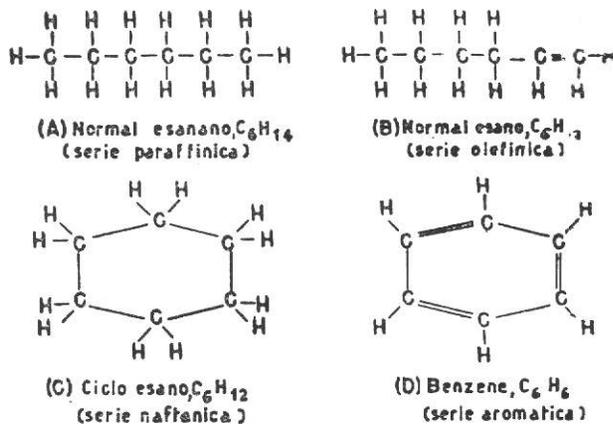


Fig. 2

Formule di struttura delle quattro serie di idrocarburi (composti contenenti sei atomi di carbonio)

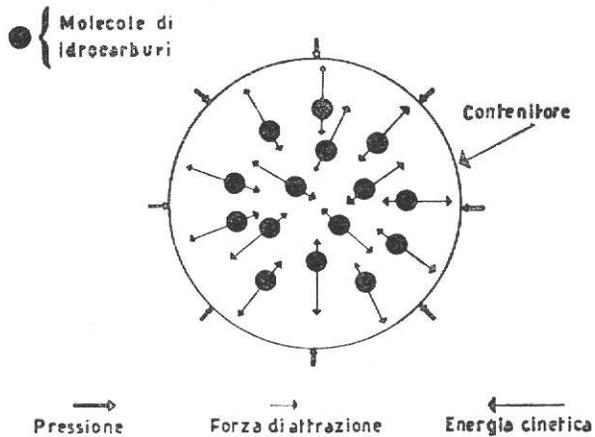


Fig. 3

Forze che regolano il comportamento degli idrocarburi

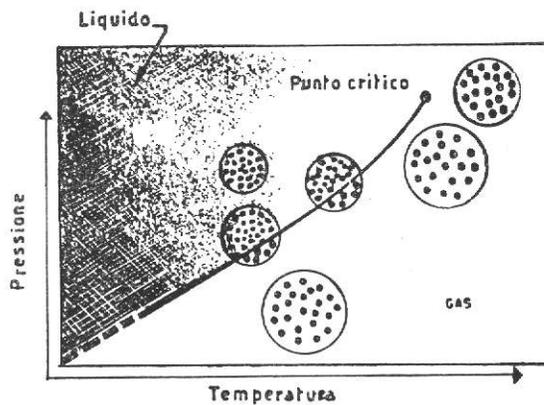


Fig. 4

Curva della tensione di vapore per un componente di idrocarburo puro

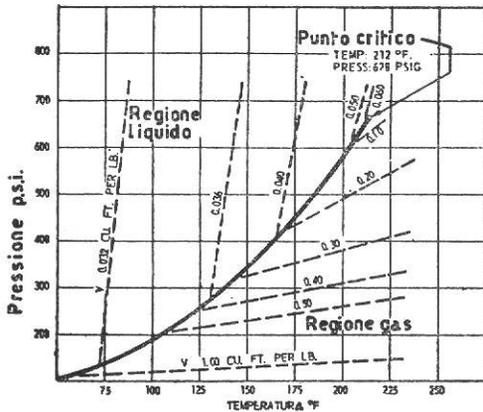


Fig. 5

Diagramma pressione-temperatura per il propano, che mostra le linee a volume costante

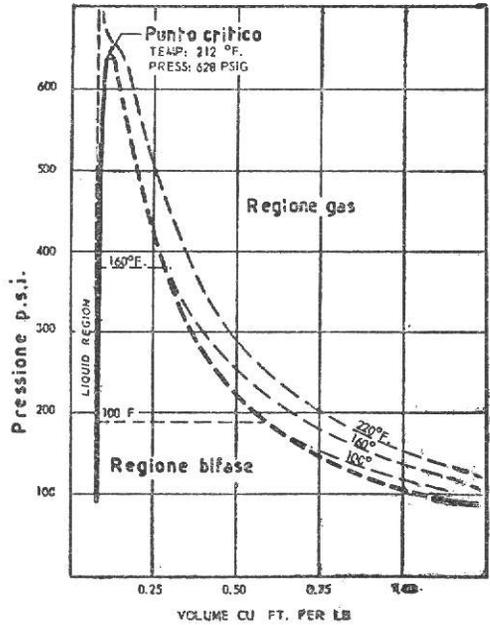


Fig. 6

Diagramma pressione-volume per il propano, che mostra le linee a temperatura costante

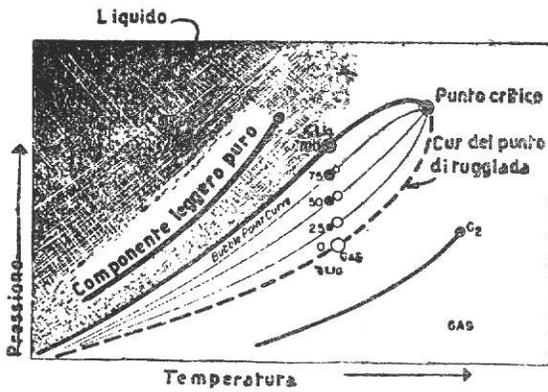


Fig. 7

Curve della tensione di vapore per due componenti puri e diagramma di equilibrio di fase per un miscuglio 50%-50%

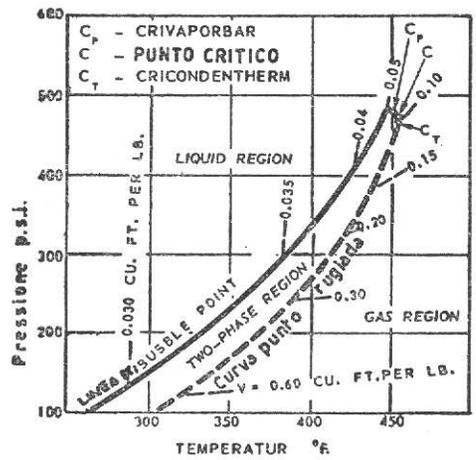


Fig. 8

Diagrammi pressione-temperatura per un miscuglio pentano-eptano contenente il 52,4 % in peso di eptano

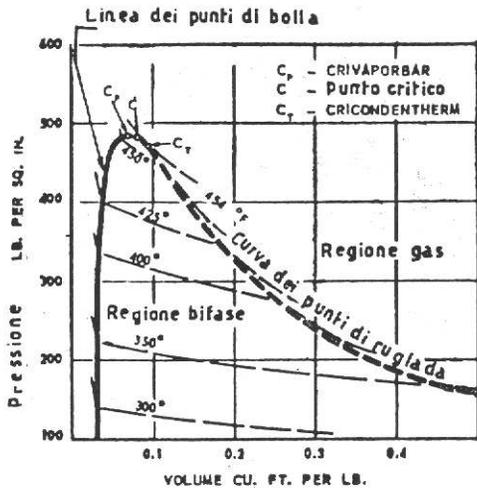


Fig. 9

Diagramma pressione-volume per un miscuglio di pentano e eptano, contenente il 52,4% in peso di eptano

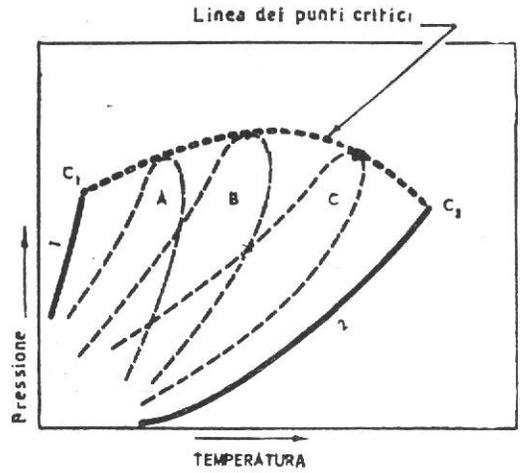


Fig. 10

Diagramma pressione-temperatura per una serie di miscugli, in un sistema a due componenti

