

**Caratteristiche principali del log a induzione.** Il log a induzione può essere usato in fori perforati con fluidi a resistività alta (olio e fanghi a olio) e nel caso di perforazione ad aria o a gas.

- L'accuratezza della misura è molto buona in caso di bassa resistività; in caso di resistività alte l'accuratezza è scarsa, per qualche incertezza nello zero di fondo scala e per l'influenza del foro.
- In molti casi, l'effetto del foro è molto piccolo e può essere trascurato.
- La focalizzazione verticale è molto buona; praticamente non è necessario fare correzioni per spessori degli strati superiori a 6'.
- È possibile una buona determinazione di  $R_t$  finché le letture non sono molto influenzate dalla zona invasa, se  $R_{xo} > R_t$  l'effetto della zona invasa è più importante, ma la « 6 FF 40 » fornirà, nella maggior parte dei casi, un buon valore di  $R_t$ .

**Conclusioni.** Il log a induzione è il migliore attrezzo per determinare  $R_t$  in formazioni di resistività moderata, perforate con fanghi a olio o a acqua dolce ( $R_m > R_w$ ) e per lo studio di formazioni a resistività bassa, come lo sono ad esempio le sabbie argillose.

In rocce dure perforate con fanghi ad acqua dolce, in particolare se la salinità dell'acqua interstiziale è alta, il log a induzione con raggio di investigazione profonda sarà molto utile.

## 9.9 Gamma ray log

I raggi gamma sono delle onde elettromagnetiche molto corte emesse da elementi radioattivi: uranio ed elementi derivati, torio e derivati, potassio K 40 (isotopo).

L'attrezzatura attuale non permette di distinguere se i raggi gamma misurati, provengono dalla disintegrazione del potassio K 40 oppure di elementi della famiglia dell'uranio e del torio.

Passando attraverso la materia, i raggi gamma vengono gradualmente assorbiti; la capacità di assorbimento è all'incirca proporzionale alla densità. Nelle rocce sedimentarie, la profondità media di penetrazione dei raggi gamma è di circa un piede.

È comodo esprimere la radioattività delle formazioni in microgrammi equivalenti di radio per tonnellata di formazione. Con questa unità, la radioattività misurata nelle formazioni sedimentarie, varia da 1 circa per il sale e l'anidrite, fino a 20 e più per le argille.

Gli elementi radioattivi hanno tendenza a concentrarsi nelle argille, e quindi il Gamma Ray riflette il tenore in argilla delle formazioni.

La misura della radioattività delle formazioni viene eseguita sia con un contatore Geiger-Muller, sia per mezzo di un contatore a scintillazione.

Il contatore a scintillazione è più efficiente e permette di ottenere curve molto dettagliate. Sfortunatamente, il contatore a scintillazione è più sensibile alla temperatura e richiede una protezione termica. L'intensità dei raggi Gamma emessi da una formazione non è costante, perchè la disintegrazione degli elementi radioattivi varia casualmente.

Ciononostante l'intensità media, misurata durante un periodo di tempo sufficiente (qualche secondo in generale), è praticamente costante.

Per poter mediare le variazioni statistiche il circuito di misura è munito di un circuito integratore.

La costante di tempo è scelta in accordo ai livelli di radioattività misurati.

Il circuito integratore introduce nella misura un ritardo e una deformazione.

Per limitare ciò si sceglie la velocità di registrazione in modo che il contatore non percorra più di 1-½' durante la costante di tempo nel caso di un contatore Geiger e 1' per un contatore a scintillazione (ved. fig. 7-3).

L'intensità del raggio gamma misurata dipende non solo dalla radioattività della formazione, ma, anche dalle condizioni del foro del sondaggio (diametro del foro, densità del fango, casing ecc.).

Alcuni abachi tracciati sperimentalmente permettono di correggere il log del Gamma Ray dall'influenza del foro e del tubaggio in modo da riportare la lettura a condizioni del foro del pozzo Standard (Sonda da 3"  $\frac{5}{8}$  eccentrica in un foro da 10" con fango a 10 libbre/gallone di densità).

I nomogrammi di (fig. GRN 1 e GRN 2) permettono di apportare alle letture del Gamma Ray le correzioni ritenute necessarie. Le correzioni possono essere importanti nel caso di fori scavernati o tubati.

Applicazione del Gamma-Ray.

- Il Gamma Ray è particolarmente utile, per la determinazione degli strati di argilla; questo nei casi in cui il PS è inutilizzabile (fanghi salati, fanghi non conduttori) o in cui il PS è poco preciso (formazioni a resistività molto elevata).
- Il Gamma Ray riflette il tenore in argilla delle formazioni e può in certi casi essere utilizzato quantitativamente.
- La registrazione contemporanea del Gamma Ray e di un localizzatore magnetico dei giunti del casing (casing collar locator) permette di definire con notevole precisione la posizione del fucile per aprire il casing rispetto agli strati permeabili.
- Individuazione di banchi carboniferi e di banchi di potassio.
- Il Gamma Ray è usato per rilevare la presenza dei tracers radioattivi.

## 9.10 Neutron log

Una sorgente contenente radio-berillo emette neutroni veloci. Questi neutroni sono rallentati dagli urti con gli atomi della formazione. Gli atomi più leggeri (idrogeno) sono quelli il cui potere di rallentamento è più grande, mentre gli altri atomi in pratica hanno poca influenza sul rallentamento.

Dopo un certo rallentamento, la particella viene assorbita in generale da un atomo di idrogeno. Questo assorbimento avviene con emissione di raggi gamma di cattura. Anche elementi come il boro e il cloro possono assorbire neutroni rallentati.

Con il metodo Neutron-Gamma, si misura l'intensità dell'irraggiamento dei raggi gamma di cattura con un misuratore posto 20" sopra la sorgente di neutroni veloci. Altri metodi misurano l'intensità dei neutroni lenti (metodo neutron-neutron).

Poichè il rallentamento dei neutroni veloci e l'assorbimento dei neutroni lenti con emissione di raggi gamma di cattura, dipende soprattutto dagli atomi di idrogeno,

la risposta del neutron log è, salvo eccezioni, una funzione della concentrazione degli atomi di idrogeno nel mezzo attorno alla sonda.

Nell'acqua e nell'olio le concentrazioni in idrogeno per unità di volume sono circa uguali e indipendenti dalla temperatura e dalla pressione, e la porosità risulta praticamente proporzionale alla concentrazione degli atomi di idrogeno.

Di conseguenza nelle formazioni contenenti acqua oppure olio, esiste una relazione semplice fra la concentrazione in idrogeno e la porosità ed è possibile derivare la porosità dal log neutron.

Nelle formazioni a gas la concentrazione in idrogeno è molto più bassa che nell'acqua o nell'olio e varia con la temperatura e con la pressione, per tali motivi l'indice di porosità derivato dal Neutron, è inferiore alla porosità effettiva della formazione.

Il Neutron è un rivelatore di tutta l'acqua contenuta nelle formazioni: da quella libera contenuta nella porosità effettiva (spazio intergranulare, fratture, vacuoli) a quella non libera associata alle argille, ed addirittura l'acqua di cristallizzazione dei gessi.

Di conseguenza nelle formazioni argillose la porosità derivata dal neutron è superiore alla porosità effettiva.

**Curve di scarto.** La relazione fra indice di porosità e le deviazioni del Neutron è stata studiata sperimentalmente. È stato provato che per date condizioni del foro (diametro, densità e salinità del fango), il logaritmo dell'indice di porosità è con buona approssimazione funzione lineare delle deviazioni del Neutron.

Le alte porosità provocano piccole deflessioni perchè poca è l'energia che giunge sul ricevitore.

Infatti nelle formazioni ad alta porosità i neutroni emessi dalla sorgente sono rallentati e catturati molto vicino alla sorgente di emissione, ma lontano dal ricevitore, e quindi pochi gamma Ray di cattura raggiungeranno il ricevitore, posto 20" sopra.

Nelle formazioni a bassa porosità, invece, i neutroni percorrono una distanza maggiore e un numero molto più grande di gamma Ray di cattura raggiunge il ricevitore.

La pubblicazione « Neutron log correction charts » di DEWAN riporta nelle figure da 1 a 10 la relazione tra la porosità e le letture del neutron log per differenti condizioni del foro.

Questi abachi indicano che:

- La precisione delle determinazioni di porosità è tanto migliore quanto più piccolo è il diametro del foro.
- La precisione è molto migliore in foro libero che in foro tubato.
- È necessario conoscere esattamente il diametro del foro.
- In foro vuoto l'interpretazione quantitativa del neutron dà risultati poco attendibili.

Le curve di fig. GRN 3 riassumono le curve per il caso di fori non tubati (curve di DEWAN).

Queste curve differiscono un poco da quelle della (fig. C-18 del Log Intr. Ch.) che tengono conto di una correzione media della influenza della distanza della sonda dalla formazione.

In formazioni con porosità maggiore del 10 % il rallentamento e la cattura

dei neutroni è dovuta soprattutto agli atomi di idrogeno e non vi è praticamente influenza della matrice sulle letture del neutron log. In porosità più basse, l'influenza della matrice non è più trascurabile.

Le curve di Dewan furono determinate per calcari. Se le porosità sono basse queste carte tendono a dare un valore ottimistico nelle dolomie e pessimistico nelle arenarie.

In formazioni pulite con porosità da media ad alta, essendo l'effetto del foro più piccolo e quello della matrice trascurabile, il Neutron log dovrebbe dare valori di porosità più attendibili che nel caso di basse porosità.

**Calibratura.** Per poter ottenere un valore attendibile di porosità è necessaria una calibratura molto accurata della sensibilità del Neutron.

Per definire l'accuratezza della calibratura del Neutron log si possono confrontare i vari log e le correlazioni tra i pozzi vicini.

Molto spesso la lettura del Neutron log nelle argille vale  $160 \div 170$  C.P.S. (se il foro non è tubato). Valori diversi possono indicare un errore nella calibratura.

Relazioni empiriche tra la porosità e le letture del Neutron log, basate sulle letture massime e minime sono attendibili solo se convalidate da esperienze locali.

Spesso è possibile ottenere, solo in base ai logs, una buona curva di taratura: Porosità-Neutron.

Questo è possibile quando nei logs sono evidenti anche formazioni ad acqua. Se dai logs si ha  $R_w$  e  $R_o$  si può calcolare il fattore di formazione e quindi la porosità.

Con la porosità così ottenuta e con le corrispondenti letture del Neutron log è possibile stabilire una curva porosità-Neutron.

**Determinazione della presenza di idrocarburi.** Un metodo di determinazione pratico, suggerito da Willie in « Fundamentals of Electric log interpretation », diagramma  $R_t$  in funzione delle letture del Neutron-log.

Le curve di Dewan mostrano che, fissate le condizioni del foro, il logaritmo della porosità in funzione dei C.P.S. letti dal Neutron log è una retta. Ciò significa che la relazione  $\emptyset = f(N)$  è del tipo:

$$\log \emptyset = AN + B$$

dove A e B sono costanti per date condizioni del foro.

La resistività  $R_o$  della formazione ad acqua vale:

$$R_o = F \cdot R_w \approx R_w / \emptyset^2 \text{ o anche: } \log R_o \approx \log R_w - 2 \log \emptyset$$

da quanto sopra si ha:

$$\log R_o \approx -2 AN + \log R_w - 2B$$

Se  $R_w$  è sostanzialmente costante nell'intervallo considerato, si può scrivere:

$$\log R_o \approx K_1 \cdot N + K_2$$

dove  $K_1$  e  $K_2$  sono costanti per date condizioni del foro.

Di conseguenza se diagrammiamo  $R_t$  in funzione di N su un foglio di carta semilogaritmica, per un intervallo dove  $R_w$  e le condizioni del foro sono costanti, i punti corrispondenti alle formazioni ad acqua cadranno (o quasi) su una linea retta; i punti corrispondenti alle formazioni ad olio o a gas cadranno ad una distanza notevole dalla linea dell'acqua.

Tale diagramma è quindi un mezzo per rilevare le formazioni che dovrebbero

contenere olio o gas. Con questo diagramma si può fare una interpretazione anche se la calibratura dei logs non è sicura.

Per una interpretazione qualitativa non è necessario conoscere con precisione  $R_t$ . È quindi sufficiente diagrammare direttamente le letture del log di resistività, con raggio di investigazione maggiore, in funzione delle letture del Neutron log per avere la definizione delle formazioni contenenti idrocarburi.

I punti corrispondenti alle formazioni a gas possono cadere molto vicino alla linea dell'acqua se l'invasione è superficiale. Questo perchè la lettura del neutron log nel caso di gas è molto più alta (a pari porosità) che nel caso di olio o acqua.

**Determinazione dei contatti gas-olio e gas-acqua.** Se il volume della formazione investigata contiene gas la porosità ottenuta dal neutron log è molto più bassa della effettiva.

Di conseguenza se noi confrontiamo le porosità ottenute dal Neutron con quelle ottenute con qualche altro mezzo (Sonic-Log, microlog, microlaterolog, carote) possiamo definire dove è il gas.

Quando la porosità della formazione rimane costante, il contatto gas-olio o gas-acqua può risultare chiaramente dal neutron log (vedi fig. 7-11 e 7-12).

**Uso del dual-spacing Neutron per rivelare il contatto gas-olio.** In condizioni favorevoli il neutron log con doppio spacing (Dual Spacing Neutron) può rivelare la presenza del gas. In una formazione permeabile mineralizzata a gas, la saturazione in gas nella zona invasa è più piccola che nella zona non contaminata. Dato che la profondità di investigazione aumenta con la distanza tra la sorgente di neutroni e il ricevitore, un neutron log con uno spacing corto darà una porosità più grande di uno eseguito con spacing maggiore, questo ammesso che vi sia qualche invasione e che questa invasione sia superficiale in modo che la zona non invasa possa influenzare le registrazioni del neutron log con spacing maggiore. In pratica, risultati soddisfacenti sono stati ottenuti con spacing di 20". Lo spacing dell'attrezzatura standard è di 26".

Per ottenere buoni risultati è necessario ridurre le variazioni statistiche a un minimo, e usare costanti di tempo grandi, e velocità di registrazione basse. È necessario inoltre, affinché i logs siano interpretabili, che entrambe le curve siano registrate sopra un intervallo abbastanza grande, che contenga numerose formazioni a acqua o a olio.

In un diagramma in cui si riportano su due assi cartesiani le letture corrispondenti dei due Neutron log, i punti relativi all'olio e all'acqua definiscono una curva. I punti corrispondenti al gas cadono a qualche distanza dalla curva.

