



Sviluppo e coltivazione
giacimenti

PETROFISICA DELLE ROCCE FLUSSO POLIFASICO NELLE ROCCE SERBATOIO

F. EVA

OTTOBRE 1980

INDICE

1. INTRODUZIONE	pag.	1
1.1. Prelievo e Preservazione delle Carote	”	1
1.2. Campionamento ed Analisi	”	2
2. ANALISI DI ROUTINE	”	5
2.1. Saturazione in Fluidi Residui	”	5
2.2. Porosità	”	5
2.3. Permeabilità	”	10
2.4. Fattore di Formazione	”	15
3. ANALISI SPECIALI	”	19
3.1. Comprimibilità delle Rocce	”	19
3.2. Capillarità	”	20
3.3. Permeabilità Relativa	”	28
4. BIBLIOGRAFIA	”	33

1. INTRODUZIONE

La petrofisica delle rocce-serbatoio si basa in buona parte sullo studio delle carote. Per comprendere pienamente l'importanza delle carote nello studio dei giacimenti, vediamo brevemente come si sviluppa la ricerca di idrocarburi.

È noto che una compagnia petrolifera, titolare d'un permesso, cerca in un primo tempo d'individuare le eventuali strutture esistenti nella zona del permesso attraverso l'esplorazione geofisica. Delimitate le possibili strutture, si parte con l'esplorazione geologica mediante un sondaggio con un impianto di perforazione per accertare la presenza o meno di idrocarburi negli eventuali strati porosi del sottosuolo.

Il sondaggio viene eseguito secondo un programma ben dettagliato steso dalle varie unità interessate alla ricerca. In questo programma, la geologia del sottosuolo prevede il prelievo di carote con lo scopo di acquisire dati utili alla conoscenza dei terreni attraversati dal sondaggio.

I risultati del sondaggio (o più sondaggi) possono essere:

- negativi, cioè la struttura è sterile ed allora l'esplorazione viene abbandonata;
- positivi, cioè sono stati individuati uno o più livelli mineralizzati ed allora l'esplorazione prosegue per passare allo sviluppo e coltivazione del giacimento.

Si possono pertanto distinguere due fasi nell'attività di ricerca petrolifera:

- fase di esplorazione
- fase di sviluppo e coltivazione

Nella prima fase, il prelievo di carote sarà dettato da criteri prevalentemente geologici, mentre nella seconda fase, le carote serviranno soprattutto per ottenere dati utili allo studio del giacimento, il cui scopo è quello di programmare i modi e i tempi di sfruttamento del giacimento tenendo presente che l'obiettivo è quello di ottenere il massimo recupero con il minor impegno economico.

È chiaro a questo punto che le carote sono d'estrema importanza perché sono campioni di roccia prelevati alle profondità interessate e perciò forniscono una conoscenza **diretta** delle caratteristiche morfologiche e strutturali della roccia-serbatoio, molto importanti per il calcolo delle riserve e la taratura dei logs di pozzo, nonché per lo studio della distribuzione dei fluidi ed il loro moto attraverso la roccia.

1.1. Prelievo e Preservazione delle Carote

Per prelevare le carote di fondo si impiega il carotiere che è composto da un tubo lungo 9 metri che serve ad alloggiare la carota e da una scarpa che fa da scalpello ed ha un foro centrale che permette l'ingresso della carota nel tubo portacarota, ove essa viene trattenuta dal fermacarota.

Il diametro del carotiere varia di pari passo con il diametro delle aste di perforazione che a loro volta possono variare in relazione alla profondità del sondaggio. Si possono combinare insieme due portacarote per il prelievo di carote lunghe 18 metri (60 piedi).

Il recupero può essere totale (100%), parziale (< 100%), nullo (0%): il buon recupero della carota dipende dal tipo di roccia e da una abile esecuzione del prelievo da parte del perforatore.

Esiste comunque un carotiere con manica di gomma per il prelievo di carote in formazioni costituite da rocce sciolte o poco consolidate.

Appena il carotiere arriva a testa pozzo, la carota viene estratta dal tubo portacarota e preparata per la spedizione ai laboratori. Questa operazione va eseguita con la massima cura e cautela per evitare di arrecare il benché minimo disturbo alla carota.

L'operazione avviene nel seguente ordine:

1. Estrazione della carota dal tubo portacarota
2. Pulizia esterna della carota con asportazione del fango di perforazione con stracci puliti e asciutti
3. Preparazione di spezzoni lunghi 1 metro
4. Succinta descrizione litologica della carota
5. Avvolgimento degli spezzoni in carta stagnola
6. Introduzione degli spezzoni in manica di plastica e chiusura della manica alle due estremità
7. Collocamento degli spezzoni nelle cassette di legno
8. Bloccaggio degli spezzoni nelle cassette con paraffina liquida al punto di fusione
9. Chiusura delle cassette previa inclusione della descrizione litologica di cui al punto 4
10. Apposizione sulle cassette di tutti i dati di riconoscimento (campo, pozzo, numero progressivo della carota, profondità, ecc.)
11. Spedizione delle cassette ai laboratori.

Ricordiamo che esistono anche le carote di parete. Esse vengono prelevate quando si vuol disporre di elementi diretti di valutazione di un intervallo già attraversato dalla perforazione dove ovviamente non è più possibile prelevare una carota di fondo.

1.2. Campionamento ed Analisi

Al loro arrivo a destinazione le carote vengono sottoposte al campionamento, che viene eseguito in un laboratorio appositamente attrezzato per tale funzione.

Il campionamento deve tener conto dei diversi tipi di analisi che vengono eseguite sulle carote: infatti dalla petrografia alla paleontologia, dalla stratigrafia alla petrofisica, ecc.,

ogni laboratorio richiede tipi particolari di campioni.

Per quanto riguarda la petrofisica, le analisi possono essere di routine e speciali: le analisi di routine sono quelle che vengono eseguite su tutte le carote e sono di interesse preminentemente geologico; le analisi speciali riguardano invece solo le carote destinate a studi di giacimento che vengono eseguiti nella fase di sviluppo e coltivazione del campo. Le analisi speciali infatti riguardano soprattutto la distribuzione e la dinamica di flusso dei fluidi nel giacimento. A tale scopo vengono programmati i carotaggi meccanici continui che possono interessare anche l'intera formazione mineralizzata, oggetto di studio da parte del "reservoir engineering".

Nel laboratorio di campionamento, le carote vengono tolte dalle cassette e trasferite, dopo averle liberate dal materiale preservante, in nuove cassette per procedere al campionamento.

L'unità di misura per la numerazione dei campioni è il decimetro per le profondità in metri oppure il piede per le profondità in piedi.

La frequenza dei campioni destinati alle analisi di routine è in ogni caso 30 cm. per uniformare statisticamente sia le carote prelevate in metri sia le carote prelevate in piedi.

Le dimensioni dei campioni dipendono dal tipo di roccia delle carote: se la roccia è omogenea, il campione convenzionale è il cosiddetto "plug", costituito da un cilindro 1" x 1". Se la roccia è eterogenea, il campione è il cosiddetto "full-size" cioè spezzoni a pieno diametro di lunghezza variabile in relazione alla integrità o meno della roccia. I campioni possono essere orizzontali o verticali.

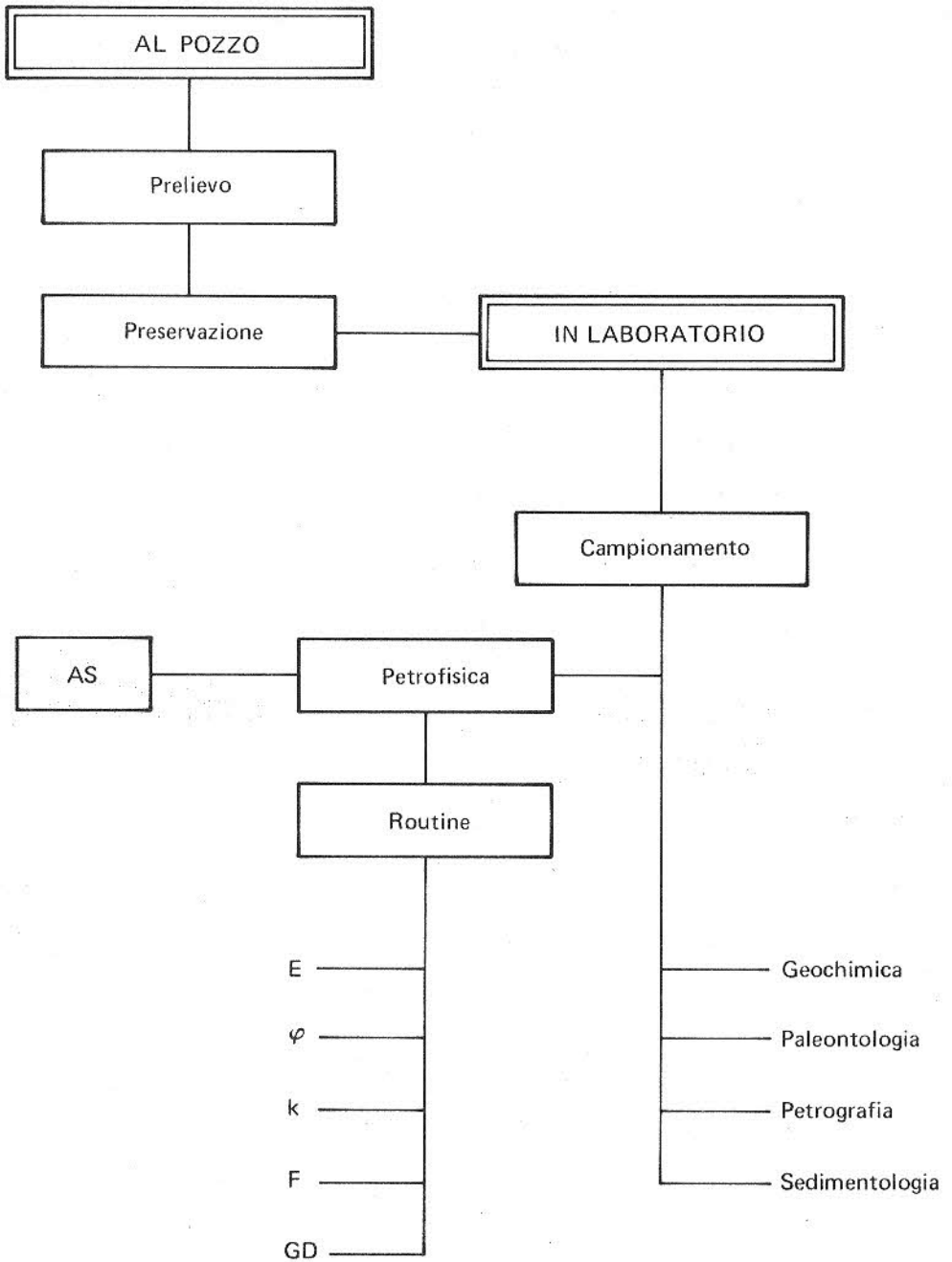
Le analisi di routine avvengono nel seguente ordine:

1. estrazione dei fluidi residui
2. lavaggio
3. essiccamento
4. porosità
5. permeabilità
6. fattore di resistività di formazione.