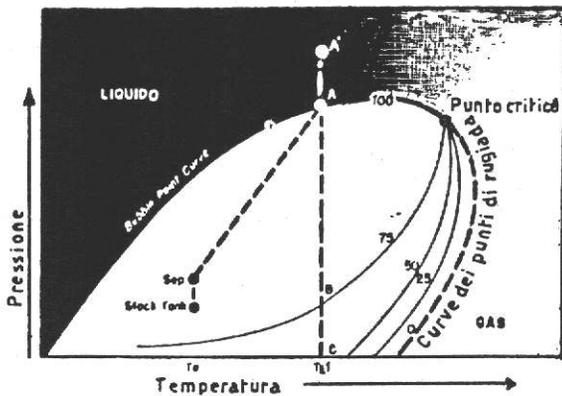


Fig. 11

Diagramma delle fasi per un olio a basso shrinkage

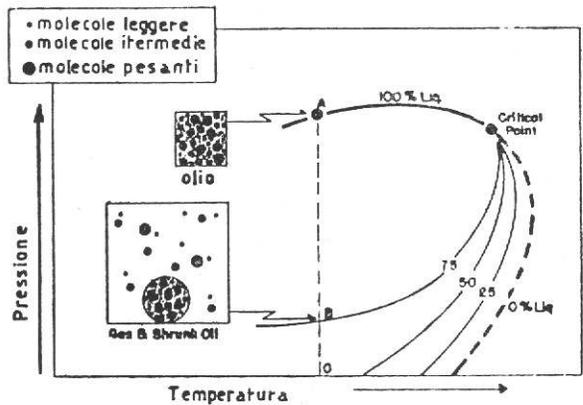


Fig. 12

Evaporazione di un olio a basso shrinkage

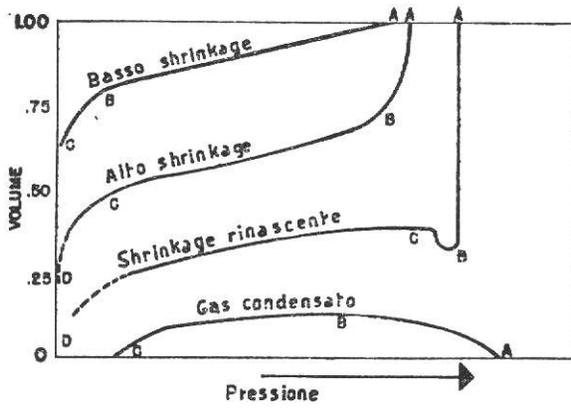


Fig. 13

Shrinkage di equilibrio di idrocarburi liquidi

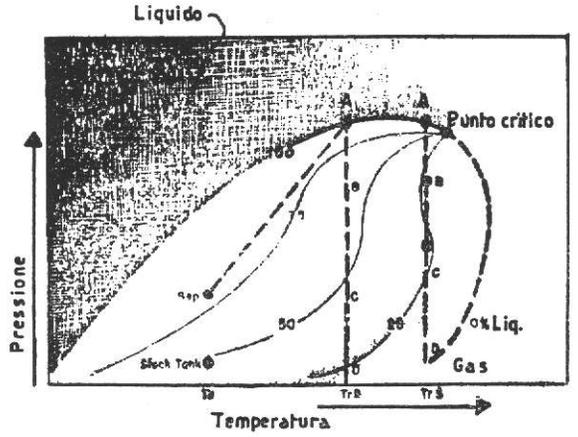


Fig. 14

Diagramma delle fasi per un olio ad alto shrinkage a comportamento rinascente

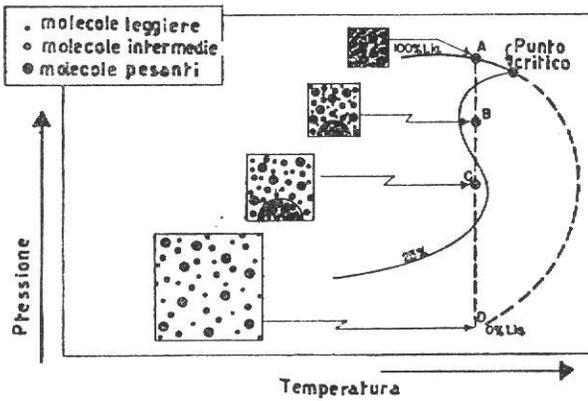


Fig 15

Evaporazione rinascente di un olio ad alto shrinkage, vicino alla temperatura critica

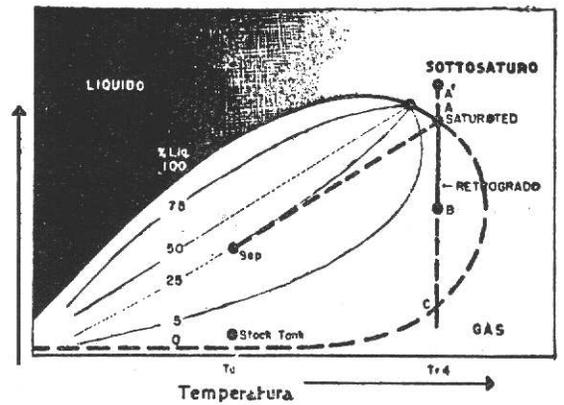


Fig 16

Diagramma delle fasi per un gas a condensazione retrograda

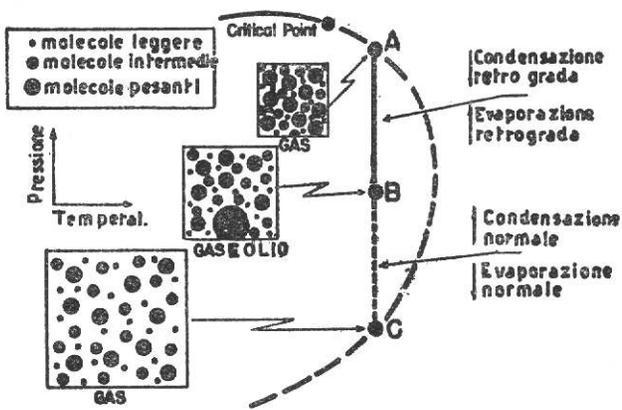


Fig. 17

Comportamento di un gas a condensazione retrograda

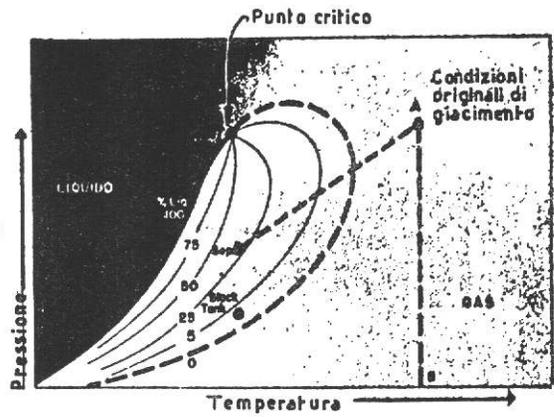


Fig. 18

Diagramma delle fasi per un gas umido

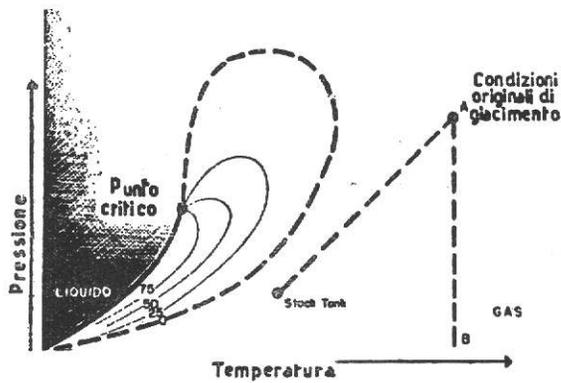


Fig. 19

Diagramma delle fasi per gas secco

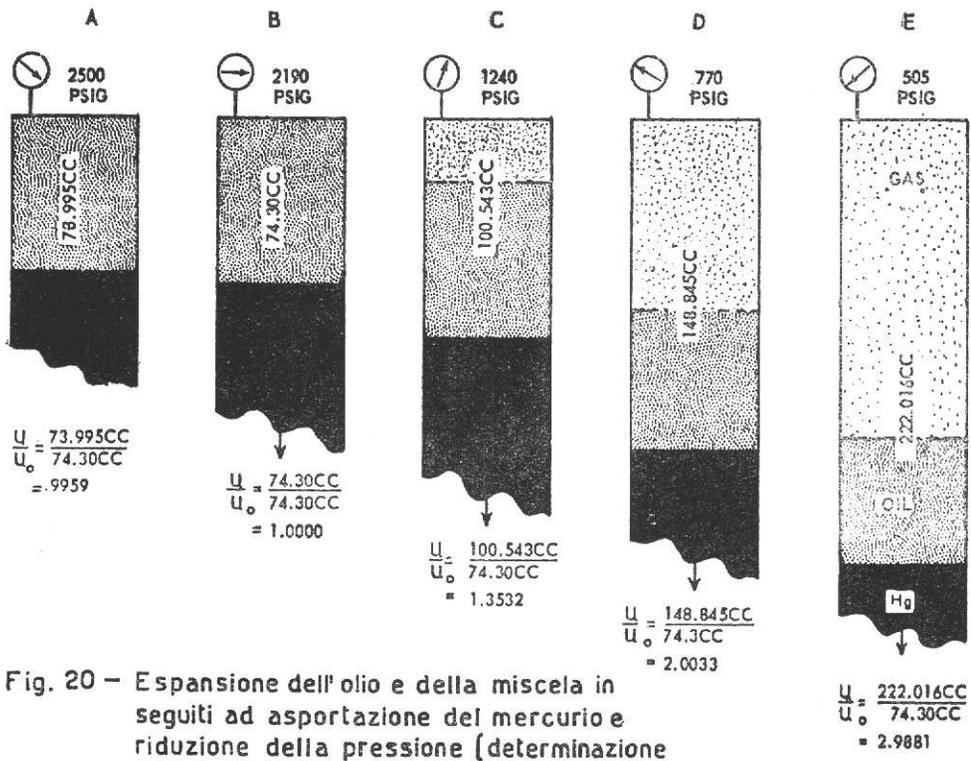


Fig. 20 - Espansione dell'olio e della miscela in seguito ad asportazione del mercurio e riduzione della pressione (determinazione dei dati P.V.T. a 134 °F)

