

II.4 - ANALISI SPECIALI SULLE CAROTE

4.1 Informazioni ottenibili in base alle analisi speciali sulle carote

Le determinazioni di porosità, permeabilità, saturazione in fluidi effettuate sulle carote con le analisi di routine, forniscono, insieme con l'interpretazione di questi dati in termini di spessore netto del pay, contatto gas-olio e acqua-olio, i dati fondamentali sulla presenza degli idrocarburi.

Queste informazioni necessarie per la determinazione volumetrica degli idrocarburi originalmente in posto, non sono però sufficienti per i calcoli e gli studi di Reservoir Engineering; questi studi richiedono anche la conoscenza della distribuzione iniziale dei fluidi in giacimento e le caratteristiche fluido dinamiche della roccia magazzino in presenza di due o più fasi fluide.

Le determinazioni sperimentali necessarie per ottenere queste conoscenze sono raggruppate sotto il nome di Analisi speciali sulle carote. I dati che ne risultano servono di base ai calcoli di Reservoir Engineering per la determinazione del recupero più conveniente. Lo scopo di effettuare tali analisi è appunto quello di permettere la valutazione delle riserve recuperabili sia con i meccanismi di spinta naturali che con quelli artificiali o secondari. Qui di seguito è riportato un elenco di informazioni ottenibili in base alle analisi speciali.

I. - Se i problemi che si vogliono risolvere sono:

- A. Problemi di completamento dei pozzi.
- B. Stima delle riserve.
- C. Valutazione del water flood e del mantenimento della pressione.
- D. Iniezione di gas; mantenimento della pressione.
- E. Studi generali sui giacimenti. Programmazione completa delle operazioni future.

II. - I dati essenziali che devono essere determinati sono:

- A. Pressione capillare.
- B. Permeabilità relativa acqua-olio.
- C. Permeabilità relativa gas-olio.
- D. Effetto della salinità sulla permeabilità.
- E. Proprietà elettriche.
- F. Distribuzione granulometrica dei grani.

III. - Applicazione dei dati

- A. Problemi di completamento dei pozzi.
 - 1. Problemi di sabbie. Distribuzione della granulometria media per il dimensionamento del separatore della sabbia, o per la scelta delle dimensioni della sabbia per il gravel packing.

2. Problemi riguardanti la bassa produttività.
 - a. Effetti della salinità sulla permeabilità.
 - b. Effetti dell'elevata saturazione in acqua, effetti capillari.
 - c. Problemi connessi con la permeabilità relativa.
 3. Problemi sulla produzione di acqua o di gas.
 - a. Dati sui fenomeni capillari per la determinazione della distribuzione dei fluidi.
 - b. Permeabilità relativa gas-olio.
 - c. Proprietà elettriche che aiutino nella determinazione dei contatti mediante i logs.
- B. Stima delle riserve.
1. Giacimenti a spinta di gas di soluzione.
 - a. Permeabilità relativa gas-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 2. Giacimenti a spinta di gas cap.
 - a. Permeabilità relativa gas-olio.
 - b. Pressione capillare per la determinazione della saturazione in acqua.
 - c. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 3. Giacimenti a water drive.
 - a. Permeabilità relativa acqua-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Permeabilità relativa gas-olio (dipendente dall'efficienza del water drive).
 - d. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 4. Giacimenti a spinta combinata.
 - a. Permeabilità relativa acqua-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Permeabilità relativa gas-olio (dipendente dall'efficienza del water drive).
 - d. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
- C. Valutazione del water flood o del mantenimento della pressione mediante iniezione di acqua.
1. Giacimenti a spinta di gas di soluzione.
 - a. Permeabilità relativa gas-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 - d. Effetto della salinità sulla permeabilità.
 - e. Permeabilità relativa acqua-olio.
 2. Giacimenti a spinta di gas cap.
 - a. Permeabilità relativa gas-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua .
 - c. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 - d. Effetto della salinità sulla permeabilità.
 - e. Permeabilità relativa acqua-olio.

3. Giacimenti a spinta d'acqua, quando c'è iniezione di acqua per integrare il water drive.
 - a. Permeabilità relativa acqua-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Permeabilità relativa gas-olio (dipendente dall'efficienza del water drive).
 - d. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 - e. Effetti della salinità sulla permeabilità.

- D. Valutazione del progetto di mantenimento della pressione per iniezione di acqua.
 1. Giacimenti a spinta di gas di soluzione.
 - a. Permeabilità relativa gas-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 2. Giacimenti a spinta di gas cap.
 - a. Permeabilità relativa gas-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 3. Giacimenti a spinta di acqua.
 - a. Permeabilità relativa acqua-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Permeabilità relativa gas-olio (dipendente dall'efficienza del water drive).
 - d. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 - e. Permeabilità relativa gas-olio.

- E. Studi generali sul giacimento.
 - a. Permeabilità relativa acqua-olio.
 - b. Pressione capillare per determinare la saturazione in acqua.
 - c. Permeabilità relativa gas-olio (dipendente dall'efficienza del water drive).
 - d. Proprietà elettriche per interpretare i logs.
 - e. Permeabilità relativa gas-olio.

IV - Quantità dei dati occorrenti (per giacimento e per pozzo carotato, quantità adeguata nei pozzi chiave)

- A. Pressione capillare.
 1. Sabbia uniforme con piccole variazioni di permeabilità; tre campioni presi tra i campioni di alta, media e bassa permeabilità.
 2. Sabbia eterogenea con esteso campo di variazione della permeabilità; un campione ogni cinque piedi di carota con un minimo di sei campioni per ogni pozzo carotato nel giacimento. Campioni in quantità tale da ricoprire l'intero campo di variazione della permeabilità.
- B. Permeabilità relativa acqua-olio.
 1. Sabbia uniforme con piccolo campo di variazioni della porosità e della permeabilità.

- a. Spessore minore di 25 piedi; minimo tre prove.
 - b. Spessore maggiore di 25 piedi; minimo cinque prove.
2. Sabbia eterogenea con grandi variazioni di porosità e permeabilità. Almeno una prova ogni cinque piedi.
 - a. Spessore minore di 25 piedi; minimo cinque prove.
 - b. Spessore maggiore di 25 piedi; minimo sette prove.
- C. Permeabilità relativa gas-olio.
1. Sabbia uniforme con piccolo campo di variazione della porosità e della permeabilità.
 - a. Spessore minore di 25 piedi; minimo tre prove.
 - b. Spessore maggiore di 25 piedi; minimo cinque prove.
 2. Sabbia eterogenea con grandi variazioni di porosità e di permeabilità. Almeno una prova ogni cinque piedi.
 - a. Spessore minore di 25 piedi; minimo cinque prove.
 - b. Spessore maggiore di 25 piedi; minimo sette prove.
- D. Effetti della salinità sulla permeabilità.
1. Sabbia uniforme a piccola permeabilità. Tre campioni presi tra i campioni di bassa, media e alta permeabilità.
 2. Sabbia eterogenea a vasto campo di variazione della permeabilità; un campione ogni cinque piedi di carota con un minimo di sette campioni per ogni pozzo carotato in ogni giacimento. Campioni in numero tale da coprire l'intero campo di variazione della permeabilità.
- E. Proprietà elettriche (nei pozzi chiave).
1. Fattore di formazione.
 - a. Sabbie omogenee con porosità uniforme. Minimo tre campioni.
 - b. Sabbie eterogenee, grandi variazioni di porosità. Minimo di due campioni per ogni 3 % di variazione della porosità.
 2. Coefficiente di saturazione.
 - a. Sabbia omogenea a porosità uniforme. Minimo di 3 curve
 - b. Sabbie eterogenee, grandi variazioni di porosità e permeabilità. (Assumere spessori di sabbia sufficientemente grandi per interpretare i logs). Minimo di tre curve per ogni spessore di sabbia con almeno una curva ogni tre piedi.
- F. Distribuzione della granulometria delle sabbie.
1. Eseguire l'analisi granulometrica di almeno un campione ogni cinque piedi.

Nota: La maggior parte degli scopi delle analisi speciali su carote sta nella valutazione del giacimento; tuttavia il numero di misurazioni per giacimento e per pozzo è riferito al numero di pozzi carotati.

I dati di cui sopra sono basati su un programma di pozzi chiave e i dati da tutti i pozzi chiave andranno mediati per ottenere dati di giacimento rappresentativi.

4.2 Introduzione alla distribuzione dei fluidi nelle rocce serbatoio

Fino a qualche tempo fa, si pensava che in un giacimento il contatto olio-acqua, e olio-gas, fossero essenzialmente dei piani, e determinati dalla differenza in peso specifico dei tre fluidi. Inoltre si credeva che gli spazi porosi sopra il contatto acqua-olio e sotto il contatto gas-olio fossero completamente saturati con olio.

La pratica della coltivazione dei giacimenti ha dimostrato, che tutte le rocce serbatoio, contengono una certa quantità di acqua detta « acqua connata » e che i contatti acqua-olio, e gas-olio non sono piani di netta separazione, ma che esiste una zona di transizione ove le saturazioni percentuali in acqua e olio, e olio e gas vanno gradatamente variando.

La distribuzione dei fluidi in un giacimento può essere studiata e determinata con l'applicazione dei principi fondamentali delle leggi di capillarità.

La teoria della capillarità è infatti applicabile ad ogni solido poroso, e appropriate analisi quantitative, possono essere eseguite, quando si conoscano le caratteristiche fisiche della roccia serbatoio in esame.

Un chiaro concetto del comportamento capillare dei fluidi in una roccia porosa, è essenziale al fine di bene comprendere i principi base, che regolano e la distribuzione e la dinamica di produzione dei fluidi di un giacimento.

4.3 Bagnabilità

La forza di attrazione tra molecole uguali, è detta coesione mentre quella tra molecole disuguali è detta adesione.

Se una bacchetta di vetro è immersa nell'acqua, quando la si estrae, si osserva che è bagnata. Ciò è dovuto al fatto che la forza di coesione tra le molecole d'acqua, è minore della forza di adesione tra le molecole d'acqua e vetro.

Se invece immergiamo la stessa bacchetta nel mercurio, alla estrazione osserviamo che è asciutta. In questo caso la forza di coesione tra le molecole di mercurio è maggiore della forza di adesione tra le molecole di mercurio e vetro. Un esempio nel quale sono pure illustrati i casi di una bacchetta di vetro spalmata di olio, e di una bacchetta di rame, è dato in fig. 5.

4.4 Tensione superficiale

In fig. 1 sono rappresentate le sfere d'azione di molecole nel liquido, e di molecole in superficie.

Nel caso di molecole in superficie, si osserva, che nella metà superiore della sfera d'azione delle molecole, non vi è liquido ma gas; e poichè la forza di attrazione delle molecole di gas rispetto alle molecole di liquido è minore della forza di attrazione tra molecole di liquido, si ha come risultante una forza diretta verso l'interno.

Le forze di attrazione molecolare tendono a contrarre la superficie libera di un liquido, dandogli ad un tempo la proprietà di comportarsi come una sottile membrana elastica. La forza di contrazione, è detta « forza di tensione superficiale » la cui unità di misura è il dine/cm.

La tensione superficiale dell'acqua è 73 dine/cm., quella interfacciale olio-acqua e ca. 30 dine/cm.

La tensione superficiale, dà alla superficie di un liquido una energia potenziale. Questa energia detta « free face energy » è misurata in erg.cm.². Il concetto di energia superficiale può essere inteso come l'energia esistente nella pellicola interfacciale che si forma quando due o più liquidi o materiali immiscibili sono messi tra loro a contatto.

In qualsiasi sistema a più di un componente, le pellicole interfacciali, tendono ad assumere particolari forme per le quali si abbiano minimi valori di energia superficiali.

La fig. 2 illustra le condizioni esistenti al contatto tra un solido un liquido e un gas. Poichè il sistema è in equilibrio le forze di tensione superficiale debbono tra loro eguagliarsi, quindi

$$T_{SA} = T_{SL} + T_{LA} \cos \Theta \quad (1)$$

ove:

T_{SA} = tensione interfacciale tra solido-aria;

T_{SL} = tensione interfacciale tra solido-liquido;

$T_{LA} \cos \Theta$ = tensione interfacciale tra liquido-aria per il coseno dell'angolo di contatto nel liquido.

Se la tensione interfacciale T_{SA} è maggiore di $T_{SL} + T_{LA} \cos \Theta$ la superficie aria-solido, è ricoperta dal liquido in quanto questa tende ad espandersi.

L'angolo Θ in fig. 2 è detto angolo di contatto, ed esprime la tendenza di un fluido, ad espandersi su una superficie solida. L'ampiezza dell'angolo di contatto misurato per una particolare fase, è funzione inversa della bagnabilità per quella fase.

Un angolo di contatto di zero gradi indica la completa bagnabilità mentre in un angolo di 90° o più gradi indica la non bagnabilità (fig. 2 e 3).

Quando un liquido si espande o si contrae su una superficie solida vi è evidentemente un variare dell'angolo di contatto tra liquido e solido. Si osserva che quando il liquido si contrae l'angolo diminuisce. Alcuni autori suggeriscono in proposito che l'equazione (1) è incompleta, e necessita di un termine che esprima le forze di attrito.

Quando il liquido è in procinto di espandersi l'equilibrio delle molecole del liquido lungo la linea di contatto della fig. 2 è rappresentato dall'equazione:

$$T_{SA} = T_{SL} + T_{LA} \cos \Theta_A + F_A \quad (2)$$

ove:

F_A = forze d'attrito che si esplicano quando l'interfaccia avanza.

Quando il liquido è in contrazione, l'equazione che esprime l'equilibrio delle molecole del liquido lungo la linea di contatto è:

$$T_{SA} = T_{SL} + T_{LA} \cos \Theta_R - F_R \quad (3)$$

ove:

F_R = forze d'attrito quando l'interfaccia recede.

Assumendo $F_A = F_R$ è possibile sommare la (2) alla (3) eliminando le forze d'attrito:

$$2 T_{SA} = 2 T_{SL} + T_{LA} \cos \Theta_R + T_{LA} \cos \Theta_A \quad (4)$$

Quindi la moltiplicazione per 2 dell'equazione (1) permette di risolverla insieme con la (4):

$$\begin{aligned} 2 T_{SA} &= 2 T_{SL} + T_{LA} \cos \Theta_R + T_{LA} \cos \Theta_A & (5) \\ 2 T_{SA} &= 2 T_{SL} + 2 T_{LA} \cos \Theta \\ T_{LA} \cos \Theta_R + T_{LA} \cos \Theta_A &= 2 T_{LA} \cos \Theta \end{aligned}$$

che si riduce scrivendo

$$\cos \Theta_R + \cos \Theta_A = 2 \cos \Theta$$

cioè

coseno angolo contatto + coseno angolo contatto = 2 volte coseno angolo
quando il liquido recede quando il liquido avanza contatto quando il
liquido è in equilibrio

Si deve tenere presente che l'angolo di contatto, e quindi il grado di bagnabilità, dipendono dalle proprietà di coesione e di adesione dei materiali e dalle proprietà di tutte le superfici che fanno parte del sistema considerato, e non solamente dalla tensione superficiale, o dalla « free surface energy ».

4.5 Pressione capillare

Alcuni effetti della bagnabilità e della tensione superficiale sono indicati nelle fig. 2 e 3 già discusse: una goccia d'acqua che bagna una superficie si allarga contrastando la tensione superficiale nel film superficiale. Una goccia di mercurio non bagna la superficie e sarà mantenuta dalla tensione superficiale anche se il peso del mercurio tende ad appiattire la goccia.

Per comprendere il fenomeno più complesso della distribuzione dei liquidi in un giacimento, è necessario conoscere bene il comportamento dei liquidi nei tubi capillari.

Se si immerge un tubo capillare in un recipiente contenente acqua si osserva che nel capillare, l'acqua si porta ad un livello più alto di quello del recipiente e ciò è dovuto alla combinazione della tensione superficiale e della bagnabilità del tubo di vetro per acqua. Se il capillare è immerso nel mercurio, la mancanza di bagnabilità del tubo di vetro per il mercurio, insieme con la tensione superficiale del mercurio fanno decrescere il livello nel capillare rispetto al recipiente (fig. 6). Le dimensioni dei tubi capillari influenzano l'altezza di risalita dell'acqua o di caduta del mercurio. Lo stesso effetto si verifica con l'olio ma pur essendo più leggero, avendo una tensione superficiale minore, la sua risalita nei capillari è minore rispetto all'acqua. Per capire meglio la ragione per cui l'acqua sale nei capillari consideriamo ancora la tensione superficiale. Il menisco che si crea piegando il film fa sì che questo resista al peso dell'acqua che lo tira verso il basso al centro del tubo.

L'acqua si innalza di più in un tubo piccolo che in uno grande a causa della differenza di tiro verso il basso sul film esercitato dal peso dell'acqua rispetto alla spinta verso l'alto dovuta all'azione di bagnabilità dell'acqua sul tubo.

Per tubi più piccoli il contatto del film liquido con il vetro diminuisce in proporzione alla riduzione di circonferenza del tubo. Questa riduzione nel contatto e di conseguenza nella forza di risalita non è tanto grande quanto la riduzione nel volume dell'acqua contenuta dal tubo più piccolo fino a una data altezza. Poiché la forza di sollevamento disponibile sull'acqua non decresce in proporzione con la riduzione in volume dell'acqua che solleva, essa spinge l'acqua più in alto finché è bilanciata di nuovo a maggiore altezza dal peso totale dell'acqua. Ma vi è un

altro fenomeno. Il piegamento del film si verifica a causa del peso dell'acqua sospesa per unità di area del film. Il peso dell'acqua sollevata per una data area è maggiore nel tubo più piccolo perchè l'acqua è risalita di più e il film è quindi maggiormente piegato.

Vediamo la piegatura del film da un altro punto di vista. Il film è piegato verso il basso perchè un vuoto parziale è creato al disotto di esso da parte dell'acqua sospesa (che spinge verso il basso il film) e la tensione superficiale nel film (resistente alla spinta verso il basso).

La pressione è minore sulla faccia convessa che su quella concava. Questa differenza di pressione attraverso il film è la pressione capillare.

Le forze capillari sono formate quindi da una combinazione dell'effetto di bagnabilità e di tensione superficiale.

Consideriamo in fig. 4 bis il caso dell'acqua e osserviamo che le forze che spingono l'acqua ad innalzarsi nel capillare sono espresse dall'equazione:

$$\text{Forze di spinta ascensionale} = 2 \pi r \cdot T_{LA} \cdot \cos \Theta \quad (6)$$

ove

$2 \pi r$ = circonferenza interna del capillare (cm.)

T_{LA} = tensione superficiale nella pellicola interfacciale tra aria e acqua (dine/cm.)

$\cos \Theta$ = componente verticale dell'angolo di contatto.

Il totale delle forze contrastanti la risalita che tendono quindi ad abbassare il liquido nel capillare sono espresse dall'equazione:

$$\text{Forze contrarie alla risalita} = \pi r^2 \cdot \gamma \cdot h \quad (7)$$

ove

πr^2 = area della sezione della colonna di liquido nel capillare (cm.²)

γ = peso specifico del fluido (gr/cm.³)

h = differenza in altezza tra la colonna di liquido nel capillare e la superficie libera del liquido nel recipiente.

Poichè γ deve essere espresso come differenza di peso specifico tra acqua e aria, e l'effetto della gravità deve essere introdotto nell'equazione per trasformare il peso in gr. in forza espresso in dine, l'equazione (7) diventa

$$\text{Forza contraria alla risalita} = \pi r^2 \cdot \Delta \gamma \cdot g \cdot h \quad (8)$$

ove

$\Delta \gamma$ = differenza in densità tra acqua ed aria

g = accelerazione di gravità = 980 dine/gm.

Essendo il sistema in equilibrio la (6) e la (8) dovranno essere uguali per cui

$$2 \pi r T_{LA} \cos \Theta = \pi r^2 \Delta \gamma \cdot g \cdot h \quad (9)$$

e poichè l'area dove agiscono le due forze contrastanti è πr^2 si ha

$$\frac{2 T_{LA} \cos \Theta}{r} = \Delta \gamma \cdot g \cdot h \quad (10)$$

Dalla geometria della fig. 4 si ha

$$r = R \cdot \cos \Theta \quad (11)$$

ove

r = raggio del capillare (cm.)

R = raggio di curvatura del menisco liquido

$\cos \Theta$ = angolo di contatto, misurato nel liquido

quindi

$$R = \frac{r}{\cos \Theta} \quad (12)$$

e sostituendo l'equazione (12) nella (10) si ha che il valore della pressione capillare è espresso dall'equazione:

$$P_c = \frac{2 T_{LA}}{R} = \Delta \gamma \cdot g \cdot h \quad (13)$$

La pressione capillare P_c è espressa in dine per unità di area ed è la pressione che agisce nella pellicola interfacciale.

Pressione capillare in un sistema di capillari non cilindrici. Le stesse considerazioni che si sono fatte per tubi capillari cilindrici, si possono applicare ai capillari non cilindrici; se si assume il raggio di curvatura R_m come raggio medio, cioè la media tra il raggio minimo e massimo.

Infatti in tubi capillari non cilindrici, la pressione capillare può essere facilmente derivata dall'equazione (13).

$$P_c = 2 T_{LA} \frac{1}{R_m} = \Delta \gamma \cdot g \cdot h \quad (14)$$

ove $\frac{1}{R_m}$ = reciproco del raggio medio di curvatura

$$\frac{1}{R_m} = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \frac{1}{2}$$

ove $\frac{1}{R_1}$ = reciproco del massimo raggio di curvatura e $\frac{1}{R_2}$ = reciproco minimo raggio di curvatura.

L'equazione (14) può essere quindi scritta

$$P_c = T_{LA} \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right] = \Delta \gamma \cdot g \cdot h \quad (15)$$

oppure indicando $T_{LA} = T$

$$P_c = T \left[\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right] = \Delta \gamma g h$$

4.6 Distribuzione dei fluidi

Nei giacimenti il gas, l'olio e l'acqua esistono in spazi di dimensioni capillari. La bagnabilità, la tensione superficiale e le differenze di densità fra i tre fluidi ne alterano la distribuzione che altrimenti sarebbe influenzata solo dalla densità. Le forze presenti nei fluidi nei capillari dovute a questi fattori sono le forze capillari. Nei sedimenti marini la fase bagnabile preferenzialmente è di solito l'acqua. Quando l'olio è migrato nelle sabbie l'acqua fu spiazzata lasciando però un film sulla superficie dei granuli separando questi dall'olio.

In ogni punto ove il film si è rotto il contatto olio roccia può aver mutato la bagnabilità in essa in quel punto da water wet a oil wet. Nei giacimenti a olio water wet, un po' di acqua è trattenuta dalla superficie dei granuli attraverso tutto il giacimento come è illustrato per i pori di grandi dimensioni in fig. 4 a.

La quantità di acqua presente nei pori varia dal 100 % per i punti al disotto della zona olio a punti di percentuale sempre minore entro la zona olio verso l'alto. Ciò è dovuto dal diminuire del raggio del film fra olio e acqua ad altezze sempre maggiori.

Più in alto l'acqua è spinta al di sopra del livello al 100 % di saturazione, più grande sarà il piegamento del film capillare da parte dell'acqua sospesa.

A mano a mano che il raggio del film diviene più piccolo l'acqua penetra sempre di più negli interstizi fra i granuli; in dipendenza della forma dei granuli e del film, la quantità di acqua diminuisce con la riduzione nel raggio del film a maggiore altezza. Lo schema di fig. 4 a indica la variazione in saturazione in funzione dell'altezza. Di grande importanza è la zona di transizione di saturazione acqua olio dal punto di saturazione 100 % di acqua verso l'alto fino ad un punto oltre il quale la saturazione in acqua è costante e diviene pari al valore irriducibile o di acqua connata o interstiziale.

Poichè i granuli di sabbia sono irregolari nella forma anche i canali porosi lo sono di conseguenza e per esempio sono più piccoli in sabbie a bassa permeabilità.

Per una data altezza al di sopra del piano d'acqua al 100 %, la pressione capillare sarà la stessa in due pori di diverse dimensioni. Pertanto il film fra acqua e olio avrà la stessa curvatura per pari pressione; di conseguenza la quantità di acqua negli interstizi sarà la stessa. Più olio è però contenuto nei pori più grandi, e la percentuale d'acqua nei pori piccoli risulterà maggiore che in quelli grandi (fig. 4 b). In generale minore è la permeabilità di una data sabbia, più alta sarà la percentuale della saturazione in acqua connata.

La zona di transizione fra olio e acqua sarà più alta di quella fra gas e acqua per una data tessitura di permeabilità della roccia come indicato in fig. 4 c. La differenza in peso fra acqua e gas è grande e l'acqua tende a spingere verso il basso il suo livello, tuttavia la differenza in peso fra acqua e olio è piccola mentre quella fra olio e gas è maggiore e quindi la zona di transizione fra gas e olio non è così lunga come quella tra olio e acqua.

Per avere un'idea quantitativa della distribuzione dell'acqua in una sabbia campione non consolidata, in un esperimento di laboratorio, è stato accuratamente misurata sia la risalita dell'acqua dovuta a capillarità sopra il livello a $P_c = 0$, quando la sabbia era asciutta, sia l'abbassamento dell'acqua dovuto a gravità dopo che il campione era stato saturato con 100 % di acqua.

Dalla fig. 7 che dà l'andamento grafico dell'esperimento si vede che tra le due curve vi è un campo di isteresi il quale è probabilmente dovuto a:

1) bolle di aria intrappolate negli spazi porosi le quali ostacolano temporaneamente il movimento del liquido;

2) forze di attrito che ostacolano sia la risalita sia l'abbassamento del liquido, al crescere o decrescere dell'angolo di contatto. Vedi equazione (2. e 3) del 4.4.

L'effetto di isteresi probabilmente scompare nei tempi geologici, e la corretta rappresentazione del fenomeno sarà data da una curva giacente entro il campo di isteresi.

4.7 Pressione di spiazzamento e pressione di soglia. Acqua irriducibile

Vogliamo ora esaminare quel che avviene all'interno di un mezzo poroso saturato con un certo fluido ed entro il quale tenta di entrare un altro fluido. (Es. migrazione del petrolio durante tempi geologici, o problemi derivanti dall'entrata di acqua in una zona petrolifera).

Se il fluido in posto è quello che bagna preferenzialmente la roccia, si dovrà esercitare una pressione finita sul fluido esterno per farlo penetrare nel mezzo poroso, al posto del fluido precedente. Se, al contrario, il fluido in posto non è quello che bagna preferenzialmente la roccia porosa, l'invasione da parte del fluido esterno (meglio bagnante) avverrà spontaneamente anche contrastando la forza peso.

Consideriamo un campione di roccia porosa saturo di acqua e consideriamo come fluido esterno, che dovrà penetrare, l'aria. L'acqua bagna la roccia preferenzialmente rispetto all'aria; perciò, perchè l'aria penetri nel campione al posto dell'acqua, sarà necessario esercitare una certa pressione sull'aria.

In un primo tempo non avremo alcun movimento dell'acqua entro al campione. Giunti ad un certo valore della pressione il liquido comincerà appena a muoversi. Aumentando ancora la pressione, per un certo valore avremo flusso continuo di liquido e sostituzione di esso da parte dell'aria. Il primo valore della pressione è detto *pressione di spiazzamento* (P_a) e corrisponde all'entrata dell'aria nei pori più grandi; il secondo valore è detto *pressione di soglia* (P_s) e corrisponde al passaggio attraverso i restringimenti esistenti, sul percorso di minor resistenza. Occorre qui far distinzione fra pressione di spiazzamento (displacement) e pressione di sfondamento (threshold).

La prima si riferisce alla pressione di entrata di un fluido non bagnante in un mezzo poroso completamente saturo di fluido bagnante. La seconda si riferisce al caso in cui il mezzo poroso è parzialmente saturo di fluido non bagnante per cui la pressione di entrata si riduce ad un valore inferiore a quella di spiazzamento.

Se avessimo un unico canalicolo di dimensioni disuniformi, come in fig. 7 bis, le pressioni si rivelerebbero in corrispondenza dei due punti segnati con P_s .

Si vede, pertanto, che il fluido non bagnante per penetrare nel mezzo poroso deve fruire di un eccesso di pressione superiore ad un certo minimo, che non è altro che la pressione capillare corrispondente a quel diametro.

Si è visto che applicando una certa pressione all'aria, questa penetra nel campione spiazzando l'acqua, quindi la saturazione in acqua che era il 100 % all'inizio, va decrescendo con il crescere della pressione applicata all'aria. Possiamo allora portare in un diagramma questa pressione (fig. 8), che abbiamo visto essere la capillare, in funzione della saturazione residua in acqua.

La curva avrà l'andamento della figura. Avremo cioè un inizio di spiazzamento di acqua corrispondente alla P_a , poi un flusso con desaturazione notevole ed aumenti piccoli della pressione occorrente. Oltre un certo valore della desaturazione anche per aumenti grandissimi della pressione non si riuscirà più a spiazzare acqua.

La saturazione corrispondente è detta « irriducibile » o « connata ». Essa corrisponde alla rottura della continuità del liquido nella roccia porosa; a questo punto il liquido diventa immobile e forma una pellicola attorno ai granuli solidi. La P_c cresce con lo spiazzamento di acqua in quanto sono interessati raggi di curvatura dei menischi sempre più piccoli. Come si può dedurre facilmente, la pressione entro l'acqua nei vari casi è minore di quella dell'aria essendo il centro di curvatura del menisco liquido dalla parte dell'aria.

A seconda della eterogeneità dei capillari nel campione avremo curve di pressione capillare-saturazione con pendenze più o meno costanti.