Un campione a parte (1 x metro) viene prelevato per la misura della densità reale (grain density).

Le analisi speciali non richiedono un campionamento statistico: il prelievo dei campioni per le analisi speciali segue criteri legati alla variazione delle caratteristiche petrofisiche della roccia.

CAMMINO DELLA CAROTA



AS = analisi speciali

E = estrazione dei fluidi
residui

φ = porosità

K = permeabilità

F = fattore di formazione

GD = densità reale

2. ANALISI DI ROUTINE

2.1. Saturazione in Fluidi Residui

Si definiscono fluidi residui, i fluidi esistenti in carota al momento del recupero delle carote a testa pozzo.

Mediante l'estrazione di questi fluidi si può determinare la saturazione in fluidi residui della carota.

Il termine "residui" vuol indicare che i fluidi estratti dalla carota in laboratorio non sono più, nella quantità e nella composizione, quelli esistenti in giacimento. Ciò è dovuto ai fenomeni che avvengono quando si taglia e si porta alla superficie la carota.

Ad esempio in un giacimento ad olio la carota, durante il taglio, è sottoposta all'azione di flussaggio da parte del filtrato del fango; inoltre, mentre il carotiere viene estratto, la pressione in carota diminuisce con conseguente liberazione del gas disciolto nell'olio, che a sua volta causa l'espulsione di parte dei fluidi originali della carota.

Durante l'azione di flussaggio, il filtrato del fango entra in carota e spiazza una frazione di olio, per cui la saturazione in olio diminuisce, mentre aumenta la saturazione in acqua.

La saturazione in olio decresce ulteriormente quando, col diminuire della pressione in carota durante l'estrazione del carotiere, il gas disciolto nell'olio si libera e spiazza olio e acqua.

Di conseguenza, una parte di spazio poroso rimane occupato dal gas liberato.

I metodi di estrazione impiegati in laboratorio sono due:

1. estrazione a solvente
2. estrazione a secco sottovuoto.

I risultati ottenuti con l'estrazione dei fluidi residui possono dare indicazioni sulla presenza o meno di idrocarburi nella formazione da cui proviene la carota, nonché sul tipo di mineralizzazione. Possono inoltre essere indicativi della saturazione in olio residuo dopo "water drive" e, in certi casi, del valore della saturazione in acqua irriducibile.

2.2. Porosità

Generalità

La porosità è una delle caratteristiche fisiche fondamentali che definiscono una roccia serbatoio.

Essa costituisce lo spazio disponibile per l'accumulo degli idrocarburi ed è uno degli ele-

menti essenziali per il calcolo delle riserve di un giacimento.

La maggioranza delle rocce sedimentarie è costituita da particelle solide che, al momento della sedimentazione e dopo l'assestamento, hanno lasciato degli interstizi che danno alla roccia serbatoio la capacità di contenere dei fluidi (olio, acqua, gas). Tali vuoti possono avere dimensioni e forme diverse, ma devono essere intercomunicanti al fine di permettere il moto dei fluidi medesimi.

Da un punto di vista teorico, per farsi un'idea di ciò che è la porosità di un materiale granulare, prendiamo a modello una sabbia tutta costituita idealmente da particelle sferiche dello stesso diametro. Queste sfere in un piano possono disporsi in infiniti modi: nella Fig. 1 sono rappresentati vari tipi di assestamento nello spazio con porosità che variano da un minimo del 25,95% a un massimo del 47,64%.

Si definisce la porosità di un corpo come il rapporto fra il volume di tutti i suoi vuoti ed il volume totale del corpo stesso; tale porosità viene più propriamente chiamata **porosità assoluta o totale**.

Nel caso delle rocce serbatoio, ciò che interessa agli effetti produttivi è la porosità costituita da pori comunicanti fra loro. Tale porosità viene generalmente chiamata **porosità effettiva o utile**.

Se indichiamo con φ la porosità effettiva di una roccia, con V_b il volume totale e con V_p il volume dei pori comunicanti, potremo rappresentare la porosità effettiva con la formula:

$$\varphi = \frac{V_p}{V_b}$$

che in pratica viene espressa in percento o come frazione decimale.

Se la roccia contiene pori non comunicanti e se si indica con V'_p l'insieme di tutti i pori, la porosità totale φ' sarà data da:

$$\varphi' = \frac{V'_p}{V_b}$$

La differenza

$$\varphi'' = \varphi' - \varphi = \frac{V'_p - V_p}{V_b}$$

viene definita come **porosità residua** e rappresenta la porosità dovuta ai soli pori non comunicanti.

Nel campo degli studi minerari petroliferi, la porosità totale interessa solo per il fatto che è quella che viene individuata nei carotaggi elettrici (logs), ma comunemente si usano i valori di porosità effettiva. D'altra parte, nelle rocce serbatoio vi è in genere pochissima differen-

za fra porosità totale e porosità effettiva; quest'ultima può essere al massimo inferiore del 10% rispetto alla prima.

Porosità delle Rocce Serbatoio

Dal punto di vista petrofisico, la porosità delle rocce può essere classificata in due tipi principali:

- Primaria detta anche intergranulare od originaria: deriva dai vuoti lasciati fra i frammenti minerali al momento della deposizione ed è pertanto una caratteristica originale della roccia, che dipende dalla forma e dimensione dei granuli, dalla loro distribuzione, dal modo di deposito e dal **costipamento** che ha luogo durante e dopo la sedimentazione (Fig. 2).
- Secondaria: è legata a variazioni che hanno luogo successivamente alla deposizione o a processi chimico-fisici che determinano la trasformazione dei sedimenti in rocce, modificandone la tessitura, la struttura e la composizione (diagenesi).

Esempi di porosità primaria:

porosità intercrystallina (calcari)
porosità intergranulare (sabbie, arenarie)
porosità a struttura oolitica (calcari)

Esempi di porosità secondaria:

porosità vacuolare
porosità per distruzione di fossili
porosità per fratture
porosità per dissoluzione
porosità per dolomitizzazione
porosità per silicizzazione
porosità per ricristallizzazione

Porosità delle Argille

Le argille di per sè non costituiscono rocce serbatoio data la estrema finezza dei pori e dei granuli, i quali, esercitando una forte attrazione capillare, determinano una permeabilità ai fluidi praticamente nulla. Possono pertanto costituire la roccia di copertura (caprock).

La porosità delle argille è però molto alta: inizialmente, al momento della deposizione, esse hanno porosità del 90% ma il costipamento riduce poi progressivamente tale porosità a valori esigui, come si può dedurre dalla **correlazione profondità-densità apparente delle argille** in Fig. 3.

Valutazione della Porosità

La valutazione della porosità in laboratorio si può effettuare sulle carote colla misura diret-

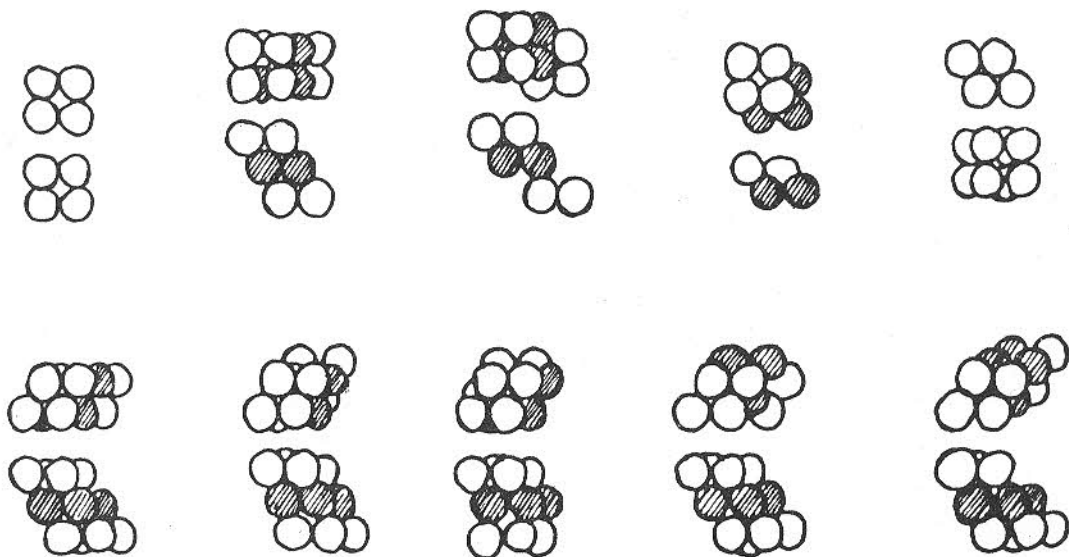


Fig. 1 - Disposizioni reticolari varie di corpi sferici

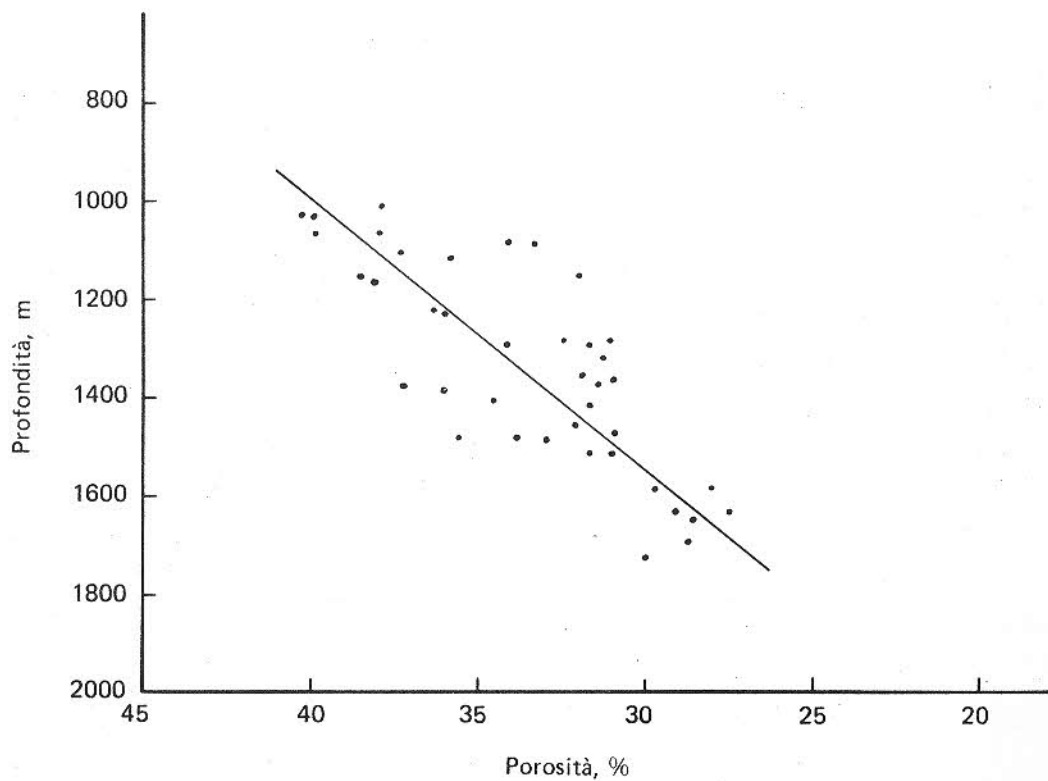


Fig. 2 - Valori della porosità in funzione della profondità di alcune sabbie della Pianura Padana.