**Confronto del Neutron-Gamma Ray con il Neutron-Neutron.** Nell'apparecchiatura del Neutron-Gamma Ray il contatore deve essere schermato dai raggi gamma della sorgente e da quelli naturali; questo è possibile perchè i raggi gamma naturali hanno una energia molto più bassa dei raggi gamma di cattura. In qualche caso le letture sono influenzate dalla presenza di cloro (cloro nel fango e cloro nella formazione come acqua salata nel caso di invasione molto superficiale). Dato che il cloro assorbe i neutroni rallentati ed emette raggi gamma di cattura con

energia maggiore di quelli dell'idrogeno, in questo caso le letture del Neutron gamma sono troppo alte.

L'effetto del cloro nel fango può essere corretto con le curve di Dewan (vedi fig. GRN 3).

Nel metodo Neutron-Neutron non vi è bisogno di schermo. La profondità di investigazione è più piccola e l'effetto del foro più grande.

Il cloro ha influenza, ma l'effetto è differente, e provocherà delle letture ancora più basse.

Nel metodo Neutron Epithermal Neutron, il cloro non ha effetto, ma la profondità di investigazione è ancora più ridotta e l'effetto del foro ancora aumentato.

Si fa notare che le curve di Dewan non si applicano nel caso del nuovo Neutron a transistor (GNT-F, e, GNT-G) per il quale esistono curve particolari.

Dato che con queste apparecchiature la velocità del contatore è più alta, si possono usare costanti di tempo più basse di quelle indicate qui sopra.

### 9.11 Sonic log

Il Sonic Log è un apparecchio per la registrazione continua della velocità del suono nella roccia.

Un generatore emette degli impulsi sonori (10 al secondo), due detector posti pochi piedi sotto il generatore misurano il tempo che il suono impiega a percorrere la distanza compresa fra i due rivelatori.

La curva registrata dà direttamente una risposta in microsecondi per piede. Contemporaneamente viene registrata la curva del potenziale spontaneo.

La sonda, con le guide che la mantengono centrata, ha un diametro di 4" ½. Il diametro del foro deve essere almeno di 6" ½; la temperatura massima di impiego è di circa 275°F e la pressione massima 14.000 psi.

I rivelatori sono posti a 3', a 4' e a 6' piedi dal generatore degli impulsi sonori.

L'intervallo di tempo è misurato tra i rivelatori 1 e 2 (spacing 1') o tra i rivelatori 1 e 3 (spacing 3').

Il cambiamento degli elettrodi di registrazione può essere ottenuto dalla superficie per mezzo di un relé.

La velocità del suono nel fango di perforazione e nel corpo dell'apparecchiatura è più bassa che nella formazione e di conseguenza il primo arrivo di energia, che colpisce i rivelatori corrisponde a quello che ha viaggiato nella formazione lungo il muro del foro. (V. fig. SL 1).

Eccezionalmente il primo arrivo può essere troppo debole per eccitare l'ultimo rivelatore che viene quindi eccitato solo da un impulso successivo. Il tempo misurato è quindi troppo grande e la curva registrata mostra una grande e brusca deflessione. Tali deflessioni vengono chiamate « SKIPPING ».

Tale fenomeno si osserva solo quando il segnale è fortemente indebolito dalla formazione (formazioni fratturate, sabbie a gas).

Un rumore dovuto al movimento della sonda nel foro, può pure causare registrazioni errate.

Il dispositivo con due ricevitori permette di misurare solo il tempo che il suono impiega a percorrere nella formazione lo spazio corrispondente allo spacing.

Infatti con la simbologia illustrata in (fig. SL 1) si ha:

$$\Delta T \text{ misurato} = (\Delta T_1 + \Delta T_2 + \Delta T_4 + \Delta T_5) - (\Delta T_1 + \Delta T_2 + \Delta T_3) = \Delta T_4 + (\Delta T_5 - \Delta T_3) \approx \Delta T_4 \text{ se } \Delta T_5 \approx \Delta T_3$$

Se il diametro del foro non è lo stesso in corrispondenza ai due ricevitori la misura è affetta da un piccolo errore dato da  $(\Delta T_4 - \Delta T_3)$ .

Ciò avviene per esempio, quando l'attrezzo entra ed esce da una zona scavernata (V. fig. SL 2). Tale errore dovrebbe però avere poca influenza sulla media delle letture del Sonic Log (V. fig. SL 2).

L'attrezzatura del sonic comprende anche un integratore. La somma dei tempi è data da una serie di segni registrati sul bordo sinistro della seconda traccia del log. Ogni segno indica un aumento di un millisecondo del tempo totale.

I segni più grossi indicano un aumento di 10 millisecondi. Il tempo impiegato dal suono a passare da una profondità ad un'altra è dato dalla somma dei segni.

Nelle rocce sedimentarie la velocità del suono dipende da molti parametri: tra questi, il tipo di matrice (arenaria, calcare, dolomia ecc.) e la porosità, hanno un'importanza fondamentale.

Nelle dolomie la velocità massima è circa di 26.000 piedi/sec., nei calcari di 23.000, nelle arenarie di 18.000. Nelle argille la velocità varia tra 7000 e 16.000.

Il Sonic Log è per le suaccennate variazioni di velocità, per la perfetta definizione verticale e per il minimo disturbo provocato dal foro, un eccellente mezzo di correlazione specialmente quando gli altri logs danno scarsi risultati, in particolare in formazioni argillose molto estese e nelle evaporiti.

**Valutazione della porosità in formazioni consolidate.** Gli studi di Willie ed altri (V. bibliografia n. 1 e 3) hanno mostrato che nelle formazioni consolidate, dove gli spazi porosi sono piccoli e uniformemente distribuiti, la porosità è una funzione lineare del tempo impiegato dal suono a percorrere un dato intervallo (Travel-Time) ed è espressa dall'equazione:

$$\varnothing = \frac{\Delta T_{\log} - \Delta T_{\text{matrice}}}{\Delta T_{\text{liquido}} - \Delta T_{\text{matrice}}}$$

dove:

$\Delta T_{\log}$  = lettura del sonic log ( $\mu\text{sec}/\text{piede}$ ).

$\Delta T_{\text{matrice}}$  = « travel-time » nella matrice; circa 55  $\mu\text{sec}/\text{piede}$  nelle arenarie, da 43 a 48  $\mu\text{sec}/\text{piede}$  nei calcari.

I valori scelti dovrebbero essere basati su esperienze locali.

$\Delta T_{\text{liquido}}$  = circa 190  $\mu\text{sec}/\text{piedi}$ ; non sembra dipendere apprezzabilmente dal fluido contenuto nella formazione, gas, olio o acqua.

In conseguenza della relazione lineare tra  $\varnothing$  e  $\Delta T$  e della relazione di Archie, relazione che può essere scritta:

$$\frac{\varnothing \cdot S_w}{\sqrt{a R_w}} = \frac{1}{\sqrt{R_t}}$$

se diagrammiamo  $T$  in funzione di  $\frac{1}{R_t}$ , i punti corrispondenti ad una saturazione

in acqua del 100 %, si ritrovano allineati secondo una retta, ammesso che  $R_w$  e  $\Delta T_{\text{matrice}}$  si mantengano ragionevolmente costanti nell'intervallo considerato.

**Valutazione della porosità in formazioni non consolidate.** Se la pressione geostatica è sufficiente la formula di Wyllie è ancora valida; tuttavia il fluido contenuto nella formazione incomincia ad avere influenza sul sonic log, cioè il  $\Delta T$  letto a pari porosità è più grande per l'olio che per l'acqua e più grande per il gas che per l'olio. Di conseguenza, nelle sabbie a olio o a gas, la porosità ottenuta dal Sonic Log per mezzo della (fig. SL-3) dà valori ottimistici.

Le porosità valutate sono molto più grandi se la pressione geostatica non è sufficiente.

Correzioni empiriche, per il contenuto del fluido della formazione e per la insufficiente pressione, che tengono conto della velocità del suono nelle argille circostanti, sembra diano risultati soddisfacenti (vedi pag. C-20 Log. Intr. Ch.). Anche se nelle formazioni non consolidate i valori di porosità ottenuti dal Sonic Log non sono molto accurati, il Sonic Log è tuttavia molto utile per rivelare gli intervalli mineralizzati a olio o a gas.

Risultati soddisfacenti si possono ottenere con il metodo seguente:

- Un valore approssimato del fattore di formazione  $F_s$  è ottenuto dal Sonic Log con la (fig. SL-5). Il valore di  $C \Delta T_{sh}$  per la correzione della compattezza è scelto in accordo a esperienze locali. Si determina quindi la resistività apparente dell'acqua «  $R_{wa}$  », che è il rapporto tra la resistività letta su un log con raggio di investigazione elevato, e il fattore di formazione  $F_s$ .

Nei casi dove  $R_{wa}$  sia all'incirca uguale a  $R_w$  (valutato dal Potenziale Spontaneo), la saturazione in acqua è probabilmente alta. Se la formazione contiene olio o gas,  $R_{wa}$  dovrebbe essere all'incirca più grande di  $2 \cdot R_w$  (nelle formazioni argillose) o di  $3 R_w$  (nelle formazioni pulite).

- Un confronto del fattore di formazione  $F_r$  (rapporto tra una resistività letta su un log con piccolo raggio di investigazione e  $R_{mt}$ , con nessuna correzione per R.O.S.; si può usare un microlog, un microlaterolog o una corta normale) e  $F_s$ , dato dalla (fig. SL-5) è pure di interesse. Nelle formazioni ad

olio o a gas il rapporto  $\frac{F_r}{F_s}$  è quasi sicuramente più grande di 1, mentre

nelle formazioni ad acqua  $\frac{F_r}{F_s}$  non dovrebbe superare 1.

**Valutazione della porosità in formazioni fratturate e con vacuoli.** Secondo Wyllie la lettura del Sonic Log dipende in gran parte dalla velocità della matrice e la porosità, ottenuta dal Sonic nelle formazioni con vacuoli o con fratture verticali tende ad essere inferiore alla effettiva. In tale caso, un confronto con il Neutron log, log che dà una misura funzione della porosità totale (matrice, vacuoli e fratture), può dare qualche idea della porosità dovuta ai vacuoli e alle fratture verticali.

Quando le fratture non sono verticali esse influenzano le misure del Sonic log quasi come una porosità equivalente intergranulare.

*N. B.* Le fratture danno luogo a una attenuazione del segnale e in qualche caso a « skipping ».

**Determinazione delle formazioni a gas.** Nelle sabbie non consolidate il Sonic log permette spesso di rivelare la presenza di gas. Infatti il suono ha una velocità molto più bassa nelle sabbie a gas rispetto a quelle a olio o a acqua.

In sabbie consolidate il confronto di un Sonic-log e di un Neutron-log, può indicare la presenza di gas, dato che nelle formazioni a gas la porosità dal Sonic log tende a essere più alta mentre quella dal Neutron log tende ad essere più bassa della effettiva.

È necessario però che sia presente un gas residuo nella zona invasa.

**Il Sonic Log in un pozzo tubato.** Se il casing non è cementato, la maggior parte dell'energia emessa dalla sorgente viaggia lungo il casing e il tempo registrato è quello della velocità del suono nell'acciaio ( $\Delta T \approx 58$  microsec/piede).

Se il casing è cementato gran parte della energia è irradiata nella formazione, e il primo arrivo corrispondente all'energia che viaggia lungo il casing è debole e causa uno skipping.

In conclusione il  $\Delta T$  misurato corrisponderà a quello dell'acciaio più una o più deviazioni del valore di 10 microsec/piede se lo spacing è di 3 piedi e di 30 microsec/piede se lo spacing è di 1 piede.

Quando il casing è cementato si può avere un  $\Delta T$  inferiore a quello dell'acciaio se la velocità del suono nella formazione è più grande di quella dell'acciaio.

In tutti i casi, quindi, qualunque sia la velocità della formazione un  $\Delta T$  di circa 58 microsec/piede dovrebbe indicare l'assenza della cementazione, mentre un differente  $\Delta T$ , usualmente più grande, dovrebbe indicare un casing cementato.

I risultati sembrano migliori quando il cemento è vecchio di due o tre giorni almeno.

**Conclusioni.** Il Sonic Log, non essendo influenzato dal foro e dalle formazioni adiacenti, dà misure accurate.

Il Sonic Log è usato per correlazioni, valutazioni della porosità e per interpretare le carte sismiche.

Sono allo studio altre applicazioni, ad es. la determinazione dei contatti gas-olio e della risalita del cemento nella intercapedine.

#### 9.12 Sabbie argillose

In una sabbia argillosa, le argille, sia laminate che disseminate, contribuiscono alla conduttività della formazione.

Il rapporto  $R_o/R_w$  non è costante ma decresce quando  $R_w$  aumenta.

Il valore limite di  $R_o/R_w$  per  $R_w$  tendente a zero è una funzione della porosità effettiva. In buona approssimazione si ha:

$$\lim_{R_w \rightarrow 0} \frac{R_o}{R_w} = \frac{0,62}{\phi \cdot 2,15}$$

Il PS è più piccolo che nelle sabbie vere e proprie, e sempre più ridotto a mano a mano che il tenore d'argilla aumenta.

Altri fattori, oltre al tenore in argilla, intervengono nella riduzione del PS, tra questi la saturazione in olio. Se dai logs è possibile determinare:  $R_t$ ,  $R_{xo}$ , Potenziale Spontaneo Statico e Potenziale Spontaneo Pseudostatico, si possono applicare dei diagrammi che permettono di giungere a una interpretazione quantitativa delle sabbie argillose.

Il P.S.P. (Potenziale spontaneo pseudo statico) è il PS misurato di fronte a una sabbia argillosa omogenea sufficientemente spessa, oppure il PS osservato di fronte a una sabbia argillosa, corretto però per lo spessore. Nelle sabbie argillose le resistività in generale sono basse e le correzioni per lo spessore dello strato sono poco importanti.

**Intercalazioni di sabbia e argilla.** Il potenziale spontaneo nelle intercalazioni di sabbia pulita e argilla fu studiato matematicamente da Doll (The S.P. log in Shaly Sands) il quale giunse alla seguente formula che può essere facilmente dimostrata:

$$\text{P.S.P.} = -K \log \frac{R_{xo}}{R_t} - 2 \propto K \log \frac{S_{xo}}{S_w}$$

ove  $K$  è il coefficiente della componente elettronica del PS,  $\alpha = \text{PSP/SSP}$  è il coefficiente di riduzione del PS,  $S_{xo}$  e  $S_w$  designano le saturazioni in acqua della zona invasa e della zona vergine nelle laminazioni sabbiose.