Se i capillari sono di dimensioni uniformi avremo l'andamento della curva (fig. 9 a). Infatti, una volta giunti ad un flusso di regime, la pressione necessaria a mantenerlo è sempre la stessa o varia poco (curva 1). Viceversa per pori di dimensioni disuniformi, si avrà in un primo tempo svuotamento dei più grandi con P_c non troppo elevato. Poi si interesseranno pori sempre più piccoli e quindi con P_c più elevate (curva 2). Le curve di pressione capillare varieranno anche con la permeabilità ed è anche evidente che per permeabilità maggiori la saturazione residua sarà minore (fig. 9 b).

4.8 Pressioni capillari nei giacimenti d'idrocarburi e stato di equilibrio di essi sotto il solo effetto delle forze capillari

Stabilite alcune nozioni sui fenomeni capillari nelle rocce porose, si può giungere ad ulteriori precisazioni concernenti la zona di separazione di due fluidi in giacimento. Prenderemo come esempio la coppia di fluidi acqua-olio.

Consideriamo un sistema come in fig. 10.

Il recipiente sia pieno di acqua e vi si immerga un tubo M con una derivazione m capillare. Versando dell'olio in M l'olio prima galleggia sull'acqua nel tubo M. Man mano che si aggiunge l'olio, questo si abbasserà sempre più nel tubo M, passa davanti al tubo m, ma non vi penetra in quanto esso è un capillare e l'olio non ha pressione sufficiente da spiazzare l'acqua. Continuando ancora, si arriva ad un momento in cui l'olio penetra in m; passando poi nel tratto verticale. I menischi dell'olio in m ed in M si comportano egualmente: abbassandosi o salendo egualmente, al variare della pressione.

Si consideri il sistema nella situazione illustrata in figura. Al contatto acqua-olio nel tubo M, che non è capillare, ci sarà una pressione P_B sia nell'olio che nell'acqua. Si considerino nel tubo m alla separazione dei due mezzi due punti l'uno nell'olio P_{oo} e l'altro nell'acqua P_{ow} . Se γ_w è il peso specifico dell'acqua e γ_o quello dell'olio si avrà evidentemente:

$$\begin{aligned} P_{oo} &= P_B - h\gamma_o \\ P_{ow} &= P_B - h\gamma_w \end{aligned}$$

La pressione capillare in m sarà: $P_c = P_{oo} - P_{ow} = h(\gamma_w - \gamma_o)$ ove h è la differenza di quota tra il menisco di separazione in m e M e $(\gamma_w - \gamma_o) = \Delta\gamma$.

La pressione capillare in m è necessariamente $P_c = \Delta\gamma$ h.g. quantità bene

determinata. Ci si spiega, così perchè l'olio non ha potuto penetrare in m prima che lo stesso in M non scendesse oltre un certo livello tale che il peso della colonna sovrastante, riuscisse a vincere la forza dovuta alla pressione capillare, si spiega anche come, poi, i menischi nei due tubi subiscano oscillazioni uguali.

Da quanto detto deriva che anche se consideriamo dei capillari eguali a varie quote, diramantisi da un tubo verticale, l'olio penetrerà maggiormente nei capillari siti più in alto (fig. 11). Situazione che corrisponde esattamente a quella che si verifica in un giacimento, con porosità naturalmente costante. Inoltre l'olio penetrerà in pori tanto più piccoli quanto più essi saranno a quote elevate rispetto alla superficie di separazione acqua olio che si stabilisce in condizioni non capillari.

Da quanto detto derivano numerose conseguenze.

- Nel caso di roccia omogenea, la saturazione in idrocarburi sarà continuamente crescente dal basso in alto. Nel caso di una roccia a macropori, a una data quota è possibile che le fratture ed i macropori siano impregnati di olio mentre la matrice non lo è.
- Nel caso di variazioni laterali di facies, è possibile trovare alla stessa quota impregnazioni ad olio molto differenti: nulle nelle parti dove le sabbie passano ad argille, elevate dove le sabbie sono grossolane.
- Può facilmente avvenire che su una verticale ci siano degli strati acquiferi e non si deve concludere che la base della zona di accumulo è stata raggiunta, se ad una impregnazione di idrocarburi, succede una saturazione in acqua al 100 %, accompagnata però da un cambiamento di diametro dei pori della roccia.
- Infine se esiste un pozzo di osservazione, egualmente completato nell'acquifero e nella zona produttiva, ci si dovrà attendere: che la quota della superficie di separazione nel pozzo, sia più in basso che nella roccia, in quanto nei pori l'acqua risale, a meno che il pozzo non peschi in corrispondenza di una caverna.

In base alle conclusioni precedenti illustriamo adesso un metodo che permette di risalire, basandosi sulla curva pressione capillare-saturazione in acqua, alla determinazione dell'acqua interstiziale alla quota della tavola d'acqua (100 % di saturazione in acqua).

4.9 Determinazione della quota della tavola d'acqua

Si è già visto che a seconda della permeabilità avremo una curva di pressione capillare-saturazione diversa, per cui a ogni zona del giacimento di permeabilità diversa spetterà una curva. Quindi per ogni giacimento avremo una famiglia di curve del tipo suddetto.

Per determinare l'andamento della saturazione in acqua, al disopra della tavola d'acqua (cui corrisponde una $S_w = 100\%$) ci si dovrà, naturalmente, basare sulla curva di pressione capillare che si riferisce alla zona in esame.

Se si usa invece la media delle prove di produzione su parecchi pozzi, la conoscenza delle caratteristiche di permeabilità della formazione negli stessi pozzi sarà di aiuto per localizzare la tavola d'acqua sulla famiglia di curve (per diverse permeabilità). Si è già vista la relazione che lega la quota h sopra tavola d'acqua alla pressione capillare (P_c).

Nel paragrafo ove si è ricavata questa relazione, B_p (vedi fig. 10) rappresenta il punto di contatto tra l'olio e la tavola d'acqua, in quanto si tratta di un equilibrio (statico) non in condizioni capillari, mentre P_{oo} e P_{ow} sono sulla superficie di separazione in condizioni capillari. La differenza di quota tra B_p e (P_{oc}) (P_{ow}) che si è indicata con h , rappresenta appunto la risalita di acqua nel capillare. Da quanto detto, noti i pesi specifici γ_w e γ_o dell'olio e dell'acqua si possono trasformare le pressioni capillari in quote sopra la tavola d'acqua (fig. 12).

In effetti il livello della tavola d'acqua non è di esatta determinazione in quanto il criterio che esso sia determinato dalla quota più elevata in cui si ha il 100 % in acqua non è sempre valido.

Si seguono in genere i seguenti criteri per localizzare la tavola d'acqua.

- Punto più basso in cui si è ottenuta produzione anidra di olio, sia con prove di produzione che con prove di packer.
- Punto più basso in cui si ha fluorescenza delle carote.
- Saturazione in fluidi da carote esaminate sul campo o in laboratorio.
- Logs elettrici.
- Punto più alto di produzione di acqua al 100 %.

Ognuno di questi criteri dà risultati diversi come quantitativamente può vedersi in fig. 13.

L'effetto di una localizzazione sbagliata della tavola d'acqua è di notevole importanza, quando si calcola la saturazione in acqua interstiziale in sabbie a bassa permeabilità, e vicine alla tavola d'acqua, ove è necessario leggere valori sulla parte quasi orizzontale delle curve di distribuzione del fluido.

Nelle sabbie ad alta permeabilità la parte inferiore della curva di pressione capillare è molto vicina alla linea base attraverso una gran parte dell'intervallo di saturazione e l'altezza della tavola d'acqua sarà molto meno influenzata dal metodo di determinazione.

Si è parlato finora di curve di pressione capillare per la coppia di fluidi effettivi di strato: olio e acqua.

In effetti le prove si fanno sulle carote con fluidi diversi dai precedenti. Si usano così le coppie:

- aria-Kerosene (a-K)
- aria-acqua (a-w)

Si sono ricavate le relazioni che legano le pressioni capillari nei tre sistemi: olio-acqua, aria-Kerosene, aria-acqua.

Esse sono:

$$P_{c(o-w)} = 0,93 P_{c(a-K)} = 0,36 P_{c(a-w)}$$

Combinando la precedente equazione e la $P_c = \Delta \gamma g.h$.

ove:

γ = peso specifico del liquido di saturazione — gm/cm³;

g = accelerazione — gm/cm/sec²;

h = distanza dalla faccia di uscita della carota.

si ha:

$$h = \frac{P_{c(o-w)} \times 144}{\gamma \Delta} \quad \text{cioè (a)}$$

$$h = \frac{0,93 P_c (a - K) \times 144}{\gamma \Delta} \quad \text{oppure (b)}$$

$$h = \frac{0,36 P_c (a - w) \times 144}{\gamma \Delta} \quad \text{oppure (c)}$$

ove:

$$\Delta \gamma = (\gamma_w - \gamma_o) \text{ (lb/cu.ft.)}$$

La distanza in piedi al disopra della tavola d'acqua, alla quale si ha una particolare saturazione in un sistema olio-acqua, si ricava usando i dati di pressione capillare e una delle relazioni di cui sopra. Per facilitare i calcoli, le costanti nelle a, b, c, sono raggruppate in un fattore C, così « l'altezza sopra la tavola d'acqua per una data saturazione è determinata moltiplicando la pressione capillare alla data saturazione per C ».

Dopo aver determinato il valore di C, tre o più curve di pressione capillare da carote, con un intervallo di permeabilità dal minore al maggiore valore nella formazione, vengono convertite in una famiglia di curve di distribuzione nel giacimento, sulle quali l'altezza sopra la tavola d'acqua in piedi è riportata in funzione d'acqua in percento.

Un calcolo di esempio di C per un gruppo di carote è indicato nella tabella che segue.

SATURAZIONE E VARIE ALTEZZE SOPRA LA TAVOLA D'ACQUA

Campo ——— Pool ——— Pozzo ———

Carota n°			A-128	A-131	A-127	A-21	A-18
Permeab. md.			606	176	54	11	1
Porosità ϕ %			29,1	26,2	21,1	19,2	16,0
	Fattore di conversione C	Altezza $h = P_c \times C$	S_w	S_w	S_w	S_w	S_w
P_c — psi							
0,75	6,6	5,0	100				
1,10	6,6	7,3	—	100			
1,55	6,6	10,2	—	—			
1,70	6,6	11,2	—	—		100	
2,0	6,6	13,2	33	52	80	—	
3,0	6,6	19,8	30	45	65	91	
5,0	6,6	33	27	40	56	79	
8,0	6,6	52,8	25	36	50	68,5	
12,5	6,6	82,5	24	34	46	61,5	100
25	6,6	165	22	31	42	55	84
33	6,6	297	20	29,5	39	52	77
65	6,6	429	19	29	38	51	75,5

Usando questi dati, diagrammare una famiglia di curve di h in funzione di S .

ESEMPIO DI CALCOLO DELL'ALTEZZA SOPRA LA TAVOLA D'ACQUA

x
x
x
 Campo ——— Pool ——— Pozzo ———

Temperatura di giacimento: 180 °F.

Salinità dell'acqua di formazione: 100.000 ppm.

Peso specifico dell'acqua di formazione: 1,040 g/cc 64,9 lb/cu.ft.

Peso specifico dell'olio: 44,4 lb/cu.ft. basata su:

1 - Stock Tank Gravity ° API Corretta a °F.

2 - Volume specifico: 0,0225 cu.ft/lb. alle condizioni di giacimento misurato in un campione di fondo pozzo.

$$\Delta \gamma = \gamma_w - \gamma_o = 64,9 - 44,5 = 20,4 \text{ lb/cu.ft.}$$

$$P_c (o-w) = 0,36 \times P_c (a-w) = 0,93 \times P_c (a-k) = 18,13 \times P_c (a-Hg)$$

fattore di conversione:

$$C = \frac{144 \times \text{costante}}{\Delta \gamma} = \frac{144 \times 0,93}{20,4} = 6,6$$

altezza sopra la tavola d'acqua:

$$h = C P_c$$

4.10 Calcolo della saturazione in acqua interstiziale

Le curve di distribuzione di fluido possono essere usate per determinare la saturazione media di acqua interstiziale di una formazione.

La fig. 12 indica l'applicazione di queste curve ove, per semplificazione, i valori di $K_e T$ sono stati scelti e non sono quelli reali.

Supponiamo che il giacimento in questione sia spesso 40 feet e composto di 4 sezioni di permeabilità orizzontale 10 feet di 606 md, 12 feet di 176 md, 14 feet di 54 md, 4 feet di 11 md. Il punto di mezzo di ciascuna sezione si trova a 155, 166, e 188 feet sopra la tavola d'acqua. Così per i 10 ft. da 606 md si legge una saturazione media del 22 % a 155 ft. e così via. Dopo aver determinato la saturazione per ogni sezione sabbiosa, si determina una saturazione di acqua interstiziale del 35 % con una media ponderale che tiene conto degli spessori.

(1) K md	(2) T - ft	(3) S _w - %	(4) T × S _w
606	10	22	220
176	12	31	372
54	14	42	588
11	4	54	216
T = 40		TS _w = 1396	
S _w media = $\frac{T S_w}{T}$		= $\frac{1396}{40}$ = 35 %	

4.11 Metodi ed apparecchiature per determinare la curva di pressione capillare.

Metodo « Restored State ».

Con questo metodo un fluido « non bagnante » (usualmente aria) viene forzato ad entrare nei pori del campione in esame, che è inizialmente saturo al 100 % di un liquido « bagnante » (usualmente Kerosene), mediante l'applicazione di una pressione differenziale progressivamente crescente tra i due fluidi (v. fig. 14). La pressione differenziale viene creata dando all'aria una pressione superiore a quella atmosferica, e mantenendo il Kerosene che satura il campione in comunicazione con l'ambiente a mezzo di un setto poroso che è in stretto contatto (contatto capillare) con la base del campione cilindrico ed è saturo al 100 % di Kerosene. Il Kerosene spiazzato dal campione può fluire attraverso il setto mentre l'aria non può fluire attraverso di esso perchè il setto, in virtù dei suoi pori molto piccoli possiede una pressione di spiazzamento molto elevata e maggiore della massima pressione comunicata all'aria nel corso dell'esperienza (v. fig. 15).

Si danno alla pressione differenziale una diecina di valori sempre crescenti; per ogni valore si attende l'equilibrio, segnalato dalla costanza del livello liquido nella buretta; si determina quindi la saturazione o per pesata o per misura del volume di liquido uscito. Data la piccola lunghezza del campione (3 ÷ 4 cm) si può trascurare l'influenza della gravità e considerare la saturazione uniforme in tutto il campione; la pressione capillare è data dalla stessa pressione applicata all'aria. Si hanno quindi tutti gli elementi per tracciare per punti la curva di pressione capillare.

Metodo della centrifuga

Questo metodo applica il principio del drenaggio per gravità esaltandone gli effetti mediante la generazione di forti accelerazioni ottenute facendo ruotare il campione inizialmente saturo al 100 % di Kerosene ad alta velocità attorno a un asse orizzontale.

Il campione è posto in apposito « portacampione » (v. fig. 16) che termina con una buretta graduata dove il liquido uscito dal campione si raccoglie e può venire misurato senza fermare la centrifuga a mezzo di un sistema stroboscopico di illuminazione. La misura del liquido uscito permette di conoscere la saturazione media del campione; questo perchè la saturazione nel campione varia, come si è visto, da un massimo pari al 100 % sulla faccia di uscita più lontana dall'asse di rotazione, a un minimo sulla faccia più vicina all'asse stesso (v. fig. 17).

In questo caso non possiamo considerare uniforme la saturazione nel campione, perchè, pur essendo ancora piccola la lunghezza 3 ÷ 4 cm., è molto elevato il valore di g .

Conosciamo inoltre la pressione capillare in ogni sezione del campione: $P_c = \zeta g x$ (ζ = densità; g = accelerazione centrifuga; x = distanza della faccia di uscita).

Per tracciare la curva di pressione capillare abbiamo però bisogno di conoscere una coppia di valori corrispondenti (cioè relativi alla medesima sezione) della pressione capillare e della saturazione; conosciamo quella relativa alla faccia di uscita che però non ha interesse perchè ivi la pressione capillare è sempre nulla

e la saturazione è sempre 100 %. Premesso che la pressione capillare sulla faccia di entrata è $P_{c1} = \zeta g L$ si può calcolare il valore della saturazione sulla stessa faccia come segue:

$$S_1 = S + P_{c1} \frac{d S}{d P_{c1}}$$

infatti:

$$S = \frac{1}{L} \int_0^L s \, dx = \frac{1}{\zeta g L} \int_0^L s \, d(\zeta g x) = \frac{1}{P_{c1}} \int_0^{P_{c1}} s \, d P_c$$

segue:

$$P_{c1} S = \int_0^{P_{c1}} S \, d P_c$$

derivando rispetto a P_{c1} :

$$S + P_{c1} \frac{d S}{d P_{c1}} = S_1$$

come volevasi dimostrare. Si noti che $\frac{d S}{d P_{c1}}$ è negativa.

La procedura da seguire consiste quindi nel mettere il campione saturo al 100 % di Kerosene nella centrifuga; questa viene quindi messa in movimento a basso numero di giri finchè non viene raggiunto l'equilibrio (costanza delle letture fatte nella buretta attaccata al portacampione). A questo punto vengono registrati sia il numero di giri/min della centrifuga sia la lettura della buretta. Questa serie di operazioni viene ripetuta a velocità sempre più alte fino a quando il campione ha raggiunto un valore della saturazione vicino a quello irriducibile.

Riportando su un grafico la saturazione media in funzione della pressione capillare $P_{c1} = \zeta g L$ sulla faccia di estremità, si possono determinare in corrispondenza dei valori di P_{c1} i corrispondenti valori di saturazione S_1 con la

$$S_1 = S + P_{c1} \frac{d S}{d P_{c1}} \text{ calcolando graficamente il valore della derivata. A questo}$$

punto la curva di pressione capillare può essere tracciata.

Metodo per iniezione di mercurio (Purcell).

Il metodo consiste nell'iniettare nel campione perfettamente essiccato del mercurio a pressioni via via più elevate, misurando per ogni pressione il mercurio entrato nel campione. Con riferimento alla fig. 18 il campione viene posto nella cella e viene fatto il vuoto, viene quindi misurato il volume di Hg necessario per portarne il livello dal riferimento della finestra inferiore a quello della finestra superiore. La pompa è del tipo volumetrico e serve oltre che a spostare il mercurio, a misurare i volumi di Hg spostati. Il volume prima misurato, sottratto dal

volume noto della cella, compreso tra i due stessi segni di riferimento, dà il volume totale del campione (il volume dei grani viene misurato a parte) .

Si cessa quindi di fare il vuoto e si immette gas in pressione; il livello del mercurio alla finestra superiore scenderà a causa del volume di Hg entrato nel campione; lo si misura con la pompa riportando il livello di Hg al segno di riferimento. Il procedimento viene ripetuto fino a raggiungere una pressione sufficientemente alta.

4.12 Permeabilità effettiva e relativa

Per calcolare l'olio recuperabile da un giacimento e il comportamento futuro del giacimento stesso quando il meccanismo di produzione è uno dei seguenti: dissolved gas drive, gas injection, gas cap drive, gravity drainage, è necessaria la conoscenza delle curve di permeabilità relativa del gas e dell'olio caratteristiche della roccia che costituisce il giacimento. La conoscenza delle analoghe curve per l'acqua e per l'olio è necessaria per i medesimi scopi quando il meccanismo di produzione è un water drive naturale o artificiale.

La permeabilità di un mezzo poroso è definita dalla legge di Darcy (che ne stabilisce anche il metodo di misura) ed è una caratteristica del mezzo poroso, indipendentemente quindi dal fluido che lo satura, purchè siano soddisfatte queste condizioni:

- il fluido satura al 100 % il mezzo poroso;
- il fluido non interagisce col mezzo poroso;
- il regime di flusso è laminare (Poiseuille).

La permeabilità così definita è detta « assoluta ». Nei mezzi porosi sono però presenti di solito due o più fasi (due o più fluidi non miscibili) e pertanto si deve estendere la validità della legge di Darcy, in modo conforme ai risultati sperimentali, introducendo una « permeabilità effettiva » e cioè una permeabilità per ciascuna delle fasi presenti.

Le permeabilità effettive sempre minori di quella assoluta, non sono però costanti, ma sono funzioni delle condizioni di saturazione.

È entrato nell'uso, perchè più significativo il rapporto fra permeabilità effettiva e permeabilità assoluta che viene chiamato permeabilità relativa ed è per quanto detto sempre minore di uno ed è privo di dimensioni fisiche.

Determinare le caratteristiche di permeabilità relativa ad es.: gas-olio di un mezzo poroso, significa quindi determinare le funzioni

$$K_o = K_o (S_o) \quad \text{e} \quad K_g = K_g (S_g) \quad S_o + S_g = 1$$

ove K_o e K_g sono le permeabilità relative all'olio e al gas e S_o e S_g le saturazioni in olio e gas. L'andamento di queste funzioni dipende essenzialmente dalle caratteristiche di tessitura del mezzo poroso e dall'essere la fase cui si riferiscono « bagnante » o « non bagnante ».

Tenendo quindi conto che, come avviene realmente, la roccia contiene più fluidi contemporaneamente, lo spazio utile al passaggio di ogni singolo fluido sarà minore, e quindi la permeabilità effettiva a quel fluido sarà minore.

La permeabilità effettiva sarà ancora espressa in darcys.

Ricordiamo ancora che la permeabilità relativa è il rapporto tra la permeabilità effettiva e la permeabilità assoluta (cioè quella che si avrebbe qualora il fluido considerato saturasse da solo la roccia). Ovviamente la permeabilità relativa assumerà valori compresi tra 0 ed 1 e sarà priva di dimensioni fisiche.

A seconda del grado di saturazione in un certo fluido si avranno valori diversi per la permeabilità relativa. Si potranno così tracciare delle curve permeabilità-saturazione.

La forma di queste curve, come da attendersi, è funzione della distribuzione dei fluidi nella roccia.

La disposizione dei fluidi entro la matrice porosa della roccia è funzione della saturazione come anche delle proprietà bagnanti dei rispettivi fluidi.

Se una roccia è preferenzialmente bagnata dall'olio, esso vi aderisce e l'acqua può fluire attraverso i canali più facilmente dell'olio. Viceversa se la roccia è più facilmente bagnabile da parte dell'acqua. Quest'ultimo (fig. 20 a) è il caso più generale, essendo il primo eccezionale (fig. 20 b).

È chiaro che una roccia bagnabile dall'acqua avrà una saturazione residua in olio minore che una roccia bagnabile dall'olio.

Recentemente si è visto che c'è una relativa indipendenza per il flusso di fluidi immiscibili attraverso un mezzo permeabile.

Perciò la permeabilità effettiva di una data fase dipende dalla mobilità di essa e dalla sua prevalente distribuzione delle saturazioni.

La mobilità è funzione delle proprietà bagnanti e della sezione media dei canali fluidi, ossia della saturazione. C'è da aspettarsi tuttavia che il fluido bagnante abbia minor mobilità a causa della sua adesività alla roccia, mentre il fluido che occupa la parte rimanente dei vuoti, avrà mobilità più elevata.

Questo in pratica si verifica come rilevabile dalla fig. 21. Nel caso, comune in pratica, che ci sia insieme all'acqua ed all'olio anche gas, sia libero che in soluzione, le cose si complicano ancora.

Affinchè i fluidi si muovano nella roccia porosa è necessario creare una depressione nella zona in cui si vuole afflusso.

Se la depressione è abbastanza elevata e tale da superare il « bubble point », dall'olio si libera gas sotto forma di bolle che man mano crescono in dimensioni, si uniscono fino a formare una vena continua. A questo punto, raggiunta la saturazione detta critica o di equilibrio, il gas fluisce, e più facilmente dell'olio.

Viceversa se la depressione che si crea è piccola, al di sotto del « bubble point », si liberano bolle piccole che non riescono ad unirsi e formare una vena continua, quindi fluisce l'olio soltanto.

4.13 Rilievo delle curve di permeabilità relativa gas-olio

Le curve di permeabilità relativa al gas e all'olio sono necessarie per la previsione del comportamento di giacimenti a dissolved gas drive o gas drive.

Poichè l'esperienza ha indicato che l'acqua interstiziale ha un effetto trascurabile sulle misure di permeabilità relativa gas-olio e per guadagnare tempo, tutte le misure si effettuano su carote estratte. Tuttavia come controllo, si effettua la misura con presenza di acqua interstiziale su una carota per « suite » di carote.

Due metodi sono fra i più usati (fig. 22):

- 1) La gas drive technique o metodo di Welge.
- 2) Il simultaneous flow o metodo di Hafford.

Il primo è rapido, meno costoso, più semplice; dà risultati attendibili ad eccezione che per carote non omogenee. Quasi tutti i dati vengono calcolati.

Il secondo più lento, complicato e costoso, ma molto più attendibile nei risultati, viene usato come controllo del primo su una carota per ogni dieci, e deve essere usato per carote ad alta permeabilità, per le quali il gas drive dà risultati non attendibili. Tutti i dati vengono misurati simultaneamente.

Limitazioni del gas drive.

Bisogna controllare le condizioni di prova cioè:

- 1) viscosità del fluido;
- 2) pressione applicata;
- 3) portata di flusso;
- 4) omogeneità del campione.

L'uso del metodo gas drive controllato col metodo Hafford su 1 ogni 10 carote, permette di eseguire da 2 a 3 misure per persona al giorno. Ciò include la preparazione del campione di carota, estrazione, saturazione, ecc.

Con campione a bassissima permeabilità, occorre però maggior tempo.

Procedimenti di laboratorio.

Prelevati i provini dalle carote essi vengono desaturati, poi montati nei contenitori speciali per la misura delle proprietà capillari. I campioni scelti vengono prelevati in ragione di 3-4 provini (plugs) per piede dalle carote originali a meno che non si debba usare la sezione intera.

Dopo che sono state misurate le proprietà capillari, le carote e le relative curve di pressione capillare determinate, passano al laboratorio per la determinazione della permeabilità relativa. Poiché le carote si trovano parzialmente saturate con Kerosene per le determinazioni precedenti esse devono essere desaturate nuovamente. Le carote vengono preparate per il metodo gas drive nel modo seguente:

Desaturazione.

La carota deve essere desaturata e completamente essiccata. Questa condizione si ottiene facendo passare attraverso la carota, esano pari a 25 volte il volume poroso della carota stessa, si essicca con azoto e poi si fa passare un quantitativo uguale di esano nella direzione opposta.

L'esano viene quindi nuovamente evaporato con azoto e la carota viene poi messa a bassa temperatura per 12 ore almeno per assicurarne l'essiccazione completa.

Permeabilità al gas.

La carota viene quindi calibrata e pesata e viene fatto un doppio controllo con gli stessi dati indicati dal rapporto di pressione capillare. Ogni grande differenza deve dar luogo ad un immediato controllo per determinare la causa di errore.

Quando i dati fondamentali per la pressione capillare e per la permeabilità relativa risultano in accordo, la carota è pronta per la misura della permeabilità al gas.

Ciò è fatto non solo per ottenere una permeabilità assoluta al gas sulla carota estratta, ma anche per determinare il metodo più appropriato per le misure di permeabilità relativa e il tipo di fluido saturante da usare.

Se la permeabilità è talmente bassa (1 md) da essere considerata inefficiente nel giacimento la carota viene scartata.

L'effetto Klinkenberg viene determinato per carote con meno di 100 md di permeabilità a 4 pressioni di ingresso, 60, 40, 20, e 10 psig, con una pressione differenziale costante attraverso la carota.

Una pressione media viene determinata e le permeabilità così calcolate vengono diagrammate in funzione dell'inverso della pressione media (1/atmosfera); una linea retta viene tracciata fra questi punti e estrapolata a zero, cioè al punto in cui la permeabilità al gas è uguale alla permeabilità assoluta al liquido e per cui l'effetto Klinkenberg è annullato per la pressione media infinita.

Il solo fattore restante che deve essere considerato come preparatorio al reale gas drive della carota saturata, è la viscosità del fluido saturante. Questa scelta è basata di solito sulla permeabilità al gas per cui le carote con 1-300 md vengono saturate con Kerosene a 1,8 cps, mentre le carote con permeabilità 300-3000 md vengono saturate con olio a 20 cps. Tutte le carote al disopra di 3000 md vengono oltre a quelle di controllo, provate con il metodo Hafford. I campioni vengono saturati mettendoli in un contenitore sotto vuoto, evacuando il container per parecchie ore e immettendo olio senza gas finchè il campione è sommerso.

Dopo un periodo sotto vuoto da 2 a 12 ore, a seconda della permeabilità delle carote, la pressione è riportata a quella atmosferica per 30-60 minuti. I campioni destinati al metodo Hafford vengono saturati allo stesso modo di quelli destinati al gas drive, solo che tutte le misure sono fatte usando Kerosene.

I campioni con presenza di acqua interstiziale vengono invece saturati con acqua salata e poi spiazzati con olio finchè non resta che l'acqua connata.

La permeabilità al liquido viene poi determinata facendo passare una quantità misurata di liquido saturante attraverso la carota. Il tempo di flusso, la pressione differenziale e la viscosità del fluido vengono registrati. La permeabilità assoluta al liquido viene calcolata con la legge di Darcy. Essa dovrà essere in accordo con la permeabilità al gas. La pressione differenziale dovrebbe essere tale che il flusso turbolento non prevalga, nè si creino canali allargati dall'azione di erosione del liquido.

Misura della permeabilità relativa con l'apparecchiatura per il gas drive. (Apparecchiatura fig. 23).

L'apparecchiatura per il gas drive permette un rapido e facile metodo per misurare e controllare un particolare volume di gas che passa attraverso una carota.