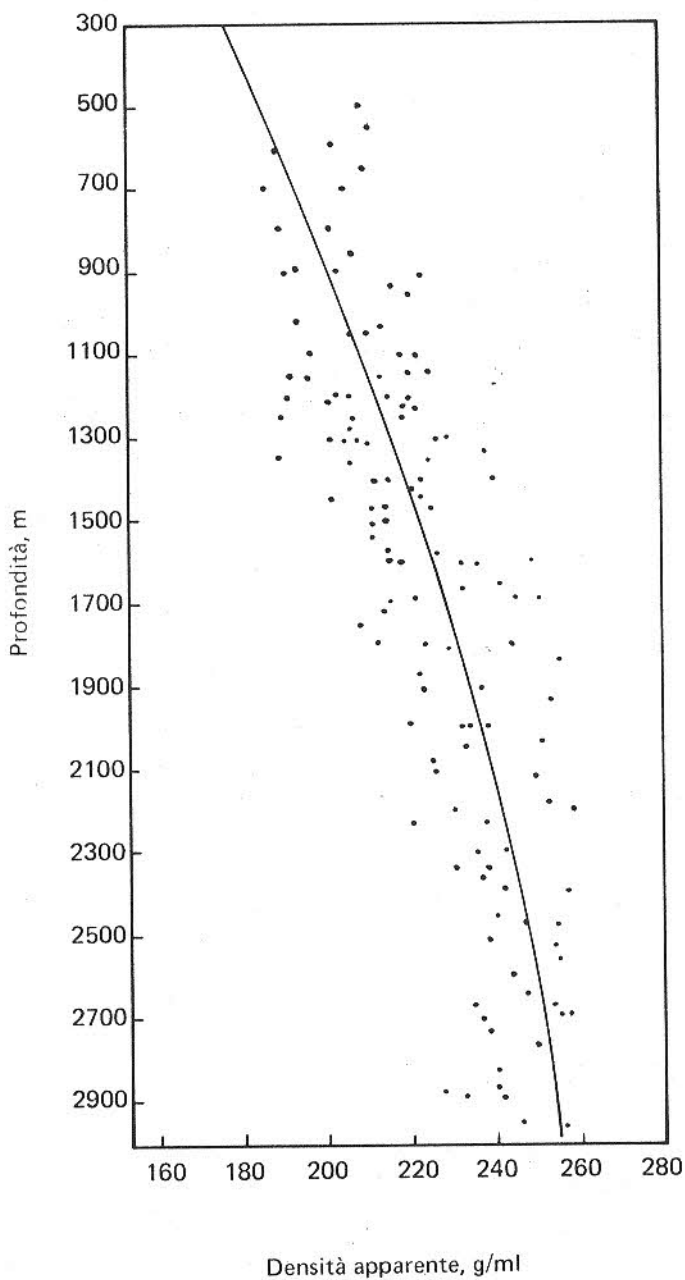


Fig. 3 - Densità apparente delle argille in funzione delle profondità.

ta mediante appositi strumenti detti porosimetri.

In base alla definizione data della porosità, l'entità geometrica ad essa corrispondente può essere calcolata dalle seguenti formule:

$$\text{Porosità } \varphi, \% = \frac{\text{Vol. totale} - \text{Vol. grani}}{\text{Vol. totale}} \cdot 100 = \frac{V_b - V_s}{V_b} \cdot 100$$

$$\text{Porosità } \varphi, \% = \frac{\text{Vol. vuoti}}{\text{Vol. totale}} \cdot 100 = \frac{V_p}{V_b} \cdot 100$$

$$\text{Porosità } \varphi, \% = \frac{\text{Vol. vuoti}}{\text{Vol. grani} + \text{Vol. vuoti}} \cdot 100 = \frac{V_p}{V_s + V_p} \cdot 100$$

Pertanto, quando si conoscono i parametri che figurano nelle citate formule cioè volume totale del campione (V_b), volume poroso (spazi vuoti) (V_p), volume della parte solida (granuli nel loro complesso) (V_s) si può conoscere la porosità.

Quindi, tutti i metodi per la determinazione della porosità condotta in laboratorio dovranno permetterci di misurare tali parametri o almeno due di essi.

Metodi di misura

Nei laboratori dell'AGIP, il metodo impiegato per la misura della porosità è quello che si basa sulla legge di Boyle (legge dei gas), con il quale si misura il volume totale ed il volume solido del campione.

Un secondo metodo è quello per saturazione, nel quale si misura direttamente il volume dei pori per via gravimetrica e il volume totale per via picnometrica.

2.3. Permeabilità

Definizione

Altra fondamentale caratteristica fisica di una roccia serbatoio è la permeabilità. Questa rappresenta la capacità di una roccia a lasciar circolare i fluidi attraverso il suo volume poroso senza che intervengano alterazioni della sua struttura o spostamenti delle sue parti. E' pertanto una proprietà intrinseca della roccia, legata alla sua costituzione litologica, alla sua tessitura e alla sua configurazione porosa e dà in definitiva la misura della produttività di una formazione petrolifera.

Legge di Darcy e Unità di Misura

L'espressione quantitativa della permeabilità è data dalla relazione che Darcy trovò speri-

mentalmente nel 1856 studiando il flusso dell'acqua attraverso filtri sabbiosi orizzontali. Durante i suoi esperimenti, Darcy accertò che in un flusso lineare, la quantità d'acqua che passava attraverso setti sabbiosi nell'unità di tempo era direttamente proporzionale al gradiente idraulico e all'area della sezione del setto e inversamente allo spessore di questo ultimo.

Nella sua formula più generale la legge di Darcy può venire espressa nel modo seguente:

$$v_s = \frac{q}{A} = - \frac{k}{\mu} \left(\frac{dp}{ds} - \rho g \frac{dZ}{ds} \right)$$

dove:

- s = distanza della direzione del flusso sempre positiva, cm
- v_s = velocità apparente del flusso attraverso l'unità di superficie del mezzo poroso nell'unità di tempo, cm/sec
- q = quantità di flusso, cm³/sec
- A = area media di una sezione perpendicolare alla direzione di flusso, nel punto in cui si considera v_s , cm²
- Z = coordinata verticale, considerata positiva verso il basso, cm
- ρ = densità del fluido, g/ml
- g = accelerazione di gravità, cm/sec²
- $\frac{dp}{ds}$ = gradiente di pressione nella direzione del flusso s nel punto in cui si considera v_s , atm
- μ = viscosità del fluido, cp
- k = permeabilità del mezzo, darcy

La legge di Darcy, come sopra formulata, lega le diverse variabili che influenzano il flusso viscoso di un fluido omogeneo (monofase) attraverso il mezzo poroso, saturato al 100% dallo stesso fluido e sempre che quest'ultimo non eserciti alcuna azione chimica o fisica sul mezzo stesso. In essa figura una costante di proporzionalità, k, che è la permeabilità, e che, come abbiamo già detto, è una caratteristica peculiare del mezzo, indipendente dalle dimensioni di questo, dal gradiente di pressione esercitato sui fluidi impiegati (limitatamente a quelli incompressibili) e dalla viscosità degli stessi. Di conseguenza per un dato valore di k, la portata di flusso di un fluido, in regime permanente, attraverso un blocco di roccia porosa è direttamente proporzionale alla differenza di pressione esistente in punti diversi del blocco e alla superficie esterna d'esso, mentre è inversamente proporzionale alla viscosità del fluido e allo spessore del blocco, cioè

$$q = k \frac{A \Delta P}{L \mu} \quad \text{da cui} \quad k = q \frac{L \mu}{A \Delta P}$$

Per gli scopi pratici è importante fissare il concetto che i mezzi porosi posseggono una caratteristica di permeabilità che può essere determinata ricorrendo a misure sperimentali.

Nell'industria petrolifera di ricerca, l'American Petroleum Institute (API) ha standardizzato il "darcy" definendolo nel modo seguente:

- un mezzo poroso ha una permeabilità di un darcy, quando un fluido monofase della viscosità di un centipoise, che riempie completamente il volume poroso del mezzo, fluisce attraverso ad esso, in condizioni di flusso viscoso, con una portata di un centimetro cubo per secondo, per un'area di un centimetro quadrato di sezione, per una differenza di pressione di un'atmosfera.

Nelle misure pratiche, si usa un sottomultiplo del darcy, che viene chiamato millidarcy (millesima parte del darcy).

Variazione di Permeabilità

L'applicazione della legge di Darcy per determinare la permeabilità delle rocce serbatoio, si basa sul presupposto che i fluidi flussanti non abbiano azione alcuna sulla roccia e che, in condizioni di flusso viscoso, non vi sia differenza nel meccanismo di flussaggio fra fase liquida e fase gassosa: infatti, in teoria la permeabilità di un mezzo è da considerare costante e cioè indipendente dal tipo di fluido impiegato e dalla pressione differenziale.

In pratica però, se un liquido interagisce sia chimicamente che fisicamente con la materia costituente la roccia, il valore della permeabilità varia. Ad esempio, i fenomeni di idratazione cui vanno soggetti i minerali argillosi determinano alterazioni nella permeabilità causate dal rigonfiamento dell'argilla, con conseguente riduzione del volume poroso. Così la permeabilità di una roccia all'acqua salata, sarà maggiore che non all'acqua dolce.

Un altro fenomeno messo in luce per la prima volta da Klinkenberg mette in evidenza che la permeabilità a un flusso di gas è superiore a quella di un liquido per una specie di slittamento (slip) che le molecole del gas subiscono lungo la parete dei canalicoli del mezzo poroso.

Nel flusso viscoso si presume che la velocità di un liquido lungo le pareti di un tubo capillare sia nulla per l'attrito interno delle molecole; nel caso di un gas invece, le singole molecole contribuiscono all'effetto della velocità, la quale acquista un valore finito anche lungo le pareti, quando le dimensioni del cammino libero medio delle molecole sono dello stesso ordine del diametro del capillare.

Klinkenberg afferma che la permeabilità ai gas è funzione del cammino libero delle molecole e di conseguenza varia con tutti i fattori (temperatura, pressione, natura del gas) che condizionano il cammino libero medio stesso.

Klinkenberg ha ricavato una relazione che lega la permeabilità a un gas e quella a un liquido, la quale può essere espressa nel modo seguente:

$$k_g = k_l \left(1 + \frac{b}{p_m} \right)$$

dove:

k_g = permeabilità del mezzo ad un gas che satura al 100% il volume poroso (a temperatura costante)

k_l = permeabilità del mezzo a un liquido monofase, che satura al 100% il volume poroso (a temperatura costante)

p_m = pressione media alla quale il gas fluisce

b = costante di Klinkenberg per un dato tipo di gas e un dato tipo di roccia

L'equazione sopracitata dice che la permeabilità del gas varia con la pressione media, legando la permeabilità al reciproco della pressione media di flussaggio. Si può rappresentare graficamente la variazione di permeabilità per tre gas idrocarburici diversi. Le varie linee intercettano l'asse delle ordinate in uno stesso punto che rappresenta (per una pressione infinita $\frac{1}{P_m} = 0$) la permeabilità equivalente a un liquido monofase, k_l ; la pendenza delle curve esprime b (Fig. 4).