Nelle sabbie laminate contenenti acqua ove  $S_{xo} = S_w = 1$  la formula sopra scritta diventa

$$\text{P.S.P.} = -K \log \frac{R_{xo}}{R_o}$$

e se si riportano in coordinate semilogaritmiche i valori di  $\log R_{xo}/R_t$  si vedrà che i punti corrispondenti ad acqua sono su una linea retta.

I punti corrispondenti a olio e gas sono invece al disotto di questa retta (fig. SS 1).

**Caso di sabbie con argilla diffusa.** Nel caso di sabbie contenenti argille disseminate, studi di logs ed esperienze di laboratorio hanno indicato che in assenza di olio o di gas si ha ancora:

$$\text{P.S.P.} = -K \log \frac{R_{xo}}{R_o}$$

Da questa osservazione è possibile stabilire per le sabbie con argille disseminate contenenti olio o gas una formula molto analoga a quelle delle sabbie laminate.

Gli abachi D-4 e D-6 (Log. Intr. Ch.) danno una soluzione approssimata delle equazioni stabilite, valevole sia per il caso di argille laminate che disseminate.

L'abaco D-4 dà la saturazione in acqua, l'abaco D-6 la porosità effettiva.

È importante notare che in una sabbia molto argillosa l'errore di interpretazione che deriva da un errore del 10 % sulla determinazione dei parametri PSP,  $R_{xo}$ ,  $R_t$  è molto più importante che nel caso di una sabbia pulita.

L'approssimazione delle formule di cui gli abachi danno la soluzione diviene minore quando il tenore in argilla aumenta anche perchè le formule applicate non sono in tal caso del tutto soddisfacenti.

Gli abachi D-4 e D-6 (Log Intr. Ch.) presuppongono che nel PS la componente dovuta all'elettrofiltrazione sia poco importante; inoltre si assume che il potenziale statico sia approssimativamente uguale a:  $-K \log R_{mf}/R_w$ .

Se questo non è vero, il metodo di interpretazione qualitativa dovrebbe essere ancora soddisfacente; tuttavia, negli intervalli dove le acque interstiziali hanno bassa salinità improvvise variazioni della salinità potrebbero rendere difficile l'interpretazione.

Si pensa che nelle formazioni con alta salinità delle acque interstiziali l'abaco D-4 può ancora essere usato se al posto di SSP e di PSP si introducono le quantità:

$$-K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ e } -\alpha K \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

dove:

$$\alpha = \frac{PSP}{SSP}$$

Le sabbie studiate devono però, essere invase dal filtrato su una distanza di 3" e 4" almeno.

Inoltre bisogna che la saturazione in olio residuo su questa distanza sia bassa, in caso contrario si avrebbe un errore notevole perchè non sarebbe più valida l'ipotesi  $S_{x_0} = \sqrt[5]{S_w}$ .

I parametri PSP,  $R_{x_0}$  e  $R_t$  devono essere determinati con accurata precisione quanto più grande è il tenore d'argilla.

In formazioni argillose con porosità bassa o media, gli abachi D-4 e D-6 possono raramente essere usati, ciò perchè difficilmente si può determinare  $R_t$ ,  $R_{x_0}$ , SSP e PSP.

I logs radiattivi spesso permettono una buona valutazione della porosità.

In una formazione argillosa e porosa le argille, sia laminate che disseminate, contribuiscono alla lettura del Neutron log.

È corretto scrivere:

$$\varnothing_N = \varnothing + p \cdot \varnothing_{sh}$$

dove:

$\varnothing$  = è la porosità effettiva;

$p$  = è la proporzione di argilla nella formazione;

$\varnothing_{sh}$  = è l'indice di porosità dell'argilla (in prima approssimazione si può prenderlo uguale a 0,5).

Se la radioattività è dovuta solo all'argilla e se l'argilla ha un contenuto costante di elementi radioattivi, la radioattività misurata è una funzione lineare di  $p$ :

$$\text{Radioattività} = A p + B$$

La difficoltà principale è nella determinazione del coefficiente di proporzionalità  $A$ .

Se si hanno a disposizione numerose carote si può diagrammare la quantità:

$$\varnothing_N - \varnothing_{carote} \text{ in funzione della radioattività}$$

Tale diagramma dà un valore approssimato di A e di B ( $\phi_{sh}$  deve essere assunto).

Così pure negli intervalli con saturazione in acqua del 100 %, se  $R_w$  è basso,

$$R_t \text{ (o meglio } R_o) \text{ dà la porosità } \frac{R_o}{R_w} \approx \frac{0,62}{\phi^{2,15}} \text{ e i valori di A e di B possono}$$

essere ottenuti diagrammando  $\phi_N - \phi_{Ro}$  in funzione della radioattività.

È importante ricordare che i valori di A e B ricavati possono essere applicati solo nella formazione e nell'area dove la determinazione è stata fatta.

Un secondo metodo è quello di far uso di un Neutron e di un Sonic Log (nelle formazioni consolidate).

Per il Neutron si ha:

$$\phi_N = \phi + p \phi_{sh}$$

Per il Sonic si ha:

$$\Delta T_{log} = \phi \times \Delta T_{liquido} + p \Delta T_{argilla} + (1 - \phi - p) \Delta T_{matrix}$$

Se i valori di  $\phi_{argilla}$  e di  $\Delta T_{argilla}$  sono assunti le due relazioni possono essere risolte facilmente rispetto a  $\phi$  e  $p$  per mezzo di un abaco molto semplice in funzione di  $\Delta T_{log}$  e di  $\phi_N$ .

### 9.13 Conclusioni

La determinazione di un valore approssimato di  $S_w$  è basata sulla relazione di Archie:

$$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}$$

Per ottenere  $S_w$  è necessario determinare dei valori approssimati di  $R_w$ , di  $R_t$  e di  $F$ .

**Determinazione di  $R_w$ .** La relazione  $SSP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_{we}}$  dà  $R_{we}$ ,  $R_w$  è dato

dall'abaco (A - 12 Log. intr. ch.). Per poter avere  $R_{mf}$  si deve misurare  $R_m$  su un campione di fango. Questo campione deve essere rappresentativo. Il microlog, se il foro è scavato, può spesso dare una misura diretta di  $R_m$ .

Il microlog con i pattini in posizione di riposo, nella discesa in pozzo, può dare, usando una scala adatta, un valore molto buono di  $R_m$ ;  $R_{mf}$  è ottenuto da  $R_m$  per mezzo dell'abaco A-4 (Log. intr. Ch.). Tale relazione è stata dedotta da curve medie dedotte da misure di laboratorio. Il valore effettivo di  $R_{mf}$  può divergere sostanzialmente da quello dato dall'abaco (A - 4 Log. Intr. Ch.). È preferibile quindi, specialmente se il fango è di tipo particolare, misurare  $R_{mf}/R_m$  direttamente con dei campioni di filtrato del fango presi direttamente in pozzo con una apparecchiatura adatta.

Come si è spiegato, in qualche caso (fanghi con cloruro di calcio, fanghi ad

alto pH, o acque di formazione a salinità molto bassa) è buona norma misurare direttamente l'attività del filtrato del fango.

Non sempre è possibile leggere SSP direttamente sul log (es. nei calcari con strati argillosi sottili, sabbie argillose). In zone dove il numero dei pozzi perforati è elevato si può fare una raccolta dei valori di salinità e di  $R_w$ , misurati direttamente su campioni di acqua di formazione.

**Determinazioni di « F ».**  $R_{xo}$  può essere ottenuto dalla lettura di un microlog o di un microlaterolog, il fattore di formazione viene quindi ricavato dalla formula:

$$F = \frac{R_{xo} S_{xo}^2}{R_{mf}}$$

L'invasione dovrebbe essere profonda 3 o 4 pollici e in tale zona l'olio (o il gas) residuo dovrebbe essere ragionevolmente piccolo.

La determinazione di  $R_{xo}$  dal microlog è soddisfacente solo se la porosità è più grande del 15 %, o anche del 20 % e se lo spessore del pannello lungo la parete del pozzo non supera il mezzo pollice. Anche con il microlaterolog per avere una buona determinazione di  $R_{xo}$ , lo spessore del pannello dovrebbe essere inferiore a mezzo pollice e l'invasione dovrebbe estendersi almeno per 3 o 4 pollici, con un buon spiazzamento degli idrocarburi e dell'acqua di formazione.

Un valore approssimato della porosità, e quindi di F può essere ottenuto dal Neutron. L'accuratezza è migliore nei fori non tubati e di piccolo diametro (da 6 a 8 pollici). Per una corretta interpretazione del Neutron log è necessario registrare anche una calibratura del foro.

La porosità può essere conosciuta dal Sonic log, se si conosce il tipo di litologia (arenaria, calcare, dolomia ecc.).

**Determinazione di  $R_t$ .** La difficoltà principale è dovuta alla presenza della zona invasa. Se l'invasione è troppo profonda, la determinazione di  $R_t$  è molto difficile e in qualche caso impossibile.

È quindi necessario che la profondità dell'invasione sia limitata al momento della registrazione dei logs e questo si può ottenere se:

- vengono usati fanghi con acqua libera ridotta;
- l'intervallo di tempo fra due registrazioni successive non sia troppo lungo.

Preferibilmente, per evidenti ragioni,  $R_m$  dovrebbe essere mantenuto praticamente costante. In casi complessi lo studio delle variazioni col tempo delle resistività apparenti, come si può vedere sovrapponendo i logs elettrici, può dare informazioni di qualche valore.

Fuorchè nel caso di formazioni con spessore elevato, il laterolog o l'induction log dovrebbero essere usati di preferenza.

Il laterolog dà i migliori risultati quando la resistività del fango è bassa ( $R_{mf} < 3 R_w$ ) e quando l'invasione è moderata. L'induction log è particolarmente utile nei fanghi ad acqua dolce ( $R_{mf} > 5 R_w$ ) e quando le resistività sono basse o non molto elevate.

**Interpretazione.** L'interpretazione deve evidentemente tener conto di tutte le informazioni di cui si può disporre (informazioni geologiche, porosità misurate su carote, risultati di prove, salinità delle acque). Tuttavia è molto importante conoscere come questi dati sono stati ottenuti. Bisogna dapprima verificare tutti i logs, aggiustare con cura le profondità dei diversi logs fra di loro, verificare le scale di sensibilità per mezzo di correlazioni fra pozzi vicini.

L'interpretazione non si deve limitare alle formazioni suscettibili di contenere olio, poichè lo studio delle formazioni acquifere può dare informazioni molto utili.

Per esempio lo studio della relazione fra  $R_o$  e il Neutron, in un intervallo ove  $R_w$  è quasi costante, permette di verificare la relazione fra il fattore di formazione (porosità) e il Neutron in una maniera più sicura e più facile del confronto fra Neutron e porosità misurate sulle carote.

Il diagramma, logaritmo di  $R_t$  in funzione delle letture del Neutron, (c.p.s.) come suggerito da Willie, permette di ottenere una interpretazione qualitativa molto attendibile, anche quando i logs non sono calibrati bene.

Il diagrammare le resistività in funzione del Sonic (fig. SL 4) dovrebbe dare risultati analoghi.

Anche il logaritmo di  $\frac{R_{so}}{R_t}$  in funzione dello pseudo potenziale spontaneo

dovrebbe dare buoni risultati (fig. SS 1).

Nei pozzi esplorativi, in particolare, questa interpretazione grafica, dovrebbe essere molto utile.

È sempre meglio in ogni caso attenersi alle formule basilari ed ai documenti derivati dal calcolo (curve di scarto di laboratorio) o dalle esperienze (Lateral Curves for thin beds) ed evitare gli abachi empirici le cui condizioni di applicabilità sono mal conosciute (abaco C-2 per esempio).

Bisogna soprattutto tenere presente che i logs elettrici, poichè ne danno la possibilità, vanno interpretati non solo qualitativamente, ma soprattutto quantitativamente, matematicamente e analiticamente onde determinare quel complesso di informazioni che, se anche in parte possono essere ricavate diversamente, daranno sempre una conferma e una correlazione dei dati ricavati. Infatti in questi ultimi anni i numerosi studi sui logs elettrici hanno permesso la determinazione quantitativa di alcune caratteristiche fisiche dei giacimenti (porosità e saturazione in acqua).

È importante inoltre che i vari tipi di logs vengano opportunamente eseguiti, tenendo conto della litologia e del fango che si ha nel pozzo.