Usando questa apparecchiatura, le condizioni di moto permanente non vengono mai raggiunte, tuttavia i dati risultanti sono sufficienti per determinare i valori di permeabilità relativa gas-olio. Poichè viene misurato solo il gas l'apparecchiatura è semplice. Trattasi di un contenitore per la carota, di un regolatore di pressione, un manometro di un separatore gas-olio e un misuratore per gas.

Il contenitore usato per carote montate in lucite, consiste in due piatti a pressione con O-ring e con aperture per entrata e uscita dei fluidi.

Il regolatore di pressione deve mantenere la pressione costante con al massimo una deviazione dell'1 % durante ogni singolo step di misura di permeabilità relativa.

I manometri di pressione sono tarati sia per la lettura in psig che in pollici di acqua.

I misuratori per gas sono due: il bubble flow meter per misurare i piccoli volumi di gas prodotto durante la fase iniziale e il wet-test meter per misurare grandi volumi nell'ultima fase.

I due misuratori sono messi in serie in modo che sia facile deviare il flusso di gas da uno all'altro.

Procedimento. Il primo passo è di scegliere la caduta di pressione attraverso la carota per minimizzare il boundary effect o end effect. Come aiuto nella scelta, si può consultare il grafico di fig. 24 in cui la pressione è riportata in funzione della permeabilità della carota.

Pressioni per misure con il gas drive. Il regolatore di pressione viene regolato alla pressione scelta. Il campione saturato con olio oppure con olio e acqua connata è messo nel contenitore. Il rubinetto di entrata del gas viene aperto e il gas fatto passare fino a produrre approssimativamente $0,5 \div 0,6$ cc. di fluido registrandolo con il bubble flow meter.

Si ferma poi il flusso di gas e la carota viene immediatamente rimossa dal contenitore. L'eccesso di olio sulla faccia di uscita della carota viene accuratamente tolto e il campione pesato per determinare la saturazione di olio.

È molto importante rimuovere il campione dal contenitore e togliere l'eccesso di olio il più presto possibile, poichè il campione avrà la tendenza a imbibirsi nuovamente dell'olio prodotto.

Il tempo richiesto a far fluire il gas attraverso la carota e la perdita di peso viene registrata con il volume fluido totale prodotto, letto sul flow meter.

In generale, i dati migliori con il gas drive appariranno quando il primo step ha la durata di 9-11 secondi.

Questo intervallo di tempo permette una caduta di pressione grande abbastanza per minimizzare il boundary effect o end effect e lascia tempo sufficiente per misurare la quantità di fluido prodotta.

Gli steps successivi vengono continuati nello stesso modo, con la sola eccezione che i tempi vengono scelti, per ogni step, in modo che si possa spiazzare un volume di olio equivalente al 5 % del volume poroso del campione. Questi steps vengono continuati finchè la permeabilità relativa all'olio non diviene inferiore all'1 % (vedi tabella 1 fig. 25).

La permeabilità relativa al gas per ogni intervallo viene calcolata dalla legge di Darcy per il gas, con le correzioni per la pressione capillare.

$$K_g = \frac{\mu_g \cdot q_g L}{A \Delta p_g \cdot p_m t}$$

ove:

$\Delta p_g = p_g - 1$ essendo la pressione a valle quella atmosferica, p_m la semi somma della pressione assoluta sulla faccia d'ingresso della carota e della threshold o break-through pressure della carota, derivata dai dati di pressione capillare, in modo che:

$$p_m = \frac{(p_g + 1) + (p_{th} + 1)}{2}$$

$$K_g = \frac{\mu_g \cdot q_g \cdot L \cdot 2}{A (p_g - 1) \{ (p_g + 1) + (p_{th} + 1) \} t}$$

ma poichè, si vuole ottenere, il rapporto di permeabilità relativa l'equazione viene moltiplicata per $100/K'_g$ e scritta nel modo seguente:

$$K_g = \frac{200 \mu_g \cdot q_g \cdot L}{A (p_g - 1) \{ (p_g + 1) + (p_{th} + 1) \} t K'_g} = \%$$

ove:

- K_g = permeabilità relativa in percento;
- q_g = portata media del flusso di gas in cc.;
- μ_g = viscosità del gas in cps.;
- K'_g = permeabilità assoluta al gas in darcy;
- p_g = pressione assoluta di ingresso del campione in atmosfere;
- p_{th} = threshold o breakthrough pressure della carota in atmosfere;
- L = lunghezza della carota in cm.;
- A = area della sezione in cmq.;
- t = tempo in sec.

La permeabilità relativa all'olio si determina usando la legge di Darcy per il flusso fluido applicando le correzioni di pressione capillare:

$$K_o = \frac{\mu_o q_o L}{A \Delta p_o t}$$

ove:

$$q_o = \frac{W_1 - W_2}{2p_o}$$

$$p_o = (p_g - 1) - P_c$$

$$K_o = \frac{\mu_o (W_1 - W_2) L}{2A [p_g - 1) - P_c] t}$$

Per ottenere il rapporto di permeabilità relativa l'equazione si moltiplica per $100/K'_o$ e si ha:

$$K_o = \frac{100 (W_1 - W_2) \mu_o \cdot L}{2A [(p_g - 1) - P_c] t K'_o} = \%$$

ove:

- K_o = permeabilità relativa in percento;
- K'_o = permeabilità assoluta per l'olio in darcy;
- μ_o = viscosità olio in cps;
- q_o = portata media di flusso di olio in cc;
- p_g = pressione assoluta di ingresso con campione in atmosfera;
- L = lunghezza carota in cm.;
- A = area sezione in mq.;
- t = durata del flusso in sec.;
- P_c = pressione capillare;

Dati del gas drive e calcoli. Prima di effettuare il gas drive bisogna determinare le proprietà della carota come: peso secco, permeabilità assoluta al gas, permeabilità assoluta all'olio, pressione capillare, dimensioni, peso in condizioni di saturazione.

Queste proprietà sono richieste come supplemento ai dati del gas drive per calcolare la porosità, la saturazione percentuale in olio e infine i valori di permeabilità relativa.

I soli dati registrati durante il gas drive del campione sono: pressione del gas, incrementi di tempo, volumi fluidi e peso del campione alla fine di ogni step.

La tabella 1 (fig. 25) mostra un set completo di dati del gas drive, dai quali è possibile costruire il grafico della permeabilità relativa in funzione della saturazione percentuale come indicato in fig. 26.

Per calcolare la permeabilità effettiva per l'olio e il gas, bisogna determinare il tempo; la portata di flusso di ogni fase in cc/sec, la saturazione percentuale, e la caduta di pressione netta attraverso la carota.

La differenza di peso del campione prima e dopo ogni step, si divide per la densità del liquido per ottenere il volume di olio in cc.

Poichè il flusso totale del fluido è letto sul gas flow meter (olio + gas in cc.), il volume di gas netto è dato dal fluido totale meno il fluido di olio.

Ognuno di questi valori viene diviso per il periodo di tempo dello step e si ha la portata uscente dalla carota.

Viene assunta inoltre come portata media di olio nella carota la media aritmetica fra la portata di ingresso che è zero e quella di uscita.

Usando la perdita di peso complessivo alla fine di ogni step, può essere calcolata la saturazione percentuale finale (peso cumulativo di olio prodotto diviso per il peso totale di olio, quando la carota è saturata al 100 %). Questi valori di saturazione vengono poi mediati per ogni step, per riferirli al flusso medio di olio, e quindi usati nel costruire il diagramma della permeabilità relativa in funzione della saturazione percentuale di olio.

Dalla curva della pressione capillare (fig. 27) in funzione della saturazione percentuale di olio si può ricavare una pressione capillare per ogni step e usarla per calcolare la caduta di pressione netta o effettiva attraverso il campione, nell'olio (pressione manometro - pressione capillare - pressione effettiva).

Supponendo che la faccia di uscita della carota sia sempre saturata di olio al 100 %, solo una pressione capillare è necessaria per computare la caduta di pressione effettiva attraverso la carota nella fase gassosa.

Introducendo la permeabilità relativa nella equazione del gas:

$$K_g = \frac{\mu_g \cdot q_g L C}{A \Delta p \cdot p_m t K'_g}$$

ove:

q_g = flusso netto di gas (flusso totale - flusso olio) in cc.;

μ_g = viscosità aria in cps;

L = lunghezza carota in cm.;

A = area sezione carota in cmq.;

Δp = caduta di pressione netta attraverso la carota in psi o in inches H₂O (pressione manometro - pressione capillare al 100 % di saturazione olio);

p_m = caduta di pressione media attraverso la carota

$$\left[\frac{(\text{pressione manometro} + P_c)}{2} + \text{pressione atmosferica} \right]$$

in PSI o in H₂O;

t = tempo (tempo richiesto dal volume di gas per fluire attraverso la carota);

K'_g = 100 % permeabilità al gas in md. ricavata per un valore $1/p_m$ dalla curva Klinkenberg;

C = costante = $10^5 \times 14,70^2$ oppure $10^5 \times 407$ assumendo 14,7 psi come pressione atmosferica.

Poichè i valori seguenti μ_g , L , A , p , p_m , e K'_g restano costanti durante il gas drive l'equazione dei gas è modificata:

$$K_g = C \frac{q_g}{t}$$

ove:

$$C = \frac{\mu_g L C}{A \Delta p p_m K'_g}$$

Allora usando $K_g = C q_g/t$ solo la portata è richiesta per il computo della permeabilità relativa di ogni step.

Usando l'equazione di permeabilità relativa olio.

$$K_o = \frac{q_o \mu_o \cdot L C}{A \Delta p t \cdot K'_o}$$

ove:

$$q_o = \text{flusso medio olio} \frac{\text{peso olio}}{2 \text{ densità olio}}$$

μ_o = viscosità olio in cps;

L = lunghezza carota cm.;

A = area sezione, cmq.;

Δp = caduta di pressione effettiva attraverso il campione (pressione man. — P_c a quella saturazione) in Psi o in H_2O ;

t = tempo, in sec.;

K'_o = permeabilità assoluta dell'olio in md.;

C = $15^5 \times 14,7$ = press. atmosferica.

Poichè i valori μ_o , L, A, K'_o restano costanti durante il gas drive, si ha:

$$K_o = C \frac{q_o}{pt}$$

ove:

$$C = \frac{\mu_o \cdot L \cdot C}{A K_o}$$

Allora usando $K_o = C q_o / \Delta p t$ solo la portata e la caduta di pressione per ogni intervallo è necessaria al computo dei valori di permeabilità relativa olio per ogni step.

Interpretazione dei risultati

Pressione. La scelta della caduta di pressione attraverso la carota rappresenta la fase più importante con il metodo del gas drive. Un altro requisito fondamentale da considerare è la viscosità dell'olio e la permeabilità relativa.

L'unica maniera per scegliere la caduta di pressione adeguata è fornita dalla curva di pressione-permeabilità (fig. 24) e dalla curva di pressione capillare (fig. 27). Di solito la prima scelta è data dalla fig. 24. Il valore per la pressione capillare al 100 % di saturazione è dato dalla fig. 27. Quando il rapporto, fra la pressione capillare al 100 % di saturazione e la pressione scelta è inferiore del 10 % l'effetto capillare o boundary effect è trascurabile. In molti casi però questa regola non può essere applicata.

E' stato osservato che carote ad alta permeabilità semi-consolidate con oltre 3000 md, sature di olio con viscosità superiore a 20 cps, richiedono una caduta di pressione attraverso la carota troppo grande per dare risultati attendibili con il gas drive - fig. 28.

Operando su carote semi-consolidate con grandi cadute di pressione si verifica una erosione della carota da parte del gas. Poichè la carota è pesata alla fine di ogni step per determinare la produzione di olio, questa perdita di materiale verrebbe considerata come perdita dovuta al flusso di olio. Ulteriori osservazioni

hanno rilevato che i campioni di carota nel campo delle alte saturazioni in olio continuano a desaturarsi dopo che la carota è stata rimossa dal contenitore. Questo fatto è attribuito al cambiamento repentino delle condizioni della carota da alta pressione a pressione atmosferica con gas intrappolato entro il campione che espelle volumi addizionali di olio. Quando ciò si verifica, la carota viene provata con una quantità di fluido che non è quella totale e, di conseguenza, ne risultano valori di permeabilità relativa all'olio troppo alti e valori di pressione del gas troppo bassi.

Inoltre pressioni alte danno luogo a moto turbolento nella fase gas, che negli ultimi stadi del gas drive tenderà a dare una permeabilità effettiva al gas più bassa - fig. 28.

Viscosità olio. In generale, le carote saturate con kerosene danno i risultati migliori. Ciò in parte può essere attribuito al kerosene che è meno sensibile e al fatto che la saturazione avviene più facilmente.

L'uso di kerosene a 20 cps, in campioni con oltre 300 md fino ed oltre i 3000 md, presenta un impedimento alla misura corretta durante la fase iniziale del gas drive, poichè il campione tende a desaturarsi troppo rapidamente. Olio a 20 cps di viscosità subirà leggere variazioni di viscosità con piccole variazioni di temperatura. Di conseguenza occorre controllare continuamente la viscosità per avere dati corretti.

Campioni saturati con olio a 150 cps presentano altre difficoltà per la quasi impossibilità di stabilire una viscosità corretta e assicurare il 100 % di saturazione.

Confronto dei dati. In fig. 28 vi sono tre tipi di curve, due indicanti i risultati ottenuti con diversa viscosità e con la tecnica del gas drive, l'altra con i risultati della tecnica Hafford. Nella regione ad alte saturazioni si vede la differenza causata dall'uso di olio ad alta viscosità. La curva anormale di bassa permeabilità al gas è dovuta a volumi di gas non misurati nella fase iniziale del drive e al flusso turbolento nella fase finale.

Dati supplementari. Un altro requisito della carota da sottoporre al gas drive è di assicurare il 100 % della saturazione d'olio.

La maggiore fonte di errore risultante dalla saturazione della carota, è causata dalla determinazione del peso secco e saturato. Se uno dei due pesi è errato, la curva di permeabilità relativa in funzione della saturazione percentuale si sposta. Lo spostamento dipende dalla grandezza dell'errore nella misura del peso totale. La curva A della fig. 29 rappresenta un campione saturo al 100 % sottoposto al gas drive fino ad una permeabilità relativa inferiore all'1 %. La curva B indica lo stesso campione per cui il peso dell'olio è stato considerato inferiore a quello necessario per la saturazione del 100 %.

Similmente, usando per il peso totale un valore in eccesso rispetto a quello richiesto, la curva si sposta verso destra (curva C).

Per alcune carote un controllo finale della saturazione è possibile per confronto con i dati di pressione capillare.

Poichè i campioni sono estratti, seccati e saturati per le determinazioni capillari, è possibile un confronto dei pesi secchi e saturati. Inoltre si può ottenere dalla curva di pressione capillare un valore per la percentuale minima di saturazione in acqua interstiziale e, quando questo valore è in accordo con la saturazione percentuale ottenuta estrapolando la curva di permeabilità relativa, si ha una ragionevole assicurazione che la carota era stata saturata appropriatamente. Ci sono comunque, alcune eccezioni a questa regola, che non è applicabile a tutti i casi.

Effetto di errori nella misura del gas nella fase iniziale del gas drive.

Il metodo del gas drive consiste, come visto, nel far passare un volume misurato di gas attraverso la carota, provocando la produzione di un volume di olio dalla carota stessa.

In un giacimento a olio, il gas non fluisce al disotto della saturazione di equilibrio del gas. Da un giacimento all'altro questa condizione può variare sensibilmente. Usando il metodo di gas drive, tuttavia, è stato osservato che un certo flusso di gas esiste durante ogni step nella regione ad alta saturazione indipendentemente dal grado di desaturazione che ha la carota. Ciò viene confermato dal comportamento del Bubble flow meter.

Sebbene esistano queste condizioni, dati sufficientemente accurati sono ugualmente ottenibili.

In tutte le misure con il gas-drive, i primi quattro stadi sono i più difficili da eseguire per ottenere dati attendibili. In questo periodo, i piccoli volumi di fluidi richiedono una speciale attenzione per minimizzare gli errori nella misura del fluido. Un procedimento generale che si è dimostrato adeguato per assicurare la massima precisione è di scegliere un volume totale standard di flusso attraverso la carota. I volumi arbitrari più adatti per i primi quattro steps sono: 0.5, 2.0, 10 e 50 cc. e sono applicabili a tutti i campioni. A causa dell'effetto d'inerzia nella lettura del Bubble flow meter, l'operatore dovrebbe permettere le condizioni di flusso anche dopo che lo strumento è stato chiuso per stabilizzare momentaneamente il meter prima di rimuovere la carota dall'apparecchio.

Quando i piccoli volumi iniziali di gas vengono misurati erroneamente, al principio ne risultano errori apprezzabili nella determinazione dei valori di permeabilità relativa al gas.

Dopo i primi 4 steps, l'errore di misura diminuisce rapidamente perchè i volumi e gli incrementi di tempo sono maggiori, quindi i dati misurati negli steps successivi con saturazione in liquido più bassa, sono più precisi e servono per rendersi conto della precisione delle misure fatte quando la saturazione in liquido era più alta.

Nella fig. 30 è indicato un grafico che presenta misure errate del gas nella fase iniziale. Si vede come i valori di permeabilità olio nella fase iniziale cadano al disopra della curva. Questi alti valori derivano dalla desaturazione successiva alla chiusura dell'apparecchiatura. Il volume in più di olio era stato prodotto dal gas intrappolato nella carota e che non era stato misurato perchè il campione non era stato lasciato nel contenitore per il breve periodo di tempo necessario alla fine dello step.

Nella fase finale dell'operazione i valori di permeabilità relativa sia per il gas che per l'olio riprendono il loro andamento naturale. Usando questi punti la curva del gas può essere estrapolata fino alla saturazione di equilibrio del gas minimizzando gli errori dovuti all'errata misura del gas.

Misura della permeabilità relativa con la tecnica Hafford (Simultaneous flow). Apparecchiatura (fig. 31).

Ci sono due tipi di apparecchiature in uso, e si differiscono perchè uno utilizza una pompa a portata costante variabile e l'altro un rifornimento di kerosene a pressione costante regolato.

L'unica parte dell'apparecchiatura Hafford è l'attacco di entrata che consiste di due piatti di porcellana permeabili all'olio ma impermeabili al gas entro gli intervalli di pressione differenziale fra le due fasi nella misura della permeabilità relativa.

Il disco centrale indicato « oil pressure pad » in fig. 31 è isolato dal disco periferico e serve per misurare la pressione nella fase olio all'entrata nel campione. Il disco periferico serve per distribuire l'olio uniformemente sulla faccia della carota. Canali radiali sulla superficie del disco servono come canali per il gas per distribuirlo uniformemente sulla faccia della carota.

Un manometro differenziale (Statham strain gauge) è inserito fra la linea dell'olio proveniente dall'« oil pressure pad » e la linea del gas che va al manometro per la pressione del gas. Il manometro differenziale segna la pressione differenziale fra olio e gas, la quale viene registrata da un potenziometro registratore. Quando olio e gas passano attraverso la carota la differenza di pressione fra le due fasi è uguale alla pressione capillare nelle condizioni di saturazione esistenti.

Procedimento. Per misurare la permeabilità relativa con la tecnica Hafford, il campione saturato con kerosene viene messo nell'apparecchio. Dapprima solo il kerosene viene fatto passare attraverso il campione. Il kerosene è tenuto sotto vuoto per tre ore prima di usarlo per rimuovere tutto il gas in esso disciolto.

La portata è tenuta a 1 cc/min sia scegliendo la portata della pompa sia controllando la pressione di ingresso dell'olio, a seconda dell'attrezzatura usata. Tuttavia questa portata potrebbe essere diversa per campioni ai limiti dell'intervallo di permeabilità.

Il regolatore di pressione sulla linea di pressione viene regolato per dare gas alla pressione sufficiente al manometro differenziale per indicare un piccolo valore positivo con il potenziometro registratore. Di solito questa pressione del gas viene poi mantenuta durante tutto il tempo della determinazione. Fino a questo punto non era stato immesso alcun gas nella carota.

Appena il potenziometro registra un valore costante, vengono presi i dati seguenti dai quali può essere calcolata la permeabilità assoluta: portata di olio, pressione gas, indicazione del manometro differenziale. La carota è rimossa poi dal contenitore per controllarne il peso in condizioni di saturazione. Dopo la pesatura, la carota viene rimessa nell'apparecchio e si continua l'operazione con la medesima portata. La valvola sulla linea del gas viene allora aperta, e se

necessario la portata o la pressione dell'olio vengono diminuite finchè si può osservare che il gas si muove nella carota.

Per potere iniettare il gas e l'olio a pressioni tra loro differenti è necessario tenerli separati fino alla faccia di ingresso del campione. (Se venissero in contatto prima e quindi fuori del mezzo poroso le pressioni dei due fluidi si eguaglierebbero essendo nulla la pressione capillare). Si ottiene questa separazione impiegando un setto poroso, saturato al 100 % con olio, e la cui « pressione di spiazzamento » sia molto più grande della massima pressione capillare (differenza di pressione tra gas e olio) che verrà imposta. Il gas quindi non potrà penetrare nel setto poroso perchè la differenza tra la pressione del gas e quella dell'olio che satura il setto poroso non giunge a uguagliare e superare il valore della « pressione di spiazzamento » caratteristica del setto.

Il gas e l'olio vengono quindi fatti passare simultaneamente attraverso il campione finchè la pressione capillare, come indicata dal potenziometro, resta costante. A questo punto le portate di olio e gas vengono misurate e le pressioni del gas, olio e la pressione capillare registrate.

Il campione allora viene rimosso per la pesatura. Di solito il flusso di olio e gas non viene fermato finchè il campione non è stato rimosso.

Tuttavia, quando si usa l'apparecchio a pressione di olio costante, ad alte pressioni e basse portate, diviene desiderabile fermare il flusso di olio e di gas immediatamente prima della rottura del contatto capillare fra la faccia di entrata della carota e il disco di porcellana. Altrimenti uno spruzzo di olio si spargerebbe sulla faccia della carota cambiandone le condizioni di saturazione che esistono alla fine di ogni step.

La parte rimanente del procedimento consiste in una serie di steps simili che vengono ripetuti finchè la permeabilità relativa all'olio è ridotta dell'1 %.

Ogni step ha inizio ritornando il campione nell'apparecchio e simultaneamente iniziando il flusso di olio e quello di gas alle loro portate precedenti. Il flusso viene continuato per pochi minuti e poi la portata di olio viene ridotta di una quantità uguale al 10-20 % di quella iniziale.

L'esperienza con carote di varia permeabilità indicherà più esattamente la quantità di cui deve essere ridotta la portata di olio o la pressione per ottenere i valori di permeabilità relativa ai desiderati incrementi di desaturazione.

La portata di olio o la pressione non devono mai essere aumentate una volta che una determinazione ha avuto inizio. Durante l'operazione non viene esercitato alcun controllo manuale sul flusso di gas; la pressione del gas è mantenuta al suo valore iniziale e la portata di gas è, perciò, controllata solo dalla saturazione, ciò che è effettuato dal proporzionamento della quantità di olio fornita al campione. Il flusso viene continuato finchè una condizione di equilibrio viene raggiunta approssimativamente, quest'ultima indicata dalla costanza della pressione capillare. Dopo di che le portate di olio e gas vengono misurate e la pressione capillare e le pressioni olio e gas registrate. Per completare lo step, il campione viene rimosso e pesato e il flusso fermato.

Un dettaglio dell'operazione reale con l'apparecchiatura che merita speciale attenzione è la manipolazione delle valvole nella linea dell'« oil pressure pad » fino alla parte olio dello Statham strain gauge.

È necessario intrappolare la pressione dell'olio in questa linea prima di rimuovere il campione dell'apparecchiatura in modo da prevenire un aumento oltre l'intervallo previsto sul potenziometro, da parte della pressione del gas,

quando il rifornimento di olio al campione e di conseguenza al pressure pad è interrotto.

Due valvole vengono usate per realizzare quanto detto; una valvola viene chiusa mentre l'altra viene aperta tanto quanto necessario a mantenere un volume costante nella linea.

Questo procedimento previene il cambiamento di saturazione in olio nella carota causato dall'olio che sarebbe forzato indietro attraverso l'oil pressure pad se una sola valvola fosse utilizzata.

Calcoli. La permeabilità relativa al gas si calcola usando l'equazione:

$$K_g = \frac{200 q_g \mu_g L}{K'_g A (p_g - p_a) (p_g + p_a)}$$

ove:

K'_g = permeabilità assoluta del campione secco al gas in darcy;

q_g = portata di gas in cc/sec a $p = p_a$;

μ_g = viscosità del gas in cp;

L = lunghezza del campione in cm;

p_g = pressione assoluta del gas alle estremità di entrata del campione in atmosfere;

p_a = pressione di spiazzamento (atms. assolute). Questa è uguale a 1 più la differenza fra la pressione del gas e la pressione dell'olio all'entrata del campione e alla saturazione maggiore. In realtà p_a si determina diagrammando la pressione capillare in funzione della saturazione olio e estrapolando la risultante curva al 100 % di saturazione olio.

P_a viene poi presa come valore estrapolato di pressione capillare al 100 % di saturazione olio.

A = area della sezione in cmq.

La permeabilità relativa olio si calcola usando l'equazione:

$$K_o = \frac{100 q_o \mu_o L}{K'_o A \Delta p_o}$$

ove:

K'_o = permeabilità del campione al kerosene in darcy;

L = lunghezza campione in cm.;

q_o = portata olio in cc/sec.;

μ_o = viscosità del kerosene in cps;

A = area della sezione in cmq.;

Δp_o = pressione differenziale nella fase olio, in atms. Viene presa come differenza fra la pressione del gas alla entrata del campione e la pressione capillare.

Presentazione e interpretazione dei risultati. In fig. 33 e 34 e in tabella 2, (fig. 32) è indicato un set completo di dati che indicano l'intero processo del metodo Hafford. Ogni punto rappresenta una condizione di equilibrio indipendente e tutti i dati si ottengono con misura diretta. Questi dati sono più attendibili e servono di controllo per quelli ricavati col gas-drive, in quanto non dipendono dal moto transitorio con un gradiente di variazione di saturazione.

4.14 Permeabilità relativa acqua-olio

Una delle informazioni fondamentali necessarie ad uno studio di giacimento per un campo a water drive, è la permeabilità relativa acqua-olio alle varie saturazioni. Questa deve essere misurata in laboratorio sulle carote assicurando una completa e fedele riproduzione di tutti i fattori che influenzano il comportamento del flusso di acqua-olio.

Nota sulle carote. Il comportamento del flusso di olio e acqua dipende dalla geometria dei pori, dalle dimensioni dei pori e dalla distribuzione di queste dimensioni. Occorre esaminare quindi per prima cosa questi tre fattori perchè le informazioni differiscono tutte una dall'altra.

È importante preservare le carote perchè le caratteristiche superficiali restino il più possibile quelle di giacimento.

Poichè è stato notato che le carote fresche possono essere spiazzate con acqua fino a quantità di olio residuo molto inferiori di quelle lasciate a contatto con aria, si è stabilito che esse sono le più adatte per ottenere le caratteristiche di flusso acqua-olio in laboratorio.

Effetto della storia della saturazione. Le caratteristiche del flusso acqua-olio in un mezzo poroso dipendono dalla direzione e dalle variazioni passate nella saturazione. Questa dipendenza è detta isteresi. Gli esperimenti in cui la saturazione del fluido maggiormente bagnante (di solito acqua) viene diminuita dal 100 % a valori bassi vengono chiamati prove di drenaggio. Quegli esperimenti in cui la saturazione della fase wetting viene aumentata da bassi ad alti valori si chiamano prove di imbibizione.

Prove di laboratorio hanno indicato che la permeabilità all'olio in una distribuzione di saturazione di tipo a imbibizione, è minore di quella alla stessa saturazione in una distribuzione di tipo a drenaggio.

Esperimenti di laboratorio progettati per simulare le caratteristiche di flusso di acqua-olio in un giacimento a sabbia su cui fare il water flooding, devono sempre essere fatti su carote con una saturazione minima di acqua irriducibile tale da simulare la sabbia del giacimento con la sua acqua connata prima che il fronte d'acqua l'abbia raggiunta.

Durante gli esperimenti la saturazione in acqua in ogni punto nel campione di carota non deve mai essere diminuita. La saturazione in acqua dovrebbe essere mantenuta costante o variata per riprodurre le variazioni che si verificano nel giacimento.

Steady state, Unsteady state. Ci sono due tipi generali di prove che possono essere condotte su carote per misurare le caratteristiche del flusso acqua-olio attraverso ad esse. Un esperimento è quello dello steady state (esperimento con moto permanente) in cui un miscuglio di olio e acqua in rapporto costante viene fatto passare nel campione, finchè l'equilibrio non viene raggiunto in ogni punto della carota, per poi effettuare le misure di tempo, pressione, portata e saturazione.

L'altra prova è quella della unsteady state in cui l'acqua viene fatta passare nella carota contenente la sua minima acqua irriducibile, e olio. La saturazione di acqua, in ogni punto, viene aumentata col tempo e c'è sempre un gradiente di saturazione attraverso la carota.

Nella prova di unsteady state la produzione di acqua e di olio e la caduta di pressione vengono misurate in funzione del tempo.

L'unsteady state è semplice da eseguirsi, richiede minima strumentazione ed è molto rapido, però due fattori tendono a complicare la tecnica di spiazzamento. Uno che è la presenza di gradiente di saturazione attraverso la carota e il cambiamento di saturazione col tempo, complica il calcolo delle relazioni fra permeabilità relativa e saturazione, dai dati di spiazzamento della carota. L'altro è che la distribuzione di olio e acqua negli interstizi della carota può essere diversa, nelle condizioni di passaggio dalla distribuzione di equilibrio nelle condizioni di steady state all'unsteady state flow.