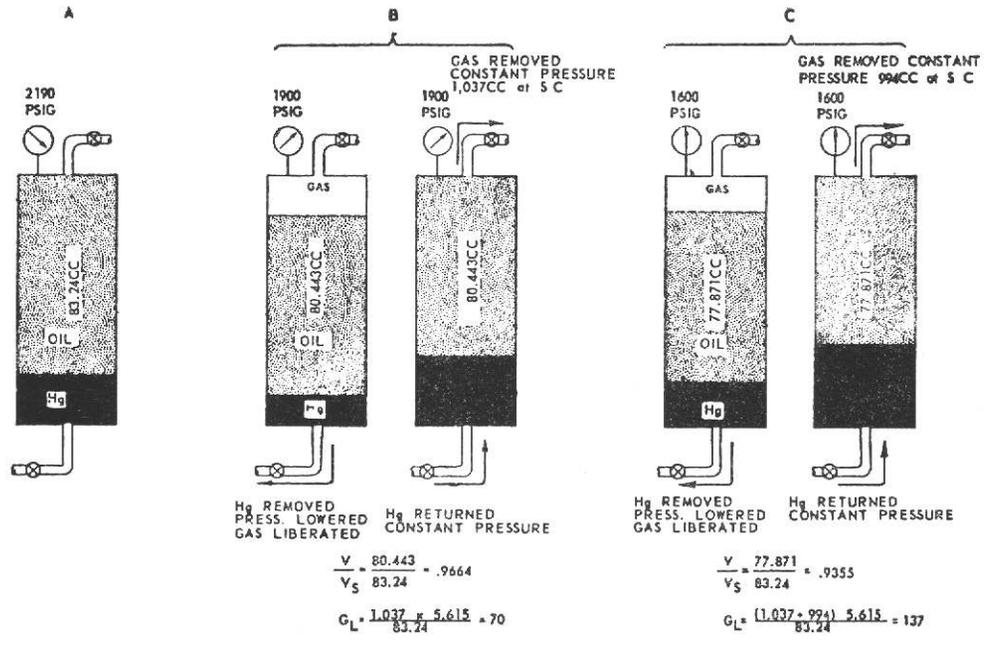


Fig. 21
 Liberazione differenziale di gas da un miscuglio olio-gas (determinazione dello shrinkage differenziale e della liberazione di gas a 134 °F)

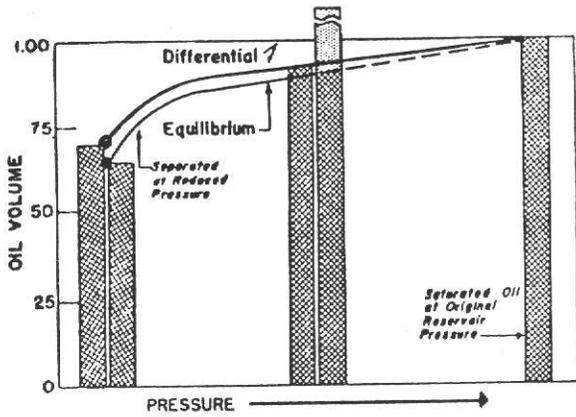


Fig. 22

Shrinkage differenziale e di equilibrio [flash] per un olio a basso shrinkage

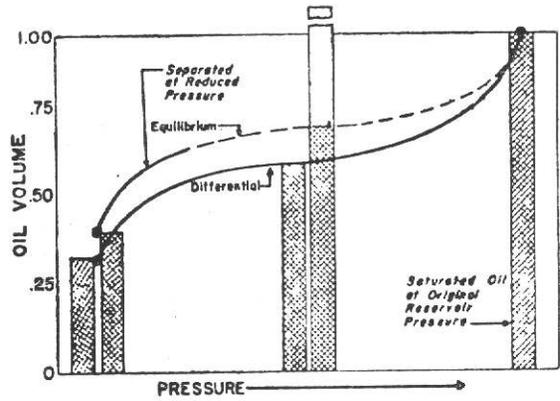


Fig. 23

Shrinkage differenziale e di equilibrio per un olio ad alto shrinkage

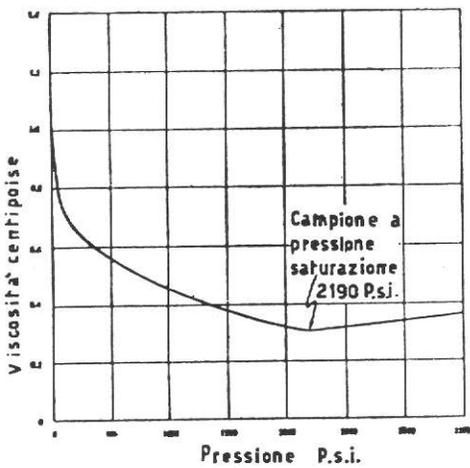


Fig. 24

Viscosita' dell'olio in giacimento (Temp. 134 °F)

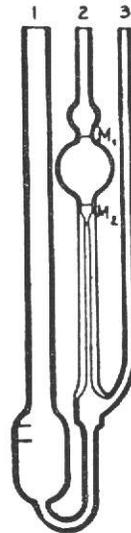


Fig. 25

Viscosimetro ubbelohde

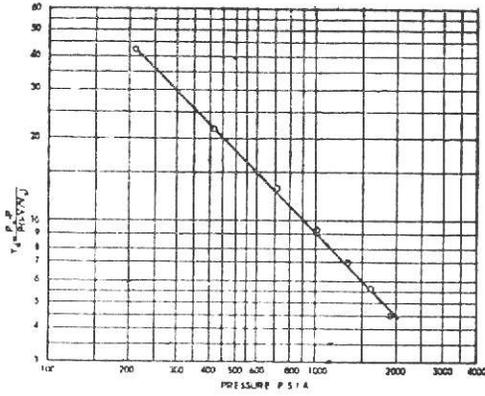


Fig. 26

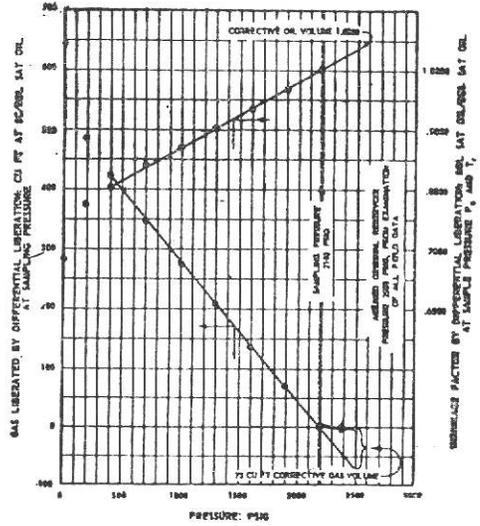


Fig. 27

Shrinkage differenziale a liberazione di gas in laboratorio. Metodo grafico per determinare i volumi correttivi di gas e olio, e rettificare i valori per riportarli alla pressione originale di giacimento (Tab. I)

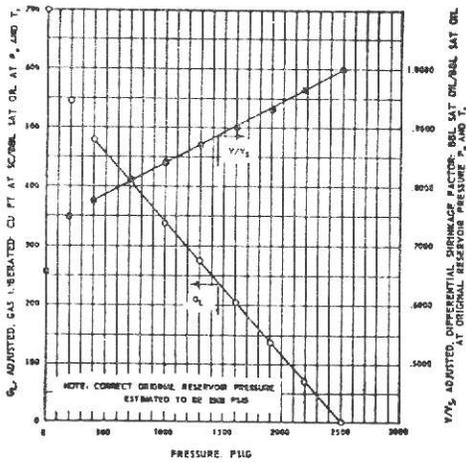


Fig. 28

Dati di liberazione differenziale rettificati per la pressione originale di giacimento (Tab. VII)

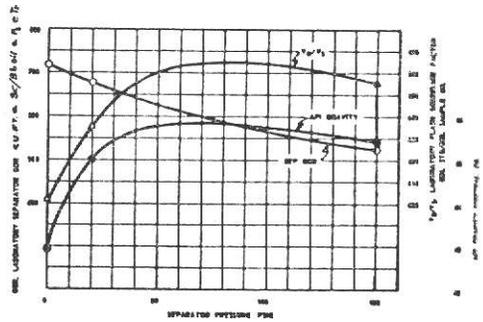


Fig. 30

Dati di separazione flash di laboratorio in funzione della pressione (Tab. II)