Fig 1-3a  
 Sezione orizzontale di una  
 formazione permeabile a  
 olio  $S_w \ll 60\%$

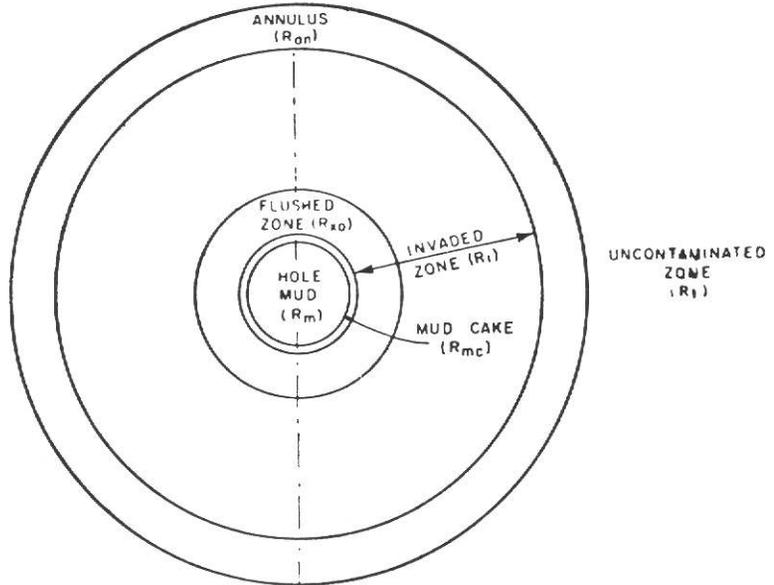


Fig. 1-3b  
 Distribuzione radiale dei fluidi nelle  
 vicinanze del foro (schizzo qualitativo)

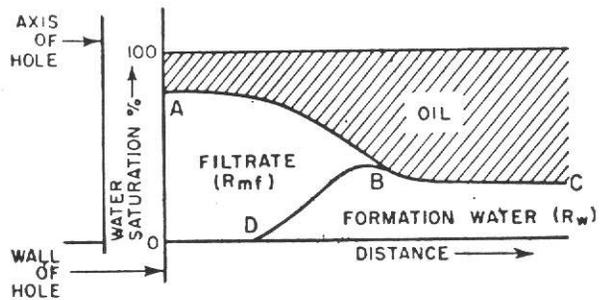
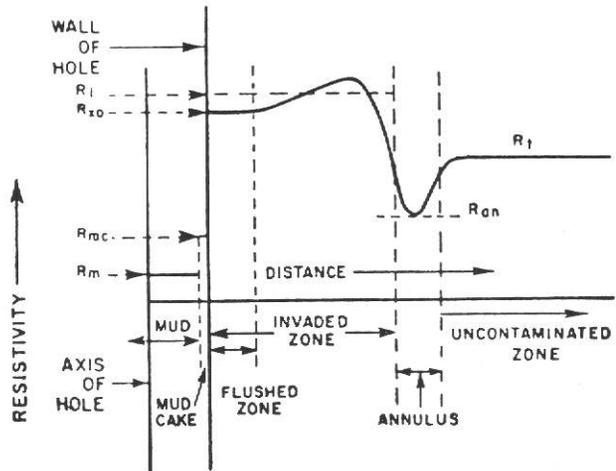
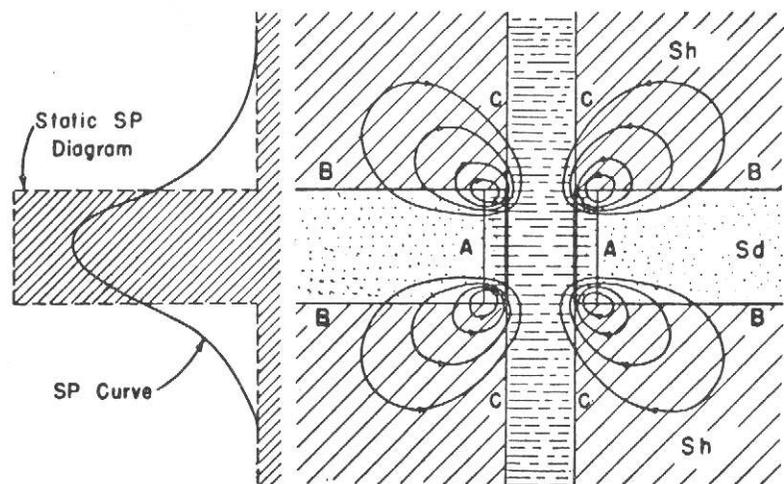
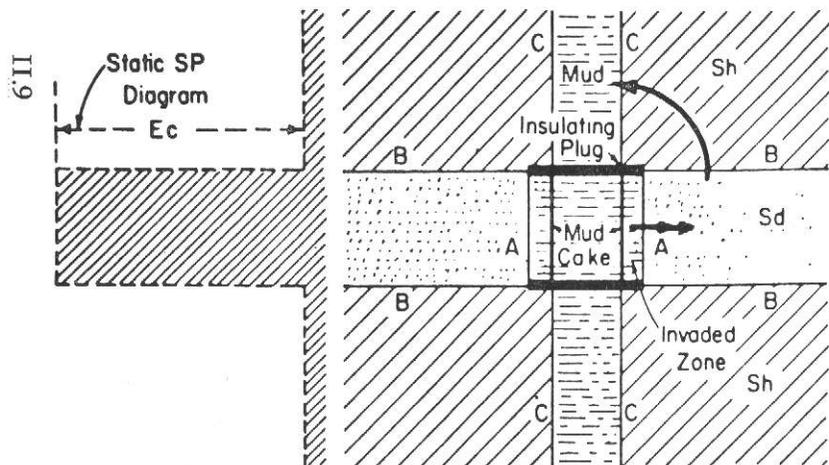


Fig. 1-3c  
 Distribuzione radiale delle  
 resistività [  $R_{mf} \gg R_w$  ]





- : Static SP diagram-- potential in mud when SP currents are prevented from flowing.
- : SP log—potential in mud when SP currents are flowing.

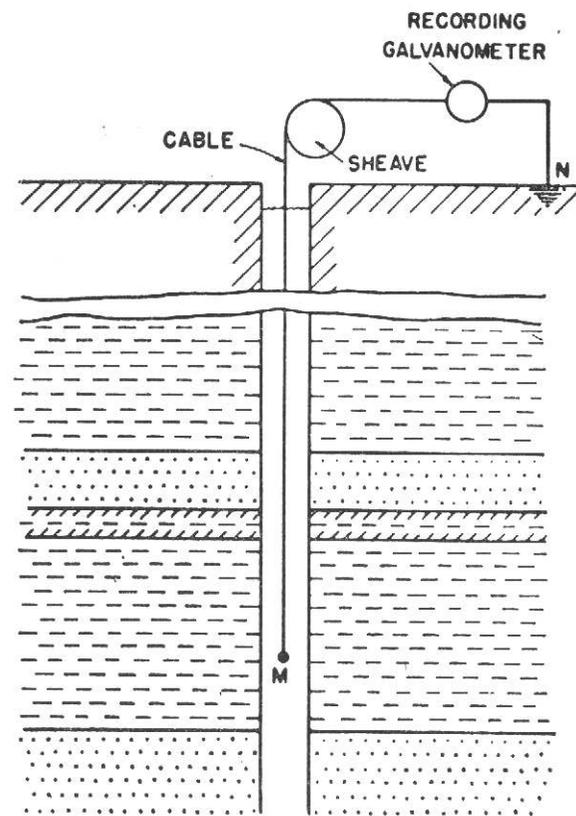
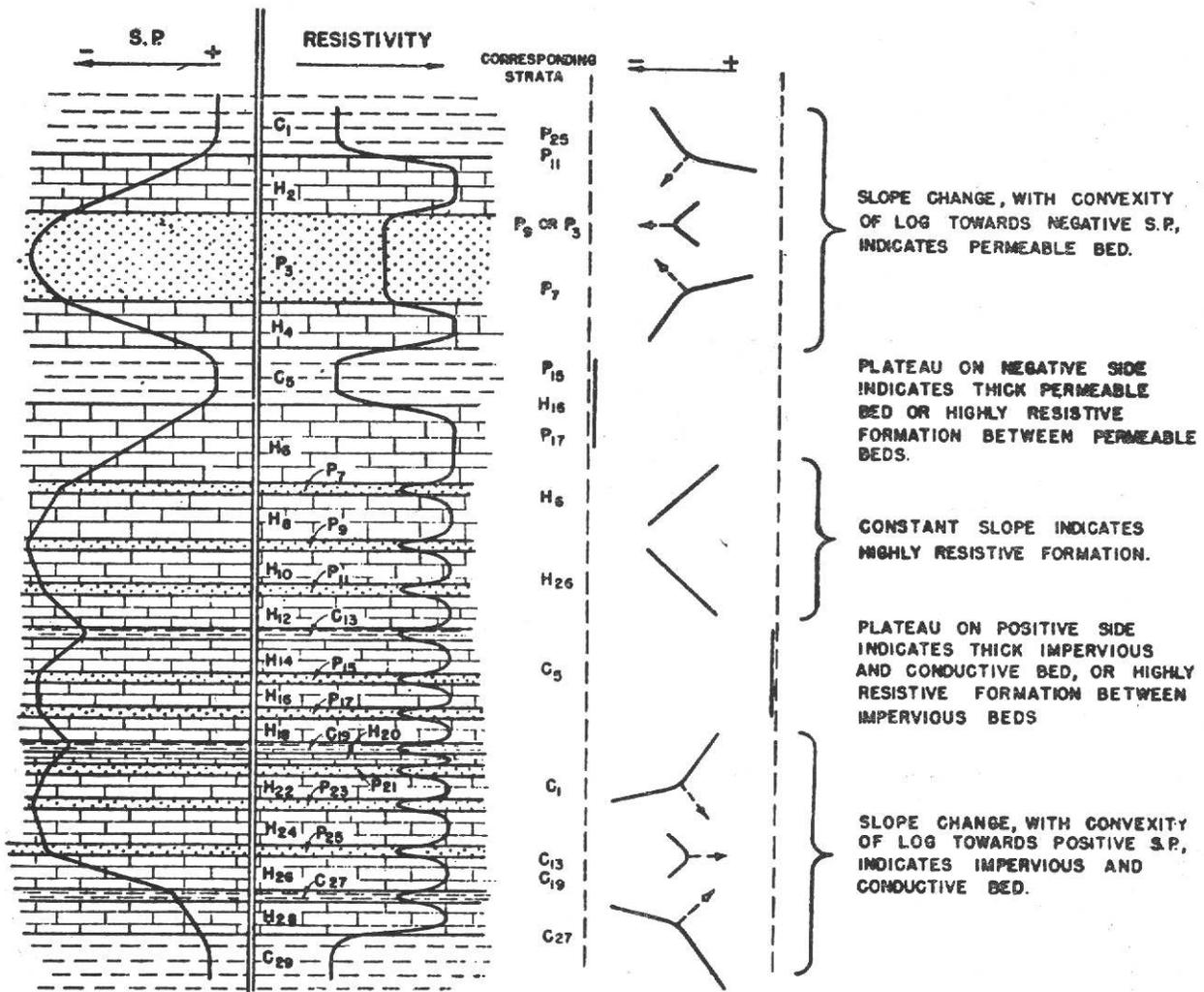


Fig. 2-1

Circuito schematico per la registrazione del potenziale spontaneo

Fig. 2-2—Rappresentazione schematica del potenziale spontaneo e della distribuzione della corrente relativa in corrispondenza di uno strato permeabile

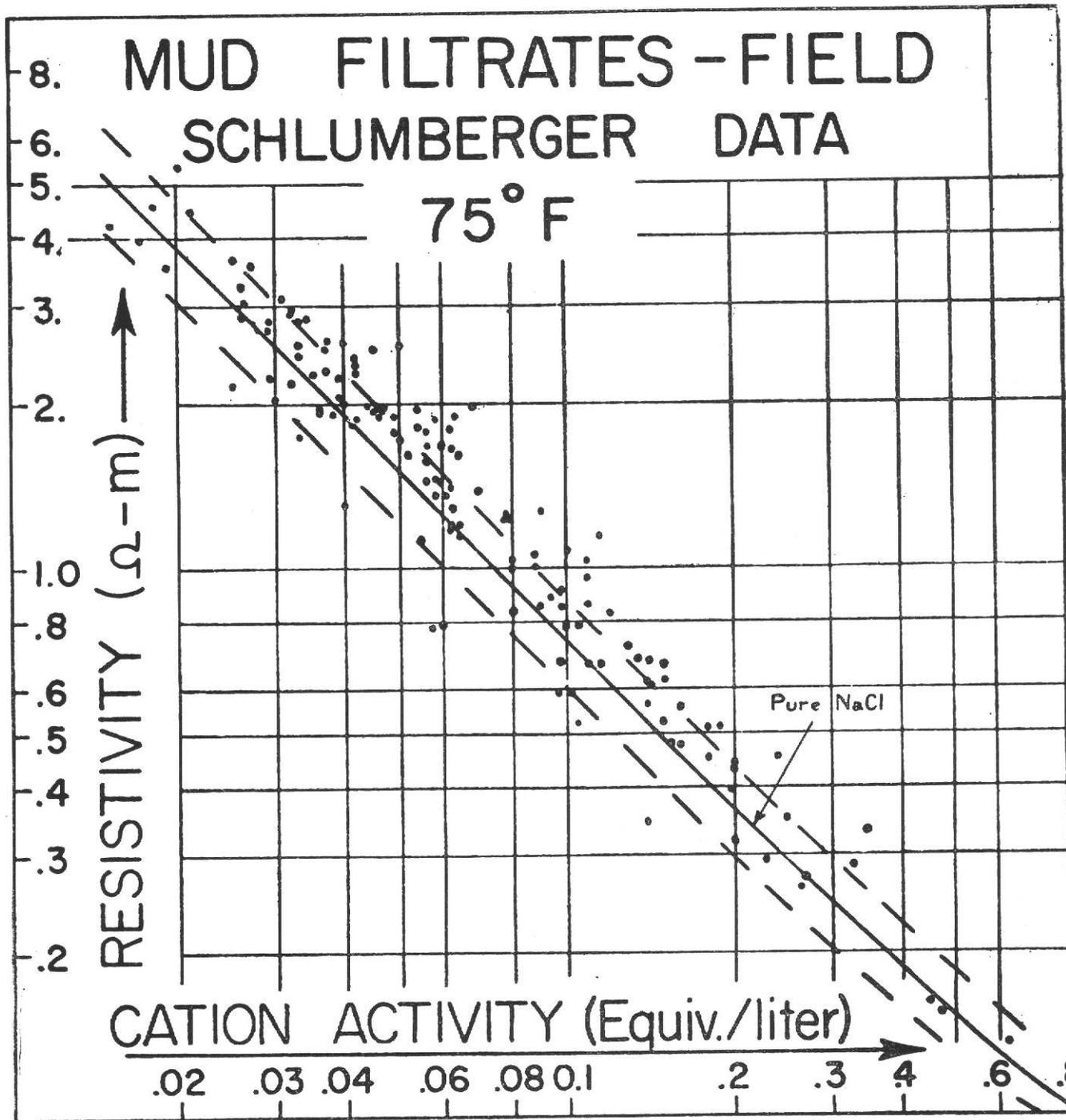


A. - Esempi schematici delle curve del potenziale spontaneo

B. - Analisi della forma delle curve del potenziale spontaneo

Fig. S.P. 3

Interpretazione delle curve del potenziale spontaneo



Rmf - amf for all Samples Compared to NaCl (full line) with  $\pm 20\%$  Deviation (dashed lines).