Esiste in ogni caso una relazione fra b e k_l che, riportata graficamente in coordinate bilogaritmiche, dà un diagramma che può servire per valutare approssimativamente la permeabilità corretta (Fig. 5).

Permeabilità delle Rocce Serbatoio

Per quanto precedentemente detto, la permeabilità di una roccia serbatoio è legata anzitutto alla sua configurazione porosa e perciò tutti i fattori geologici e petrofisici che influenzano la porosità effettiva, influenzano anche la permeabilità. Permeabilità dovuta ad ampi spazi vuoti, quali fratture e cavità, saranno molto maggiori di quelle determinate da molti piccoli pori. Rocce clastiche a granulometria molto fine mostreranno permeabilità assai più basse di quelle a granulometria grossolana.

Nelle rocce serbatoio, la permeabilità verticale è diversa in genere da quella orizzontale, la quale è di solito maggiore. La ragione di ciò è da ricercare nel processo di sedimentazione per cui i granuli tendono a stratificarsi e sovrapporsi orizzontalmente secondo la parte appiattita e a disporsi con l'asse maggiore lungo la direzione della corrente. In tal modo si avranno orizzontalmente degli interstizi di più facile passaggio e quindi di maggior permeabilità, la quale verrà ulteriormente aumentata dalla circolazione delle acque solventi, che più facilmente si muovono nello stesso senso.

Di norma, è lungo questa permeabilità orizzontale che si effettua il drenaggio dei fluidi del giacimento verso i pozzi.

Alti valori di permeabilità verticale possono a volte essere determinati da fratture che attraversano verticalmente i piani di stratificazione e che sono state successivamente allargate da azioni di dissoluzione.

I valori medi di permeabilità di rocce serbatoio possono variare da pochi millidarcy a 1000

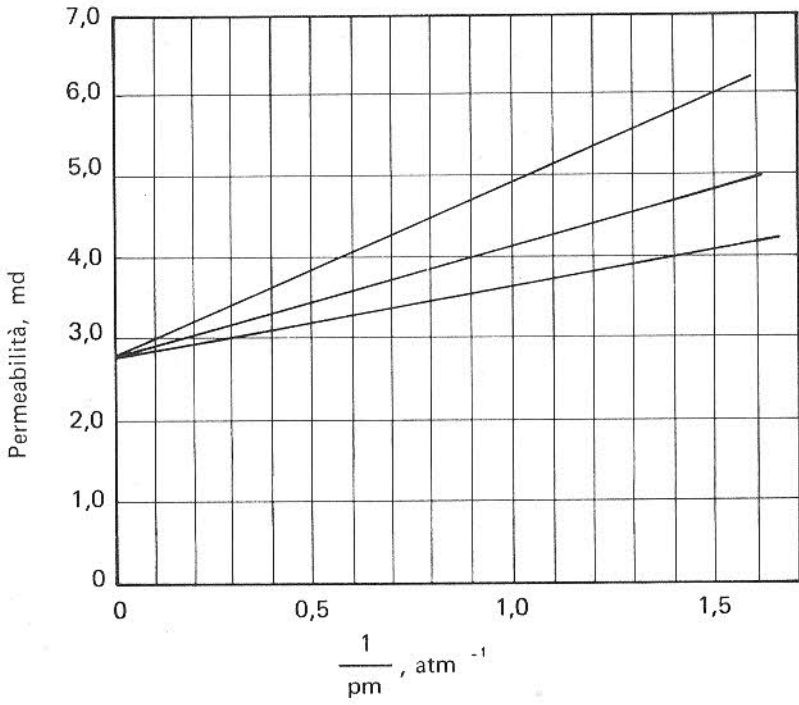


Fig. 4 - Variazione della permeabilità a gas diversi in funzione della pressione media.

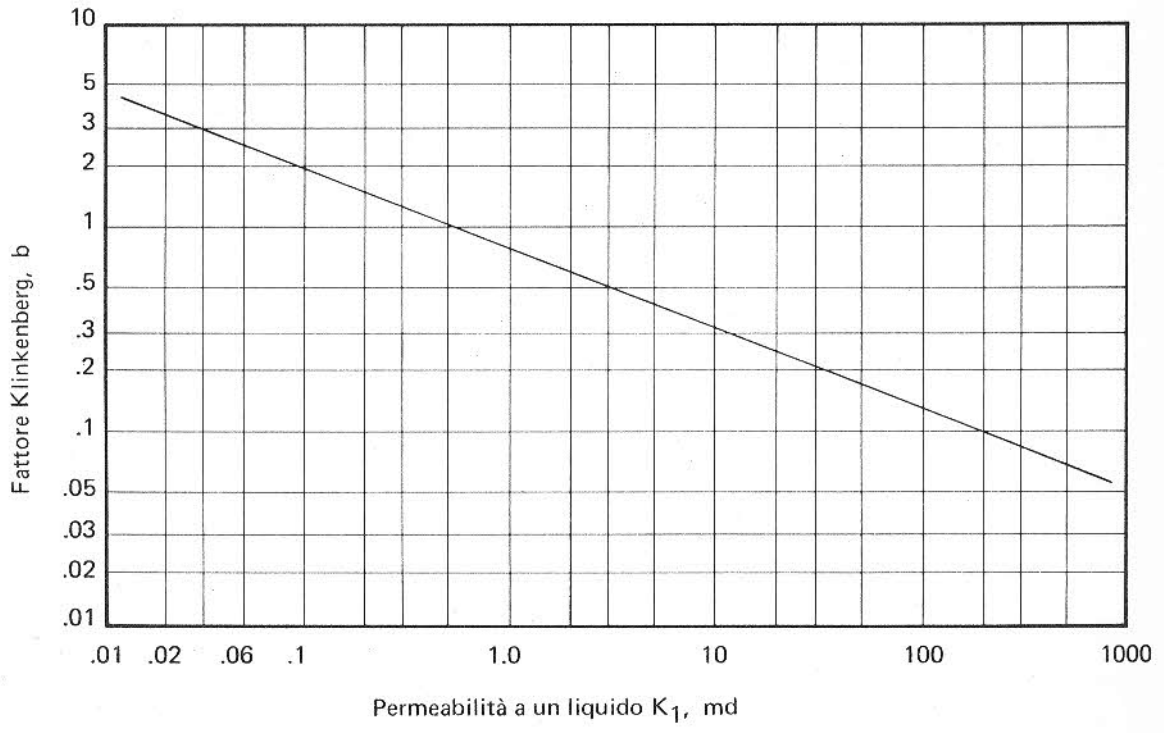


Fig. 5 - Relazione fra il fattore di Klinkenberg e la permeabilità a un liquido non reattivo.

millidarcy; possono però avere anche valori molto superiori (migliaia di millidarcy). Si hanno poi casi di rocce serbatoio, la cui matrice mostra all'analisi permeabilità bassissime (dell'ordine di 0,1 md) le quali possono essere commercialmente produttive a causa della presenza di una rete di fratture che contribuisce alla complessiva capacità di flusso.

Valutazione della Permeabilità

La permeabilità inerente ad un fluido omogeneo che satura il mezzo al 100% si chiama **permeabilità assoluta**.

Le misure di permeabilità si possono effettuare solo in laboratorio su campioni di carote.

Gli appositi strumenti impiegati in laboratorio per le misure di permeabilità vengono denominati **permeometri**.

Secondo la legge di Darcy, la misura della permeabilità di un mezzo poroso richiederà:

- a) conoscenza delle dimensioni del campione (lunghezza e sezione)
- b) ottenimento di un flusso viscoso di un fluido attraverso il campione a mezzo di una pressione differenziale (portata e pressione)
- c) conoscenza della viscosità del fluido impiegato.

2.4. Fattore di Formazione

Fra i parametri di carattere geochimico di una roccia serbatoio si deve considerare la conduttività elettrica.

Dato che le rocce sedimentarie costituenti le rocce serbatoio sono imbevute di acqua più o meno salata, quando tali rocce sono mineralizzate possono riguardarsi come formazioni in cui l'acqua è stata parzialmente sostituita dagli idrocarburi. Poiché la matrice costituente una roccia serbatoio non è conduttrice, si ha che una formazione porosa presenta una conducibilità elettrica dipendente praticamente dall'acqua in essa contenuta, in quanto gli idrocarburi non sono conduttori.

Pertanto la conduttività o la resistività di una formazione costituisce un parametro specifico di essa che dipende:

- a) dal grado di saturazione in acqua interstiziale e dalla composizione chimica e temperatura di questa;
- b) dalla tessitura della roccia ossia dal tipo litologico, dalla forma, distribuzione e compattezza dei granuli e dalla tortuosità dei canalicoli formati dai pori comunicanti;
- c) dalla bagnabilità della roccia rispetto ai fluidi contenuti.

Per una data roccia, esiste un rapporto costante fra la resistività d'essa quando sia satura-

ta al 100% di acqua salata (R_o) e la resistività dell'acqua saturante (R_w). Tale rapporto viene denominato: **fattore di resistività di formazione** o semplicemente **fattore di formazione** (F):

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Il fattore di resistività di formazione è una grandezza adimensionale che rappresenta la resistività intrinseca di una formazione porosa: per questo è essenziale per l'interpretazione dei logs elettrici. Esso varia in funzione della geometria complessiva dello spazio poroso ed è quindi legato alla porosità effettiva della roccia. Numerosi studiosi (da Archie a Guyod, da Martin a Winsauer) hanno tentato, attraverso ricerche sperimentali e teoriche, di esprimere tale legame in termini matematici, ricavando una formula che, nella sua accezione più generale, può scriversi:

$$F = c \varnothing^{-m}$$

dove **c** ed **m** sono costanti legate ai vari tipi di roccia. Per molti casi la formula può scriversi (Humble):

$$F = \frac{0,62}{\varnothing^{2,15}}$$

variando da

$$F = \frac{1}{\varnothing^2}$$

per formazioni molto compatte a

$$F = \frac{0,75}{\varnothing^2}$$

per formazioni friabili.

c è uguale a 1 o di poco inferiore per quasi tutte le rocce: in tal caso la formula si semplifica e diviene:

$$F = \varnothing^{-m}$$

dove **m** che viene detto fattore di cementazione, dipende dal grado di consolidamento delle formazioni ed ha valori variabili da 1,3 per sabbie non consolidate a 2,2 per formazioni calcaree.

Nel suo significato fisico il fattore di cementazione denota il grado di consolidamento o cementazione delle rocce. Infatti, se consideriamo una sabbia non consolidata e pulita saturata da acqua salata e immaginiamo che i suoi pori formino un fascio di capillari lineari e paralleli, la sua porosità effettiva è pari alla quantità di acqua saturante e la sua resistività è uguale al rapporto (R_w/\varnothing) fra la resistività dell'acqua e la porosità: di conseguenza il fatto-

re di formazione è dato dal reciproco della porosità stessa, mentre il fattore di cementazione sarà $m = 1$.