È stato però provato che fra l'unsteady state flow e lo steady state flow non esistono differenze sostanziali di distribuzione della saturazione e inoltre che i calcoli di Welge sono validi per queste prove.

Effetto della portata. È stato dimostrato che la relazione permeabilità relativa-saturazione è indipendente dalla portata.

Al disopra delle portate cosiddette critiche, alle quali gli effetti capillari divengono trascurabili, il recupero di olio è una funzione solo della quantità di acqua iniettata.

Effetto delle proprietà dei fluidi. La relazione permeabilità relativa-saturazione è indipendente da viscosità, densità e tensione interfacciale dei fluidi.

In esperimenti di water flooding il rapporto di viscosità olio-acqua influenza fortemente le caratteristiche di produzione.

Ricapitolando. Perché le prove di laboratorio sulle caratteristiche di flusso acqua-olio, siano rappresentative:

1. Il campione deve appartenere alla formazione che interessa.
2. Il campione deve essere stato preservato all'atto del recupero dal carotiere per prevenire l'alterazione delle proprietà di bagnabilità e queste proprietà non devono venire alterate in laboratorio con l'estrazione o con l'esposizione all'aria.
3. La prova di laboratorio deve riprodurre il processo di giacimento per quanto riguarda i cambiamenti di saturazione. Le prove di water flood de-

vono avere inizio alla saturazione di acqua irriducibile minima, e la saturazione d'acqua deve essere continuamente aumentata.

4. La prova di laboratorio per ottenere la permeabilità relativa acqua-olio può essere sia steady state sia di unsteady state.

Si raccomanda il procedimento di Welge per il calcolo della permeabilità relativa dai dati di flooding.

La portata di un water flood deve essere abbastanza grande da minimizzare gli effetti di capillarità, ma non essere tale da creare moto turbolento.

La densità dell'acqua salata usata e la viscosità dell'olio possono essere scelte arbitrariamente senza cambiare le relazioni permeabilità relativa-saturazione determinate nella prova.

È spesso conveniente usare acqua salata densa per migliorare la precisione della pesatura; così l'uso di olio viscoso facilita la valutazione della saturazione.

Nella fig. 19 è riportata la curva del rapporto $\frac{K_o}{K_w}$

4.15 Procedimento per le prove di spiazzamento (Flood pot test) per determinazione della displacement efficiency. Apparecchiatura (fig. 35).

La prova di spiazzamento su carote o « flood pot test » rappresenta un procedimento rapido per la determinazione della « displacement - efficiency », fattore che generalmente viene ricavato dalle prove più complete di misura della curva della permeabilità relativa.

La « displacement efficiency », rappresenta il recupero percentuale in olio contenuto nella carota al termine di uno spiazzamento spinto per flussaggio ad opera di un fluido predeterminato.

Teoricamente il recupero di olio potrebbe essere misurato soltanto al termine del processo, quando la fase spiazzante dopo aver attraversato la carota esce pura e quindi non trascina altro olio dalla carota. Tuttavia le prove di spiazzamento vengono completate dando il valore del recupero per diversi valori del

rapporto $\frac{\text{portata di fluido spiazzante}}{\text{portata di olio}} \times 100$ l'ultimo dei quali pari a zero

individua il fattore di recupero.

Preparazione del campione. Il campione viene prelevato dalle carote che giungono in laboratorio opportunamente « preservate ». Il fluido usato per il taglio del campione è acqua salata (salinità eguale a quella dell'acqua connata, del giacimento) per le carote prelevate con fango ad acqua, Soltrol 130 per le carote prelevate con fango ad olio. Nel seguito si suppone si sia nel primo caso.

Il campione viene messo in una cella per alte pressioni, dove viene prima sottoposto al vuoto, quindi immerso, sempre sotto vuoto, in acqua salata disaereata. Dopo diverse ore di vuoto, questo viene tolto, e viene applicata ancora per diverse ore una pressione di circa 100 atm.

Flussaggio con olio. Il campione viene montato in un portacarote tipo « Hassler » e flussato prima con olio ad alta viscosità fino a spiazzamento totale dell'olio di giacimento e riduzione dell'acqua contenuta nel campione alla saturazione irriducibile. Si procede quindi al flussaggio con un olio di viscosità più bassa, il cui valore viene scelto in modo da avere lo stesso valore di rapporto delle viscosità olio-acqua esistente in giacimento. Il flussaggio viene proseguito fino a totale spiazzamento dell'olio ad alta viscosità. Il campione è pronto per il flussaggio con acqua.

Flussaggio con acqua. Il campione viene flussato con acqua salata di salinità eguale a quella dell'acqua connata di giacimento. Il flussaggio avviene a pressione differenziale costante e periodicamente vengono misurati i volumi di olio e di acqua prodotti e corrispondentemente i valori del OWR allo scarico.

Il valore del volume di olio recuperato, espresso in percento per OWR \cong 0 % rappresenta il fattore - « displacement - efficiency ».

Il campione viene lavato ed essiccato; ne viene quindi determinata la permeabilità (assoluta) all'aria, e la porosità.

4.16 Comprimibilità della roccia

Quando la pressione interna del fluido entro lo spazio poroso della roccia, sottoposta alla pressione geostatica esterna costante, decresce, il volume totale della roccia diminuisce, mentre il volume solido della roccia aumenta.

Entrambi questi cambiamenti di volume agiscono in modo da ridurre la porosità della roccia con un ordine di grandezze di 0,5 % per un cambiamento di pressione del fluido interno di 1000 PSI.

Studi di Van der Knaap indicano che questo cambiamento in porosità per una data roccia dipende solo dalla differenza fra le pressioni interna ed esterna e non dal valore assoluto delle pressioni; tuttavia il cambiamento di volume poroso non è lineare e la comprimibilità del volume poroso non è costante.

La comprimibilità del volume poroso C ad ogni valore di differenza fra la pressione esterna ed interna, può essere definita come il cambiamento di volume poroso per unità di volume poroso per unità di variazione di pressione.

I valori per calcare e per arenaria vanno da 2×10^{-6} a $25 \times 10^{-6} \text{PSI}^{-1}$. Se la comprimibilità è data in termini di cambiamento di volume poroso per unità di volume totale per unità di variazione di pressione, dividendo per la porosità la si ottiene come volume poroso.

Per esempio, una comprimibilità di 1.0×10^{-6} volume poroso per volume totale per psi di una roccia col 20 % di porosità è 5.0×10^{-6} volume poroso per volume dei pori per psi.

La fig. 36 indica le comprimibilità effettive di un certo numero di campioni di roccia dalle arenarie ai calcari misurate da Hall usando una pressione esterna costante di 3000 psig e una pressione interna da 0 a 1500 psig.

Le comprimibilità medie sono riportate in funzione della porosità.

4.17 Effetto della salinità sulla permeabilità all'acqua

Generalmente quando si vuol iniziare in un giacimento una operazione di « water flood » l'acqua che si ha a disposizione è acqua dolce. E' risaputo che argille sodiche, inaffiate con acqua dolce, deflocculano e quindi usando acqua a salinità minore di quella del giacimento si possono avere notevoli riduzioni di permeabilità, in quanto le argille deflocculando, intasano gli interstizi fra i granuli di sabbia.

Una tale eventualità deve essere bene valutata, prima di iniziare qualsiasi operazione di « water flood ».

A tal proposito si estraggono alcune carote dalla formazione produttiva. Le carote vengono essiccate, saturate con acqua salata, e messe nell'apparecchio di spiazzamento, dove vengono spiazzate con acqua avente la medesima salinità di quella usata, per saturare il campione. Si misura la permeabilità, per questa prima condizione di prova. Il campione viene quindi spiazzato, con acqua a minor salinità e si misura di nuovo la permeabilità.

L'operazione si ripete con acqua sempre meno salata, fino a che non si ottengano sufficienti valori di misura, per poter tracciare una curva di permeabilità in funzione della salinità, come è ad esempio illustrato in fig. 37.

Le salinità usate nelle prove di laboratorio sono generalmente 10-5-3-2-1 % di cloruro di sodio, ma concentrazioni più alte o più basse possono essere usate per casi particolari.

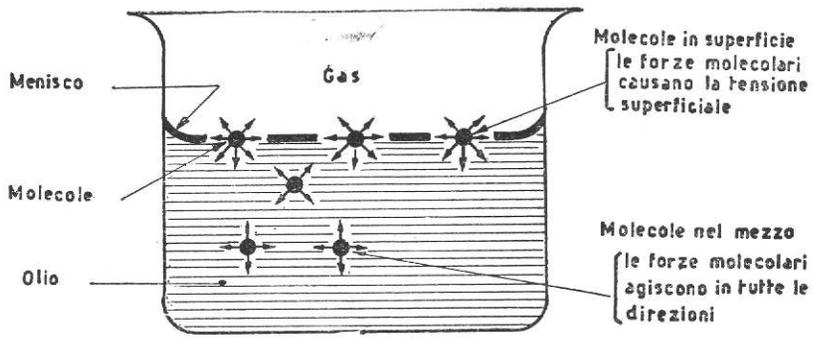


Fig. 1

Tensione superficiale dovuta alla attrazione molecolare

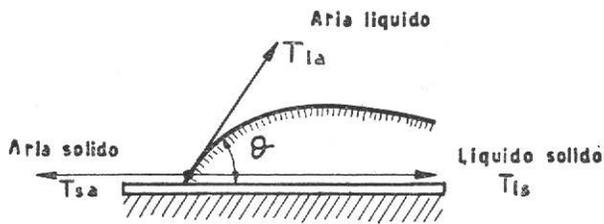


Fig 2

$\theta < 90$ il liquido bagna il solido, caso dell'acqua

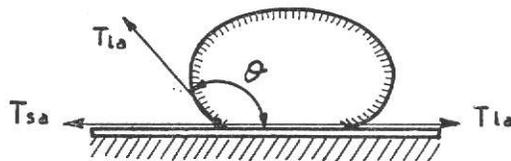


Fig 3

$\theta > 90$ il liquido non bagna il solido, caso del mercurio

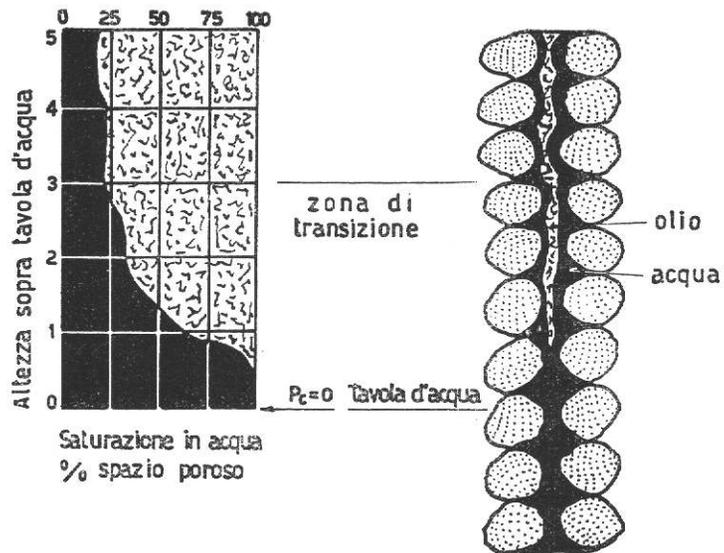


Fig. 4a - Effetti dell'altezza sopra la tavola d'acqua, sul contenuto in acqua connata in sabbia ad olio.

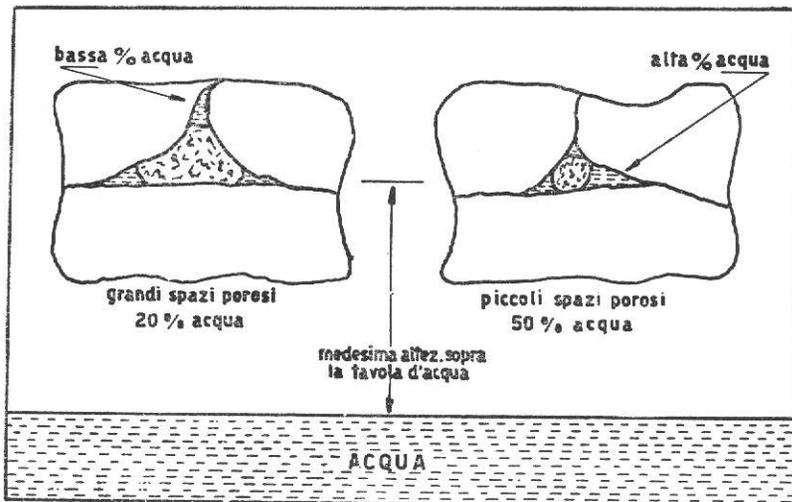


Fig. 4b - Effetto del diametro e della forma degli spazi porosi sul contenuto in acqua connata.

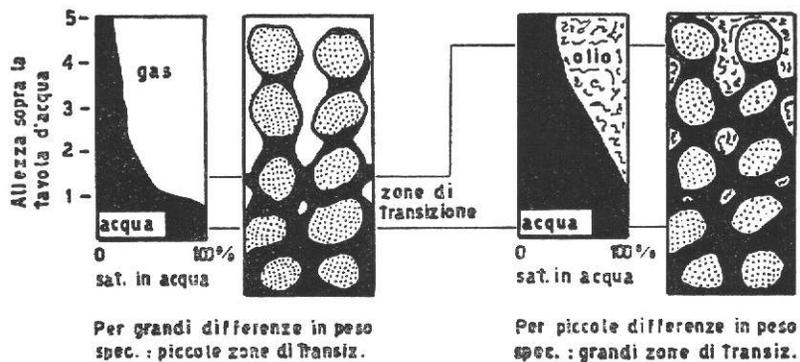


Fig. 4c - Effetto della differenza in peso spec. dei fluidi sull'ampiezza della zona di transizione.

Fig. 4 bis

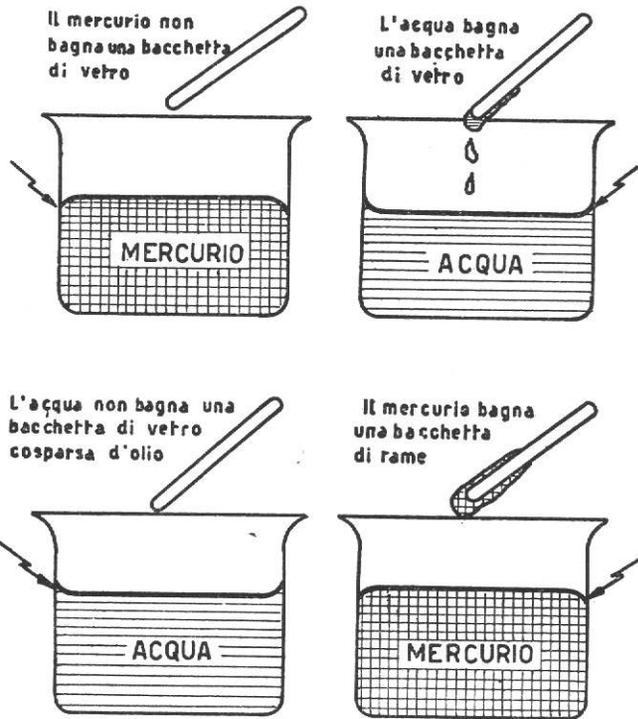
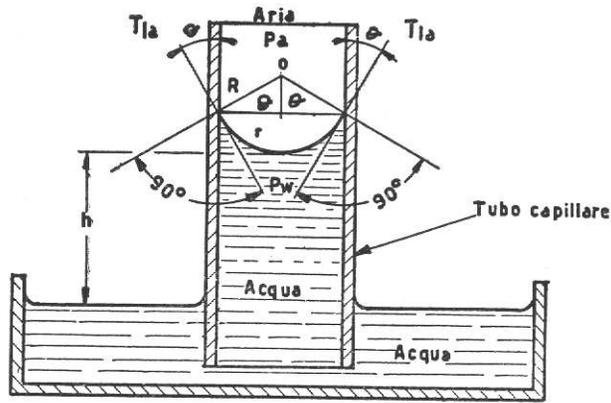


Fig. 5

La bagnabilità dipende dal liquido, dal tipo e dalle condizioni del materiale

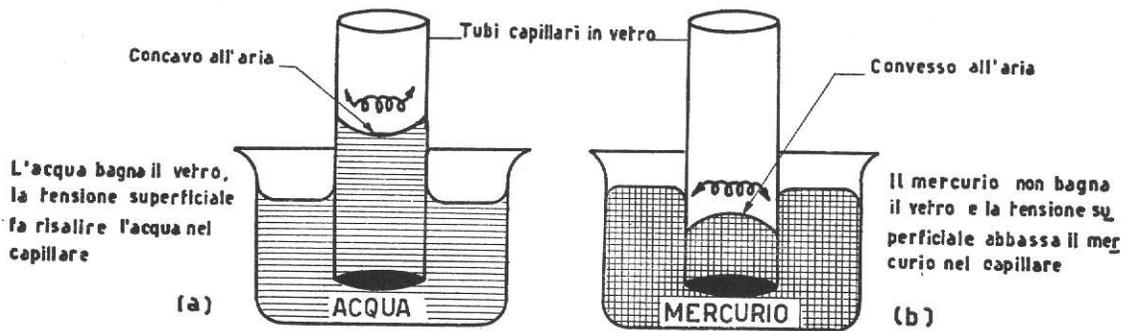


Fig. 6

Risalita d'acqua e depressione del mercurio in tubi capillari

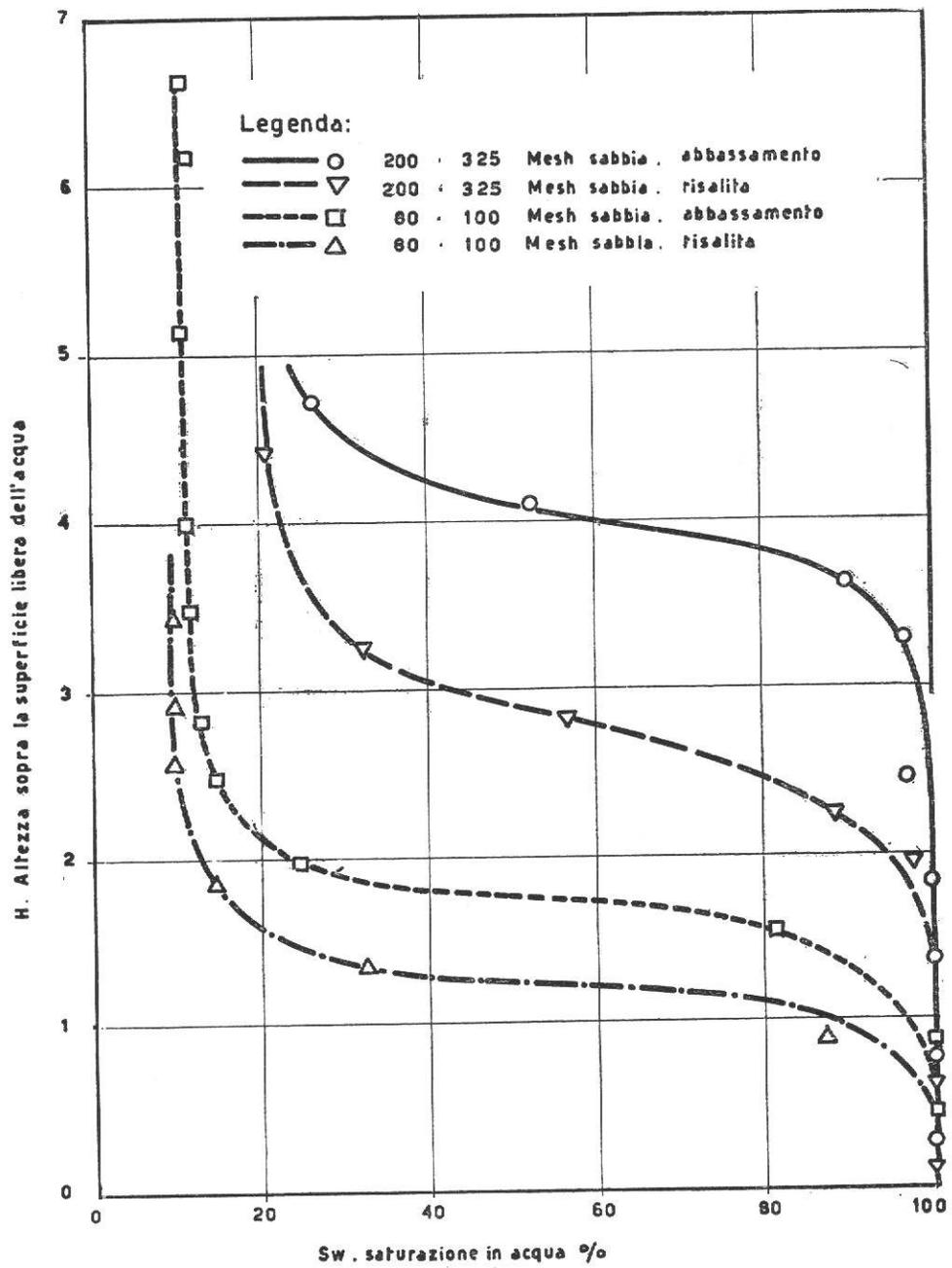
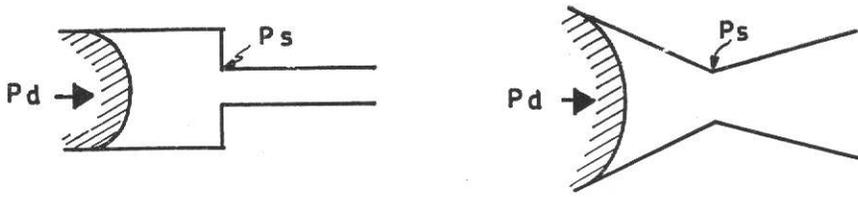


Fig. 7

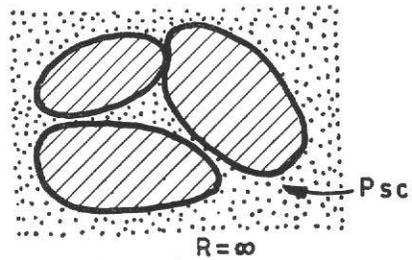
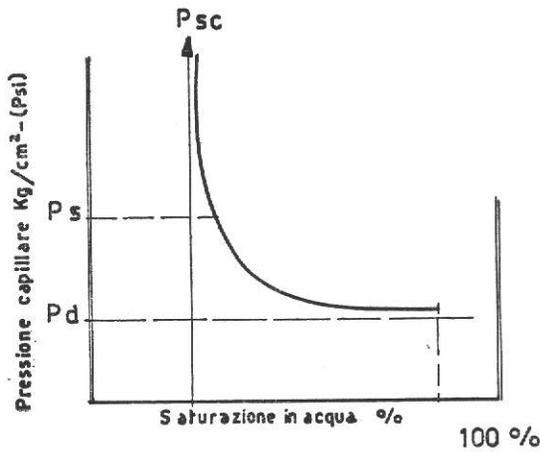
Distribuzione (capillare-gravitazionale) dell'acqua in sabbia uniforme



P_d = pressione di spazzamento - P_s = pressione di soglia

Fig. 7-bis -

Pressione di spazzamento e pressione di soglia in tubi capillari di dimensioni disuniformi



P_d = pressione di spazzamento - P_s = pressione di soglia - P_c = pressione capillare - P_{sc} = saturazione residua o irriducibile

Fig. 8

Esempio di curva di pressione capillare

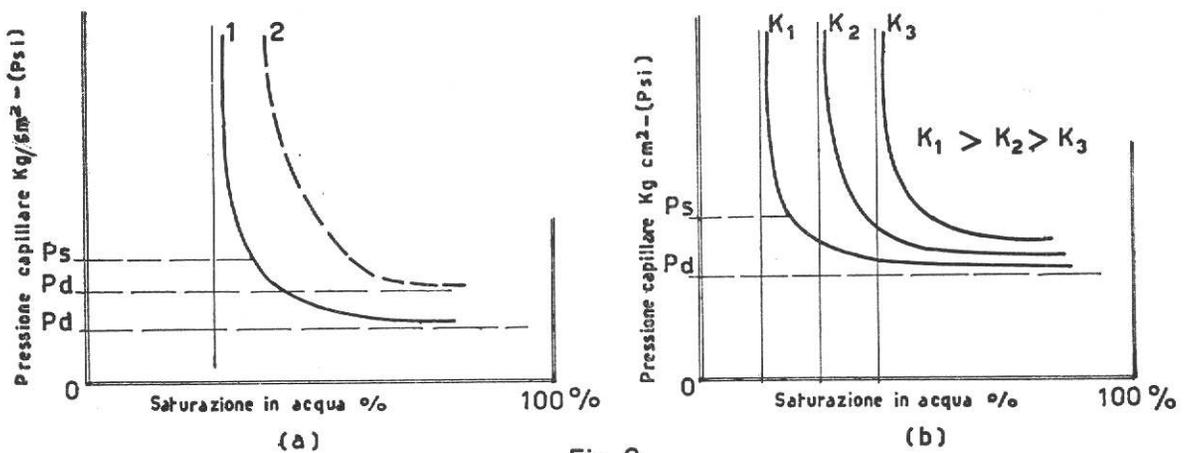


Fig. 9

Curve di pressione capillare

- a) - Curva 1 in capillari di dimensioni uniformi. Curva 2 in capillari di dimensioni disuniformi
- b) - Curve di P_c per permeabilità diverse

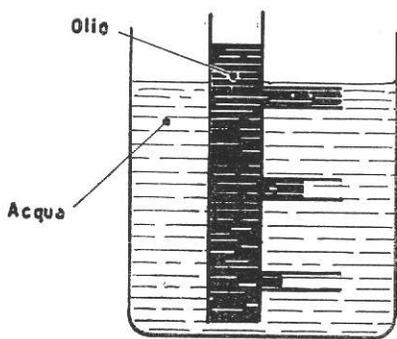


Fig. 11

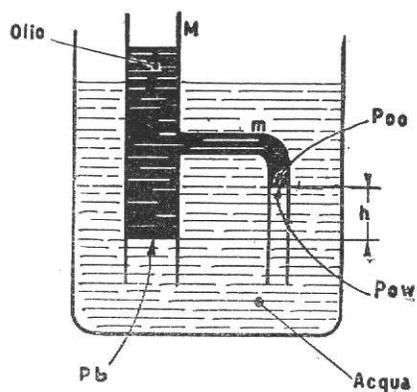


Fig. 10

Figg. 10 - 11

Distribuzione dell'olio in tubi capillari

Campo Giacimento
 Pozzo Profondita'
 Fattore di conversione

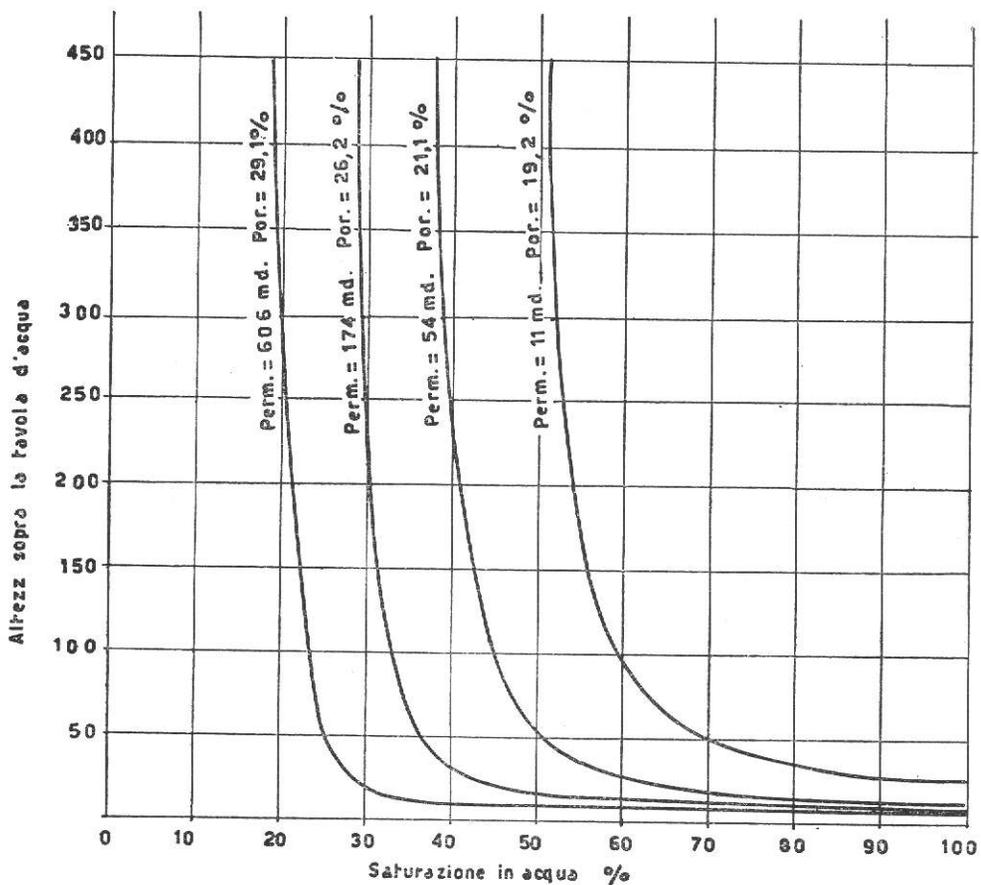


Fig. 12

Curve della distribuzione dei fluidi nel giacimento

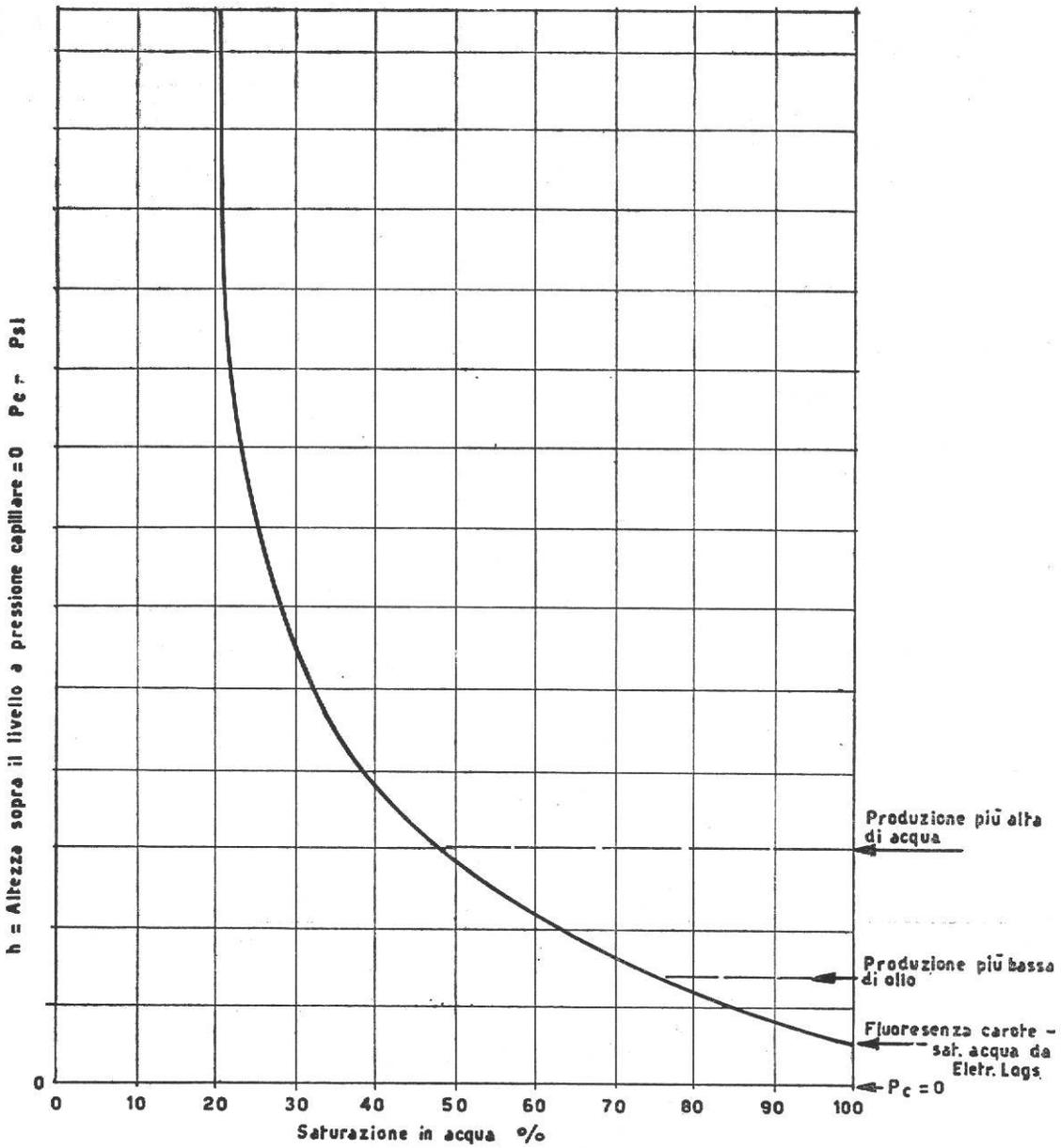


Fig. 13
 Possibili posizioni della tavola d'acqua
 per vari metodi di determinazione