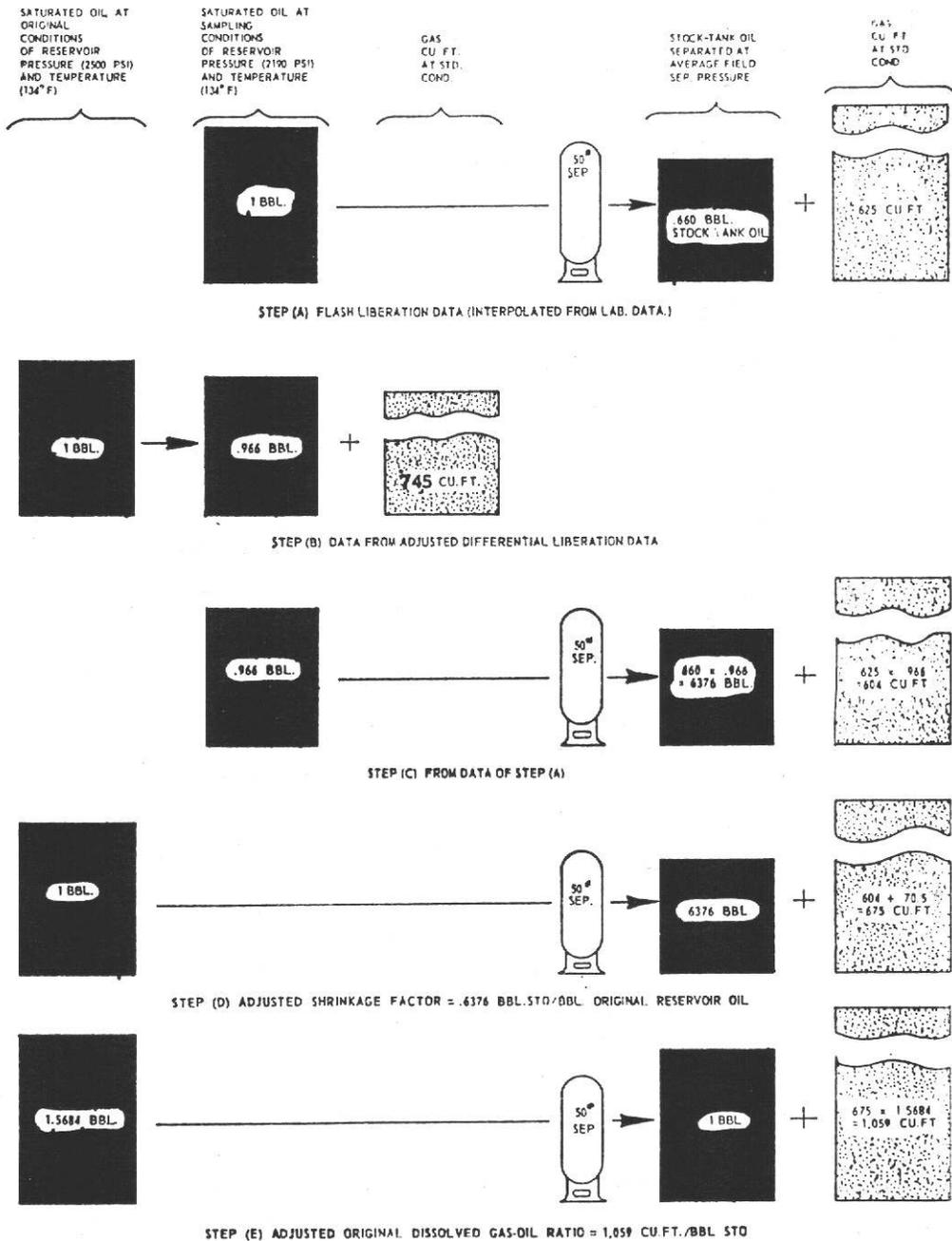


Fig. 29

Illustrazione della rettifica del fattore di shrinkage e del rapporto gas di soluzione - olio nella liberazione flash, alle condizioni originali di giacimento, usando i dati di liberazione differenziale

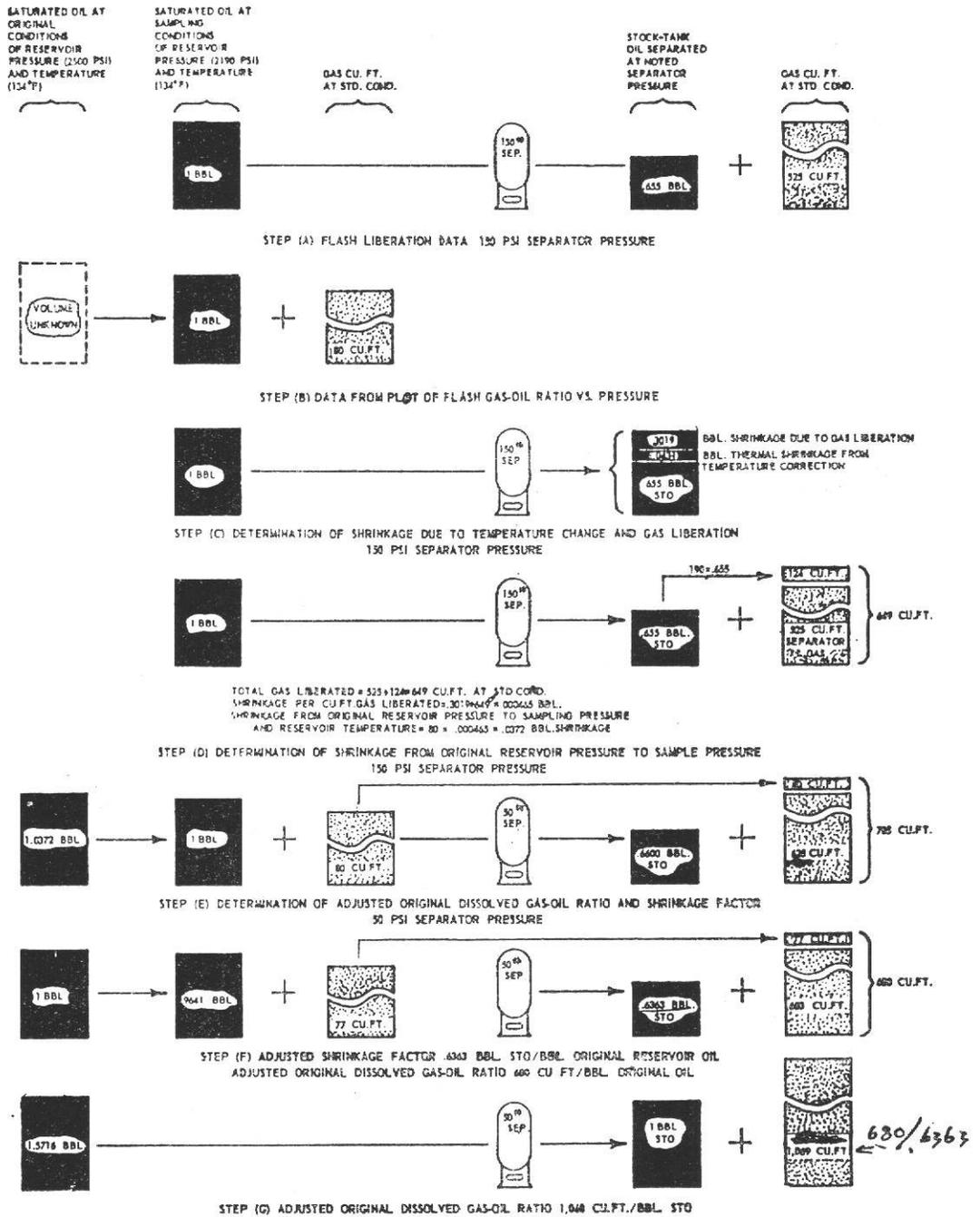


Fig. 31

Illustrazione della rettifica del fattore di shrinkage e del rapporto gas-olio, nella liberazione flash, alle condizioni originali di giacimento, usando i dati di liberazione flash

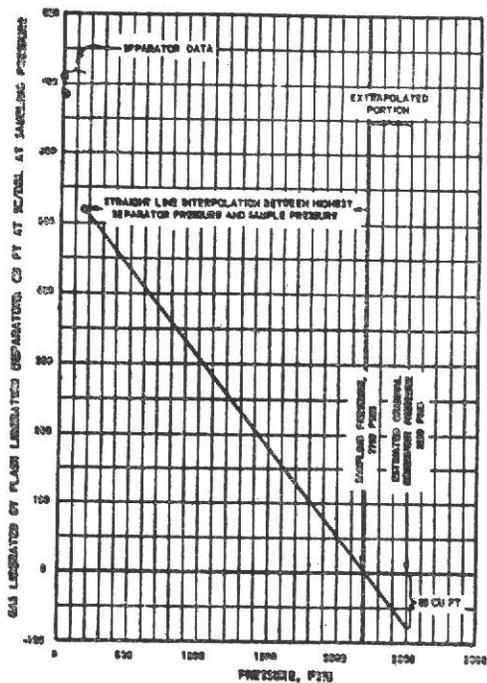


Fig 32 - Dati di liberazione flash in funzione della pressione, che illustrano il metodo di valutazione del gas liberato tra la pressione originale di giacimento e quella di campionatura per barile di olio saturo alla pressione di campionatura

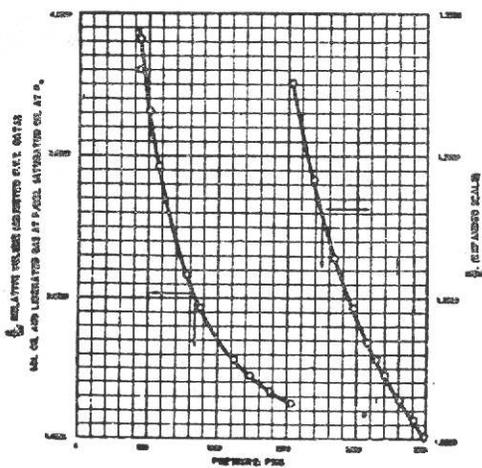


Fig. 34
Volume relativo o dati P.V.T rettificati

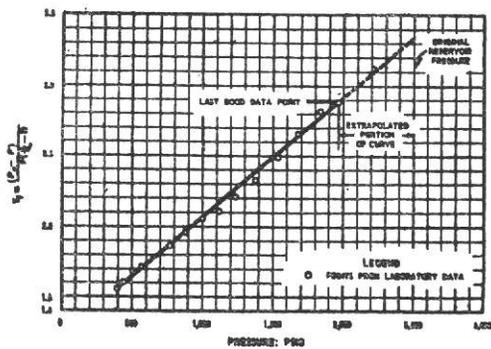


Fig. 33
Metodo per rettifica dati P.V.T.