Diversamente per sabbie più o meno consolidate, poiché in effetti la loro porosità è costituita da canalicoli tortuosi, m sarà sempre maggiore di 1, con valori medi che variano da 1,3 a 2,2 e possono arrivare fino a 3 per formazioni molto cementate. Infatti, il fenomeno della cementazione, procurando il riempimento parziale dei pori con sostanze non conduttrici, determina una riduzione del volume dei fluidi conduttori e un aumento del percorso totale che la corrente deve seguire: donde un incremento complessivo della resistività. E' evidente allora che tanto maggiore è il fattore di cementazione tanto maggiore sarà il fattore di formazione, essendo la porosità sempre una frazione dell'unità.

In definitiva, il fattore di cementazione dà un'idea approssimata e indicativa dell'influenza che le caratteristiche morfologiche del mezzo hanno sulla resistività e quindi sul fattore di formazione.

3. ANALISI SPECIALI

3.1. Comprimitibilità delle Rocce

La roccia serbatoio dei giacimenti è sottoposta ad una forza di compressione considerevole in confronto dei campioni di carote esaminati in laboratorio. La conoscenza dell'effetto della comprimitibilità sulla porosità e sulla permeabilità può essere utile per convertire i dati di laboratorio in dati di campo.

L'influenza del carico geostatico sulle caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio può essere misurata in laboratorio con speciali apparecchiature.

Per la porosità si opera su un campione di roccia saturo di acqua, applicando pressioni crescenti sulla superficie esterna del campione. Il liquido che viene strizzato fuori dalla carota corrisponde allo spazio poroso perso dal campione per effetto della compressione.

Per la permeabilità, si eseguono misure di K ai vari steps crescenti di pressione applicata alla superficie esterna del campione di carota.

La diminuzione di porosità e di permeabilità viene quindi rappresentata in un diagramma come calo percentuale in funzione della pressione.

La comprimitibilità della roccia-serbatoio è il risultato di due fattori distinti:

- a) l'espansione dei grani di roccia che segue al declino di pressione nel giacimento
- b) l'ulteriore compattazione della formazione produttiva con l'aumentare del carico geostatico effettivo dovuto anch'esso al declino di pressione del giacimento.

In certi casi, l'effetto della comprimitibilità della roccia può essere di estrema importanza nel calcolare l'olio in posto dai dati del declino di pressione.

In tali calcoli, si impiega un coefficiente di comprimitibilità effettiva (c_e) nel quale si sommano le influenze esercitate dalla comprimitibilità dell'olio, dell'acqua e del volume poroso.

Tale coefficiente di comprimitibilità effettiva è espresso dalla formula:

$$c_e = \frac{S_o c_o + S_w c_w + c_f}{S_o}$$

dove:

S_o = saturazione in olio

S_w = saturazione in acqua

c_o = comprimitibilità dell'olio

c_w = comprimitibilità dell'acqua

c_f = comprimitibilità del volume poroso

3.2. Capillarità

Generalità

Nei giacimenti petroliferi sono sempre presenti almeno due fasi fluide. È infatti generalmente accettato che tutte le formazioni mineralizzate erano saturate d'acqua prima che vi migrassero gli idrocarburi. Quindi, anche nel caso che il fluido petrolifero mineralizzante sia monofase (liquido o gassoso), si ha sempre la presenza di una seconda fase costituita dall'acqua che non ha potuto essere completamente spiazzata.

Si può dimostrare che tra le due facce di una superficie interfase fra due fluidi esiste una differenza di pressione P_c chiamata "Pressione capillare" data da:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

dove σ è la tensione interfacciale, R_1 e R_2 sono i raggi principali di curvatura.

In condizioni di equilibrio statico, detta ΔP la differenza di pressione tra i due fluidi si avrà:

$$\Delta P = P_c$$

Per $\Delta P \neq P_c$, l'equilibrio statico non è possibile.

Un altro parametro che partecipa ai fenomeni capillari è l'angolo che la superficie interfase forma con la parete del capillare, detto "angolo di contatto", il quale dipende dalle proprietà fisiche sia della coppia di fluidi che del solido con il quale i fluidi sono in contatto.

Noto l'angolo di contatto si ha:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

Nella Fig. 6, affinché la superficie interfase sia in equilibrio, la pressione P_1 nel fluido (1) deve essere superiore alla pressione P_2 nel fluido (2) di una quantità pari a:

$$P_1 - P_2 = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

Se $P_1 - P_2 < P_c$ si avrà che il fluido bagnante (2) si muoverà nel senso di spostare il fluido non bagnante (1) (imbibizione); se $P_1 - P_2 > P_c$ il fluido bagnante (2) sarà spostato dal fluido non bagnante (1) (drenaggio).

In Fig. 7 si ha un capillare di raggio variabile. In questo caso, il fluido non bagnante potrà penetrare nel capillare se avrà una sovrappressione almeno pari alla minima P_c corrispondente al raggio della soglia di ingresso; per sovrappressioni crescenti si avrà un progressivo avanzamento della superficie nell'interno del capillare fino a che, per una sovrappressione pari alla massima pressione capillare (P_c) corrispondente al raggio della soglia di uscita,

tutto il fluido (2) sarà totalmente spiazzato dal capillare.

In **Fig. 8**, la curva ottenuta nel senso del drenaggio è differente da quella ottenuta nel senso dell'imbibizione. Si ha cioè un fenomeno di **isteresi**.

Curve di Pressione Capillare

Per un mezzo poroso, che è un sistema molto più complesso d'un tubo capillare, si può prevedere che esista una relazione che lega la saturazione e la pressione capillare. Questa relazione fra la pressione capillare e la saturazione può permettere la determinazione di una curva caratteristica "Pressione capillare - saturazione" che è detta "Curva di pressione capillare" ed è sperimentalmente ottenibile.

La **Fig. 9** presenta l'andamento di due curve; da esse si può rilevare come la saturazione della fase bagnante rimanga 100% fino a che la pressione capillare non supera un valore minimo, chiamato "pressione di spiazzamento" o "di soglia", che corrisponde ai pori di ingresso più grandi.

La Fig. 9a è relativa a un mezzo poroso con dimensione dei pori molto uniformi; la Fig. 9b è relativa a un mezzo poroso con dimensioni dei pori molto eterogenee.

Le due curve presentano inoltre un andamento asintotico verticale in corrispondenza di un valore "minimo irriducibile" della saturazione. Questa saturazione viene definita "irriducibile" in quanto, anche se essa può scendere teoricamente al di sotto di questo valore, le pressioni richieste sono al di fuori del campo di applicazione pratica.

Una spiegazione può essere data dalla **Fig. 10** dove sono schematizzati tre possibili stati di saturazione di un mezzo poroso nel quale sono presenti due fasi, olio e acqua (fase bagnante).

L'acqua aderisce alla superficie solida dei grani. Per saturazioni in acqua molto basse (Fig. 10a), l'acqua forma degli anelli intorno ai punti di contatto dei grani che vengono chiamati "anelli penduli" e lo stato di saturazione viene detto "pendolare". Questi anelli non sono in contatto tra di loro: quindi nessuna pressione differenziale può essere trasmessa da un anello all'altro e gli anelli stessi sono praticamente immobili. Man mano che la saturazione in acqua cresce la dimensione degli anelli cresce e finalmente, con una saturazione sufficientemente elevata, essi vengono in contatto e formano una rete continua. Questo stato di saturazione è denominato "funicolare" (Fig. 10b).

Fino a questo punto l'olio, che essendo la fase non bagnante occupa la parte centrale dei pori, ha mantenuto una saturazione di tipo funicolare. Aumentando ulteriormente la saturazione in acqua, si arriva a un punto in cui l'olio non costituisce più una fase continua, ma si suddivide in piccole gocce isolate che occupano la parte centrale dei pori. Tale fase viene definita stato di saturazione "insulare" (Fig. 10c).

Se di un dato mezzo poroso si conosce la curva di pressione capillare relativa a due fluidi

dati, si può determinare quantitativamente in che modo i due fluidi si distribuiscono per azione della gravità. Si supponga di avere un campione del mezzo poroso in esame, inizialmente saturo al 100% d'acqua e parzialmente immerso in acqua (Fig. 11). L'aria atmosferica dell'ambiente costituisce la fase non bagnante. Come si sa, per l'equilibrio deve essere $\Delta P = P_c$. D'altra parte, a equilibrio raggiunto, ΔP sarà funzione della sola altezza h .

Infatti, detta P_a la pressione atmosferica si ha:

$$P_{\text{acqua}} = P_a - \rho_w g h \quad \text{essendo però:}$$

$$P = P_{\text{aria}} - P_{\text{acqua}} \quad \text{avremo} \quad P = \rho_w g h = P_c$$

E poiché P_c è funzione della saturazione in acqua S_w , si avrà che all'equilibrio la saturazione in acqua avrà, per ogni altezza, quel valore cui corrisponde, sulla curva di pressione capillare, il valore

$$P_c = \rho_w g h$$

Uso delle Curve di Pressione Capillare

Le curve di pressione capillare vengono impiegate per determinare la distribuzione delle saturazioni nei giacimenti vergini e quindi le riserve in posto.

Poiché in generale i giacimenti sono costituiti da formazioni non omogenee, sarà necessario disporre di una famiglia di curve determinate su campioni le cui permeabilità ricoprono il campo di valori che esistono nel giacimento.

Bisognerà poi trasformare queste curve passando dalla variabile "pressione capillare" alla variabile "altezza sopra la tavola d'acqua" tenendo presente che:

$$P_c = \rho_w g h$$

Inoltre, poiché le curve vengono a volte determinate in laboratorio con una coppia di fluidi diversa da quella presente in giacimento, occorrerà trasformare le curve, cioè nota la curva di pressione capillare rispetto ad una coppia di fluidi (1 — 2), si può determinare quella rispetto ad un'altra coppia di fluidi (3 — 4) avendo presente che:

$$\frac{\sigma_{(1-2)} \cos \theta_{(1-2)}}{P_{c(1-2)}} = \frac{\sigma_{(3-4)} \cos \theta_{(3-4)}}{P_{c(3-4)}}$$

in quanto questi rapporti dipendono per un dato mezzo poroso solamente dalla saturazione.