Fig. S P. 4

Resistività in funzione della attività dei cationi di campioni dei filtrati di fango, prelevati in sonda

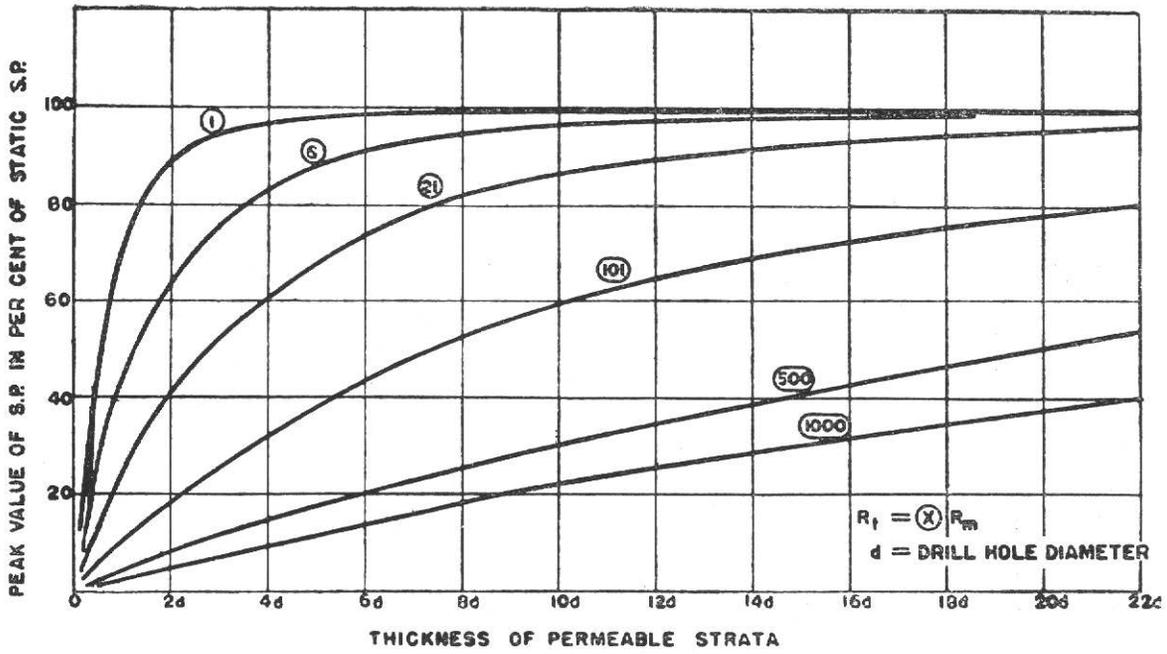


Fig. S.P. 5

Valore massimo del potenziale spontaneo in funzione dello spessore degli strati permeabili per differenti valori di  $R_t/R_m$

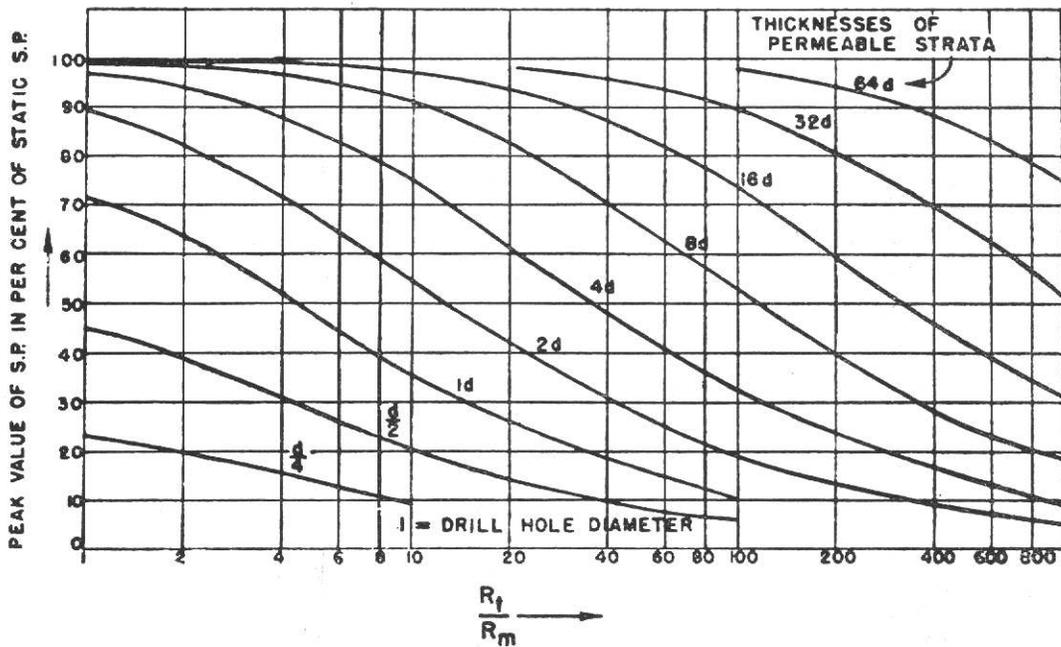


Fig. S.P. 6

Valore massimo del potenziale spontaneo in funzione di  $R_t/R_m$  per differenti spessori degli strati permeabili

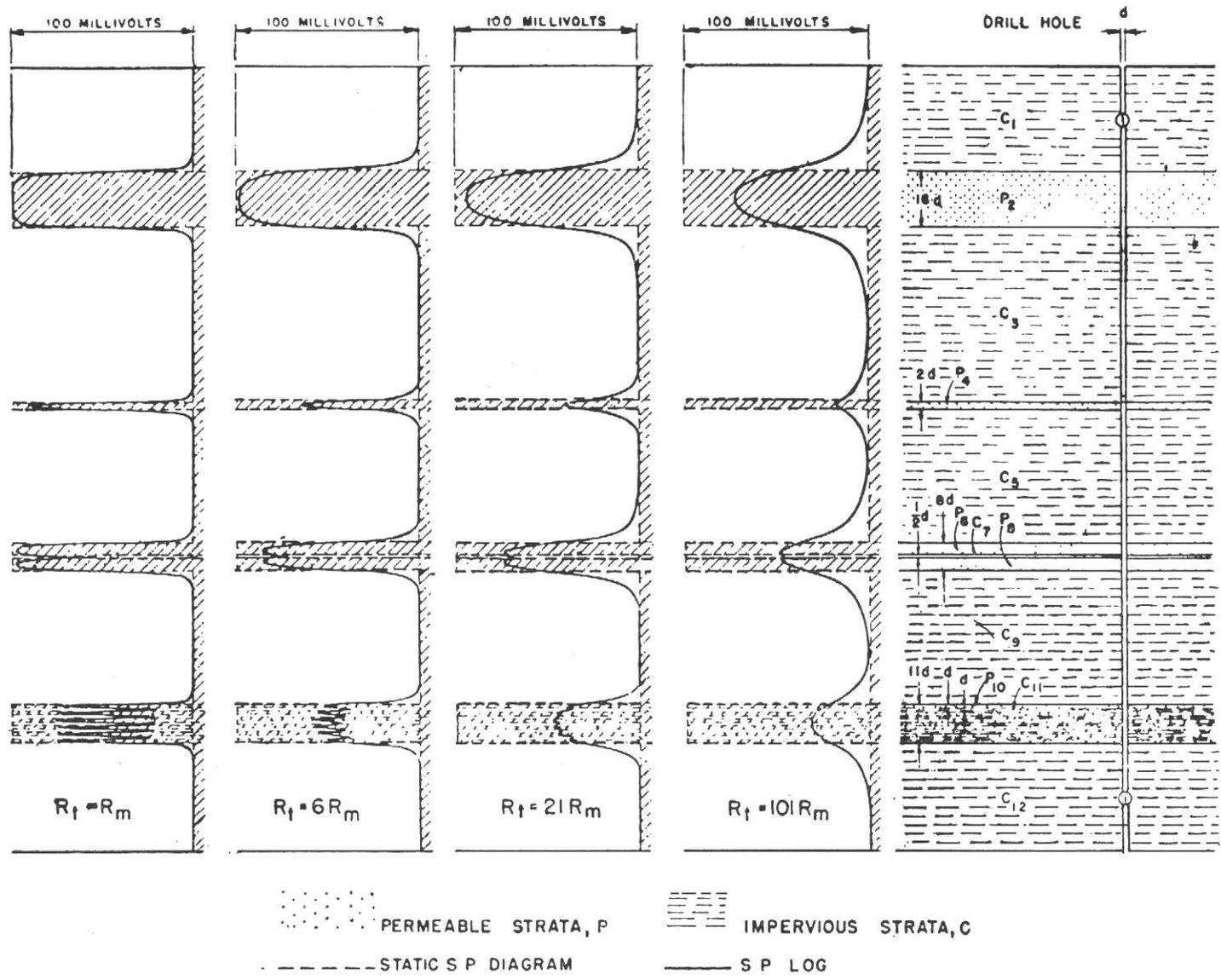
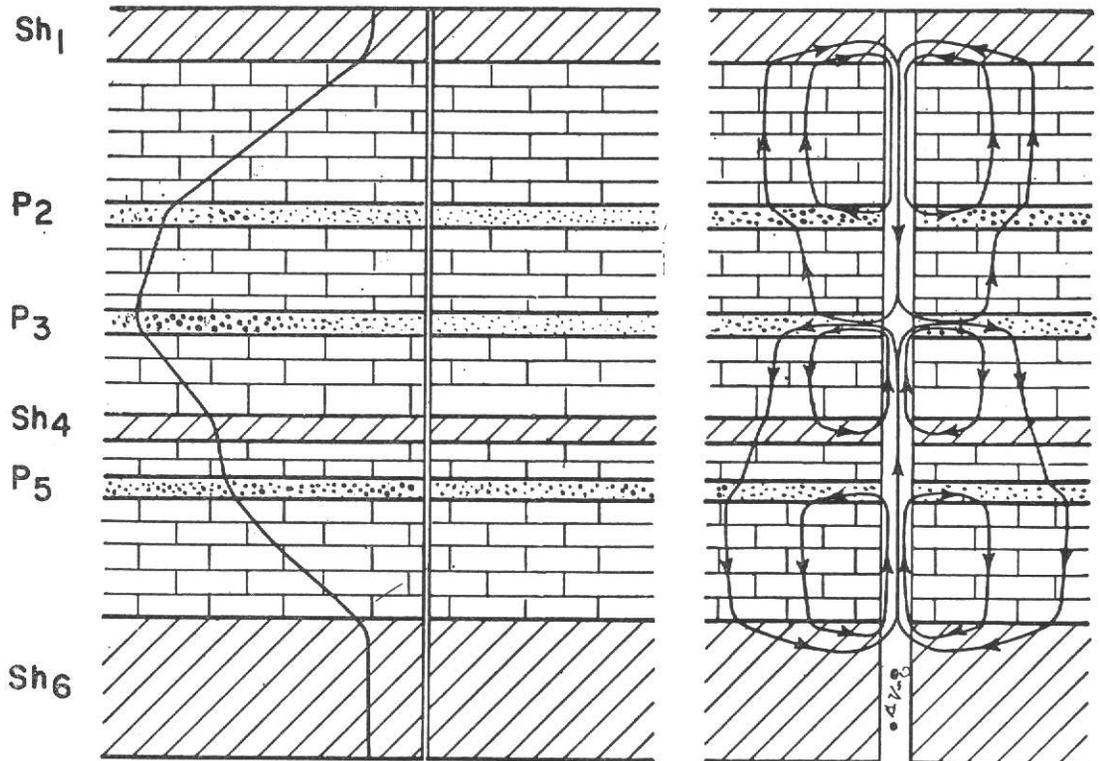


Fig. 2-4 -Esame del potenziale spontaneo al variare del rapporto  $R_t/R_m$



Schematic representation of formations and S P log

Schematic distribution of S P currents



Shale (impervious and comparatively conductive)



Compact formation (very high resistivity)



Permeable (comparatively conductive)

Fig. 2-5

Rappresentazione schematica del potenziale spontaneo in formazioni ad alta resistività

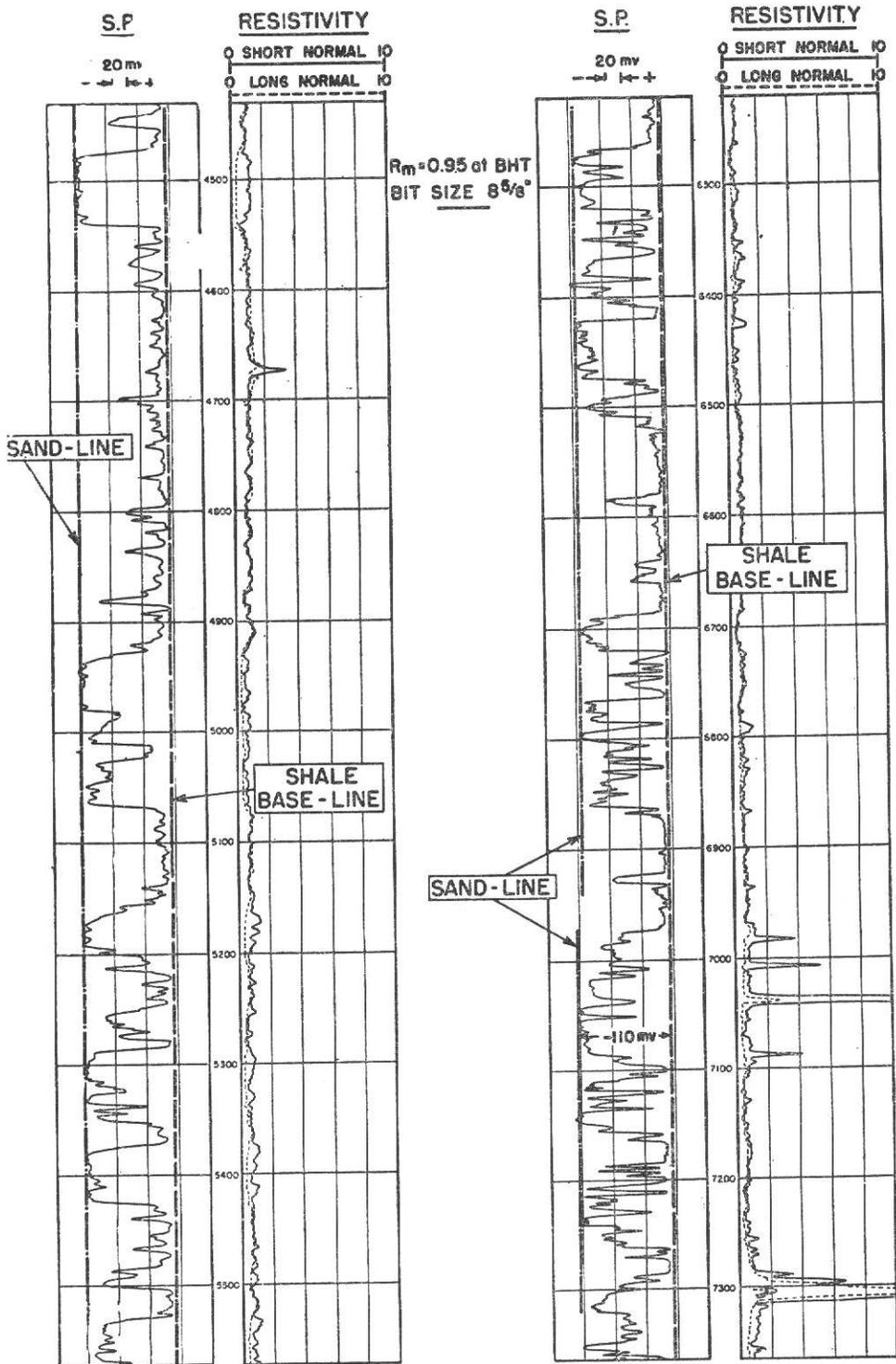
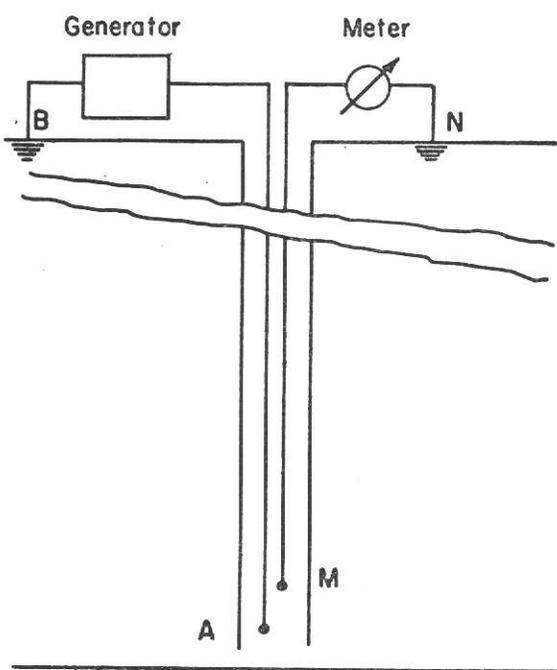
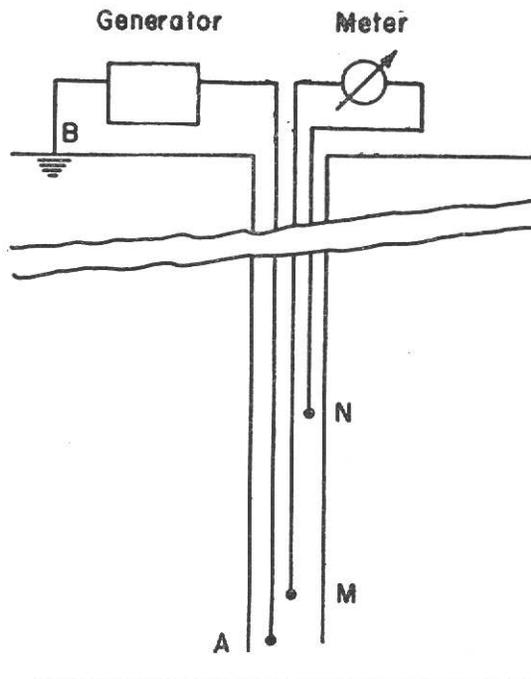