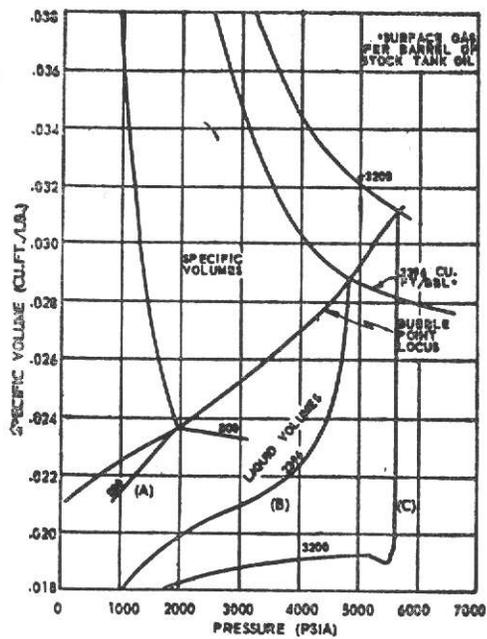


Fig. 35
Relazioni pressione-volume per miscugli di olio e gas a 145°F [secondo Allen]

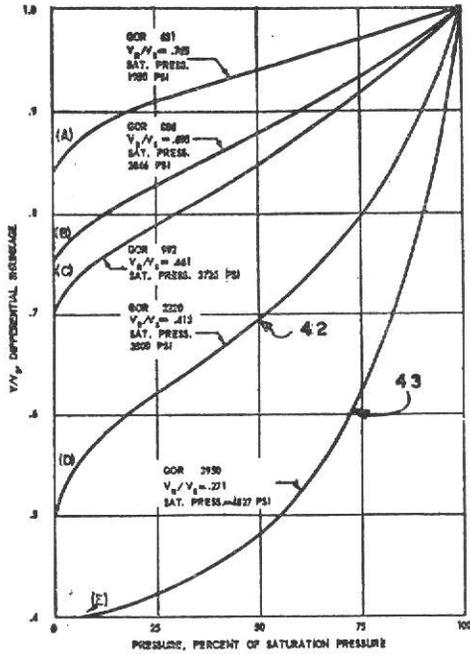


Fig. 36
 Confronto delle curve di shrinkage differenziale, per olii a diverso shrinkage (42 - 43)

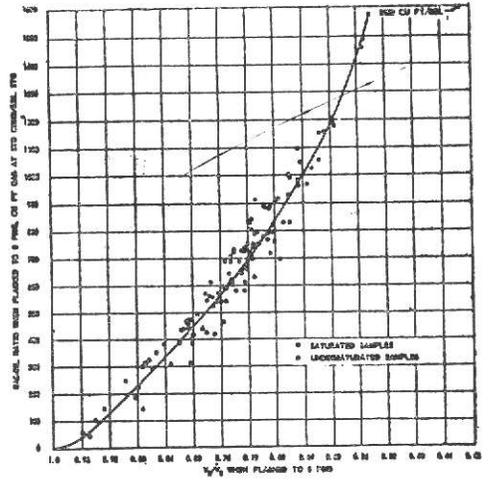


Fig. 37
 Relazione fra lo shrinkage e il rapporto gas disciolto - olio

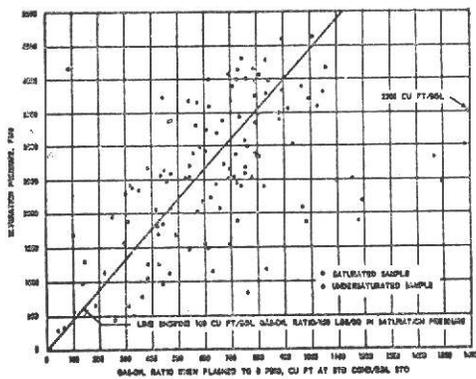


Fig. 38
 Relazione tra il rapporto gas-olio e la pressione di saturazione

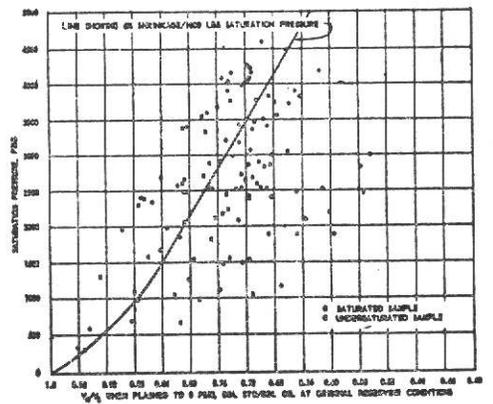


Fig. 39
 Relazione fra lo shrinkage e la pressione di saturazione

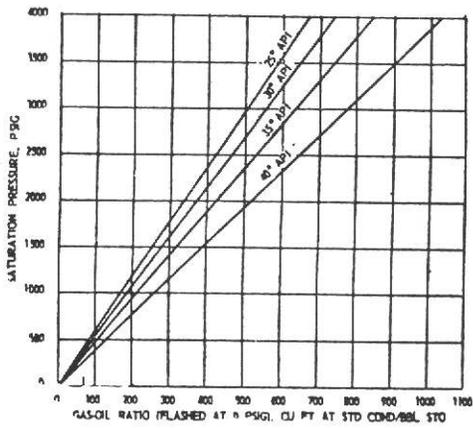


Fig. 40

Relazione fra il rapporto gas disciolto - olio e la pressione di saturazione per oli a diversa densità.

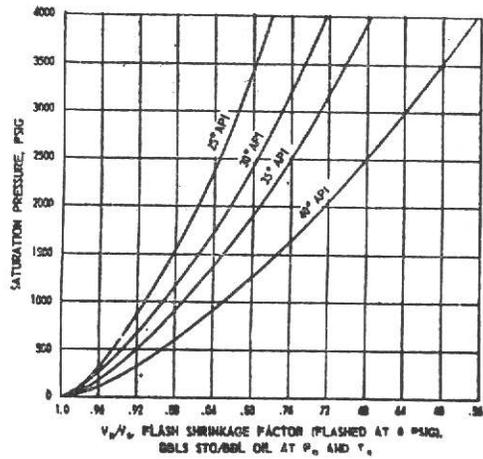


Fig. 41

Relazione fra il fattore di shrinkage e la pressione di saturazione per oli a diversa densità.

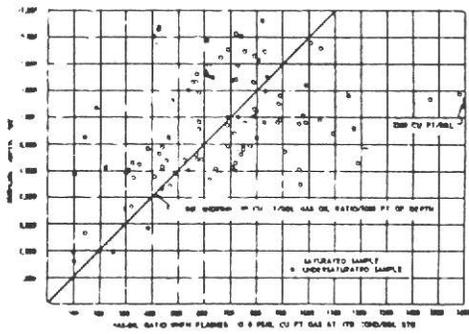


Fig. 42

Relazione fra il rapporto gas-olio e a profondità di campionatura

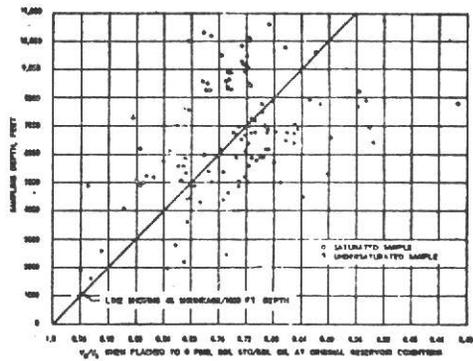


Fig. 43

Relazione fra lo shrinkage e la profondità di campionatura

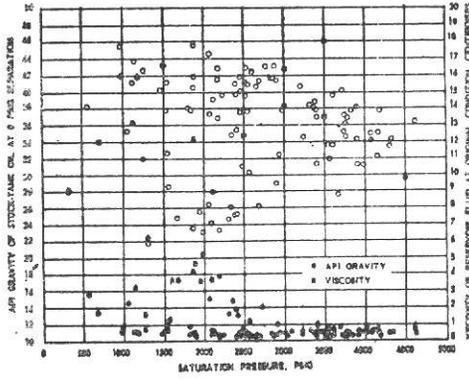


Fig. 44
Relazione tra la pressione di saturazione, la viscosità e la densità A.P.I. di un olio