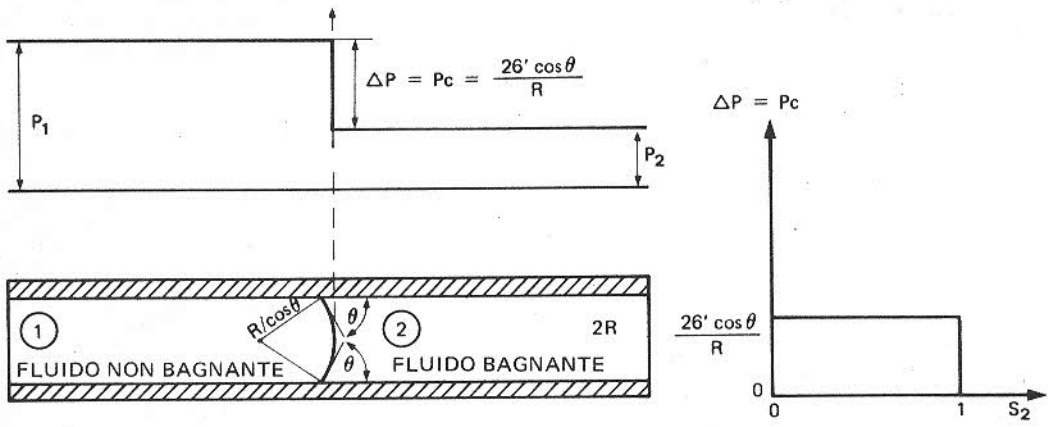


Fig. 6 - Raggio capillare costante

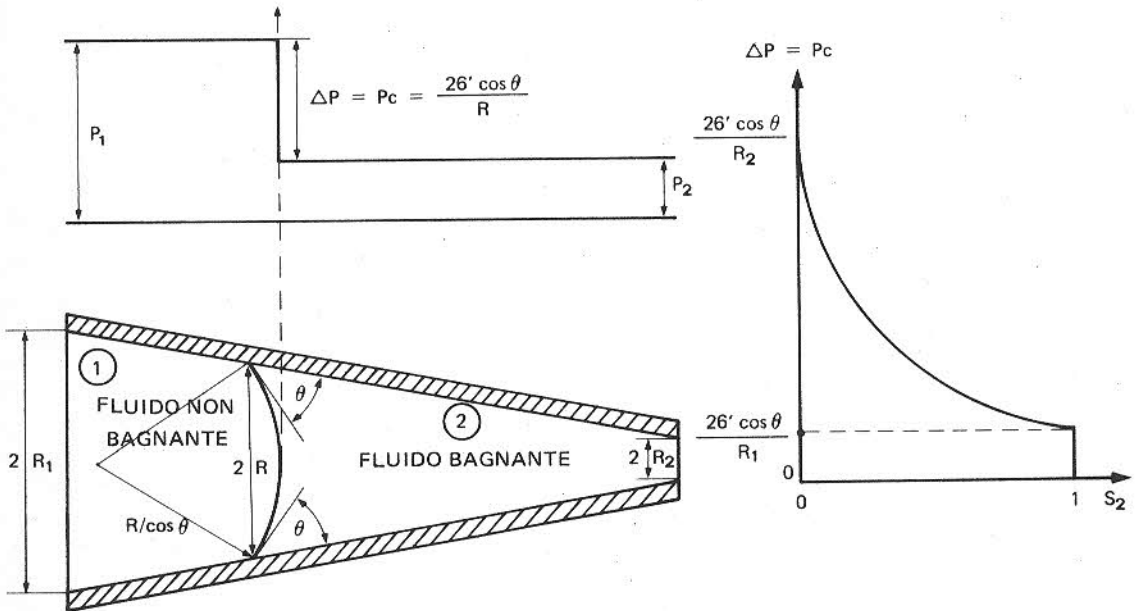


Fig. 7 - Raggio capillare variabile

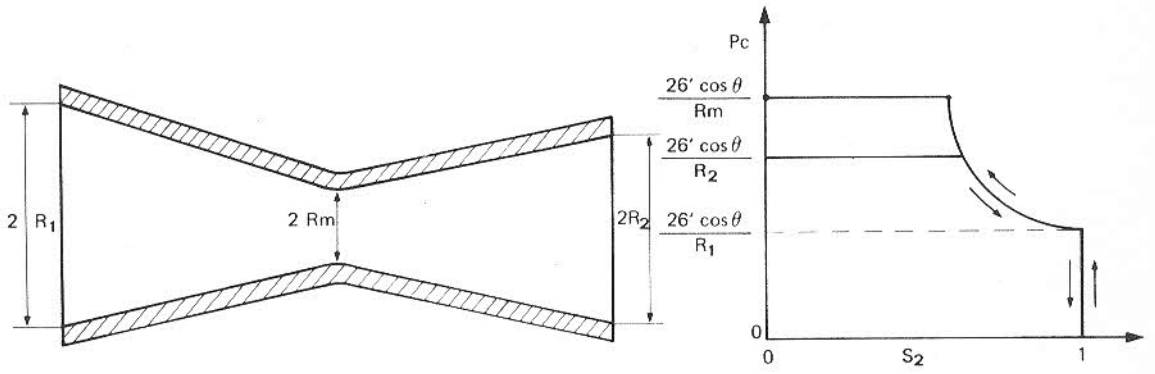


Fig. 8 - Fenomeno di isteresi

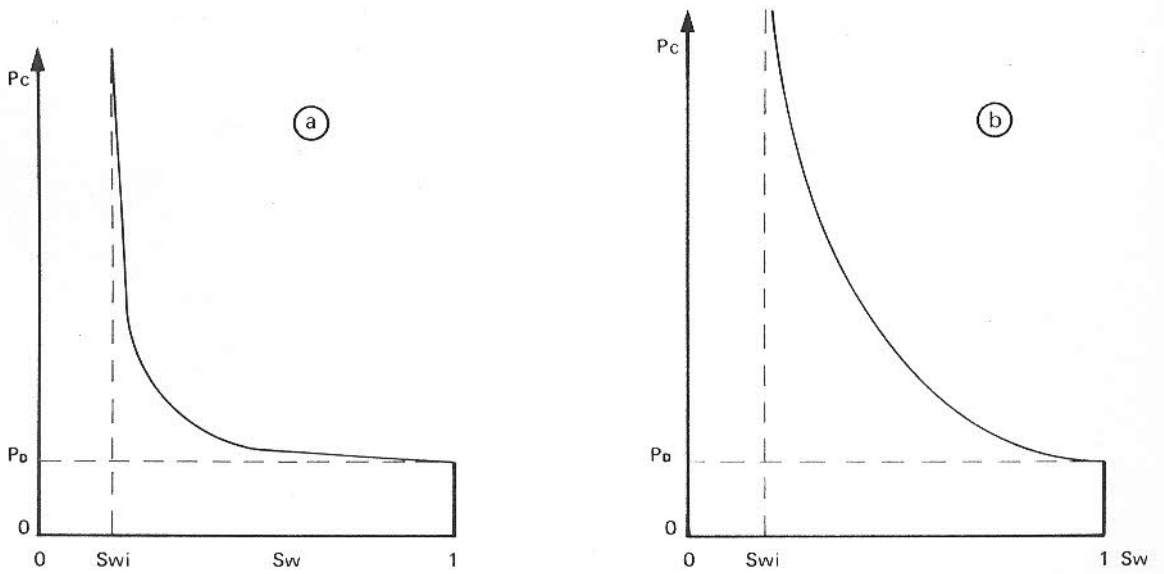
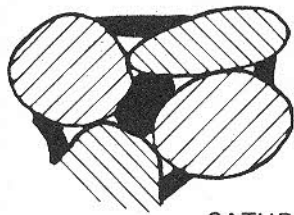
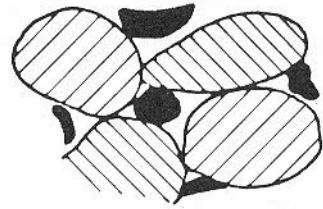


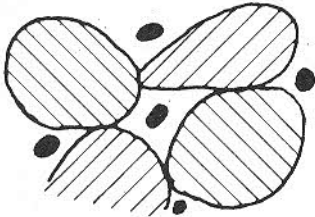
Fig. 9 - Curve di pressione capillare



A SATURAZIONE
PENDOLARE



B SATURAZIONE
FUNICOLARE



C SATURAZIONE
INSULARE

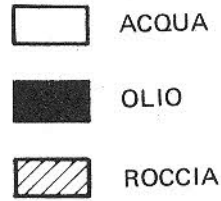


Fig. 10 - Stati diversi di saturazione

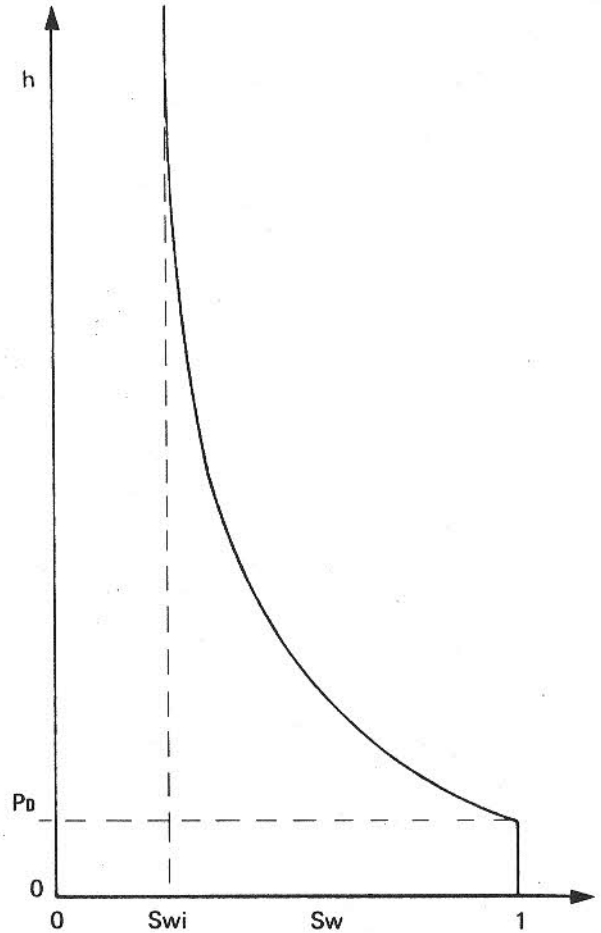
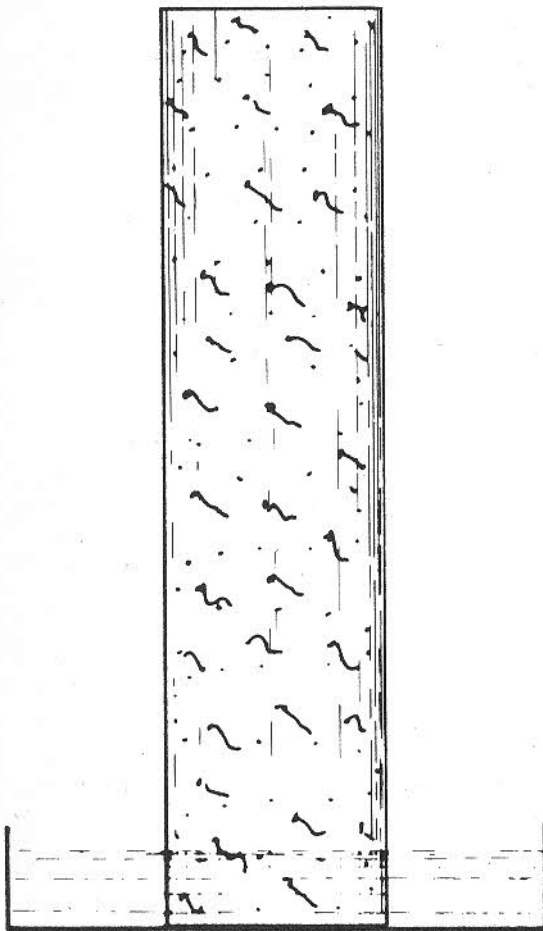


Fig. 11 - Distribuzione della saturazione in acqua per gravità

Metodi per la Determinazione delle Curve di Pressione Capillare

Metodo "Restored State"

L'apparecchio è schematizzato in Fig. 12 e consiste in una cella portacampione, un diaframma di porcellana porosa, una sorgente d'aria e relativo regolatore di pressione, manometri. Il metodo viene descritto con riferimento alla coppia aria-acqua.