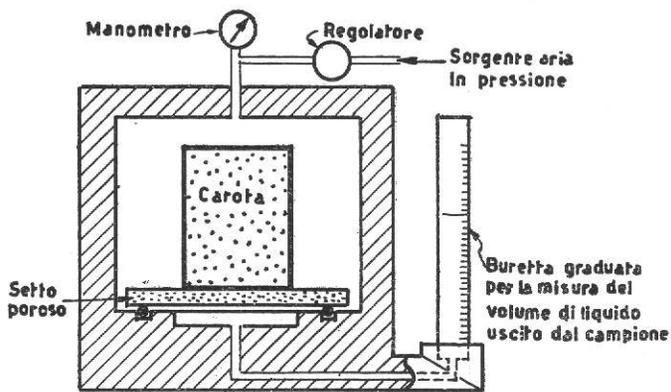


Fig.14 - Schema dell'apparecchio per determinare la curva di pressione capillare col metodo "Restored State"

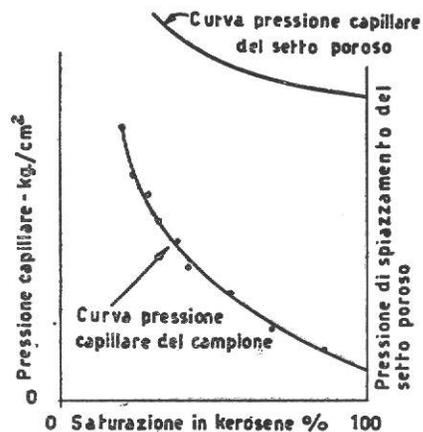


Fig.15 - Curva di pressione capillare (campione e setto poroso) ottenute con l'apparecchio in fig. 14

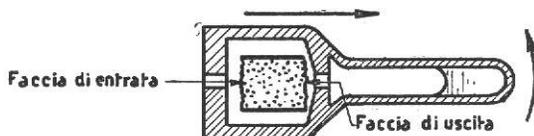


Fig. 16 - Schema "porta campione" per misure di pressione capillare col metodo della centrifuga

Fig 17 - Curve di pressione capillare ottenute con il metodo della centrifuga

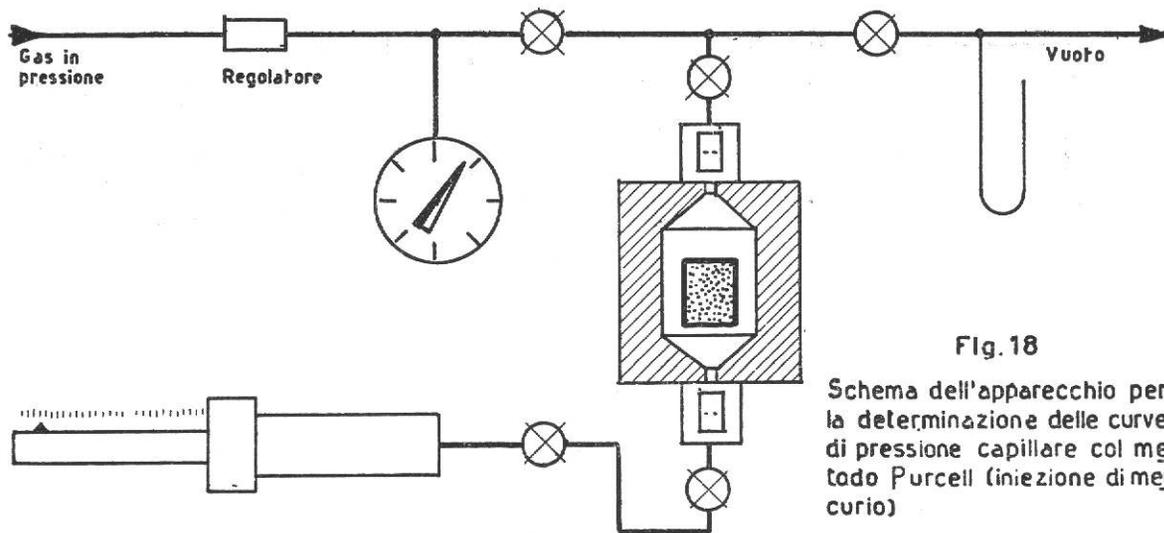
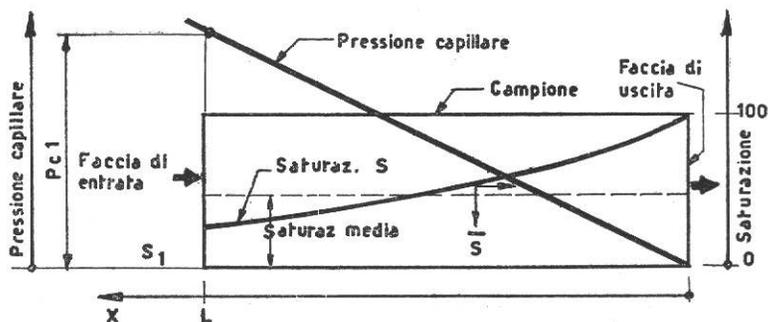


Fig. 18

Schema dell'apparecchio per la determinazione delle curve di pressione capillare col metodo Purcell (iniezione di mercurio)

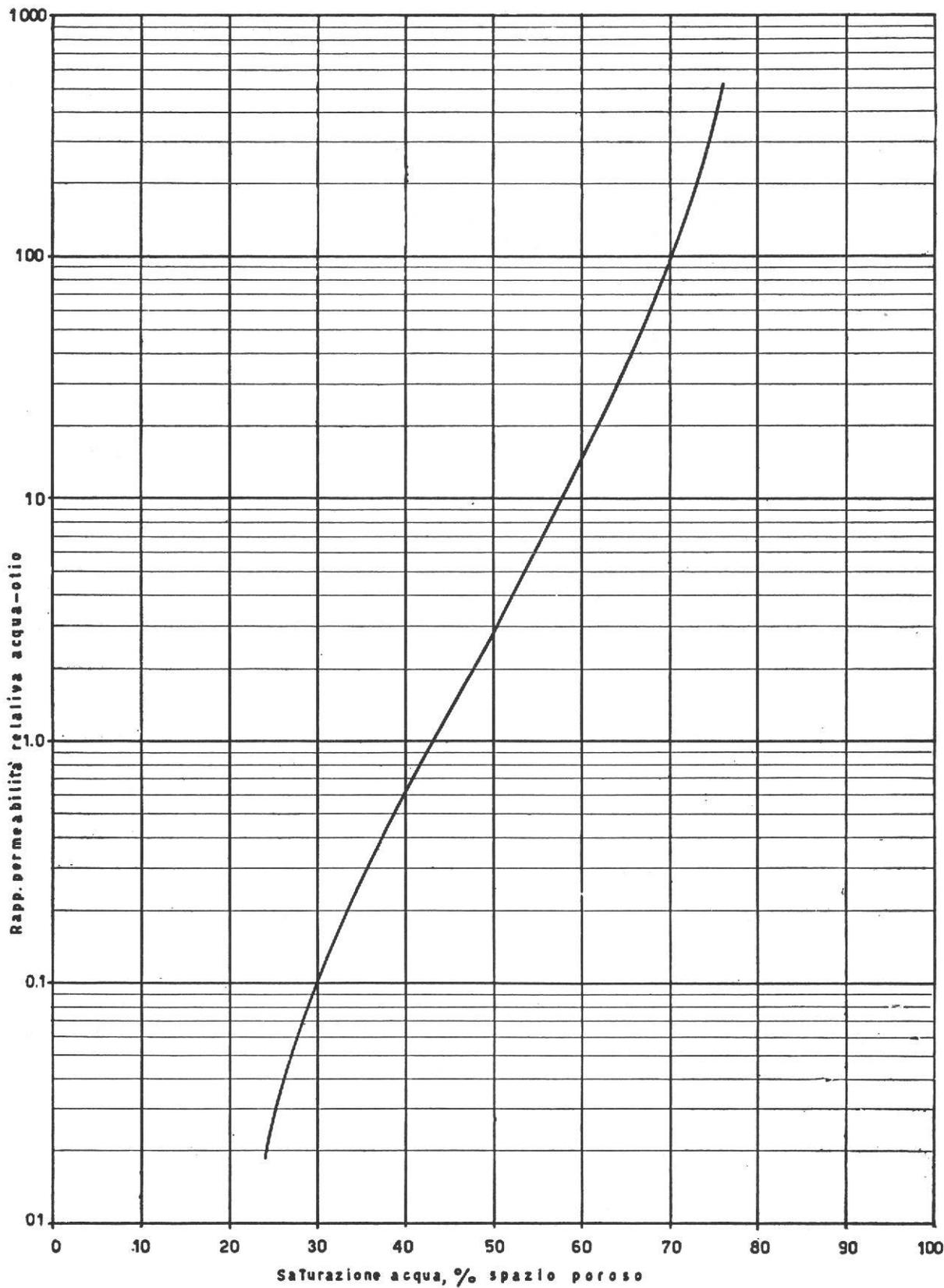
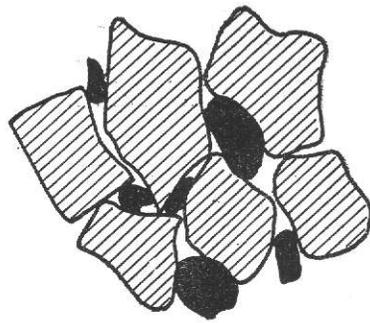


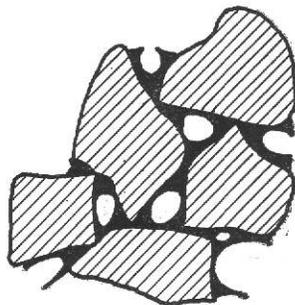
Fig. 19 - Curva del rapporto della permeabilità relativa $\frac{k_{ro}}{k_{rw}}$



Legenda

- Olio
- Acqua

Fig. 20 a
 Saturazione in olio e acqua
 in sabbia bagnata dall'acqua

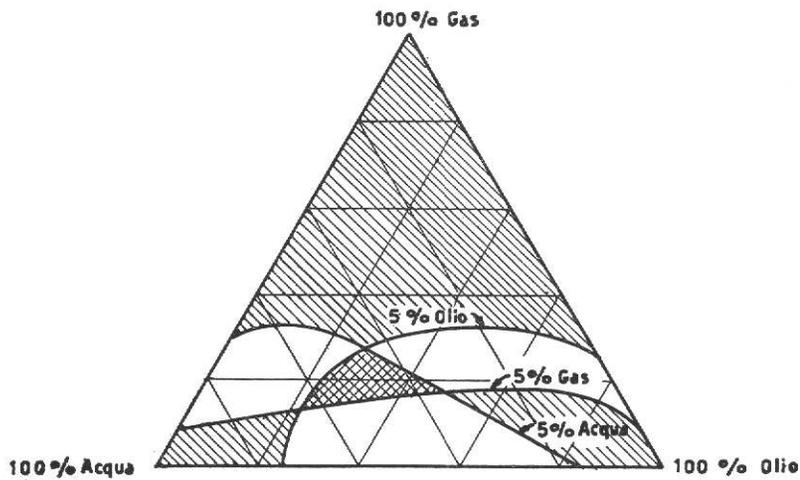


Legenda

- Olio
- Acqua

Fig. 20 b
 Saturazione in olio e acqua
 in sabbia bagnata dall'olio

Distribuzione dei fluidi nei pori di una roccia in funzione della bagnabilità preferenziale



Legenda

- Flusso di una sola fase
- Flusso di due fasi
- Flusso di tutte e tre le fasi

Fig. 21

Composizione di un flusso trifase in un mezzo permeabile in funzione delle saturazioni in fluidi

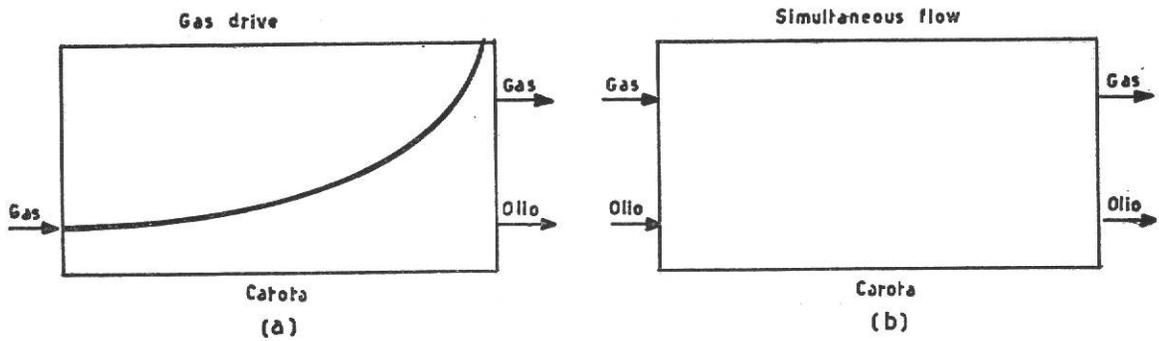


Fig. 22

Misure di permeabilità effettiva

(a) - metodo Welge (gas drive)

(b) - metodo Hafford (simultaneous flow)

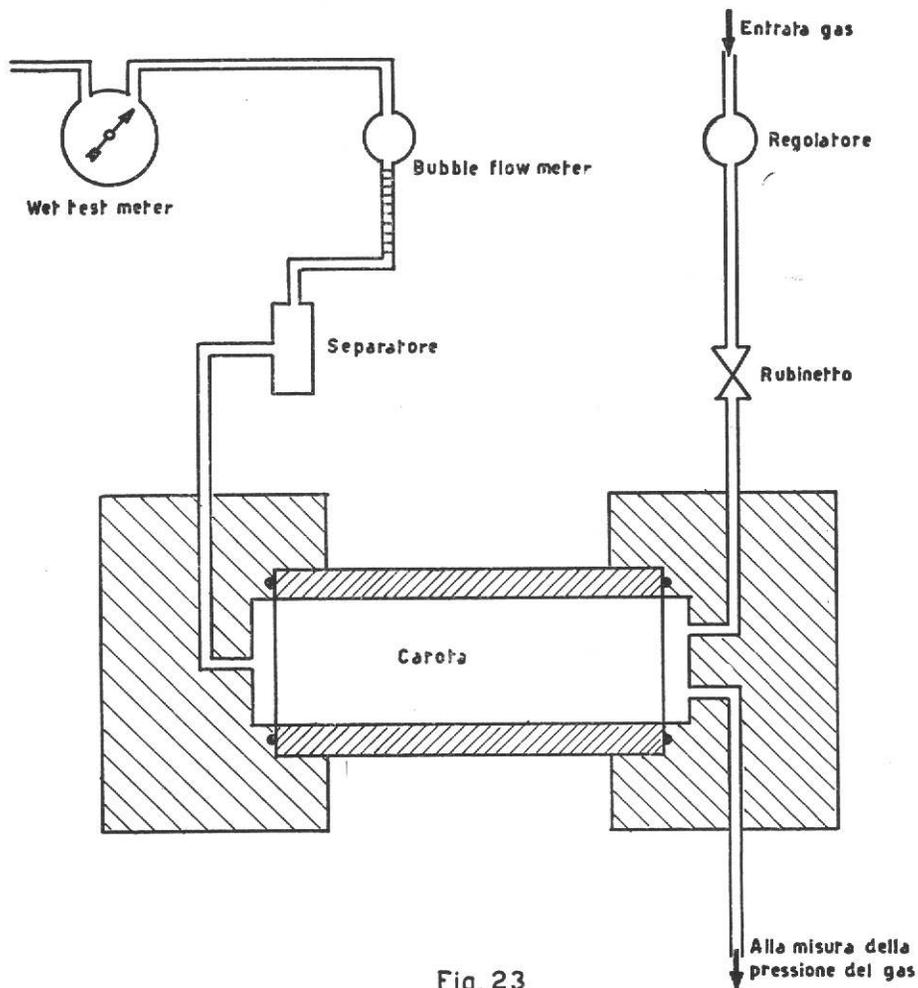
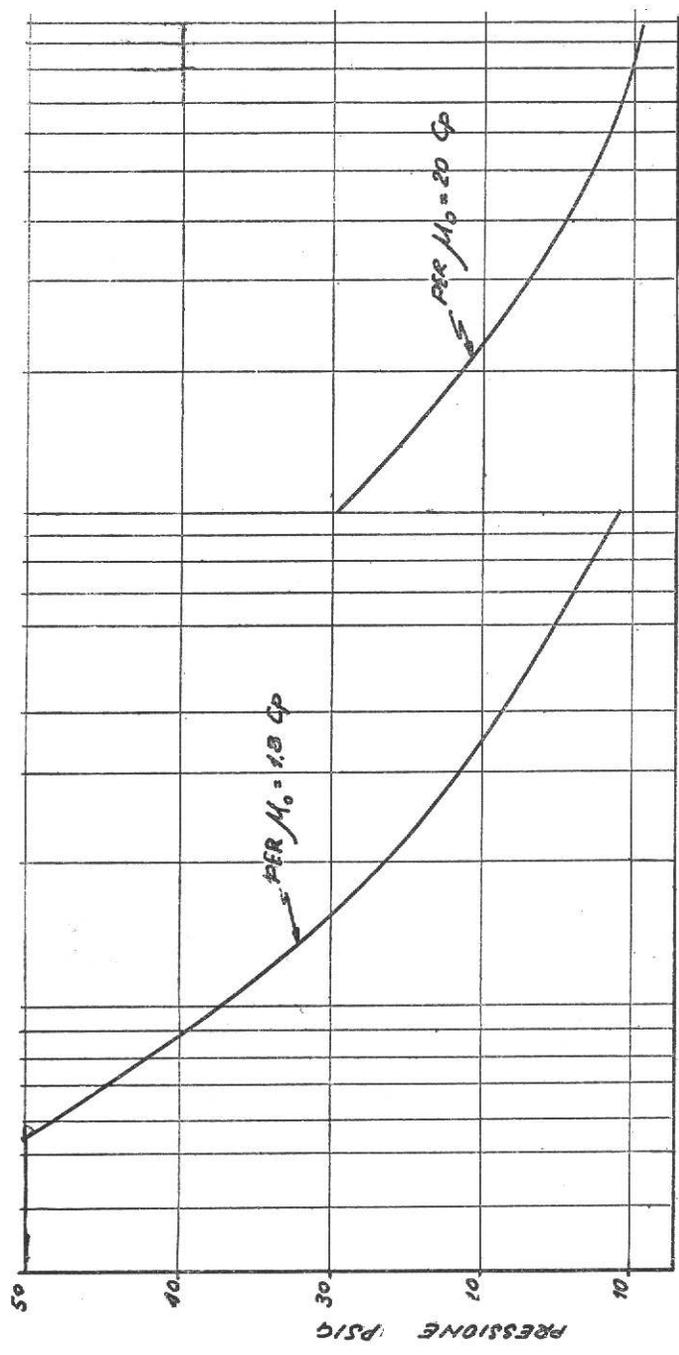


Fig. 23

Schema di apparecchiatura per la determinazione dei valori di permeabilità relativa gas-olio



PERMEABILITA' md.

Fig. 24

Pressioni per misure con gas drive

TABELLA I

Dati di permeabilità relativa gas-olio - Gas drive technique

Numero campione	Lunghezza, cm.....	Peso olio gr.....	100 % Perm. liquido
Campo	Diametro, cm.....	Densità olio, g/cc.....	
Pool	Area, cmq.....	Volume olio, cc.....	p, psi.....
Pozzo	Volume totale, cc.....	Porosità,	Q _o , cc.....
Profondità	Peso saturo, gr.....	Viscosità olio, cp.....	t, sec.....
Data	Peso secco, gr.....	Viscosità gas,	K _o , md.....
Operatore			K' _o , md.....

(1) Press. Gas	(2) Tempo sec.	(3) (4) (5) Lecture flusso totale			(6) Peso finale gr.	(7) Peso gr.	(8) Peso totale gr.	(9) Volume olio cc.	(10) Volume gas cc.	(11) Olio residuo gr.	(12) Satur. finale olio %	(13) Satur. media olio %	(14) (15) Pressione capillare (P _c) psi in. H ₂ O	(16) P _o	(17) K _o %	(18) K' _o %
		Iniziale cc.	Finale cc.	Totale cc.												
Lettura dati fondamentali	L.D.F. - Lunghezza del periodo	L.D.F. - Lettura iniz. al Bubble Flow meter	L.D.F. - Lettura finale al B.F.M.	Lettura finale—Lett. iniz. = lettura totale del flusso	L.D.F. - Peso del campione alla fine di ogni successivo periodo di flusso	Perdita peso del campione per ogni periodo di flusso	Peso iniziale saturo—Peso fine periodo Perdita di peso cumulativa	Volume olio = $\frac{\text{peso gr.}}{\text{Densità olio gr/cc.}}$ = cc.	Volume gas = Lettura flusso tot — volume olio	Olio residuo = peso olio orig. — peso totale olio orig.—olio residuo	Sat. fn. olio = $\frac{\text{olio orig.}}{\text{olio orig.}} \times 100$	Sat. media olio = Sat. fn. o. step 1 + Sat. fn. o. step 2 = $\frac{\quad}{2}$	Threshold dalla curva pressione capillare alla sat. media per il periodo totale o step	Pressione gas incl. H ₂ O—P _c (m. H ₂ O)	$K_o = \frac{0 Q_o L}{A P_m t K'_o}$	$K'_o = \frac{g Q_o L}{A P_m t K'_o}$

DATI DELLA CAROTA

CAROTA N° _____ PROFONDITA' _____ DESCRIZ. _____
 POZZO _____ POROSITA' 15,9 %
 CAMPO _____ PERMEAB. $k_0 = 70,6$; $k_g = 73,7$ md

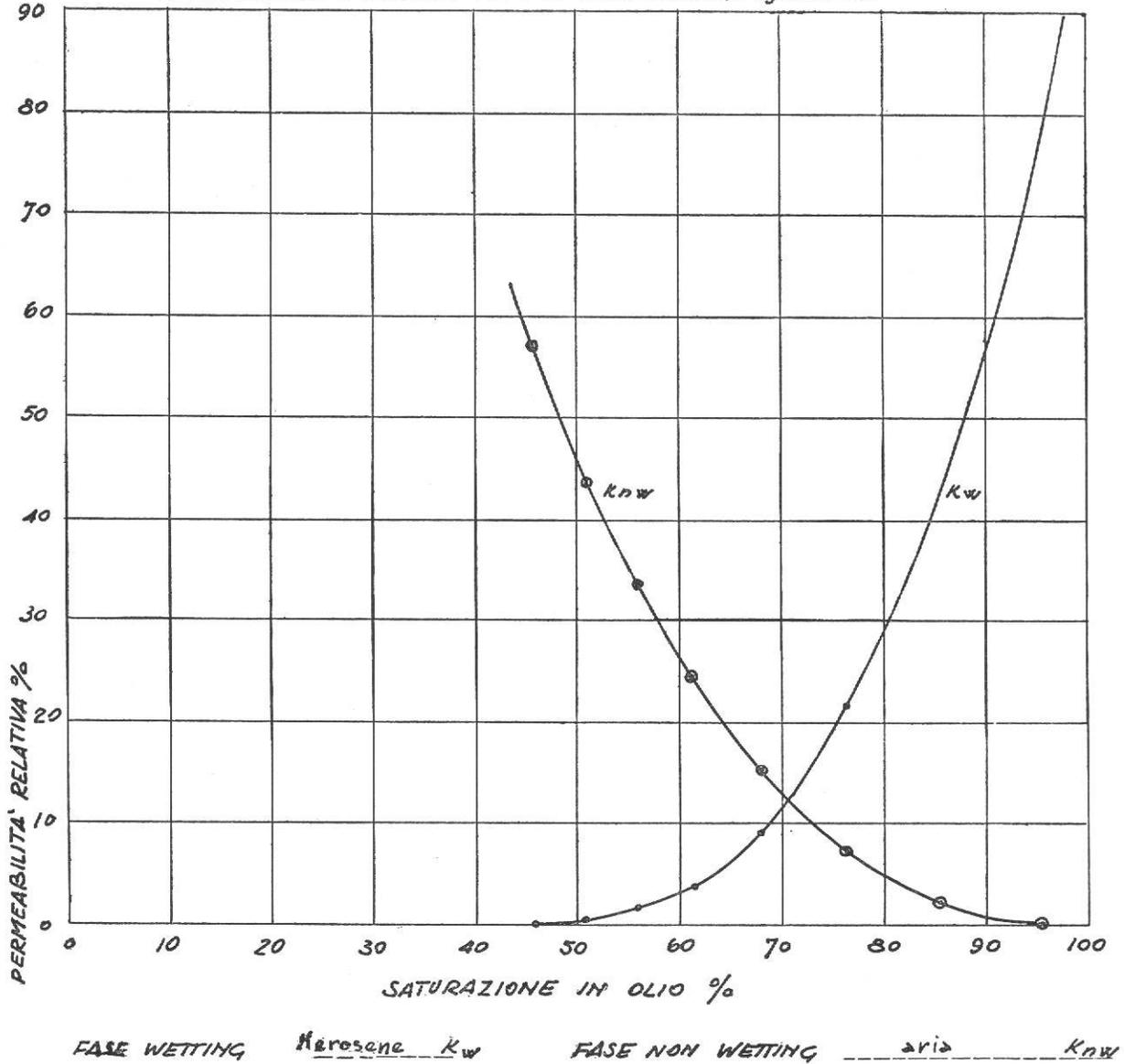


Fig. 26

Curve di permeabilità relativa in
 funzione della saturazione %

CURVA DI PRESSIONE CAPILLARE

CAMPO _____	GIACIMENTO _____
POZZO _____	PROFONDITA' _____
CAROTA N° _____	METODO Cent. (aria-ker.)
POROSITA' 15,7 %	PERMEABILITA' md