Fig. 2-6

Esempio della curva del potenziale spontaneo in terreni costituiti da sabbie e argille

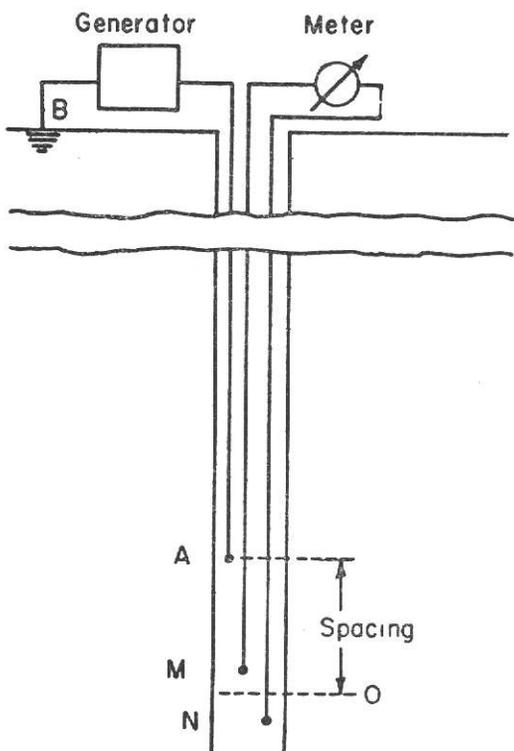


a) Two-Electrode Circuit

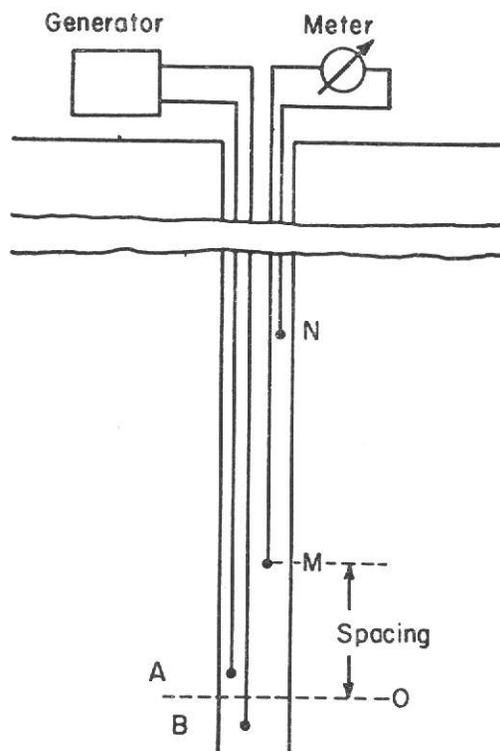


b) Actual Circuit

Fig. 4-2 - Rappresentazione schematica del circuito per la registrazione di un log "normale"



a) AMN Lateral



b) Actual Circuit

Fig. 4-3 - Rappresentazione schematica del circuito per la registrazione di una "inversa"