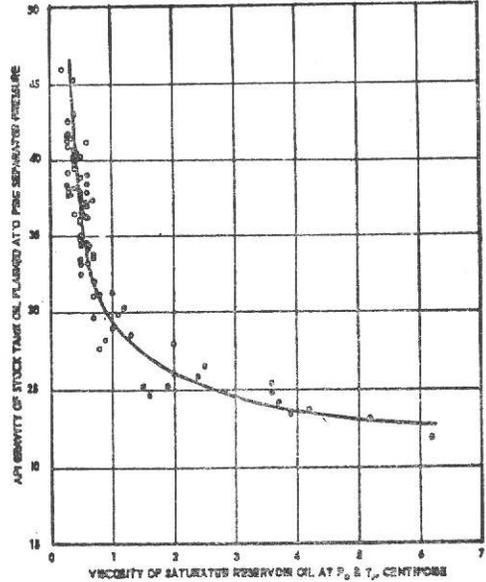


Fig. 45
Relazione fra la densità A.P.I. e la viscosità

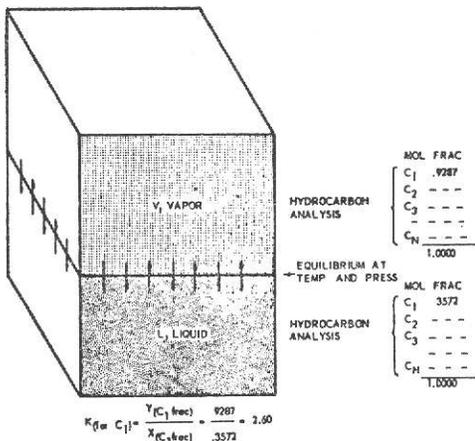


Fig. 46
Vapore e liquido in equilibrio per il calcolo dei valori di K

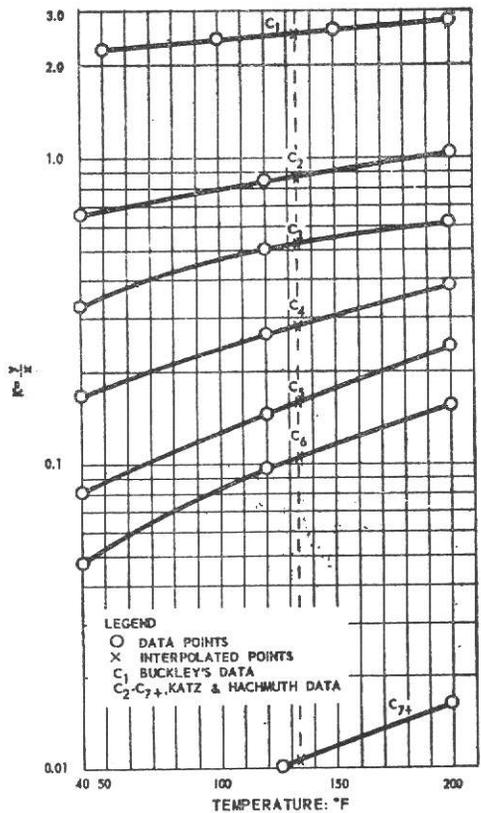


Fig. 47
Correlazione tra i valori di K a 2190 P.s.i.g. in funzione della temperatura per ottenere i valori di K a 134 °F

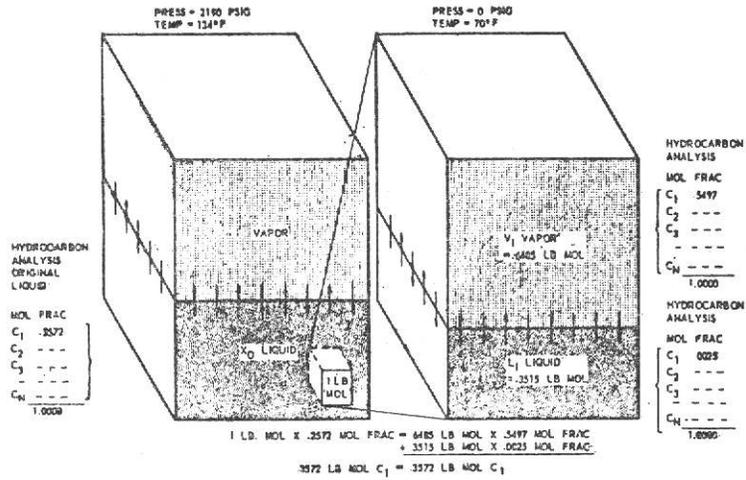


Fig.49

Material balance del metodo e del liquido in condizioni originali e di separazione

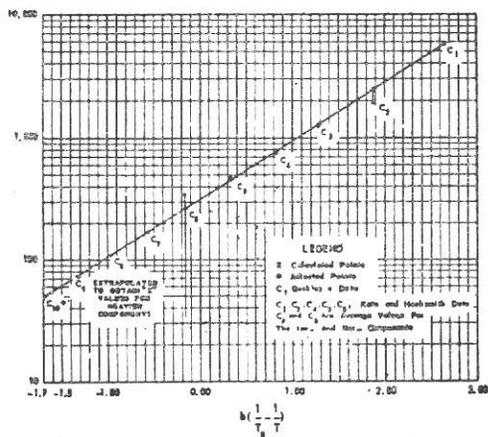


Fig. 48

Relazione tra KP e b per determinare i valori di "K" per i componenti più pesanti a 2150 P.s.i.g. e 134 °F

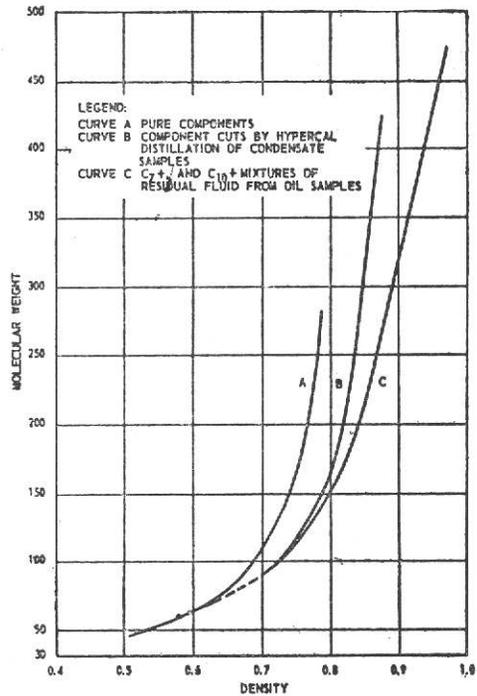


Fig. 50

Peso molecolare di idrocarburi puri e di miscugli in funzione della densità

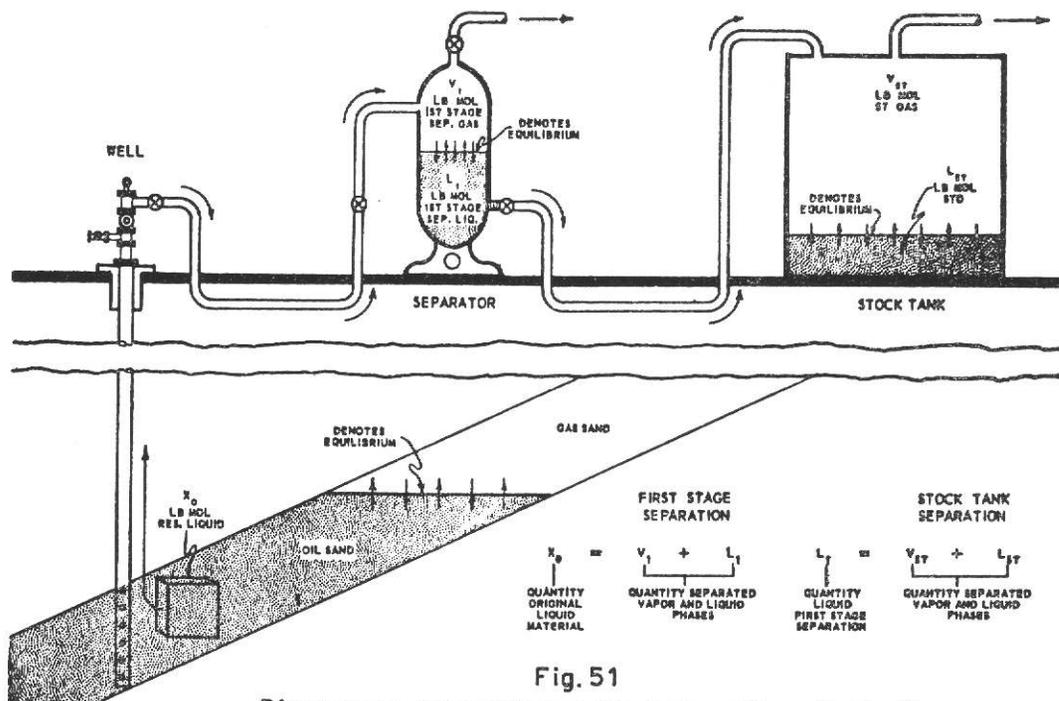


Fig. 51
 Diagramma schematico della separazione flash di un liquido originale di giacimento attraverso un separatore a singolo stadio fino allo stoccaggio

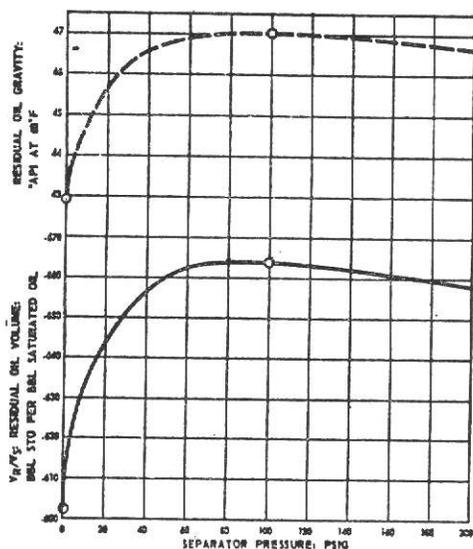


Fig. 52
 Effetti della pressione al separatore sulla gravità A.P.I. e sul volume dell'olio stock tank (separazione a singolo stadio a 70 °F)

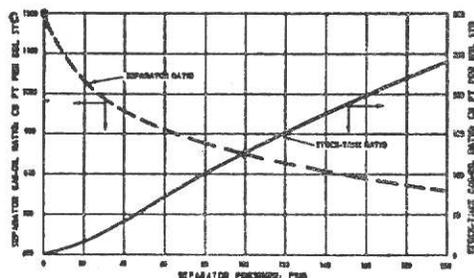


Fig. 53
 Effetti della pressione al separatore sul rapporto gas-olio (separazione a singolo stadio a 70 °F)