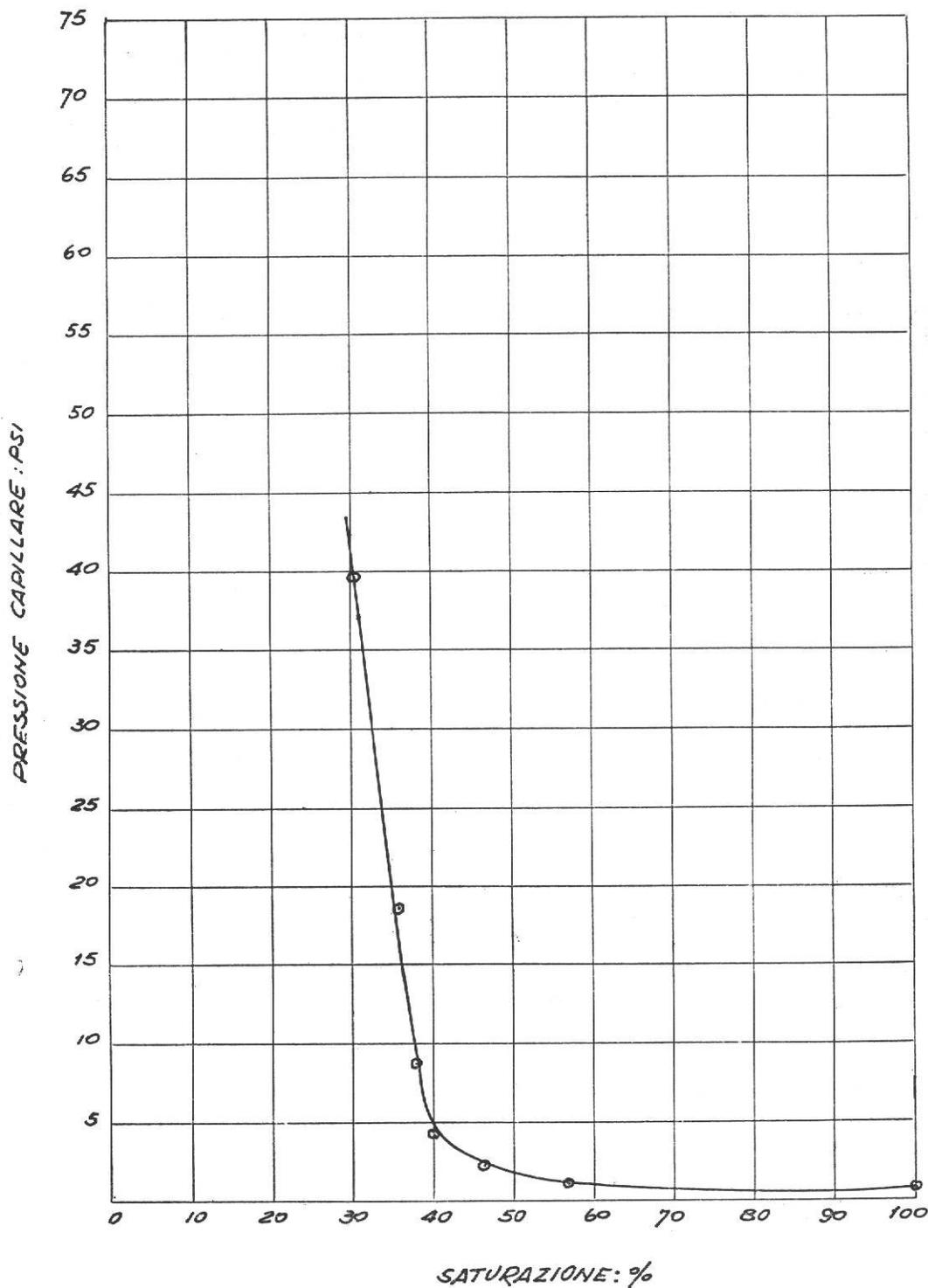


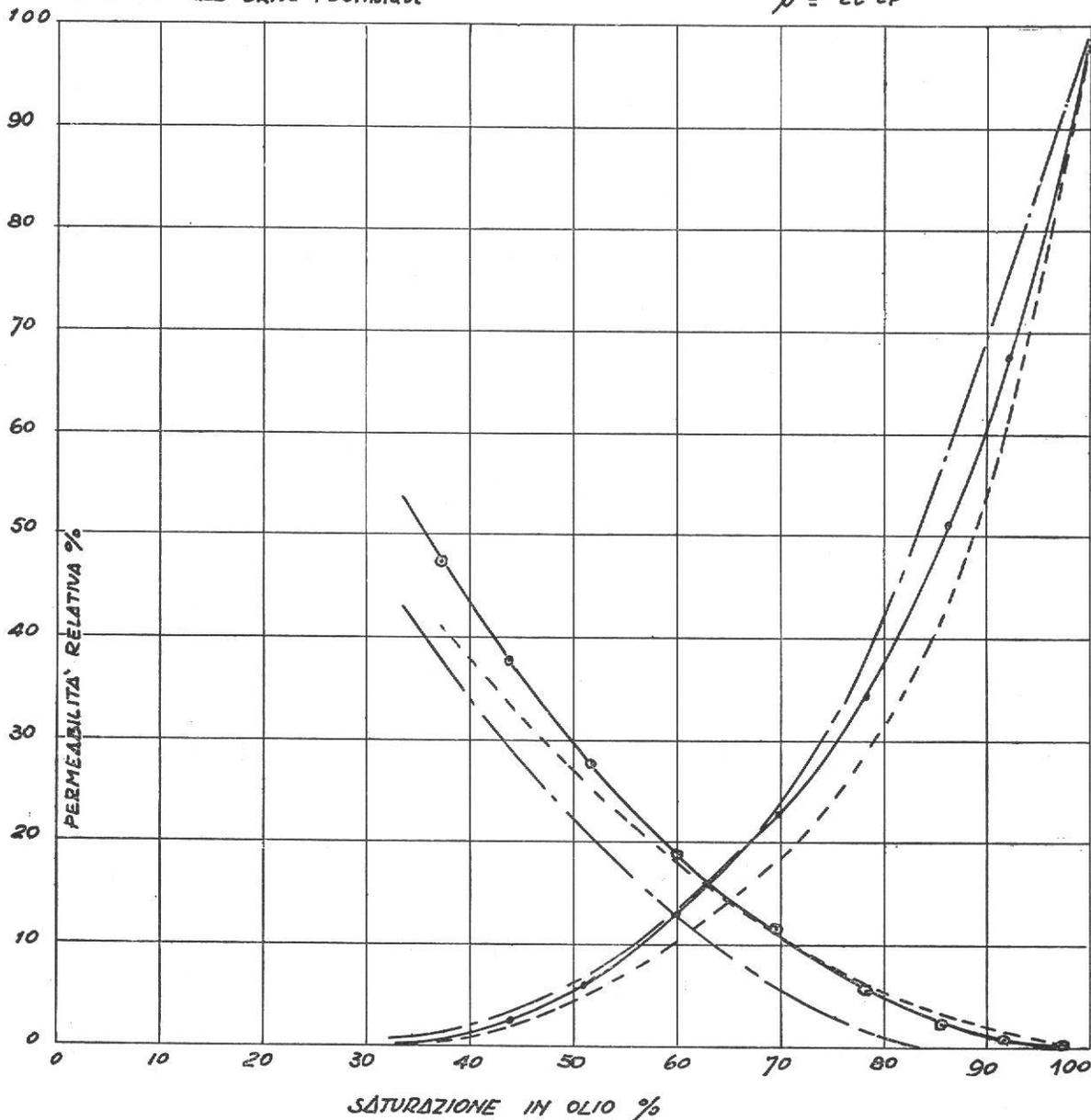
Fig.27
Dati di pressione capillare

DATI DELLA CAROTA

CAROTA N° _____
 POZZO _____
 CAMPO _____
 PROFONDITA' _____

POROSITA' _____ 23,9 % _____
 PERMEABILITA' $K_o = K_g = 2870$ md
 DESCRIZIONE _____

----- HAFFORD TECHNIQUE (WETTING PHASE KEROSENE) $\mu = 1,8$ CP
 -.-.-.- GAS-DRIVE TECHNIQUE (WETTING PHASE 170 CP OIL) $\mu = 170$ CP
 _____ GAS-DRIVE TECHNIQUE $\mu = 20$ CP



FASE WETTING : olio , 20 CP

FASE NON WETTING : aria

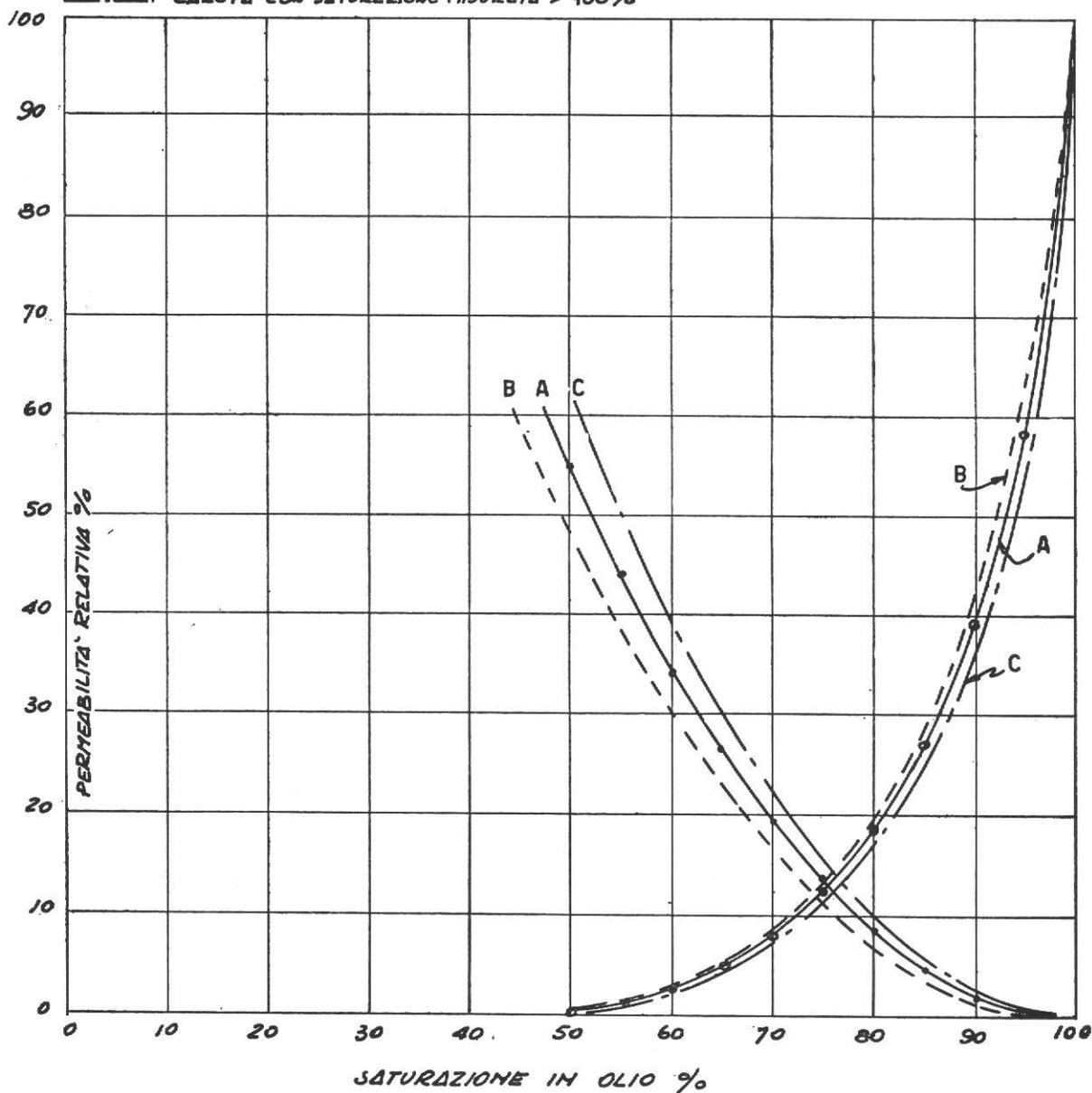
Fig.28

Confronto dei dati del gas drive con quelli del metodo Hafford usando olio a diversa viscosità.

DATI DELLA CAROTA

CAROTA N° _____ POROSITA' _____
 POZZO _____ PERMEABILITA' _____
 CAMPO _____ DESCRIZIONE _____
 PROFONDITA' _____

———— CAROTA AL 100% DI SATURAZIONE
 - - - - CAROTA CON SATURAZIONE < 100%
 - · - · CAROTA CON SATURAZIONE MISURATA > 100%



FASE WETTING

FASE NON WETTING :

Fig. 29

Diagramma tipico indicante lo sforzo di ottenere una saturazione completa della carota

DATI DELLA CAROTA

CAROTA N° _____ POROSITA' alta %
 POZZO _____ PERMEABILITA' _____ md
 CAMPO _____ DESCRIZIONE _____
 PROFONDITA' _____

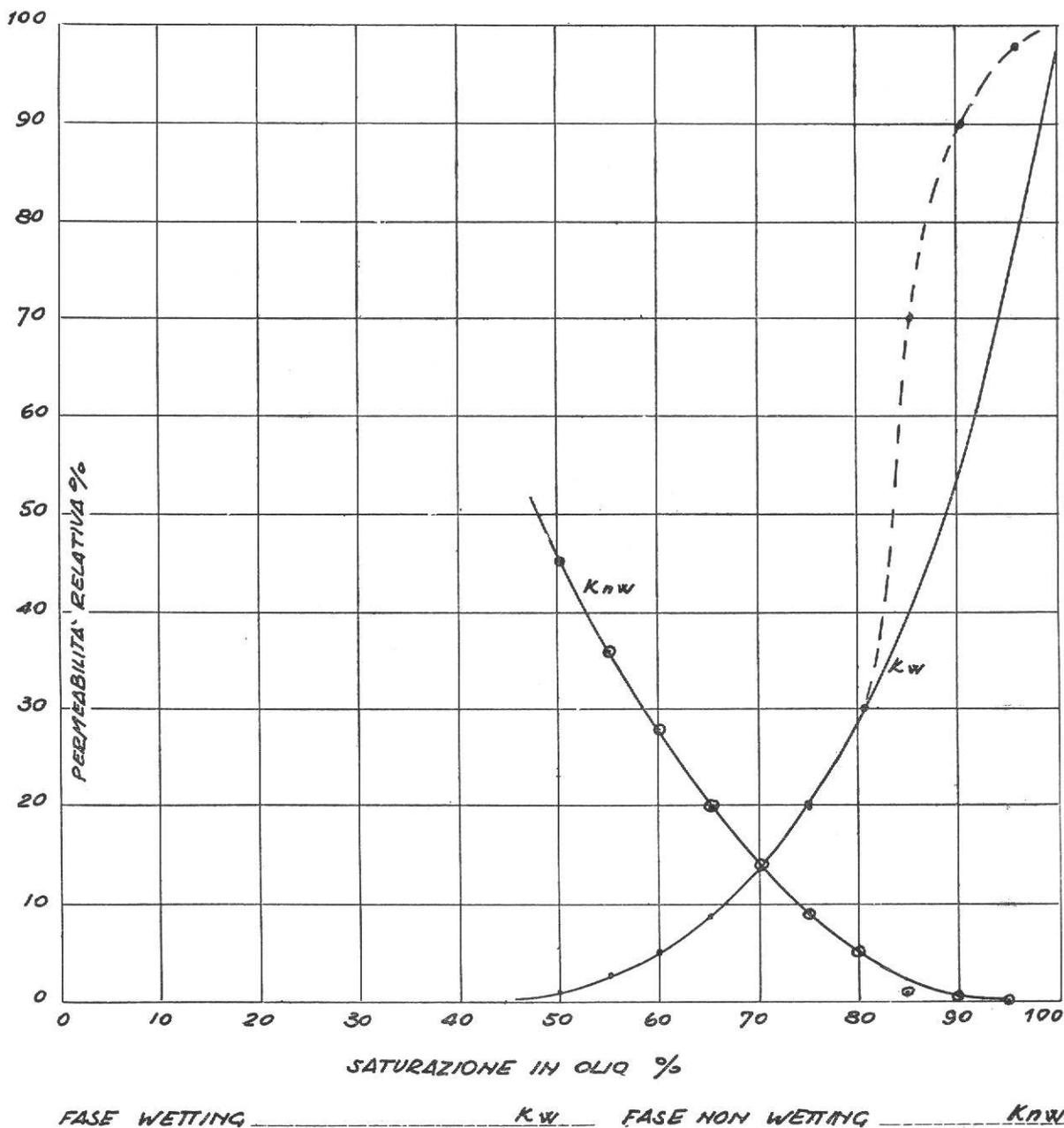


Fig. 30

Effetto di misure non corrette di gas durante la fase iniziale del gas drive

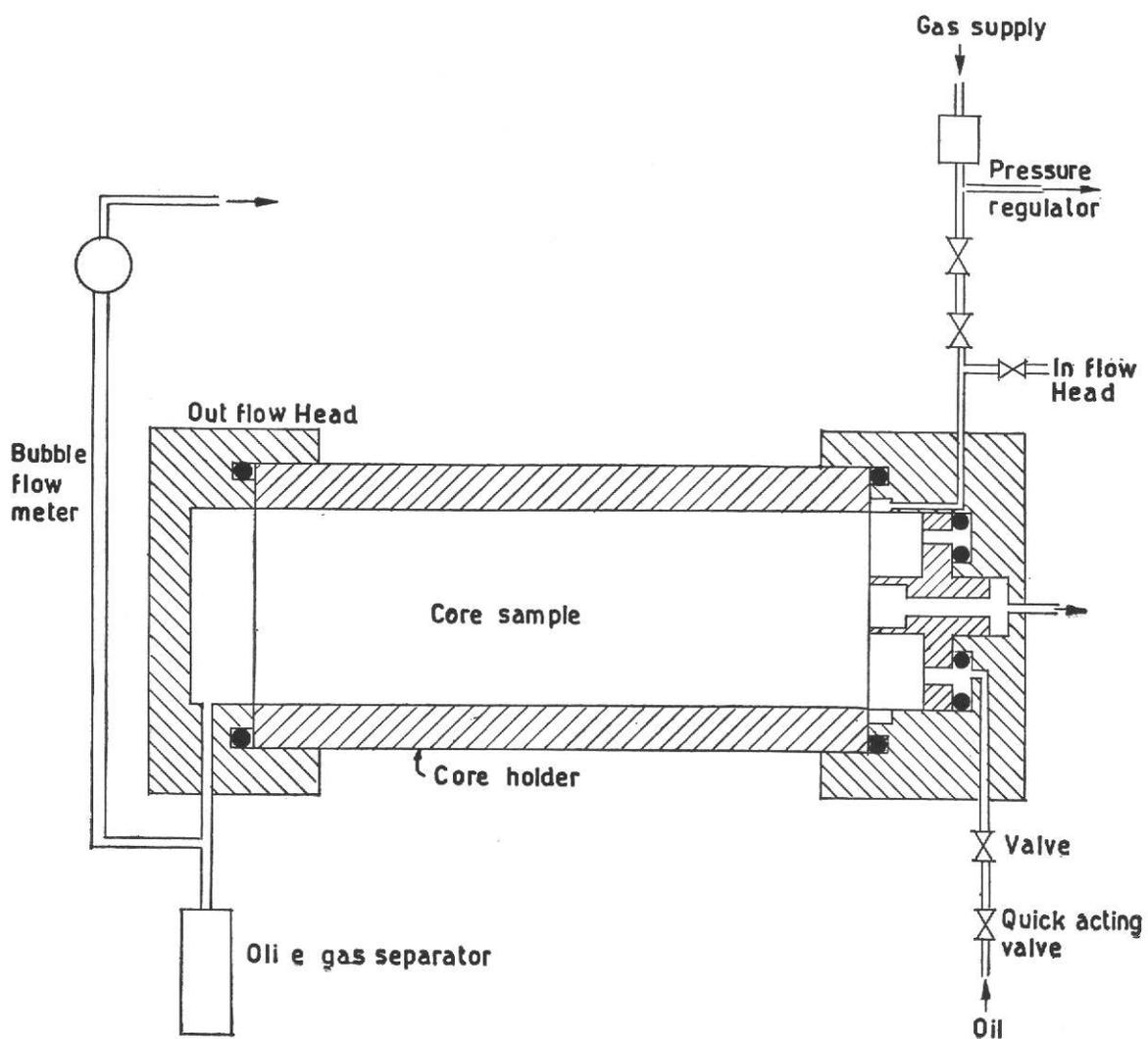


Fig. 31
 Apparecchiatura Hafford per carote montate in lucite

TABELLA II

Permeabilità relativa gas-olio (metodo Hafford) con il simultaneous flow

Carota Lunghezza, cm..... Peso saturo, Permeabilità olio, md.....
 Campo Diametro, cm..... Peso secco, Permeabilità gas, md.....
 Pool Area, sq.cm..... Peso olio, Viscosità olio, cp.....
 Pozzo Bulk volume, cc..... Pensità olio, g/cc. Taratura Strain gaupe
 Profondità Porosità, %..... Volume poroso Scala Div./in. H₂O 1/6225

Data Operatore

(1) (2) (3) Flusso olio			(4) (5) (6) Flusso totale			(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	
Volume cc.	Tempo sec.	Portata cc/sec.	Volume cc.	Tempo sec.	Portata cc/sec.	Portata gas	Pressione gas in. H ₂ O	P _e -Strain gaupe Output (zero a — mv	P _e in. H ₂ O	P _o	Pump setting	Pressione olio supply psig.	peso gr.	Satur. olio %	K _o %	K _g %	
D	D		D	D			D	D		D	D	D					
		Colonna (1) diviso colonna (2), q _o .															
Dati misurati, Q _o .	Dati misurati, t		Dati misurati, Q _r	Dati misurati, t	$\frac{(4)}{(5)}, q_r$	(6) - (3), q _g	Dati misurati, P _g	Dati misurati	Lettura differenziale gaupe Output moltiplicato taratura (9) — 5,0 × 6,225, P _e	Pressione gas meno pressione capillare (8) - (10), P _o	Dati osservati	Dati osservati	Dati osservati	$100 = \frac{\text{(peso saturo — peso fine step)}}{\text{peso saturo — peso secco}}$	$K = \frac{100\% \text{ o L}}{K'_o \cdot A \cdot P_o}$	$K_g = \frac{200 q_g q L}{K'_g A (P_g - P_o) (P_g + P_o)}$	

CURVA DI PRESSIONE CAPILLARE

CAMPO _____ GIACIMENTO _____
 POZZO _____ PROF. _____
 CAROTA N° _____ METODO *Hafford* _____
 POROSITA' *25,5 %* _____ PERMEABILITA' *2230 md* _____

----- CENT. METHOD

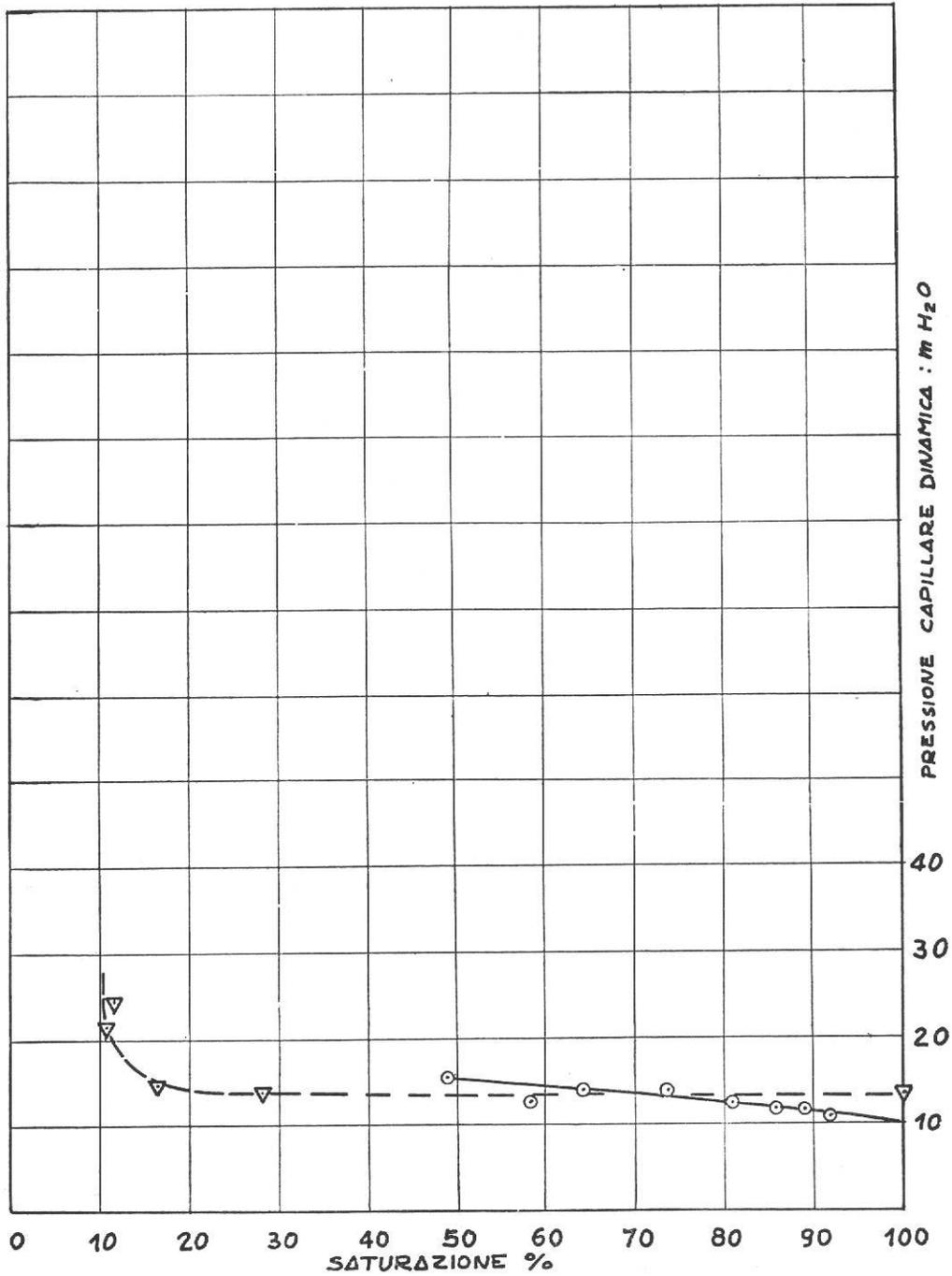


Fig. 33

Pressione capillare dinamica (Hafford)

PERMEABILITA' RELATIVA GAS-OLIO

CAMPO _____	CAROTA N° _____
GIACIMENTO _____	PERMEABILITA' _____ 2230 md
POZZO _____	POROSITA' % _____ 25.5
PROFONDITA' _____	VISCOSITA' OLIO CP _____ 1.84
METODO <u>Hafford</u>	VISCOSITA' GAS CP _____ 0.018

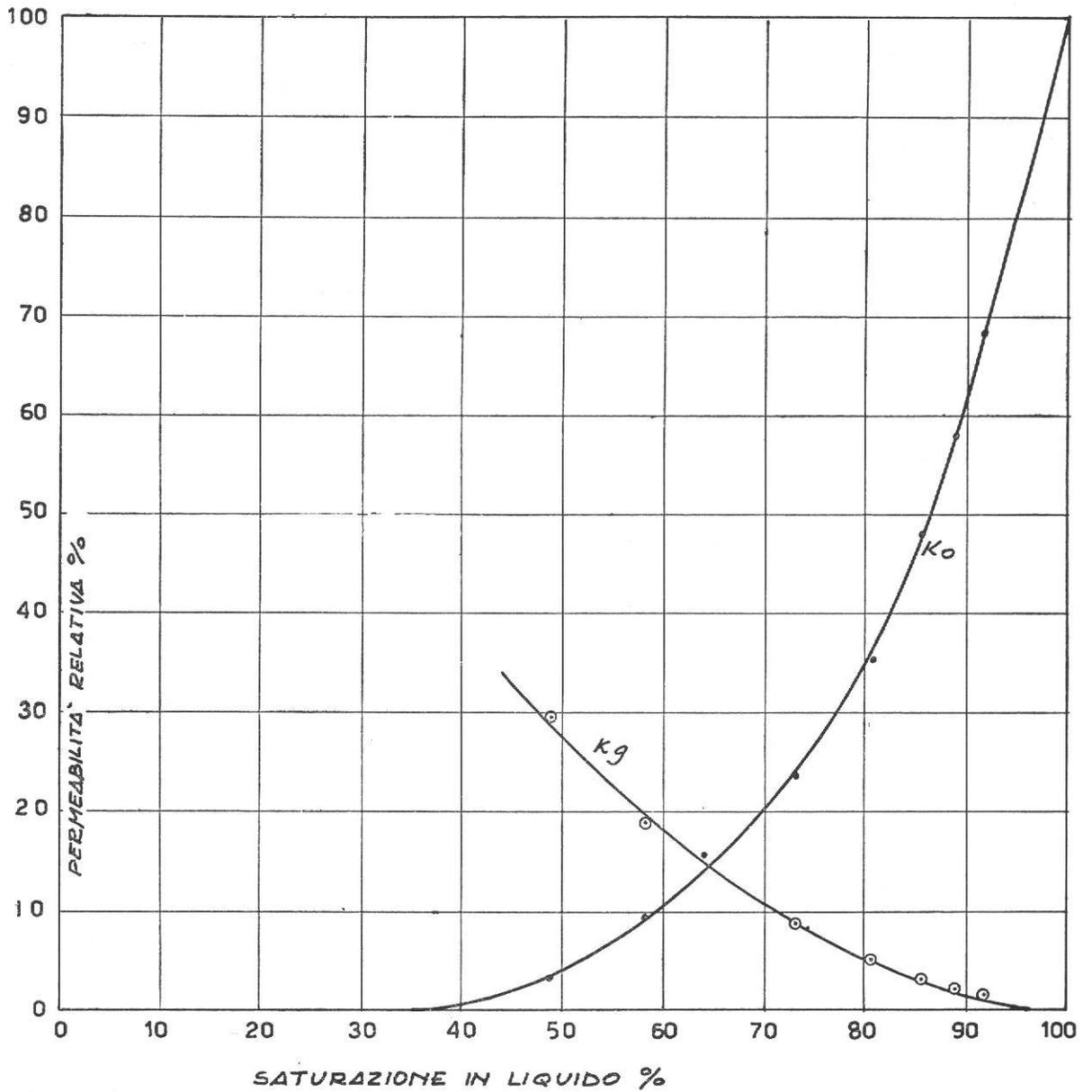


Fig. 34

Permeabilità relativa gas-olio (Hafford)