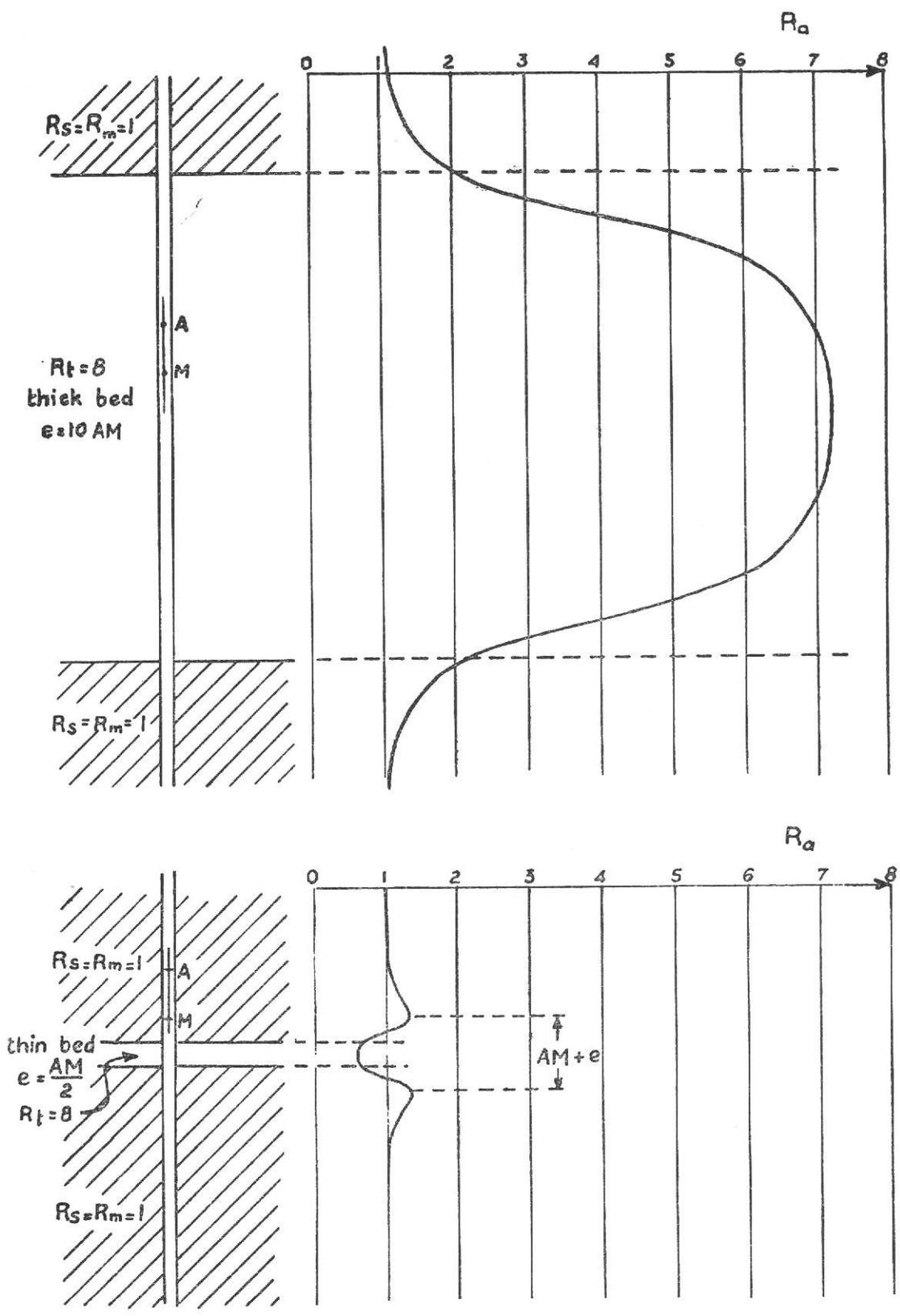


Fig. R. 1  
 Curva normale : strati piu' resistivi delle  
 formazioni adiacenti

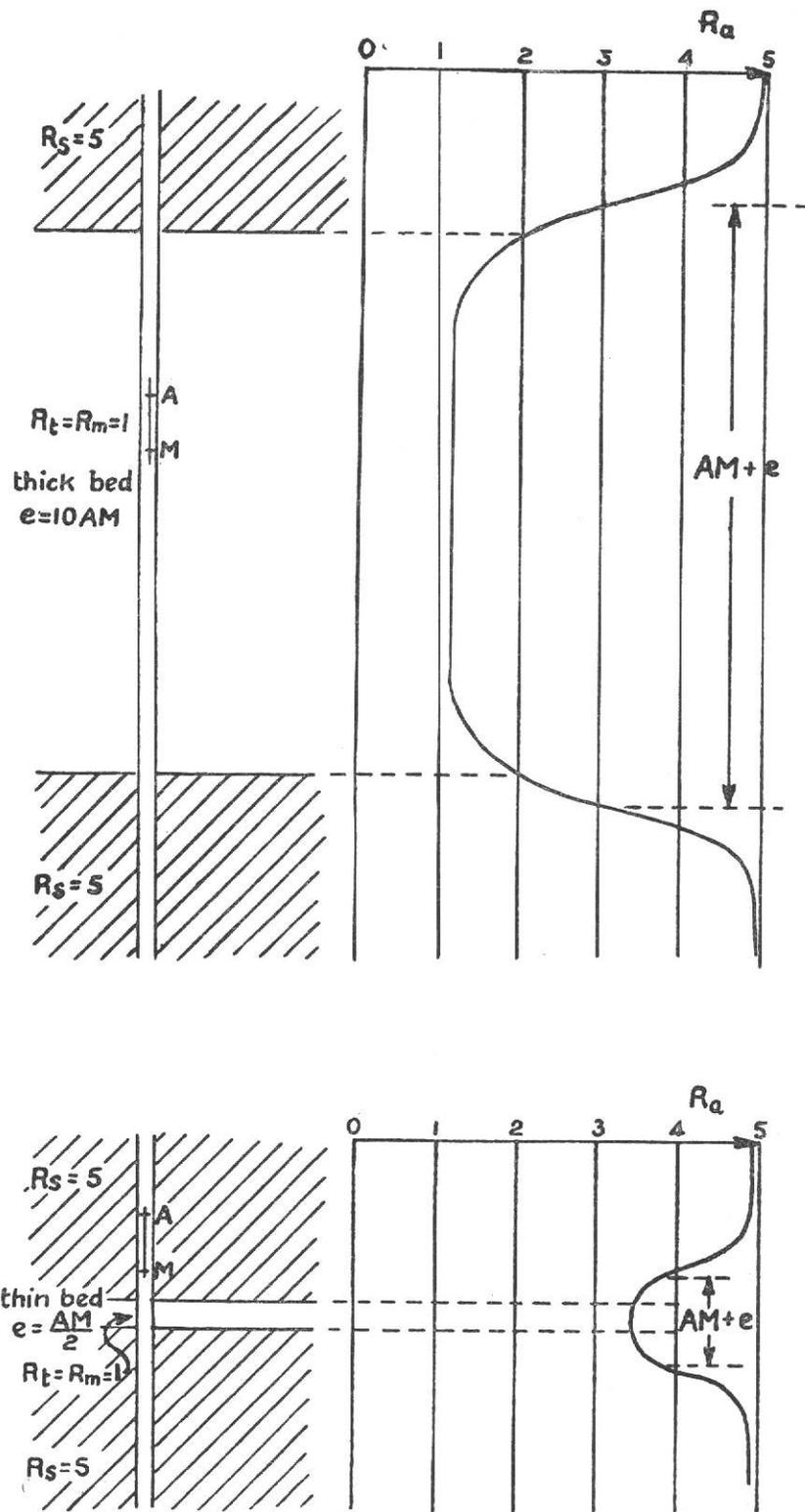


Fig. R. 2

Curva normale: strati meno resistivi delle formazioni adiacenti

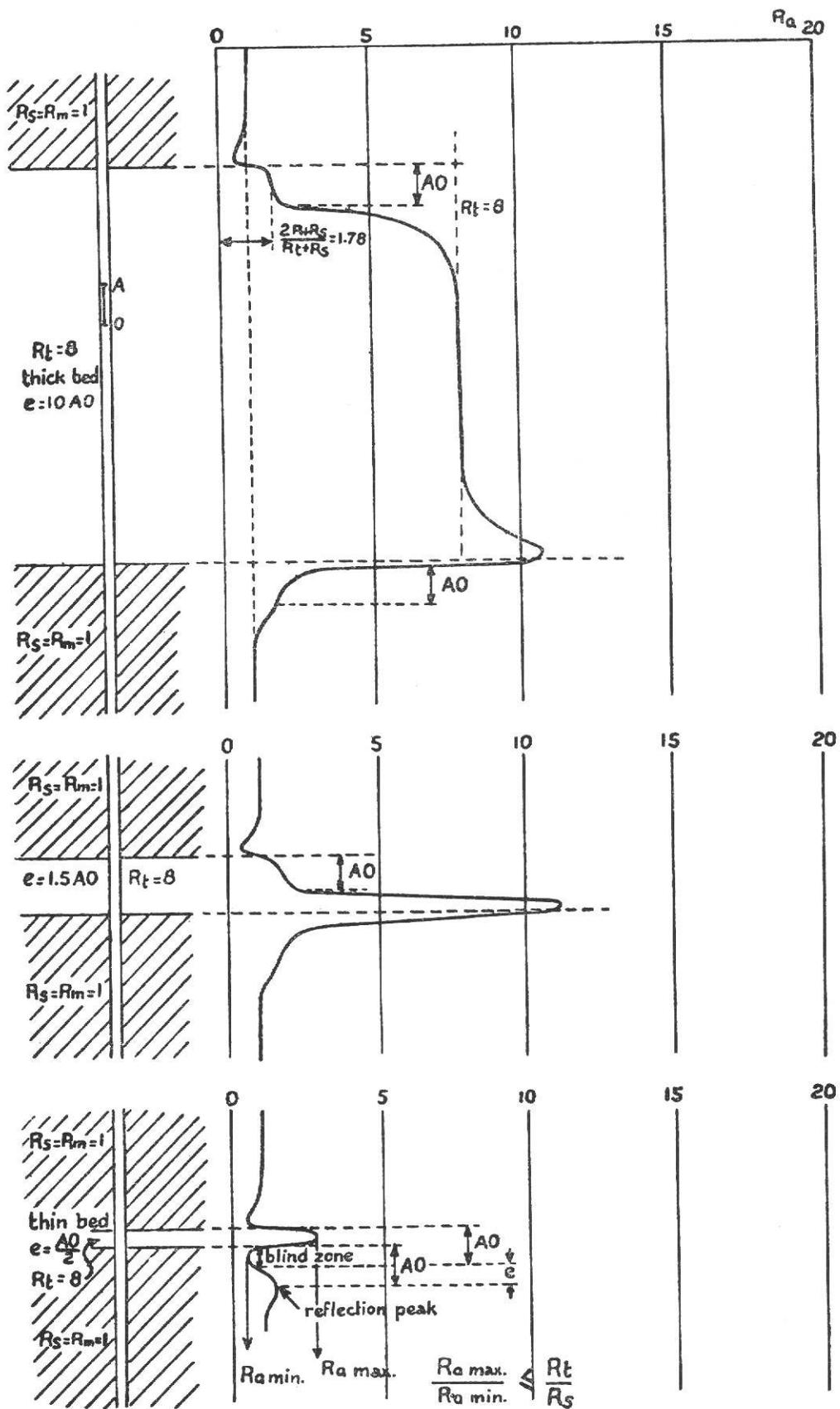


Fig. R.3

Curva inversa : strati più resistivi delle formazioni adiacenti

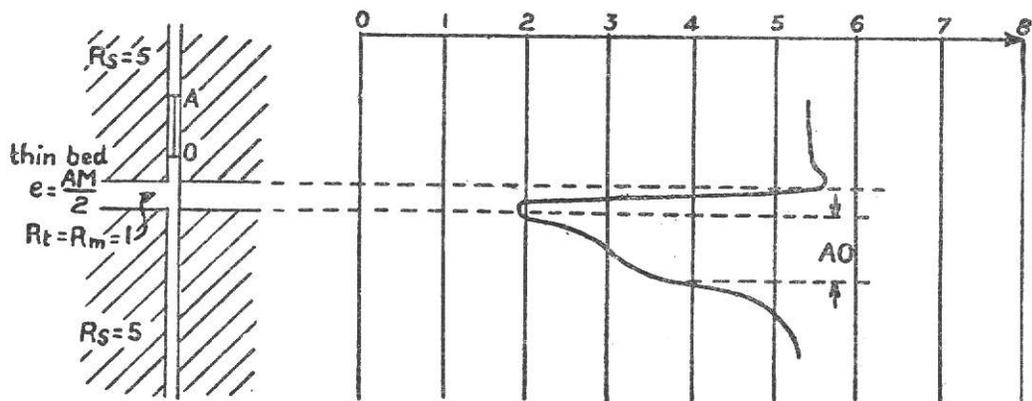
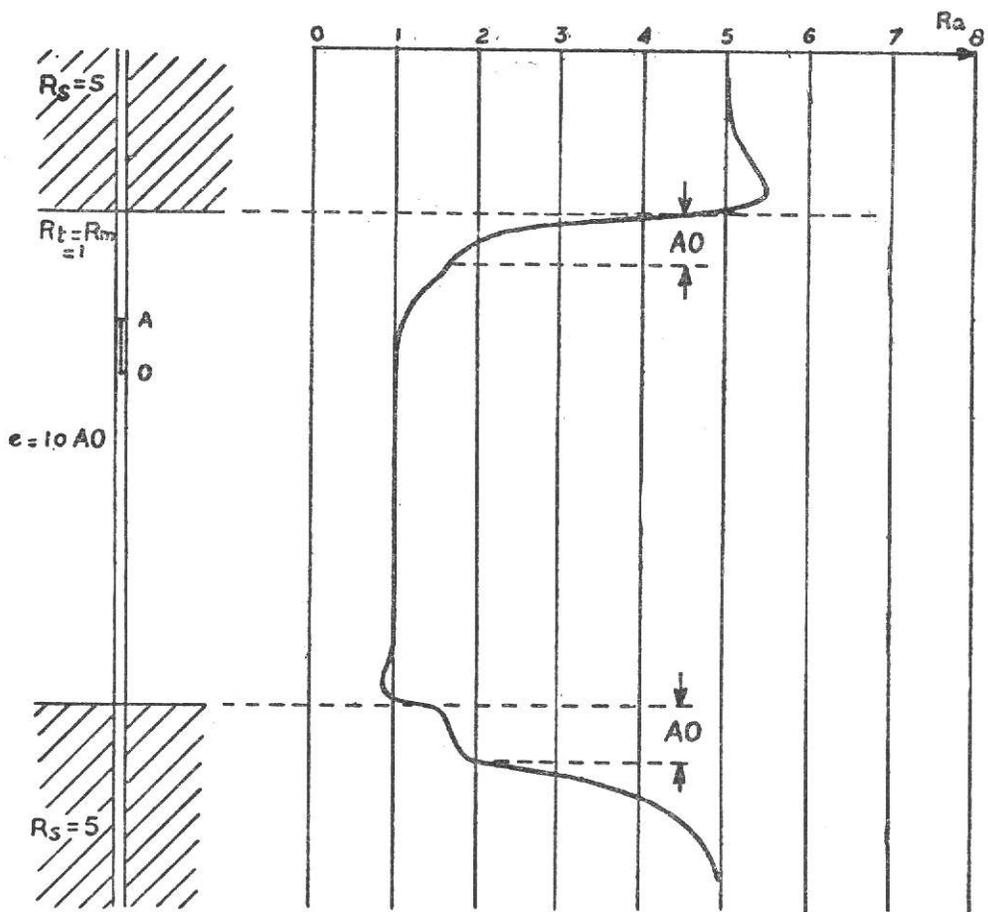


Fig. R.4

Curva inversa: strati meno resistivi delle formazioni adiacenti

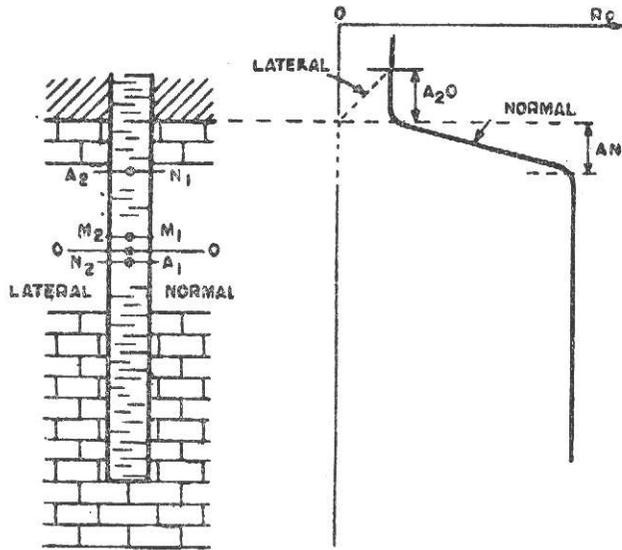


Fig. R.6

Rocce ad alta resistività penetrate solo in parte dal foro

- $e = 85d$
- Two electrode Normal device  $AM = 2.5d$
  - - - Three electrode Normal device  $AM = 2.5d$   $MN = 17.5d = 7AM$
  - ..... Lateral device  $AO = 18.7d = \frac{e}{4.5}$   $MN = 2.5d$
  - ////// Lateral device with reduced scale

$R_0$  computed with resistivity of mud equal to resistivity of adjacent formations taken as unity