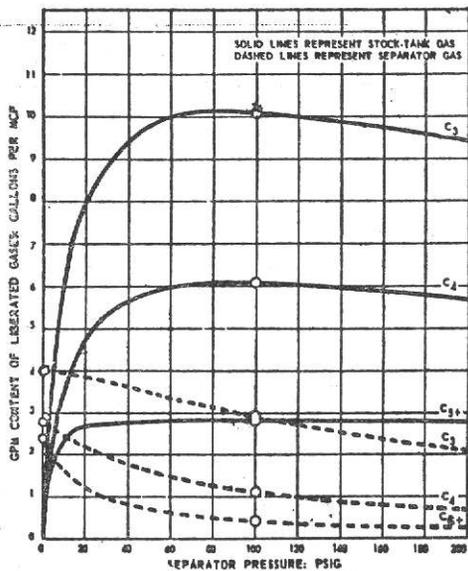


Fig. 54

Effetti della pressione al separatore sui contenuti G.P.M. di gas liberato (separazione a singolo stadio a 70°F)

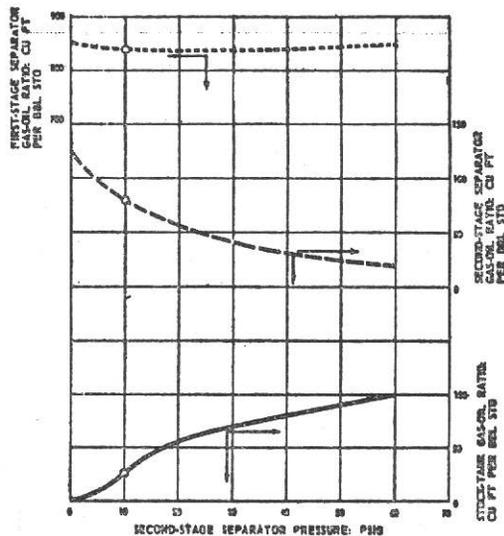


Fig. 56 - Effetti della pressione al separatore sul rapporto gas-olio (separazione a doppio stadio a 70°F pressione di separatore al primo stadio 100 P.S.I.G.)

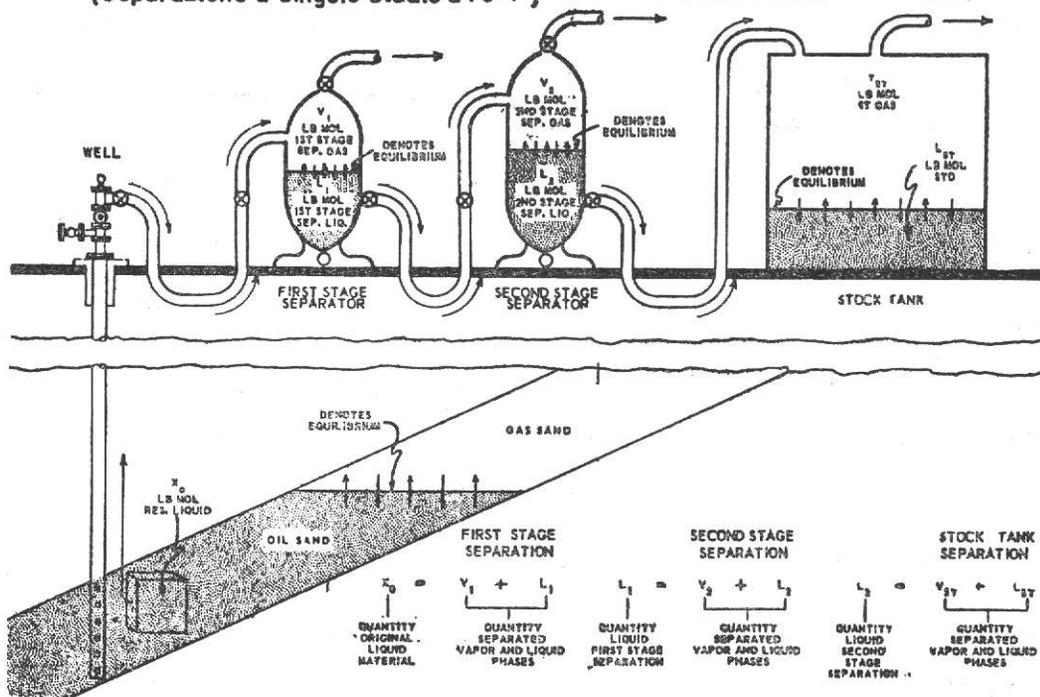


Fig. 55

Diagramma schematico della separazione flash di un liquido originale di giacimento attraverso un separatore a doppio stadio fino allo stoccaggio

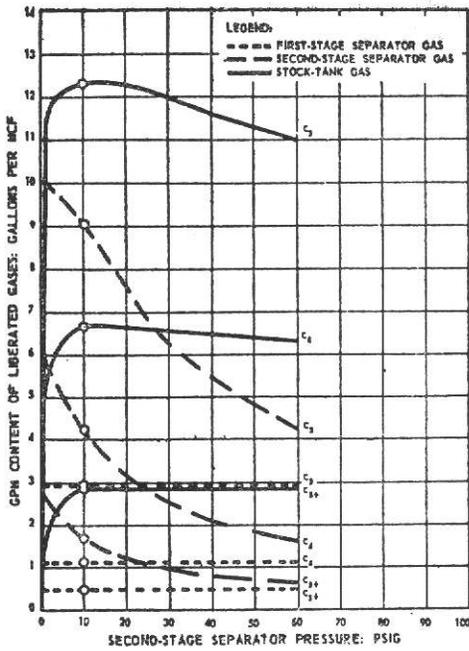


Fig. 57

Effetti della pressione al separatore sui G.P.M. di gas liberato (separazione a due stadi a 70 °F: pressione del primo stadio 100 P.S.I.G.)

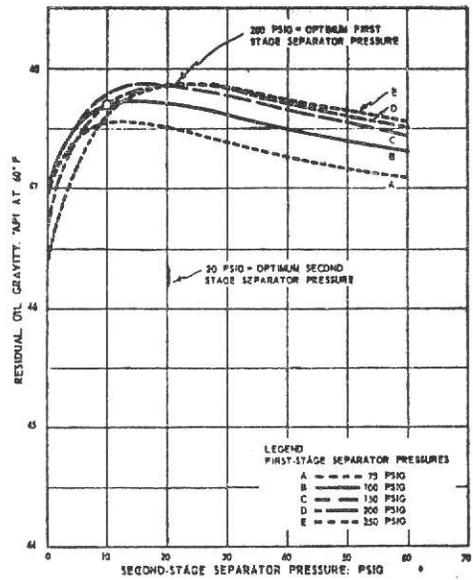


Fig. 58

Effetti della pressione al separatore sulla gravità A.P.I. di olio stock tank (separazione a due stadi a 70 °F)

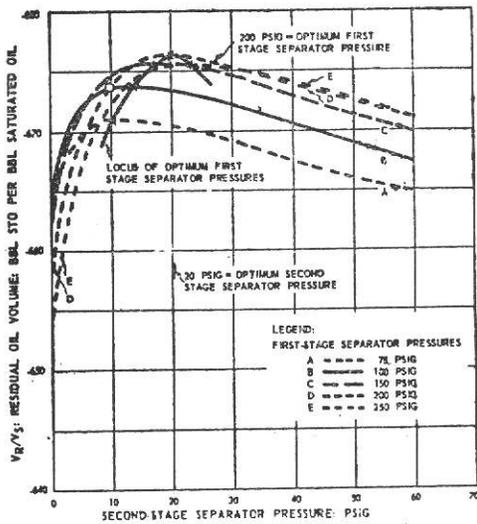


Fig. 59

Effetti della pressione al separatore sul volume dell'olio residuo (separazione a due stadi a 70 °F)

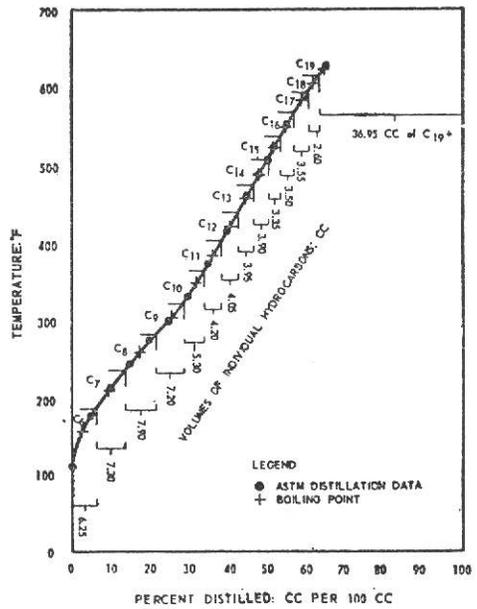


Fig. 60

Curva di distillazione asth dell'olio residuo, che mostra i punti medi di ebollizione ed i volumi degli idrocarburi nel miscuglio