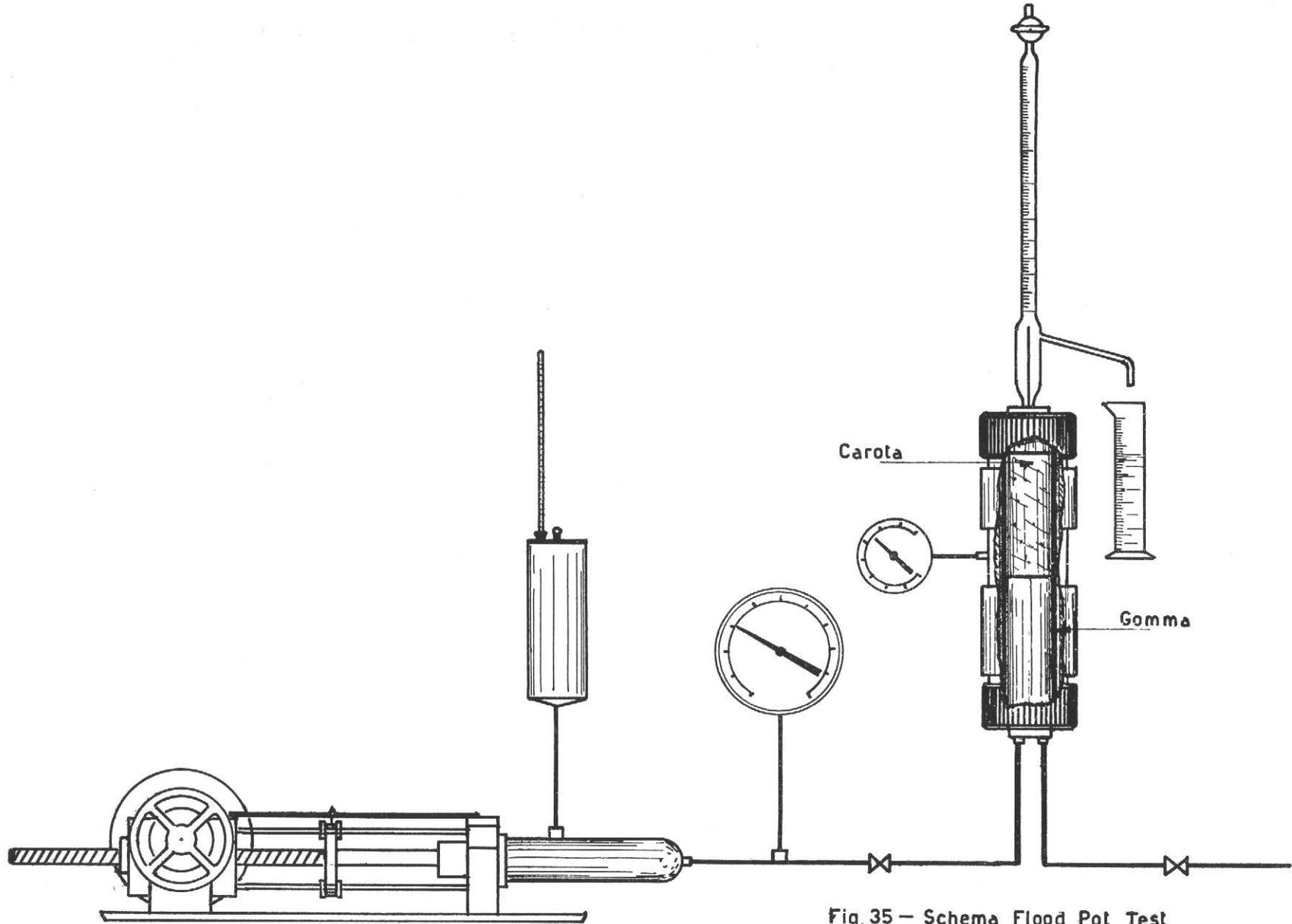


Fig. 35 - Schema Flood Pot Test

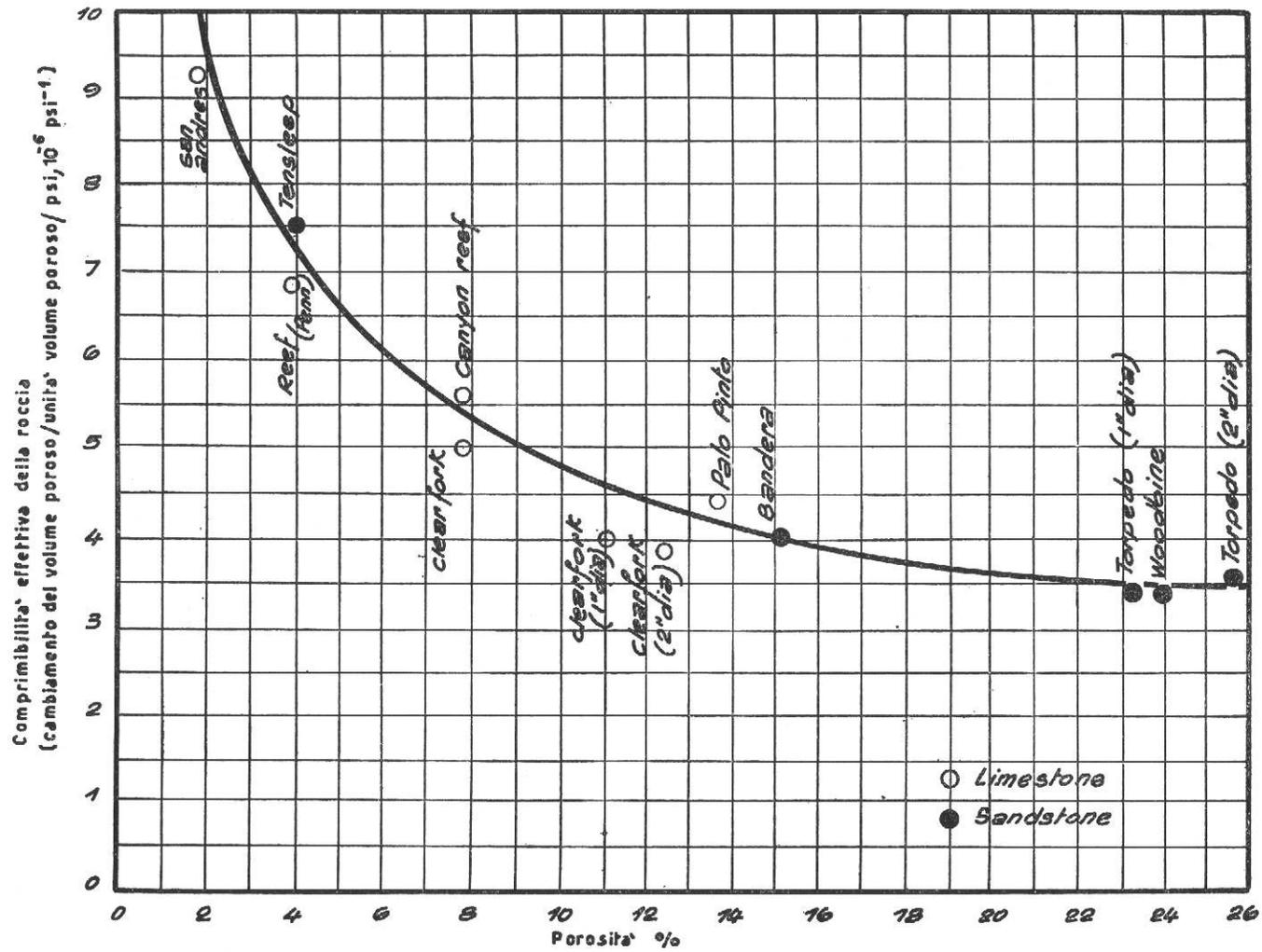


Fig.36
 Comprimitibilità della roccia in funzione della porosità
 (secondo Hall)

Campo..... Carota n°.....
 Giacimento..... Permeabilita'.....
 Pozzo..... Porosita'.....
 Profondita'..... Data.....

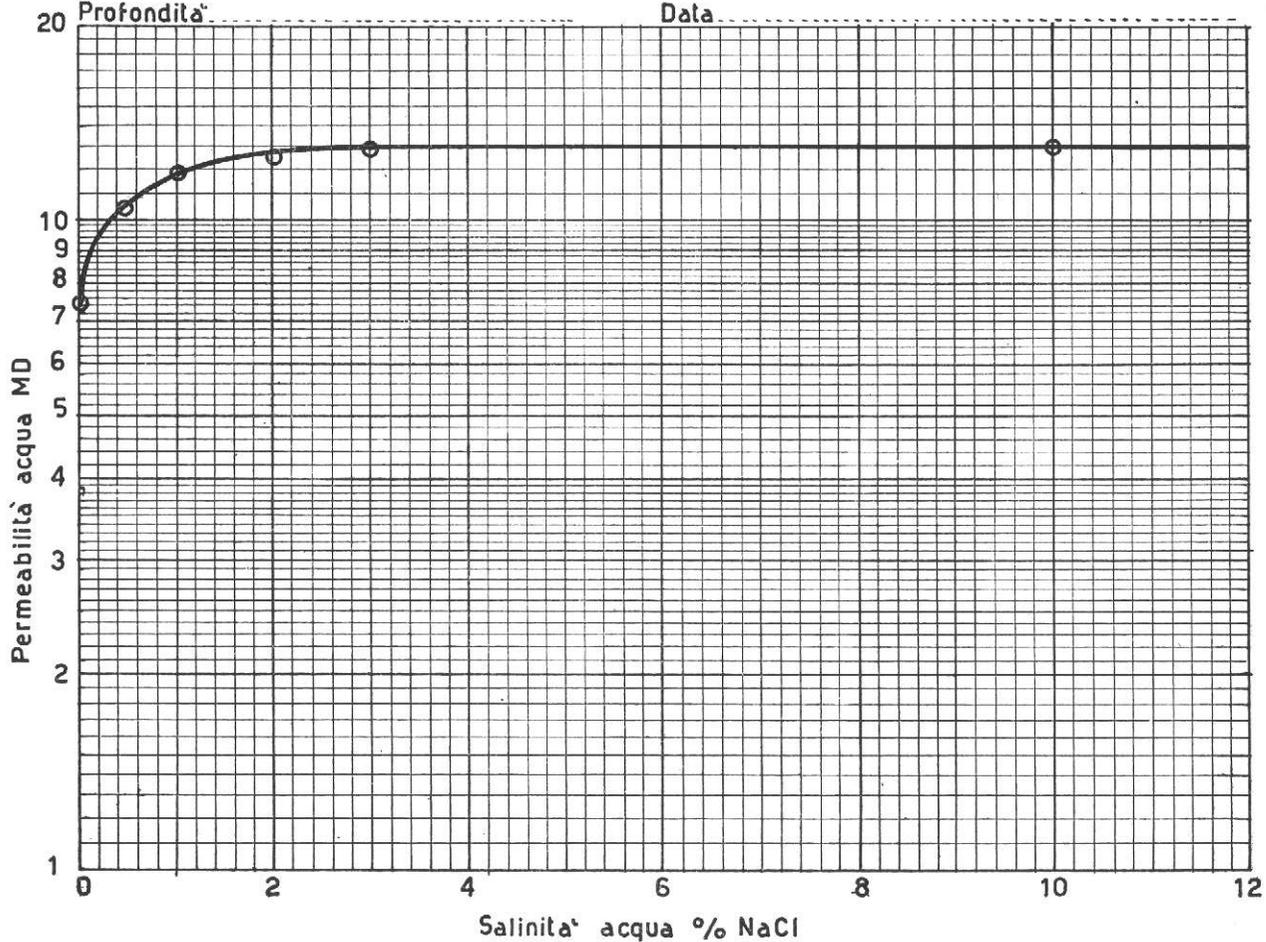


Fig. 37

Effetto della salinita' sulla permeabilita' all'acqua

II.5 PRESSIONI E TEMPERATURE DI GIACIMENTO

5.1 Uso e taratura del misuratore di fondo

In questi ultimi anni si sono sviluppati nuovi metodi di analisi del comportamento dei giacimenti. Tali metodi sono basati sulla determinazione e sul controllo della pressione di fondo dei pozzi.

Specialmente per i giacimenti ad erogazione spontanea, si comprende l'importanza dell'andamento della pressione nel tempo, per la vita produttiva dei campi.

Quando si voglia, ad esempio, determinare fin dall'inizio della vita del giacimento, la spinta delle acque, specie se si tratta di formazioni mineralizzate a gas, la grande comprimibilità del fluido di strato, richiede una notevole precisione nella misura della pressione di fondo.

In realtà quella che deve essere determinata è la « pressione di giacimento » piuttosto che quella di fondo, soprattutto quando si vuole eseguire un calcolo delle riserve di giacimento, basato sulla caduta di pressione nel tempo e sui volumi prodotti.

In tal caso la pressione di giacimento può essere ricavata, per estrapolazione delle curve di risalita della pressione di fondo, registrate subito dopo la chiusura del pozzo.

La determinazione del declino della pressione statica della formazione, insieme con i dati PVT, con i dati di produzione, permette al « reservoir engineer », di determinare, entro limiti ragionevoli, il meccanismo di spinta del giacimento, l'entità dell'avanzamento del fronte d'acqua e le riserve recuperabili.

Le prove di pressione in erogazione, permettono il calcolo degli indici di produttività e danno modo di programmare una produzione sistematica di un giacimento secondo un optimum di conservazione dell'energia del sottosuolo.

L'interpretazione analitico-matematica delle curve di risalita della pressione di fondo dà luogo alle determinazioni seguenti:

- pressione statica della formazione;
- capacità produttiva della formazione K_h in md-mt;
- permeabilità effettiva al fluido di strato K_e in md;
- grado del danno sofferto dalla formazione in una zona adiacente al pozzo, per effetto della perforazione (invasione di filtrato del fango) o del tipo di completamento del pozzo stesso (fattore di completamento).

Fra le applicazioni nei problemi di produzione dei dati derivanti dalle prove di pressione di fondo abbiamo inoltre:

- Il tracciamento di curve di comportamento della pressione in funzione della produzione nel tempo.
Dall'inclinazione di queste curve si ha un quadro visivo immediato che permette il controllo dell'influenza della portata dei pozzi sulla caduta di pressione e l'indicazione del meccanismo di produzione e la valutazione delle riserve.
- I dati di pressione di fondo statica e in erogazione permettono di ricavare

la capacità massima teorica dei pozzi o potenziale assoluto per i pozzi a gas e l'indice di produttività per i pozzi a olio. Si ricava inoltre il potenziale relativo alla sezione del casing e del tubing, che serve per confrontare la capacità di erogazione di questi ultimi, rispetto a quella del pozzo.

- Il profilo di pressione lungo la profondità del pozzo dà un controllo della densità della colonna fluida e denota la presenza di battenti di liquido il cui livello in pozzo viene determinato con precisione.
- Dalla caduta e dalla risalita di pressione si può ricavare inoltre il raggio di drenaggio relativo alle varie portate.
- Dalle carte delle isobare (linee di equipressione) costruite dopo diversi intervalli di tempo si può controllare l'avanzamento del fronte d'acqua.

La determinazione della pressione di fondo può essere diretta o indiretta mediante il calcolo.

La registrazione diretta viene effettuata per mezzo di un apposito strumento di precisione: « il misuratore di fondo Amerada » (fig. 1) sul quale possono essere applicati oltre agli elementi di pressione, anche quelli per la misura della temperatura.

Il misuratore viene calato in pozzo sotto pressione per mezzo di un arganello con filo armonico di diametro di 2,2 o 2,3 mm. La discesa sotto pressione è permessa da un « lubricator » con premistoppa montato sopra la croce di eruzione. L'elemento di pressione consiste in un tubo elicoidale con l'estremità superiore chiusa e libera di muoversi.

La pressione si esercita su un soffiutto che la trasmette alla estremità inferiore del tubo elicoidale.

Ogni strumento di pressione provoca in tal modo un movimento del tubo, che viene trasmesso da un alberino verticale all'indice scrivente.

Quest'ultimo segna un diagramma su una carta patinata, le cui deviazioni dalla linea base, tracciata a pressione atmosferica, sono corrispondenti ai diversi valori della pressione.

Si tratta quindi, a registrazione avvenuta, di fare la lettura delle deviazioni e attraverso opportuni calcoli, passare dai millimetri di deviazione alle atmosfere di pressione. Il misuratore si usa generalmente per effettuare un profilo della pressione lungo la profondità del pozzo.

La registrazione avviene lasciando fermo il misuratore alle varie quote, per un numero di minuti tale, da permettere allo strumento di raggiungere in ogni sua parte la temperatura di equilibrio.

Il profilo denoterà la presenza o meno di battenti liquidi in pozzo.

La « lettura » del diagramma viene eseguita per mezzo di un microscopio comparatore e le deviazioni vengono lette a partire dalla linea base.

Prima del profilo della pressione, è necessario registrare quello della temperatura negli stessi punti.

In tal modo potrà essere eseguita la correzione, dovuta all'effetto di temperatura, dei valori di pressione registrati. Il medesimo valore della pressione, infatti, produce deviazioni diverse a seconda della temperatura alla quale viene registrato, e precisamente più alta è la temperatura, maggiore è la deviazione dell'indice scrivente dalla linea base. Per ottenere il valore esatto della pressione

corrispondente a una data deviazione, si possono usare quattro metodi e precisamente:

- correzione della deviazione;
- correzione della pressione;
- coefficiente di correzione della temperatura;
- correzione del modulo.

Tali metodi sono però subordinati al tipo di taratura dell'apparecchio. Normalmente viene adottato il terzo metodo. La taratura degli elementi di pressione ha lo scopo di individuare le fonti di errore e l'entità dell'errore nell'uso dello strumento.

L'elemento viene immerso in un bagno d'olio in circolazione con controllo termostatico e la taratura avviene, applicando all'elemento con una pompa ad olio e un manometro a peso, attraverso una condottina flessibile, determinate pressioni in corrispondenza alle temperature di taratura scelte.

Le temperature di taratura, sono tali da comprendere nel loro intervallo, la temperatura del giacimento su cui verranno fatte le misure.

Le deviazioni dalla linea base, tracciata in precedenza a pressione atmosferica, vengono lette col microscopio comparatore. Si potranno pertanto tracciare le curve deviazioni-pressioni corrispondenti alle varie temperature di taratura. Tali curve renderanno possibile la correzione per l'effetto di temperatura in quanto uno stesso valore della pressione darà luogo a deviazioni diverse per ogni temperatura di registrazione.

5.2 Caratteristiche del misuratore Amerada

Le caratteristiche che permettono di convertire le deviazioni dell'indice scrivente in pressioni, sono: il modulo, la correzione della linea base, la correzione di curvatura della relazione deviazioni-pressioni, la correzione dell'effetto di isteresi.

Il modulo dello strumento è dato dalla pressione corrispondente alla deviazione unitaria (1 pollice o 1 mm.) a una data temperatura.

I valori del modulo variano con la temperatura assunta dallo strumento, di conseguenza le tarature devono essere fatte a diverse temperature comprendenti quelle esistenti al fondo dei pozzi.

Riportando i valori del modulo in funzione delle temperature si ricava una relazione lineare (fig. 2).

Correzione della linea base. La linea base è la linea di riferimento delle deviazioni registrate dal misuratore Amerada. Tale linea viene tracciata a pressione e temperatura atmosferiche.

Essa risente pertanto di una variazione per effetto della temperatura. La correzione da apportare può essere determinata sia in sede di taratura in laboratorio, che in campagna. Tale correzione risente:

- della temperatura di taratura;
- della temperatura alla quale si traccia la linea base;
- della variazione delle caratteristiche risultanti dal passato uso del misuratore.

Riportando su un diagramma le correzioni della linea base corrispondenti a valori diversi della temperatura, in funzione delle temperature di taratura, si hanno delle rette di inclinazione quasi uguale, ma spostate verticalmente una dall'altra.

Lo spostamento verticale delle linee, indica che la temperatura dello strumento al momento in cui si traccia la linea base, influenza materialmente la correzione.

La correzione della linea base, può esser determinata in sede di taratura graficamente e analiticamente e inoltre con due altri metodi di campagna:

- misurando con un manometro a peso, la pressione esistente sullo strumento quando si trova all'inizio della discesa nel lubricator o container alla testa del pozzo;
- computando la pressione insistente sullo strumento quando si trova a 15 metri di profondità nel pozzo, che sarà pari alla pressione di testa più quella del peso della colonna di 15 metri di gas.

Il vantaggio di questo metodo è che alla profondità di 15 metri, lo strumento non è esposto alle condizioni di temperatura variabile come nel lubricator.

La correzione della linea base deve essere determinata a una data temperatura misurata per ogni rilievo di pressione.

Correzione di curvatura. In sede di taratura si ricavano le curve deviazioni pressioni per ogni temperatura. All'uopo si presuppone che esista una relazione lineare fra deviazioni e pressioni.

Tale relazione viene ricavata col metodo dei minimi quadrati. Poichè in realtà la deviazione non è una funzione lineare della pressione, lo « scarto della linea retta » che ne deriva è la cosiddetta caratteristica di curvatura dello strumento.

Di conseguenza tale scarto dalla linea retta rappresenta la differenza, fra la pressione effettiva applicata allo strumento e quella indicata dallo strumento stesso.

Il termine « scarto dalla curva » è invece la differenza fra la pressione effettiva applicata e la pressione indicata dallo strumento dopo la correzione della curvatura. La figura 3 mostra che gli scarti dalla linea retta in funzione delle pressioni applicate, stanno su una curva.

Caratteristiche di isteresi elastica. Se un elemento di pressione viene sottoposto a una serie di incrementi di pressione e se, dopo aver raggiunto la pressione più alta, la serie viene ripetuta con decrementi di pressione, le deviazioni prodotte in corrispondenza di date pressioni nella seconda serie, saranno maggiori di quelle prodotte alle stesse pressioni nella prima serie.

Questo fenomeno è dovuto all'isteresi elastica del tubo Bourdon elicoidale che costituisce l'elemento di pressione.

Riportando su un diagramma la serie crescente degli aumenti di pressione in funzione dello « scarto dalla retta » e riportando inoltre la serie decrescente, si ricava una curva con un massimo negativo verso la metà circa dell'intervallo di pressione applicata.

Sottraendo la correzione normale di curvatura, si ricava la deviazione dovuta all'isteresi.

L'effetto d'isteresi una volta creato, non viene rimosso aumentando di nuovo la pressione, ma bisogna attendere che il tubo elicoidale riacquisti la sua posizione di equilibrio. Infatti, dopo aver sottoposto l'Amerada a pressioni elevate per un certo tempo (profili, risalite ecc.) si attende il tempo necessario al raggiungimento dell'equilibrio a pressione atmosferica, prima di effettuare un'altra operazione.

In pratica, specie per i pozzi a gas, è sufficiente una taratura periodica fatta ricavando graficamente le nuove curve di taratura deviazioni-pressioni e correggendo col metodo di campagna la posizione della linea base ogni volta che si esegue un'operazione.

È invalso l'uso di « snervare » il tubo Bourdon sottoponendolo alternativamente a pressione alta e poi scaricando la pressione, per diminuire l'effetto di isteresi.

Effettuando le letture di diagrammi col micrometro comparatore al 0,001 di pollice, si possono apprezzare i decimi e i centesimi di atmosfera.

Tali decimi e centesimi di pressione risultano utili soprattutto per l'elaborazione dei dati con i metodi matematici, che in tal modo danno luogo a dati risultati attendibili. Con l'Amerada si ha la precisione di $\pm 0,33$ atmosfere.

5.3 Uso dell'ecometro

Con l'ecometro (fig. 3) è possibile determinare la pressione di fondo in base alla quota del livello liquido in pozzo. La sua utilità è evidente nei pozzi in pompamento nei quali è impedita dalle astine la discesa dell'Amerada nel tubing. La prova è inoltre di esecuzione più rapida e meno costosa. Il grado di precisione è inferiore.

Parti componenti e funzionamento. Il principio sul quale si fonda il funzionamento dell'ecometro deriva dalle leggi della propagazione e riflessione dell'energia sonora. Provocando un suono in superficie con un fucile (fig. 4) si ha una propagazione verso il fondo pozzo di un fronte d'onda che si riflette in parte sugli ostacoli che incontra (manicotti), in parte sul battente liquido; una piccola percentuale si rifrange invece attraverso il liquido. Le onde che si riflettono risalgono in superficie e vengono captate da un microfono (fig. 5) e registrate da un pennino su un diagramma a nastro.

Questa registrazione mostra una serie di punte; la prima di queste indica lo sparo, mentre le altre rappresentano le riflessioni.

In un pozzo con tubing senza ancoraggio, la registrazione mostrerà la punta di sparo e le punte corrispondenti alle riflessioni sui vari manicotti e sulla superficie liquida.

L'ampiezza di queste punte è proporzionale alla quantità di energia sonora riflessa e quindi alle dimensioni della superficie riflettente: è così possibile distinguere la riflessione corrispondente al livello liquido da quella dei manicotti. Conoscendo le densità del liquido si può calcolare la pressione al fondo e ad essa aggiungere l'eventuale pressione alla testa.

5.4 Rilievo della pressione di fondo

L'analisi del comportamento del giacimento non è possibile senza la storia della pressione.

Le pressioni al fondo risultano dal carico idrostatico della colonna d'acqua salata che si trova negli interstizi della roccia della formazione.

Le pressioni normali a profondità inferiori a 3000 mt. risultano dell'ordine di 0,1-1 Kg/cmq. per metro di profondità sul livello del mare.

Le pressioni anomale si ritrovano spesso sotto i 2000 metri e il loro valore è fra 0,1-1 e 0,3-3 Kg/cmq. per metro cioè fra il gradiente dell'acqua salata, e il gradiente geostatico.

Si spiegano con diverse teorie:

- Il fluido si trova in una trappola chiusa che in precedenza era aperta e a maggiore profondità (sollevamento).
- La porosità è stata ridotta da azione chimica entro una trappola chiusa.
- La porosità in una trappola chiusa è stata ridotta dalla compressione durante il processo di deformazione degli strati.
- La formazione entro la trappola chiusa non resiste alla pressione geostatica.

Il punto importante da ricordare sui giacimenti a pressione anomala è che essi esistono in formazioni chiuse sigillate ad alta pressione. Questo sigillo si verifica come risultato di pinch outs di permeabilità o condizioni di faglia. Di solito i giacimenti con pressioni anomale sono limitati in dimensioni e non sono a water drive salvo qualche rara eccezione.

5.5 Pressione originale di giacimento

Appena possibile dopo il completamento del primo pozzo in un giacimento si deve rilevare la pressione di fondo statica cioè a pozzo chiuso in modo di avere i dati necessari alla stima della pressione originale di giacimento. È desiderabile rilevare le pressioni di fondo in tutti i pozzi subito dopo il completamento sia per ricavare informazioni sul pozzo specifico sia per avere dati necessari ai problemi di giacimento.

In seguito un rilievo di routine periodico va fatto a intervalli di 3-6-12 mesi secondo i casi.

Le pressioni iniziali e l'andamento della pressione sono utili per stabilire il completamento, lo spacing, e una guida nel programma di development.

5.6 Scelta dei pozzi chiave

Non è economicamente pratico rilevare le pressioni di fondo in tutti i pozzi di un giacimento a meno che non vi siano discontinuità fra i pozzi, nella pressione, nelle caratteristiche del fluido e nella permeabilità.

Si scelgono pertanto pochi pozzi chiave per le misure periodiche di pressione.

Un numero proporzionale di pozzi a debole produzione è incluso nei pozzi chiave insieme con i pozzi ad elevata produzione, perchè occorre che i pozzi chiave siano rappresentativi del giacimento.

Questo farà includere pozzi con lente risalite di pressione se rappresenteranno una certa area del giacimento.

I pozzi chiave dovrebbero coprire il giacimento sia verticalmente che orizzontalmente e attraversare le zone a olio, di gas cap e l'acquifero.

5.7 Distribuzione della pressione attorno al pozzo in erogazione

La variazione di pressione attorno al pozzo in erogazione è una relazione logaritmica della distanza dal foro del pozzo e dipende dalla permeabilità della formazione, dalla viscosità del fluido, dalla portata del pozzo, e dalle condizioni meccaniche del completamento.

La pressione attorno al pozzo in erogazione in una formazione a uniforme permeabilità è illustrata in fig. 6. La resistenza naturale al flusso in aumento verso il centro del pozzo è indicata dal fatto che la caduta di pressione attraverso gli ultimi 5 metri adiacenti il pozzo è approssimativamente la metà della caduta di pressione attraverso un raggio di 160 mt. Hurst e Van Everdingen hanno dimostrato che la parete del pozzo è spesso danneggiata dal fango di perforazione o dal completamento usato con un conseguente impedimento al flusso nel pozzo e una corrispondente caduta di pressione anormale attraverso la parete danneggiata. Questo effetto è detto « skin effect ».

5.8 Periodi di chiusura

La roccia della formazione attorno al pozzo contiene un sistema molto complesso di canali di flusso verso il foro del pozzo.