Un campione saturato al 100% con acqua viene messo nella cella con una estremità a contatto capillare con il diaframma di porcellana, anche esso saturo di acqua al 100%. Il contatto capillare tra campione e diaframma si ottiene interponendo qualche foglietto di kleenex.

La cella viene chiusa ed in essa viene immessa dell'aria a pressione costante fino al raggiungimento dell'equilibrio capillare.

La natura del diaframma è tale che esso possiede una pressione di spiazzamento superiore alla massima pressione impiegata nell'esperienza e l'aria non può quindi penetrare in esso: il diaframma si comporta quindi come permeabile all'acqua e impermeabile all'aria.

L'acqua può defluire dal campione e viene misurata nella buretta collegata alla cella. Il raggiungimento dell'equilibrio è dato dalla costanza del livello nella buretta. Il campione viene allora tolto dalla cella e pesato per determinare la saturazione:

$$S = 1 - \frac{P_{\text{sat}} - P_{\text{ist}}}{P_{\text{sat}} - P_{\text{sec}}}$$

dove:

- S = saturazione in acqua del campione
- P_{sat} = peso del campione saturo al 100% d'acqua
- P_{sec} = peso del campione secco
- P_{ist} = peso istantaneo del campione alla fine dello step considerato.

Il campione viene quindi rimesso nella cella ad una pressione maggiore. Si ottiene così per punti la curva di pressione capillare.

Metodo della Centrifuga

Le difficoltà che si incontrano col metodo del drenaggio per gravità per ottenere la curva di pressione capillare sono dovute al fatto che il valore della accelerazione di gravità è piccolo. È tuttavia possibile ottenere accelerazioni molto più grandi per mezzo di una centrifuga.

I vari steps di pressione vengono realizzati sfruttando il fatto che la centrifuga permette di variare l'accelerazione cui si sottopone il campione.

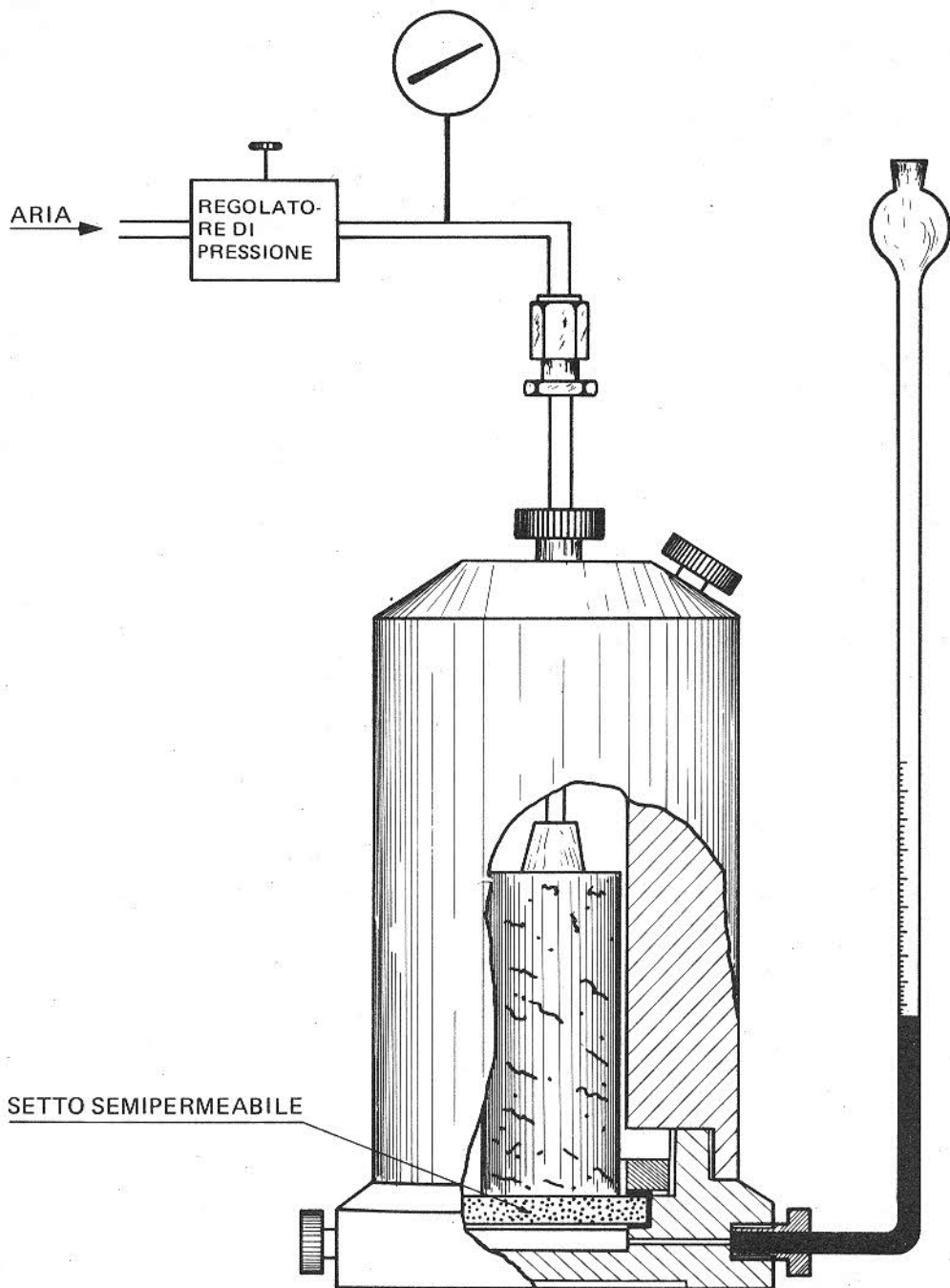


Fig. 12 - Apparecchio per determinare le curve di pressione capillare col metodo "restored state"

La saturazione può essere misurata ricorrendo ad un metodo stroboscopico di illuminazione della girante della centrifuga; si può così leggere, sulla buretta graduata del portacampione (**Fig. 13**), il volume di acqua uscita mentre il portacampione stesso è in rotazione. Effettuando un numero sufficiente di misure di saturazione per differenti accelerazioni è possibile determinare la curva di pressione capillare.

La pressione viene calcolata in relazione al raggio della girante, alla densità della coppia di fluidi impiegata, all'altezza del campione ed al numero di giri impresso alla centrifuga.

Essendo costanti i primi tre fattori, basterà variare il numero di giri della centrifuga per ottenere gli steps di pressione voluti.

Metodo per Iniezione di Mercurio (Metodo Purcell)

I componenti essenziali di questo metodo sono schematizzati nella **Fig. 14**: una pompa volumetrica a mercurio, una cella portacampione, una pompa a vuoto, un manometro e un vacuometro. In questo metodo, la fase bagnante è costituita dal mercurio che viene iniettato nel campione a pressioni crescenti.

Una volta immesso il campione nella cella e portato il livello di mercurio alla tacca di riferimento incisa sulla finestra posta inferiormente alla cella, questa viene evacuata. Quindi si misura con la pompa il volume di mercurio che viene introdotto nella cella fino a portare il suo livello alla tacca di riferimento incisa sulla finestra posta superiormente alla cella.

Sottraendo questo volume dal volume noto della cella si ottiene il volume totale del campione. La pompa a vuoto viene quindi esclusa e viene immesso del gas per aumentare la pressione sul mercurio nel quale è immerso il campione. La penetrazione del mercurio nel campione è rivelata da una recessione del livello di mercurio sotto la tacca di riferimento della finestra superiore. Il volume di mercurio penetrato nel campione viene determinato misurando con la pompa il volume di mercurio necessario a riportare il suo livello alla tacca di riferimento. La procedura consiste quindi in una successione di aumenti di pressione e d'avanzamenti della pompa, e viene continuata fino a che si è raggiunta la massima pressione desiderata. I dati risultanti di pressione e saturazione danno la curva di pressione capillare per il sistema aria-mercurio.

3.3. Curve di Permeabilità Relativa

Nel caso in cui nel mezzo poroso siano presenti contemporaneamente più fluidi tra loro non miscibili, la nozione di permeabilità viene generalizzata introducendo una "permeabilità effettiva" per ciascun fluido presente. Si può intuire che queste permeabilità effettive di ciascuna fase siano inferiori alla permeabilità del mezzo e siano funzioni della saturazione dei rispettivi fluidi.

In luogo delle permeabilità effettive è entrato nell'uso, perché più significativo, considerare

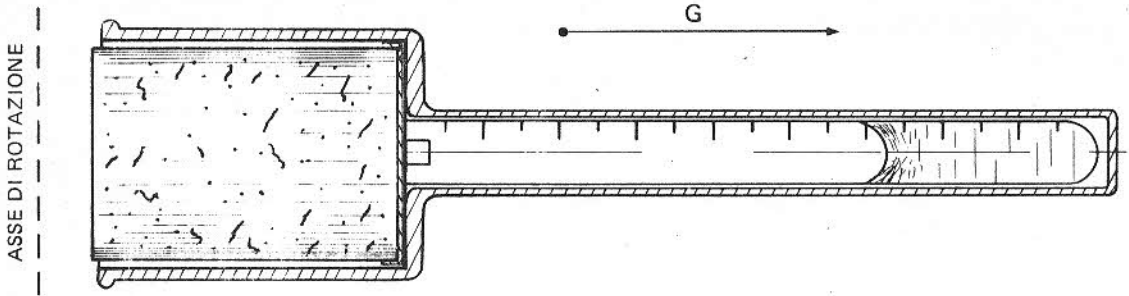


Fig. 13 - Porta-campione con buretta graduata (centrifuga)