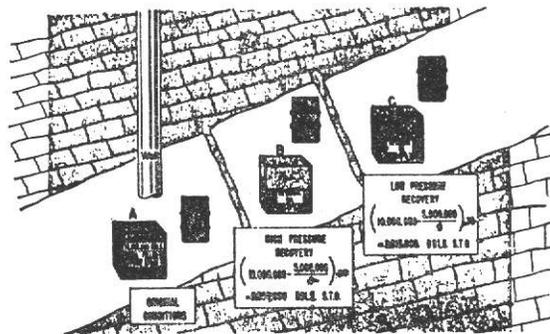


Fig. 61
 Recupero d'olio a differenti
 pressioni di giacimento

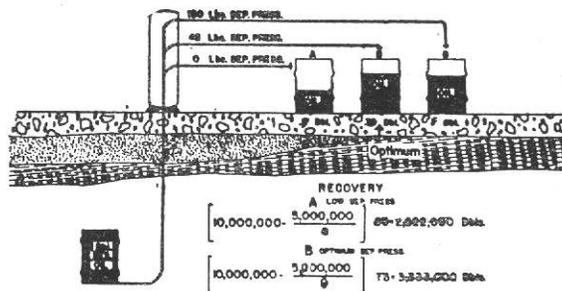


Fig. 62
 Ricupero di olio (stock tank) a diffe
 renti pressioni del separatore

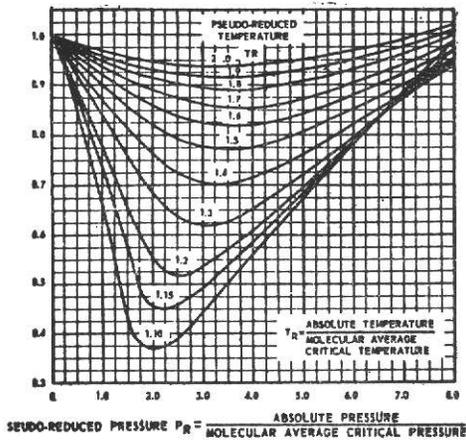


Fig. 63

Comprimibilità del gas naturale
(secondo Brown)

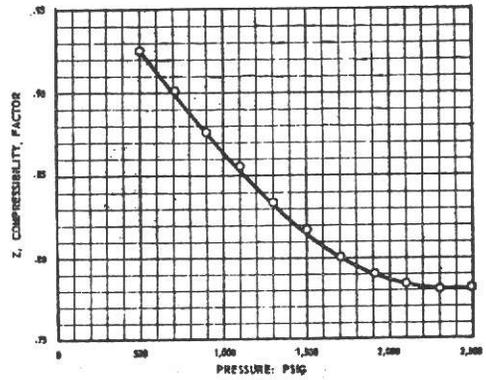


Fig. 64

Curva del fattore di comprimibilità
calcolata per un gas di gas cap
(tab. XXVI)

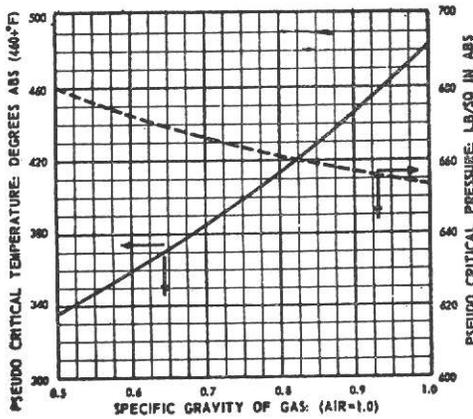


Fig. 65

Temperatura e pressioni pseudo
critiche in funzione della densità
del gas (secondo Brown)

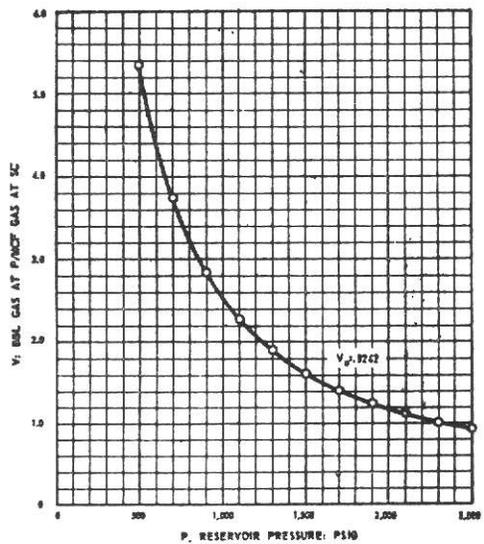


Fig. 66

Curva del V (pressione-volume)
per gas di gas cap a 134 °F
(tab. XXVII)

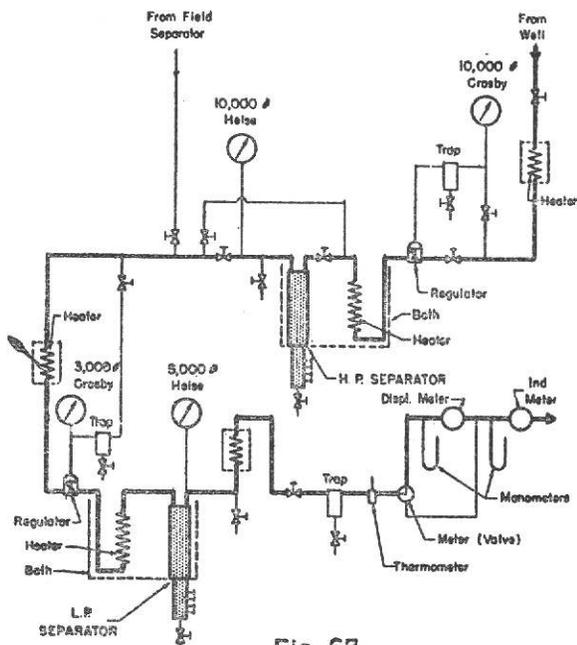


Fig. 67

Schema di un apparecchio portatile per prove su gas condensato

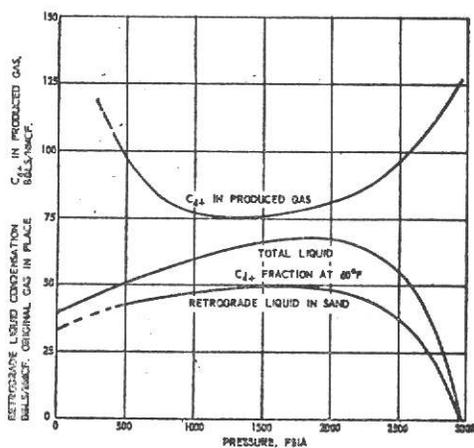


Fig. 68

Condensazione retrograda e frazione C_{4+} in un gas prodotto da un giacimento a gas condensato (dati ricavati da: standing, Lindblad e Parson)

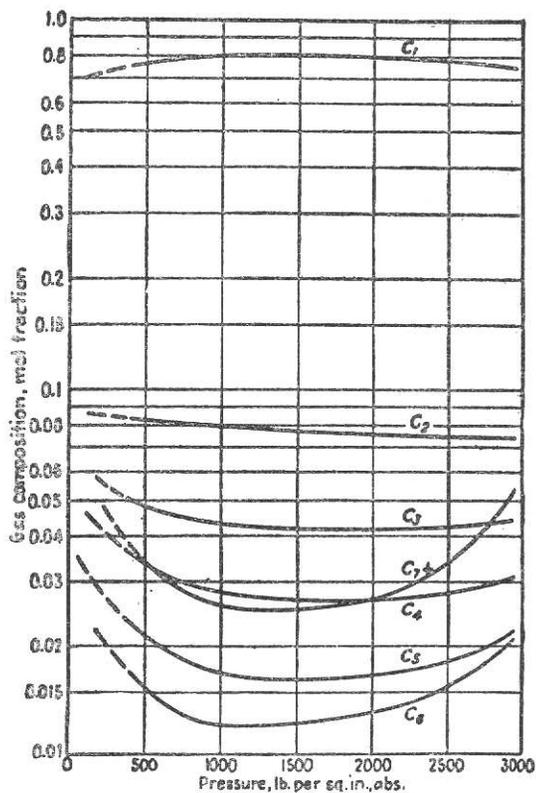


Fig. 69

Variatione della composizione del fluido prodotto dal giacimento a gas condensato descritto in Fig. 68 (secondo: standing, Lindblad e Parson)

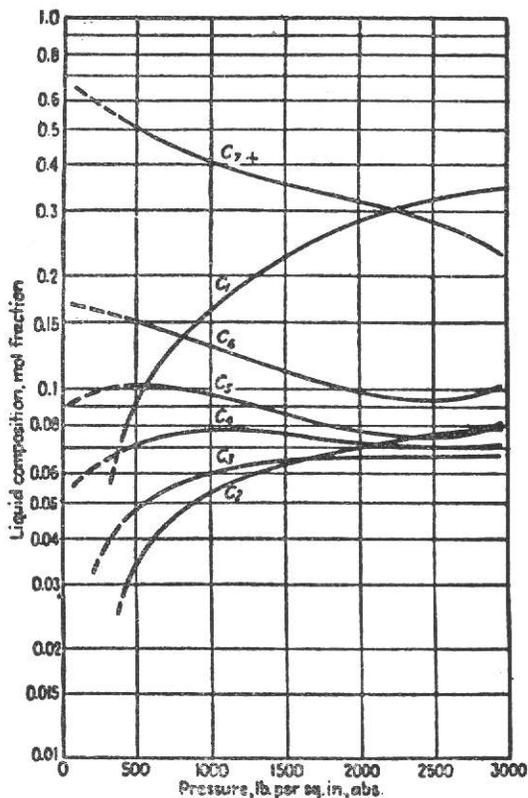


Fig. 70

Variatione della composizione della fase liquida di giacimento descritta in Fig. 68 (secondo: standing, Lindblad e Parson)