Il flusso dei fluidi di giacimento verso il pozzo, generalmente è transitorio (unsteady state). Tale fenomeno è dovuto alla comprimibilità dei fluidi, e quindi la pressione e la velocità variano col tempo. Quando un pozzo è aperto alla produzione, la pressione cade dapprima rapidamente, e poi più lentamente a mano a mano che l'olio prodotto presso il pozzo viene rimpiazzato con fluido proveniente da maggiore distanza.

La pressione tende a stabilizzarsi con una data portata. Per poter misurare nel pozzo la pressione che esiste attorno al pozzo, è necessario chiudere il pozzo e lasciar risalire la pressione nel pozzo fino alla pressione media del giacimento.

La risalita di pressione così come il declino di pressione, variano secondo una funzione esponenziale del tempo, e il periodo di chiusura necessario di volta in volta si ricava dalla interpretazione dei risultati della prova.

Il tempo di chiusura deve essere sempre lo stesso per tutti i rilievi successivi fatti sullo stesso pozzo.

In speciale considerazione vanno tenuti i pozzi con una lenta risalita di pressione.

5.9 Frequenza dei rilievi

La frequenza dei rilievi è determinata dalle caratteristiche di produzione dei campi e da considerazioni economiche.

Durante il development e la fase iniziale di vita di un campo, i rilievi vanno

fatti ad intervalli non superiori ai 6 mesi. L'intervallo dipende dal tipo di declino di pressione. Un campo con un declino rapido, necessita di un rilievo ogni 3 mesi, mentre un campo con un declino lento può essere controllato una volta l'anno.

Campi che subiscono un drastico aumento della portata dovrebbero avere una maggior frequenza di misura della pressione per la determinazione dell'effetto di tale aumento di portata sulla pressione.

Analogamente se la portata viene ridotta.

Il periodo di 6 mesi viene adottato quando il campo produce ad una portata regolare.

5.10 **Computo della pressione di fondo e rettifica al datum**

Utilizzando un diagramma di taratura e leggendo la registrazione Amerada per mezzo di un micrometro si tracciano i profili della pressione in funzione della profondità. Queste possono essere rilevate sia in discesa che in risalita dell'apparecchio.

È pratica generale di scegliere un piano di riferimento (datum) su cui tutte le pressioni misurate vengono riportate. Questo datum è di solito il piano di contatto gas-olio, oppure a metà formazione, e al contatto acqua-olio.

Le pressioni vengono riportate al datum sia matematicamente, che graficamente, perchè raramente il datum corrisponde al punto ove viene effettuata la misura nel pozzo.

Con questo procedimento il gradiente di fluido nella parte inferiore del pozzo è proiettato al fondo del pozzo e poi una correzione al datum viene fatta in base alla densità del fluido nel giacimento.

Vi sono 4 metodi generali per far questo:

- Proiettare il gradiente in discesa al fondo.
- Proiettare il gradiente di salita al fondo (cioè discendere in maniera continua e registrare il profilo in salita) e proiettare il gradiente così ottenuto.
- Proiettare entrambi avendo registrato il profilo in discesa e in salita e usare il gradiente medio.
- Proiettare il gradiente di discesa al fondo e correggerlo di una quantità uguale alla metà della differenza media fra le letture in discesa e salita ottenute a tre profondità vicino al fondo.

La differenza fra il primo ed il secondo metodo è data dalla isteresi dello strumento.

La correzione dello strumento viene applicata alle pressioni misurate se si ricava una differenza fra le misure di taratura iniziale e finale.

5.11 **Pressione media di giacimento**

Le pressioni individuali di ciascun pozzo vengono esaminate per vedere se l'andamento delle pressioni nei vari pozzi è simile sul giacimento in modo di eliminare i valori erroneamente misurati.

La media delle varie pressioni può essere ottenuta con:

- media aritmetica;
- media ponderale in base alle aree;
- media ponderale in base ai volumi;
- media ponderale in base ai volumi e alle comprimibilità.

Generalmente si usano il primo e secondo metodo.

Le medie volumetriche si fanno solo nei casi in cui si hanno grandi variazioni di pressione e di spessore netto del pay.

Il quarto metodo viene usato raramente quando, oltre alle variazioni notevoli di pressione e spessore del pay netto esiste un gas cap con pressione notevolmente diversa dalla zona olio.

La media ponderale in base alle aree si determina tracciando le curve isobare su una carta e poi determinando l'area fra le curve, e fra una curva isobara e i limiti produttivi del campo, per mezzo di un planimetro.

Si fa la somma dei prodotti delle aree fra le curve isobare e le pressioni fra le curve e si divide per l'area totale del campo.

$$P_M = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} A_i P}{\sum_{i=1}^{i=n} A_i}$$

La media volumetrica aggiunge un fattore per lo spessore netto del pay.

Anderson ha presentato un metodo volumetrico dei prismi poligonali con cui si assume che i dati misurati al pozzo siano rappresentativi di un prisma tracciato attorno al pozzo. La pressione media di giacimento è determinata in base alla somma dei prodotti delle pressioni, spessori del pay e area dei poligoni attorno ai pozzi, diviso per la somma dei prodotti degli spessori del pay e delle aree dei poligoni.

$$P_M = \frac{\sum A P h}{\sum A h}$$

Per giacimenti con gas cap e con differenze notevoli fra le pressioni del gas cap e le zone olio, può essere necessario fare la media ponderale in base alla comprimibilità del fluido di giacimento oltre che in base al volume per ottenere risultati ragionevoli a uno studio di Volumetric Balance. Giacimenti con grandi gas cap sono particolarmente idonei a questo procedimento che però richiede la conoscenza della pressione nel gas cap.

5.12 Significato e limitazioni delle pressioni di chiusura nei pozzi

Le pressioni di fondo hanno una vasta applicazione, sia per la soluzione di problemi di giacimento che per problemi riguardanti pozzi individuali.

La relazione caratteristica fra pressione e produzione di un giacimento è uno degli indici fondamentali di efficienza del meccanismo di produzione del giacimento.

Questa relazione indica il tipo di meccanismo, l'energia disponibile in giacimento, la sua grandezza e quanta energia viene utilizzata per la produzione.

La pratica di condurre rilievi di pressione periodici per determinare le pressioni durante la vita produttiva di un giacimento, fornisce informazioni costanti e aggiornate sulla relazione pressione-produzione del giacimento.

L'ipotesi che si fa quando si computa la pressione media di giacimento partendo dalle misure ai singoli pozzi è che la pressione misurata in un pozzo rappresenta la pressione, nella porzione di giacimento circostante il pozzo. Per questa ragione tutte le pressioni medie di giacimento si basano sulle pressioni a pozzo chiuso sia misurate che stimate.

Quando un pozzo è in produzione, esiste un gradiente di pressione attorno al pozzo, la cui grandezza dipende dalla portata di produzione e dalle caratteristiche del giacimento. Quando il pozzo è chiuso, il flusso nel foro continua a portata decrescente, aumentando la pressione attorno al pozzo e diminuendo il gradiente di pressione verso il pozzo. L'aumento di pressione nel pozzo immediatamente dopo la chiusura è di solito rapido, e seguito da un ritmo declinante di aumento di pressione finchè non è raggiunta la pressione massima.

Dopo un periodo che va da parecchie ore a parecchi giorni, a seconda del pozzo, l'aumento di pressione è di solito così basso da non risultare più registrabile e questa pressione apparentemente stabilizzata è considerata come pressione in chiusura di giacimento.

È chiaro che se un pozzo fosse chiuso indefinitamente, la pressione continuerebbe a salire lentamente finchè il pozzo non venga influenzato dalla produzione degli altri pozzi, dopo di che la pressione lentamente declinerebbe.

Se tutti i pozzi del giacimento venissero chiusi simultaneamente la pressione attraverso il giacimento tenderebbe a uguagliarsi.

Se il giacimento non ha una energia esterna, la pressione attraverso il giacimento diverrebbe stabile; mentre se ci fosse un water drive, la pressione di giacimento continuerebbe a salire fino al suo valore originale.

La pressione di fondo statica osservata, rappresenta quindi una condizione transitoria.

In pratica, se un pozzo ha un alto indice di produttività e produce a tale portata che il gradiente di pressione verso il pozzo non sia eccessivo, la pressione salirà generalmente entro le 24 ore ad un valore apparentemente stabile che può essere accettato come una ragionevole approssimazione della pressione attorno al pozzo. D'altra parte, se un pozzo ha tali caratteristiche o produce a portata tale che la caduta di pressione durante l'erogazione sia grande, la pressione misurata dopo la chiusura può continuare a risalire per un periodo di parecchi giorni e perfino dopo un lungo tempo può non essere indicativa della pressione media della parte di giacimento compreso nella zona di influenza del pozzo.

Nel lavoro di analisi dei giacimenti, le pressioni di giacimento registrate, sono usate in equazioni fondamentali per determinare l'entità della espansione del fluido nelle zone a olio e a gas del giacimento, e del suo acquifero contiguo. Pertanto estrema attenzione deve esser messa nell'assicurarsi che la pressione misurata, realmente rifletta la pressione vera di tutto il fluido entro un giacimento, e non la pressione in una piccola area circostante i pozzi migliori.

Inoltre in molti giacimenti, è stato osservato che esiste un gradiente di pressione pronunciato, dal gas cap alla zona olio, e dal contatto olio-acqua ai pozzi completati a una certa distanza dal contatto. Pertanto, i pozzi completati vicino

ai contatti e quelli (se ci sono) completati nella zona a gas, dovrebbero essere inclusi fra i pozzi chiave, per determinare l'uso di pressioni rappresentative delle condizioni reali, nel calcolo delle espansioni del gas, dell'olio, e dell'acqua.

Una fonte di errore nella determinazione della pressione media è dovuta alla media stessa ricavata da pozzi di un giacimento ancora in fase di sviluppo. L'area perforata e in produzione, potrebbe aver sofferto di una notevole caduta di pressione mentre la parte non ancora sviluppata del giacimento è ancora alla pressione originale.

Per questa ragione, i calcoli di volumetric balance, eseguiti per giacimenti da poco in produzione, possono dare risultati errati, e devono essere usati con prudenza. Perfino dopo lo sviluppo completo di un giacimento, la pressione può non essersi equilibrata attraverso le varie zone del giacimento, essendo rimaste a maggior pressione le zone più compatte.

Pertanto è opportuno, nel fare i calcoli di volumetric balance, non dare molto significato e valore alle pressioni misurate nel primo stadio della vita produttiva di un campo.

5.13 Prove di produzione nei pozzi a olio

Le variazioni di pressione, che si verificano nel pozzo di fronte alla formazione mentre il pozzo è in produzione, riflettono le variazioni nella portata del giacimento, la permeabilità relativa alla formazione, la viscosità dei fluidi e le condizioni meccaniche attorno al sistema di flusso del giacimento e le condizioni ai limiti e skin effect. Una valutazione dell'influenza di questi fattori sul comportamento dei singoli pozzi e del giacimento sarebbe estremamente difficile in assenza dei dati delle prove di produzione.

Alcuni dei fattori più importanti che possono essere valutati per mezzo delle prove di produzione sono:

- produttività dei pozzi;
- pressione di giacimento;
- permeabilità effettiva della formazione;
- skin effect;
- aumento di permeabilità dovuto ad acidificazione o fratturazioni;
- tempo di chiusura necessario;
- continuità di permeabilità verso altri pozzi;
- necessità per erogazione artificiale.

5.14 Relazione fra pressione e portata

Il flusso dei fluidi verso i pozzi si verifica sempre con moto transitorio (unsteady state).

Di conseguenza, quando un pozzo viene aperto per la produzione, la pressione cade rapidamente dapprima, poi più lentamente quando l'olio prodotto viene rimpiazzato dal movimento di olio proveniente da zone a maggiore distanza dal foro del pozzo. Nella maggior parte dei pozzi a portate ragionevoli di eroga-

zione, la pressione declina fino ad un valore pressochè costante dopo qualche tempo che va da qualche minuto, per pozzi in produzione da sabbie molto permeabili, a qualche giorno per pozzi in produzione da sabbie compatte. Inoltre la produzione di apprezzabili quantità di gas libero tende ad allungare il periodo richiesto per ottenere una pressione di fondo in erogazione.

La sabbia attorno al pozzo è un sistema altamente complesso costituito di letti di materiale che varia largamente in permeabilità. Poichè l'olio è prodotto più rapidamente dalle sabbie più permeabili, l'avvicinarsi alla pressione costante sia in erogazione a portata costante sia in chiusura con la risalita di pressione, riflette principalmente le condizioni di pressione prevalenti nelle zone più permeabili.

Mentre le pressioni sono misurate nei pozzi e di solito riportate come pressioni ad un piano di riferimento, la pressione e i gradienti di pressione variano con la profondità e in alcuni casi, questa variazione del gradiente di pressione con le profondità diviene importante.

5.15 Indice di produttività e indice di produttività specifico

Definizione. La capacità dei pozzi di produrre viene comunemente indicata per mezzo dell'indice di produttività.

Questo indice è dato dal rapporto fra la portata di produzione di liquido di formazione, e la caduta di pressione al fondo pozzo, (oppure ad una profondità di riferimento) espressa come numero di metri cubi di liquido (olio ed acqua) che un pozzo può produrre al giorno per atmosfere di caduta di pressione di fondo riferite alle condizioni di pressione in chiusura.

Questa definizione è basata sull'ipotesi che l'indice di produttività sia costante e che vi sia una relazione lineare fra caduta di pressione e portata.

Ciò indicherebbe la presenza di moto laminare attorno al pozzo. Esiste una divergenza dalla relazione lineare per pozzi di bassa produttività per portate che si avvicinano alle condizioni di open flow, a causa delle caratteristiche del moto transitorio e dovuta alla variazione nelle saturazioni in fluidi attorno al pozzo, a causa della liberazione di gas.

Prove di produzione hanno anche indicato che l'apparizione di acqua in alte percentuali in alcuni giacimenti a water drive può aumentare l'indice di produttività perfino del 25 % purchè non si trovi del materiale bentonitico nelle sabbie a cambiare la permeabilità delle sabbie. Ciò è parzialmente dovuto al fatto che le sabbie water wet possono essere più conduttive all'acqua che all'olio dalla differenza di viscosità fra olio e acqua.

L'indice di produttività è di solito proporzionale alla somma dei prodotti del rapporto fra permeabilità effettiva e la viscosità e lo spessore di ogni strato di sabbia penetrato dal pozzo. Dividendo l'indice di produttività per lo spessore della sabbia produttiva aperta alla produzione, si ha un termine noto come indice di produttività specifico espresso in mc/g/atm/mt. Questo termine è approssimativamente proporzionale alla permeabilità media della sabbia attraversata.

Nel passato le misure del P.I. sono state fatte in generale in pozzi produttori olio senza gas. È divenuto più importante tuttavia, misurare il P.I. anche nei pozzi che presentano problemi di sollevamento artificiale. Tali pozzi sono quelli

a bassa permeabilità o quelli produttori eccessive quantità d'acqua. Sarebbe desiderabile poter definire il P.I. in modo di poterlo applicare a tutti i fluidi prodotti da tutti i tipi di pozzi; tuttavia non si ha ancora un metodo che esprime il P.I. in base alla produzione totale di liquidi.

5.15 Produttività del pozzo

La produttività di una formazione a olio è una misura della capacità della formazione a produrre.

Per un dato pozzo la produttività dipende dalla caduta di pressione dal giacimento al pozzo e l'indice di produttività è la misura dell'olio prodotto per caduta di pressione unitaria.

Il flusso di un fluido monofase non comprimibile attraverso una sabbia non uniforme verso il pozzo può essere espresso per le condizioni di flusso permanente radiale con:

$$q = \frac{2.2568 \pi K_o H_{ft} \Delta P_{psi}}{\mu_{cp} \log_e \frac{r_{eft}}{r_{wft}}} \quad (1)$$

ove q è la portata in B/D e gli altri simboli sono noti.

Da questa relazione l'indice di produttività per il pozzo può essere scritto:

$$P.I. = \frac{q}{\Delta P} = \frac{2.2568 \pi K H}{\mu \log_e \frac{r_e}{r_w}} \quad (2)$$

e l'indice di produttività specifico per piede di pay si scrive:

$$P.I. = \frac{q}{H \Delta P} = \frac{2.2568 \pi K}{\mu \log_e \frac{r_e}{r_w}} \quad (3)$$

Le condizioni di alcuni campi sono tali che la produttività è indicata dalle relazioni di steady state 1, 2, 3 quando olio sottosaturo viene prodotto attraverso il giacimento. In molti giacimenti però l'olio è saturo alla pressione originale e ogni caduta di pressione libera del gas dall'olio saturo con un corrispondente shrinkage dell'olio e aumento della sua viscosità. Inoltre la permeabilità effettiva olio è ridotta dalla presenza della fase gassosa. Tutti questi fattori contribuiscono a ridurre la produttività.

L'indice di produttività misurato è talvolta inferiore a quello calcolato con la formula di flusso radiale.

Il declino nel P.I. si ha in campi a dissolved gas drive, e a espansione della monofase liquida (sottosatura) con basso recupero, senza produzione d'acqua, con declino nella portata e rapido declino nella pressione.

5.16 Scelta dei pozzi

L'indice di produttività (P.I.) si misura con due propositi:

- ottenere informazioni sulla permeabilità e sulle caratteristiche generali delle formazioni produttive;
- ottenere informazioni sul comportamento dei singoli pozzi per usarle nel far produrre i pozzi.

Per determinare le caratteristiche produttive della formazione e l'uniformità di tali caratteristiche, di solito basta fare la misura del P.I. sul 10 % dei pozzi del giacimento. Tuttavia per determinare i requisiti per il sollevamento artificiale, può essere necessario misurare l'indice di produttività in tutti i pozzi di un campo o solo in pochi a seconda delle loro caratteristiche produttive. Gli indici di produttività usati per determinare i livelli fluidi e la spaziatura delle valvole per gas-lift non devono essere precisi perchè servono solo per determinare i livelli fluidi di lavoro entro 100 mt. e per portate fino a 150 mc/g. Tali portate sono applicabili solo a giacimenti a water drive.

In alcuni casi le prove di produzione iniziali inducono in errore a causa delle condizioni di saturazione del giacimento attorno al pozzo che di solito danno come indicazione che la capacità produttiva è superiore al minimo richiesto mentre poi negli altri pozzi si deve ricorrere al sollevamento artificiale.

5.17 Procedimento della prova

La misura dell'indice di produttività di un pozzo riguarda la determinazione della pressione di fondo durante la chiusura, l'erogazione e i periodi di risalita delle prove, la registrazione delle pressioni a testa tubing e casing a intervalli periodici durante la prova e la precisa misura e registrazione della produzione di olio, acqua e gas a intervalli frequenti durante la prova.

Il pozzo può essere provato ad una o più portate; tuttavia in molti casi è necessario una sola portata, in particolare ove la quantità di fluido prodotta dalla formazione rimane costante durante l'ultima parte del periodo di prova e si riflette nella costanza dei rapporti gas-olio e acqua-olio.

In caso di pozzi che non possono essere chiusi, l'indice di produttività può essere determinato ricavando informazioni simili per due diverse portate e dividendo la portata differenziale per la caduta differenziale di pressione fra le due portate.

Questo metodo è conveniente per pozzi di bassa produttività che richiedono lunghi periodi di erogazione per ottenere pressioni costanti. Di solito nel determinare l'indice di produttività col metodo differenziale, si richiede una sola pressione di erogazione per ogni portata di produzione, purchè il pozzo venga prodotto a portata costante con pressione costante. In alternativa a questo metodo si può prima determinare la pressione in erogazione in un pozzo dopo che ha prodotto continuamente per un giorno o più a portata costante e poi determinare la pressione di chiusura che è stata ottenuta qualche tempo prima o dopo il periodo di erogazione.

5.18 **Stima della permeabilità della formazione**

Nei casi in cui non siano disponibili dati sulle analisi di carote sufficienti ad una valutazione della permeabilità media della formazione, tali valori possono essere ricavati usando l'equazione di flusso fluido, purchè sia stato ottenuto l'indice di produttività.

5.19 **Determinazione dell'intasamento della parete del foro del pozzo**

Il confronto di misure dell'indice di produttività successive in un pozzo costituisce un metodo per ottenere dati sul possibile intasamento della parete del foro da parte di sabbia, silt, paraffina o altro materiale.

La caratteristica curva di caduta ripida e le curve di risalita lente di un pozzo parzialmente intasato contrastano con la curva di caduta graduale e con la rapida risalita che si ottengono da un pozzo normale.

5.20 **Determinazione dell'interferenza fra pozzi adiacenti**

La misura della variazione nella pressione di fondo in un pozzo chiuso risultante dall'influenza della produzione di pozzi circostanti, viene usata come mezzo per dimostrare la continuità di permeabilità in problemi di spaziatura dei pozzi.

5.21 **Valutazione del successo di operazioni di Workover**

La determinazione degli indici di produttività prima e dopo la chiusura di una parte dell'intervallo produttivo per eliminare venute di acqua o di gas, permette di avere informazioni utili sulla quantità di formazione permeabile esclusa dall'operazione di Workover. Per la valutazione dell'efficacia di una stimolazione occorre fare prima e dopo l'operazione la registrazione della curva di risalita della pressione di fondo confrontando i risultati delle interpretazioni.

5.22 **Problemi di sollevamento artificiale**

I dati sulle prove di produzione sono indispensabili nella soluzione di problemi di sollevamento artificiale.

Tali dati non solo sono utili per prevedere quando si arresterà l'erogazione spontanea, ma sono di considerevole utilità per la progettazione e l'uso dell'equipaggiamento del sollevamento artificiale.

Durante il gas-lift i dati sul gradiente di pressione in erogazione danno una buona indicazione sul funzionamento delle valvole cioè della posizione del livello fluido rispetto alle valvole e al loro funzionamento. Inoltre l'indice di produttività serve come criterio per determinare se la erogazione spontanea di un pozzo può essere prolungata usando sezioni di tubing diverse. Condizioni favorevoli per sezioni più piccole di tubing si hanno con alti indici di produttività e indicano che un'alta percentuale di acqua può esser erogata con tale diminuzione di sezione.

5.23 Stima della pressione di chiusura in un pozzo in erogazione spontanea

Talvolta è necessario stabilire la pressione statica approssimata di un pozzo in erogazione che per qualche ragione particolare non può esser mantenuto chiuso abbastanza a lungo da permettere la misura della pressione statica stabilizzata. In tali pozzi, la pressione di chiusura può essere approssimata estrapolando le pressioni stabilizzate misurate in risalita dopo due o più portate.

5.24 Determinazione della produttività dei pozzi

La massima portata ottenibile da un pozzo dipende da:

- l'indice di produttività del pozzo;
- la pressione statica del giacimento;
- la minima pressione di fondo in erogazione che può essere stabilizzata nel pozzo.

Quest'ultima dipende naturalmente, dalla resistenza al flusso nel casing, nel tubing e nelle apparecchiature superficiali del pozzo.

Questa resistenza non ha relazione con la natura del giacimento attorno al pozzo e include la pressione idrostatica nel pozzo oltre all'attrito. La resistenza al flusso entro il pozzo può raramente essere ridotta a valori inferiori a quelli offerti dalla sabbia, e nei pozzi migliori è di solito di parecchie volte superiore a quella della sabbia.

Una indicazione qualitativa della relazione fra la pressione, l'indice di produttività e il potenziale è indicata in fig. 7. Per pozzi che producono olio a parità di G.O.R. e profondità può essere stabilita una curva indicante la relazione fra la minima pressione di giacimento ottenibile e la portata di produzione che può essere stabilita. Questa curva dipende sia dalle restrizioni al flusso fra il giacimento e i serbatoi di stoccaggio, che dalla produttività della formazione.

Come indicato in fig. 7 esiste una diversa relazione per condizioni di open flow e per erogazione attraverso la duse o attraverso il tubing aperto. La curva di pressione in funzione della portata (la cui pendenza è il reciproco dell'indice di produttività) interseca queste curve in corrispondenza della portata ottenibile nelle condizioni per cui le curve di pressione minima sono state tracciate. Di conseguenza la curva pressione-portata di produzione interseca la curva di pressione minima per l'open flow in corrispondenza del potenziale del pozzo.

Nella fig. 7 le curve A, B e C indicano come pozzi con alti indici di produttività hanno approssimativamente lo stesso potenziale anche se esiste una variazione notevole nel valore dell'indice stesso.

Con indici di produttività molto bassi, la resistenza al flusso offerta dalla sabbia attorno al pozzo diviene apprezzabile in confronto con la resistenza offerta dalle attrezzature interne del pozzo, e esiste una notevole variazione di potenziale fra pozzo e pozzo.

Ciò è indicato dal pozzo D. In questo pozzo la curva pressione-portata non è più una linea retta.

Ciò è dovuto al fatto per cui quando la pressione si abbassa, il gas si libera dalla soluzione riducendo la permeabilità effettiva per l'olio e quindi l'indice di produttività. Un pozzo che ha un'alta pressione di chiusura può avere lo stesso

potenziale di un pozzo con una pressione statica minore ma con un indice di produttività alto, come indicato in fig. 7 confrontando le curve A ed E.

In un pozzo in pompamento, la portata può essere governata sia dalla capacità della pompa, dalla profondità alla quale si esegue il pompamento, dalla capacità produttiva della sabbia. Se il livello fluido può essere mantenuto basso in confronto con la pressione di giacimento, la portata di produzione è limitata solo dalla capacità produttiva della formazione. L'open flow o potenziale assoluto di un pozzo a gas è definito come la portata teorica massima che si avrebbe se la pressione P_f di fondo in erogazione fosse uguale alla pressione atmosferica.

5.25 Prove di produzione nei pozzi a gas

Potenziale assoluto. La portata massima alla quale il gas può essere erogato da un pozzo in produzione dipende dalle caratteristiche della formazione produttiva e dalla capacità di erogazione della colonna di produzione nel pozzo.

Le caratteristiche della formazione produttiva sono definite dall'equazione di flusso:

$$Q = C (P_s^2 - P_f^2)^n \quad (1)$$

ove:

Q = portata di produzione in Nmc/g.;

P_s = pressione assoluta di fondo a pozzo chiuso;

P_f = pressione assoluta di fondo a pozzo in erogazione;

C = coefficiente caratteristica del pozzo proporzionale alla capacità produttiva;

n = esponente pari alla tang θ , angolo di inclinazione della retta dell'equazione (1) con le ordinate indica fisicamente il grado di turbolenza del flusso.

L'open flow o potenziale assoluto di un pozzo a gas è definito come la portata teorica massima che si avrebbe se la pressione P_f di fondo in erogazione fosse uguale alla pressione atmosferica.

Poichè questo valore di P_f è generalmente piccolo rispetto al P_s , il potenziale assoluto può essere determinato anche graficamente leggendo il valore di Q corrispondente a P_s^2 in base alla retta fra Q e $P_s^2 - P_f^2$.

L'open flow assoluto è maggiore della portata massima di produzione; la differenza dipende dal diametro interno della colonna di produzione, dalla profondità del pozzo, dalla densità del gas e dalla stabilizzazione delle condizioni di erogazione dalla formazione al pozzo.

Di conseguenza per la portata massima di un pozzo a gas, esiste un valore corrispondente a $(P_s^2 - P_f^2)$ in cui P_f è equivalente alla pressione atmosferica, più la perdita di carico per attrito della colonna, più la pressione dovuta al peso della colonna di gas in erogazione, più la resistenza meccanica della sabbia.

In pratica questo valore può essere ulteriormente limitato da problemi di fingering o coning di acqua o da ingresso di sabbia in pozzo.

Determinazione grafica del potenziale assoluto e computo dell'equazione di flusso di gas dalla formazione al pozzo.

Supponiamo di aver eseguito una prova di produzione ad un pozzo a gas e di aver ricavato in corrispondenza di quattro portate in ordine crescente i valori seguenti da riportare sul diagramma bilogarithmico (fig. 8).

Q	$(P_s^2 - P_f^2)$
Nmc/g	Kg/cmq. ass.
28.650	1.220
63.640	4.524
108.480	10.530
155.140	18.928

Sul diagramma bilogarithmico si ricavano quattro punti che vengono uniti con una linea retta. Tale linea si prolunga fino ad incontrare l'orizzontale di ordinate pari a P_s^2 (55.600 in esempio).

Nel punto di intersezione di queste due linee si traccia una verticale. Il valore letto sul diagramma nell'intersezione fra la verticale e l'asse delle ascisse, rappresenta il potenziale assoluto (311.000 Nmc/g in esempio).

Per poter calcolare analiticamente il valore del potenziale, ma soprattutto per avere a disposizione l'equazione di flusso relativa alla curva del potenziale necessaria per il calcolo delle pressioni sul comportamento futuro della produzione si procede scrivendo:

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

I valori di n e di C si calcolano dai dati di contropressione nel modo seguente:

I valori del fattore di pressione $(P_s^2 - P_f^2)$ di 18.928 e di 10.530 corrispondenti ai valori di $Q = 155.140$ e 108.480 indicati in figura sulla curva del potenziale assoluto permettono di scrivere:

$$n = \frac{\log 155140 - \log 108480}{\log 18928 - \log 10530}$$

$$n = \frac{5,19073 - 5,03532}{4,27876 - 4,02243} = 0.6471$$

Il valore di C si esprime scrivendo:

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

Sostituendo a Q il valore di 155140 e a $(P_s^2 - P_f^2)$ il corrispondente valore di 18928 si ha:

$$\log C = \log 155140 - 0.6471 \log 18928$$

$$= 2.42075$$

Ripassando al numero $C = 269.2$.

Di conseguenza l'equazione di flusso diviene:

$$Q = 269.2 (P_s^2 - P_f^2)^{0.6471}$$