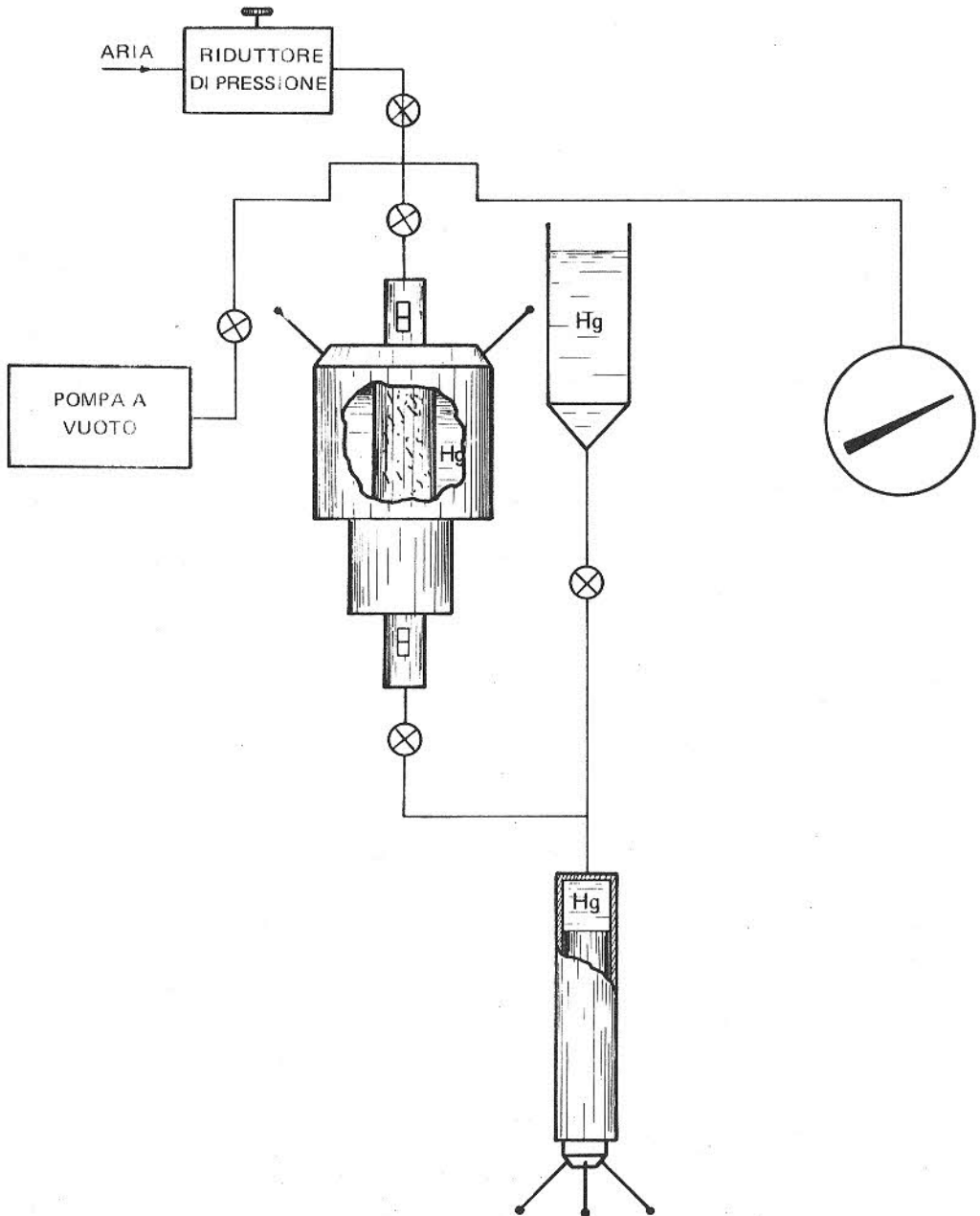


Fig. 14 - Apparecchio per determinare le curve di pressione capillare col metodo "Purcell"

le permeabilità relative così definite:

$$k_m = \frac{k_m}{K} \quad k_{nm} = \frac{k_{nm}}{K}$$

dove k_m (fase bagnante) e k_{nm} (fase non bagnante) sono le permeabilità effettive e K è la permeabilità assoluta del mezzo.

Facciamo il caso di due curve di permeabilità relativa gas-olio. L'andamento qualitativo delle curve illustrate in **Fig. 15** dimostra che la fase bagnante (olio) è continua perciò il suo stato di saturazione è del tipo "funicolare"; ciò significa che l'olio può muoversi. La fase non bagnante (gas) si trova invece in stato di saturazione del tipo "insulare", si trova cioè sotto forma di bollicine isolate che occupano la parte centrale dei pori: il gas pertanto non può muoversi.

Quando la saturazione alla fase non bagnante raggiunge e supera il valore critico d'equilibrio, la fase stessa passa ad uno stato di saturazione "funicolare" e acquista una permeabilità finita e crescente con la sua saturazione. Infine, quando lo stato di saturazione della fase bagnante passa da quello "funicolare" a quello "pendolare" essa perde la sua mobilità e la sua saturazione diventa residua.

Dalle curve si può ricavare la saturazione critica in gas e la saturazione in olio residuo da cui si ricava poi il recupero d'olio.

Metodi di Determinazione

I metodi di determinazione delle curve di permeabilità relativa possono essere così classificati:

- metodi stazionari ————— metodi statici
metodi dinamici
- metodi non stazionari.

I metodi stazionari sono quelli nei quali le misure vengono effettuate quando nel campione si è raggiunta una condizione stazionaria; una condizione, cioè, in cui tutte le variabili che intervengono nella esperienza (pressioni, portate, saturazioni) non variano con il tempo.

La procedura comune a questi metodi consiste nel misurare allora la differenza di pressione applicata, la portata e la saturazione di ciascun fluido. Con questi dati, note le dimensioni del campione e le viscosità dei fluidi si possono calcolare, mediante l'equazione di Darcy, le permeabilità relative:

$$k = \frac{\mu q L}{K A \Delta P}$$

A questo punto si fa variare, con mezzi opportuni, la saturazione del campione e si attende

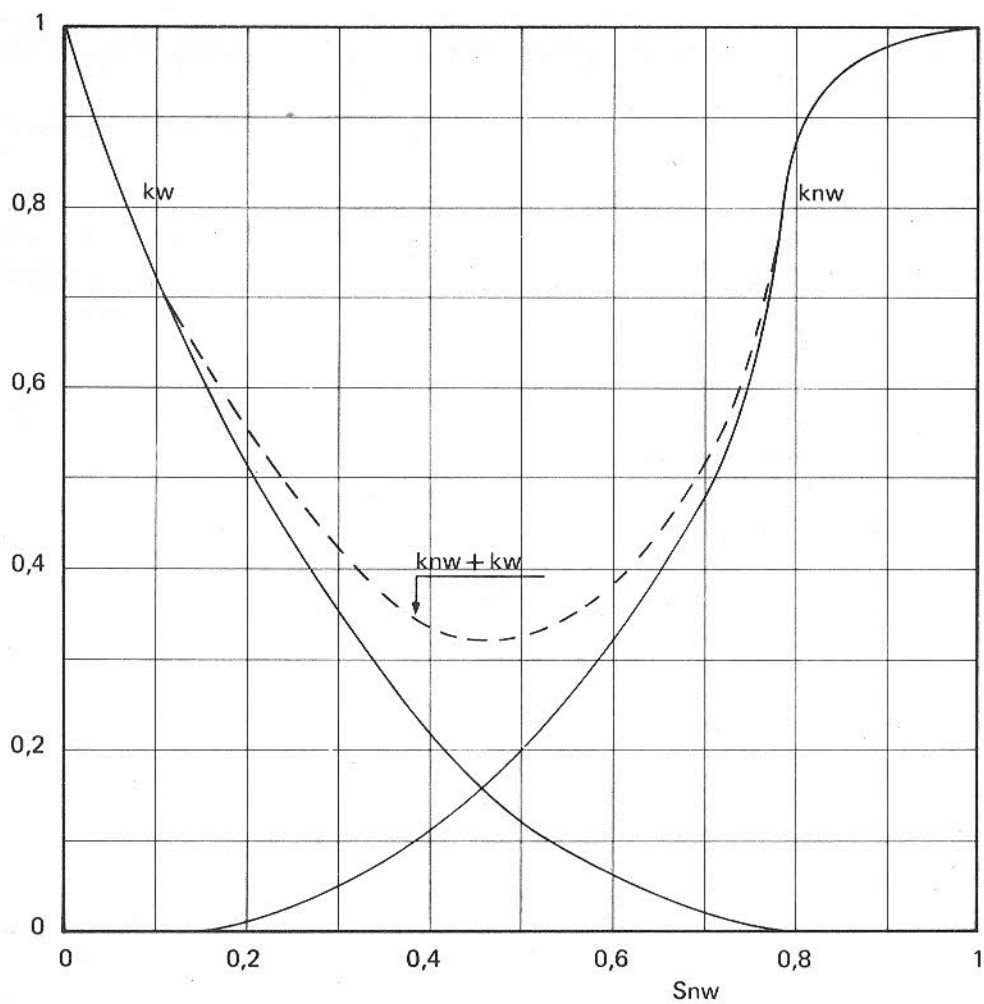


Fig. 15 - Curve di permeabilità relativa

che venga nuovamente raggiunta una condizione stazionaria. Si ripetono quindi le misure e si ottengono così per punti le curve di permeabilità relativa.

I metodi stazionari si dividono poi in statici e dinamici, a seconda della grandezza che viene controllata direttamente per ottenere una variazione della saturazione. Nei metodi statici si agisce sulla pressione capillare, cioè sulla differenza di pressione fra i due fluidi: nei metodi dinamici si agisce sul rapporto delle due portate.

I metodi non stazionari consistono nell'iniettare uno solo dei due fluidi nel campione inizialmente saturo completamente dell'altro fluido, salvo la presenza di acqua irriducibile.

Da ciò consegue un transitorio durante il quale la portata dei due fluidi, le pressioni e le saturazioni variano sia da punto a punto nel campione, sia in funzione del tempo. In particolare questo transitorio è caratterizzato dall'andamento, in funzione del tempo, dei volumi dei due fluidi che escono dal campione. Essendo questo andamento funzione delle curve di permeabilità relativa caratteristiche del campione si può comprendere come, conoscendo la teoria del fenomeno, si possa risalire alla conoscenza delle curve stesse.

I metodi usati nei laboratori AGIP sono:

- Metodo Welge **non stazionario**
- Metodo Hafford (per le curve gas-olio) stazionario-statico
- Metodo Penn-State (per le curve acqua-olio) stazionario-dinamico.

BIBLIOGRAFIA

1. Amix, J.W., Bass, D.M. Jr, and Whiting, R.L., "*Petroleum Reservoir Engineering*", Mc. Graw Hill Book Co., New York, 1960
2. Athy, L.F., "*Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks*" Bull A.A.P.G., 14 (1930)
3. Beeson, C.M., "*The Kobe Porosimeter and the Oil Well Research Porosimeter*" Trans. AIME, 189 (1950)
4. Carman, P.C., "*Fluid Flow through Granular Beds*" Trans. Inst. Chem. Engrs. 15 (London 1937); Trans. Inst. Chem. Engrs., 16 (London 1938); Jour. Agr. Sci., 29 (1939)
5. Elmdahl, B.A., "*Core Analysis and Some Reservoir Rock Characteristics*" The Mines Magazine, (October 1955)
6. Houpert, A., "*Etudes des Roches Magazines*" Rev. Inst. Fran. Petr., (October 1956)
7. Levorsen, A.I., "*Geology of Petroleum*" W.H. Freeman and Co., San Francisco (1956)
8. Muskat, M., "*The Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media*" Mc Graw Hill Book Co., New York, (1937)
9. Pirson, S.J., "*Oil Reservoir Engineering*" Mc Graw Hill Book Co., New-York, (1958)
10. Stewart, C.R., and Spurlock, J.W., "*How to Analyze Large Core Samples*" Oil and Gas Journal, (September 1952)
11. API RP 40 "*Recommended Practice for Core Analysis Procedure*" New-York, (1960)
12. Calhoun, J.C., Jr., "*Fundamentals of Reservoir Engineering*" University of Oklahoma Press, 1955
13. Klinkenberg, L.J. "*The Permeability of Porous Media to Liquid and Gas*" API Drill. Prod. Practice, (1941)
14. Leverett, M.C., "*Capillary Behaviour in Porous Solids*" Trans. AIME, 142 (1941)
15. Osoba, J.S. and C., "*Laboratory Measurements of Relative Permeability*" Trans. AIME, 192 (1951)
16. Richardson, J.C. and C., "*Laboratory Determination of Relative Permeability*" Trans. AIME, 195 (1952)
17. Sheidegger, A.E., "*The Physics of Flow through Porous Media*" University of Toronto Press, 1957