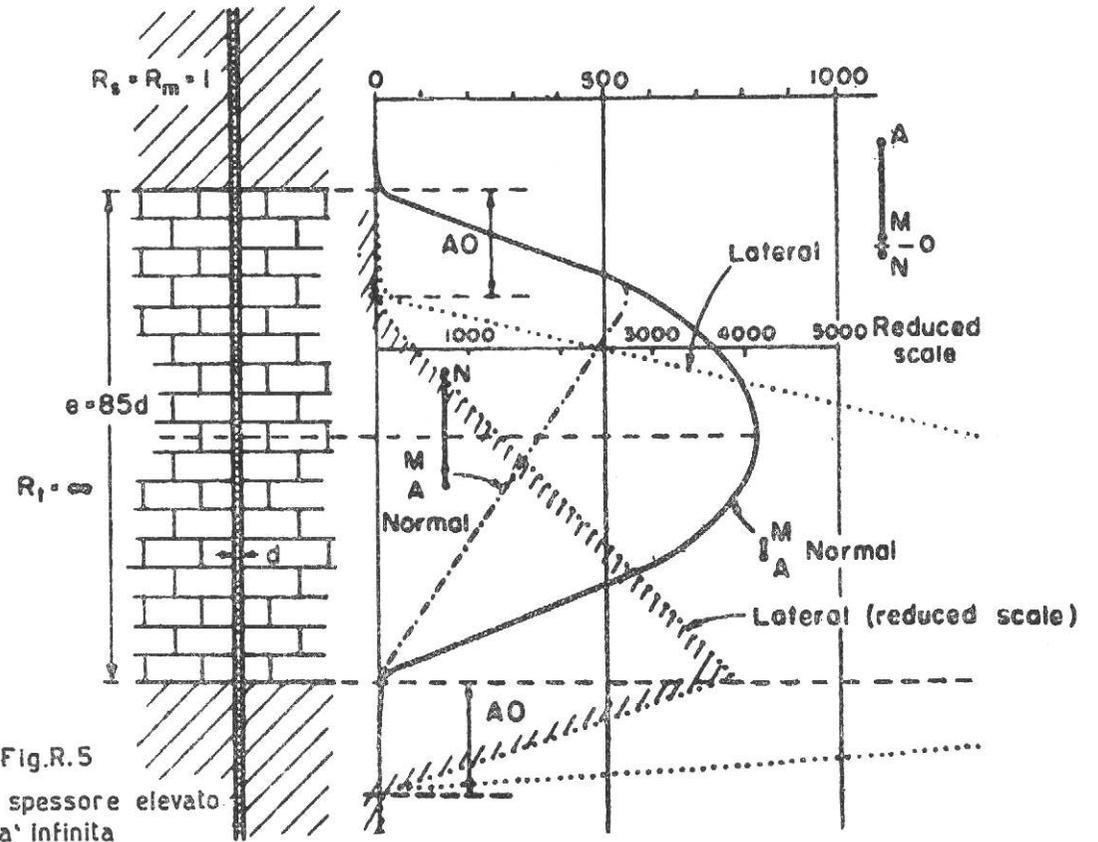


Fig. R.5

Strato con spessore elevato di resistività infinita

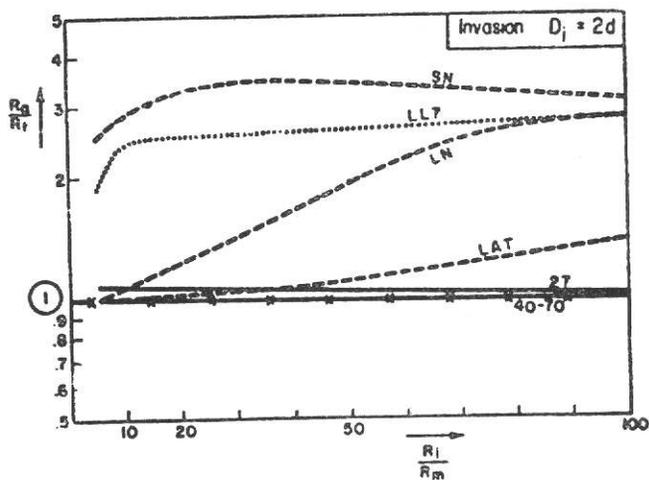


FIGURE 2

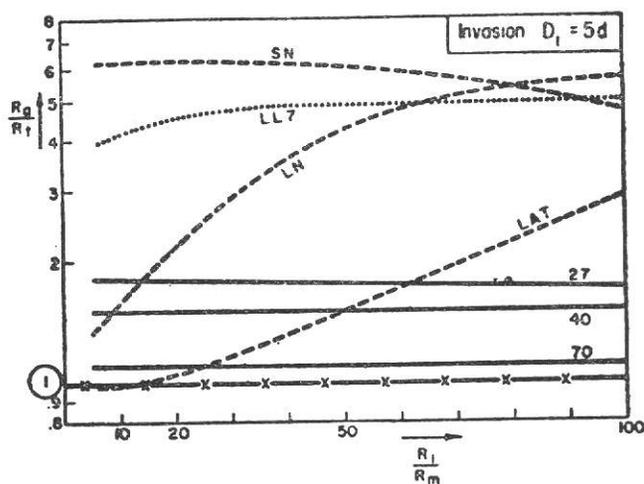


FIGURE 3

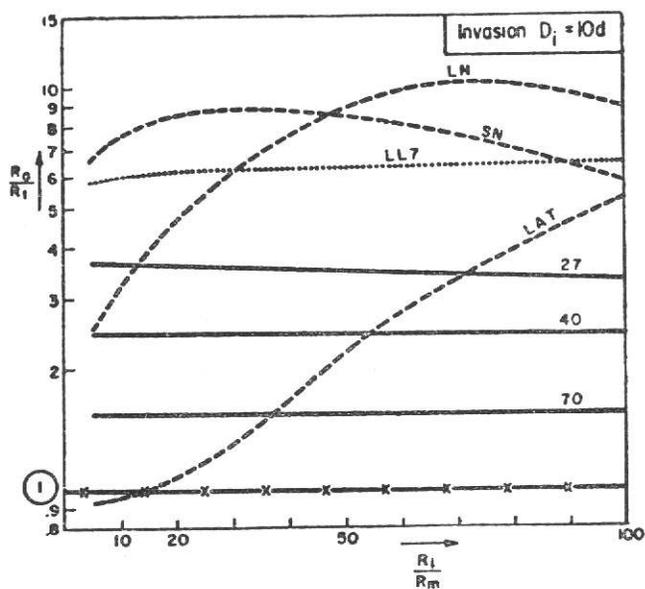


Fig. R.7

Strato con spessore elevato  $R_i/R_1 = 10$ ;  $d = 8^u$

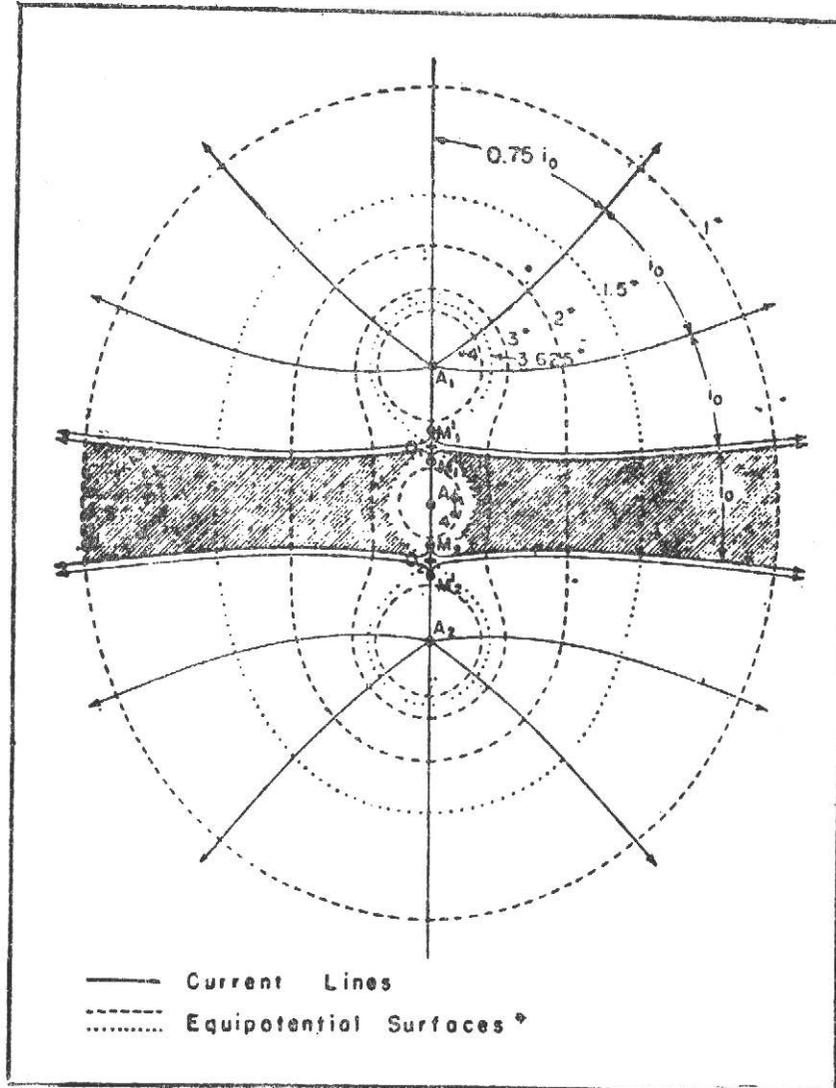


Fig. L.1 - Laterolog: linee equipotenziali e linee di corrente in un mezzo omogeneo (calcolate) Per ottenere i potenziali in mV si devono moltiplicare i numeri in figura per  $\frac{Ri_0}{4\pi a}$  dove a è in metri, R in ohm x m, e  $i_0$  in mA.

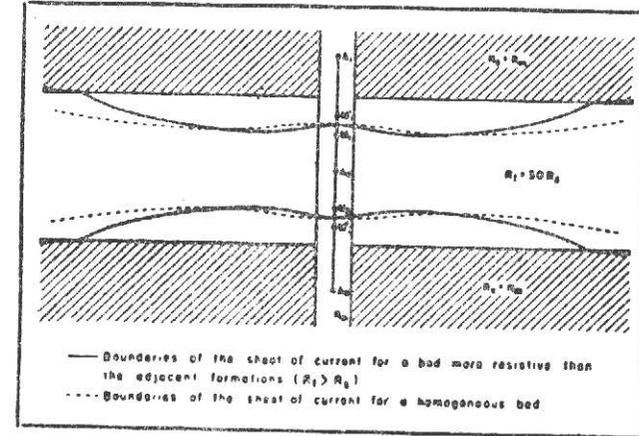


Fig. L.2

Laterolog: forma dell'involuppo delle linee di corrente (determinate in laboratorio).  
 $R_t$ : resistività dello strato.  
 $R_s$ : resistività delle formazioni adiacenti  
 $R_m$ : resistività del fango

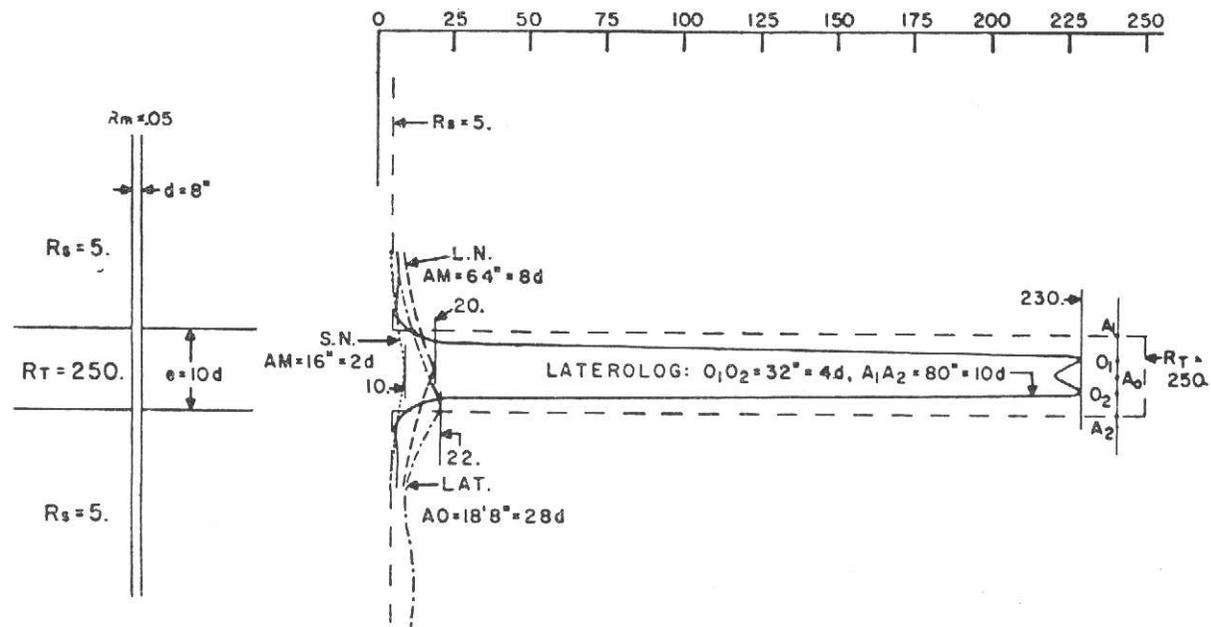


Fig. 5-4 - Risposta del laterolog e dei logs convenzionali in corrispondenza ad uno strato sottile, resistivo, non invasivo, perforato con fango molto salato.

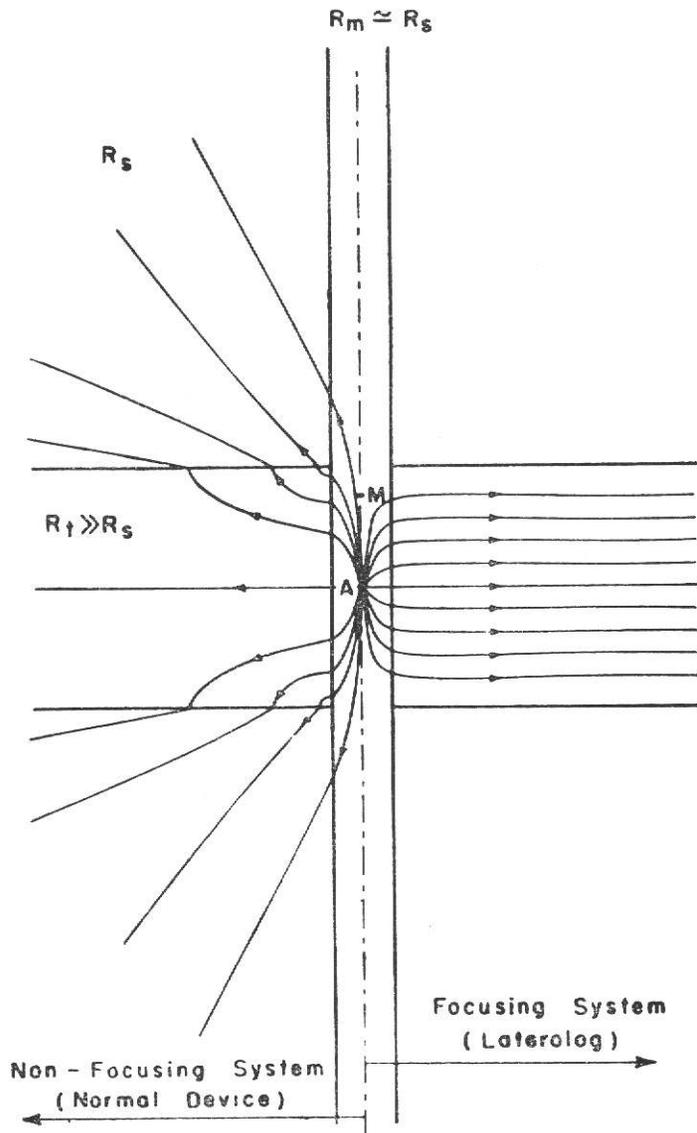


Fig. 5-3

Confronto della distribuzione delle linee di corrente di un laterolog e di un log normale in corrispondenza a uno strato sottile e resistivo.

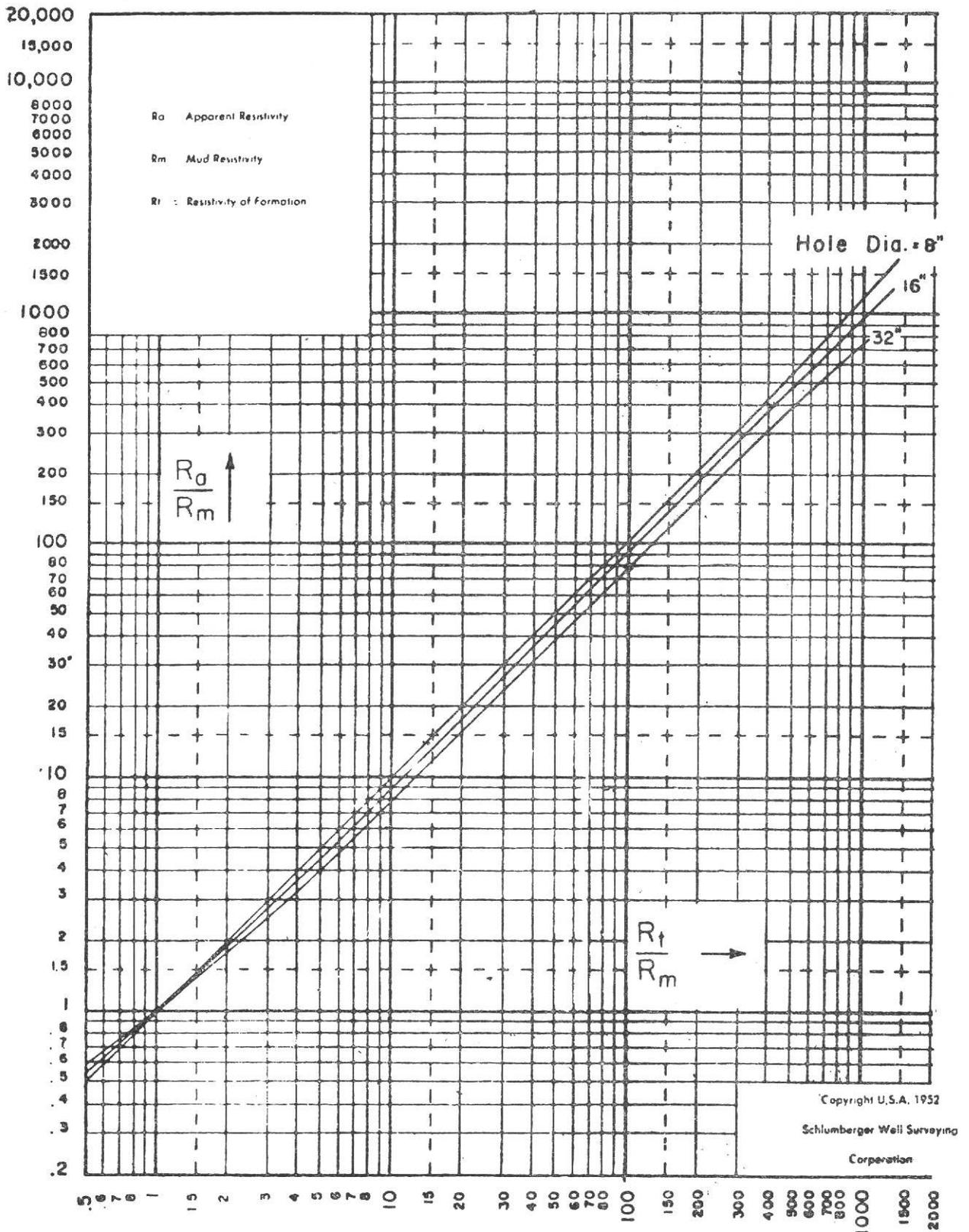
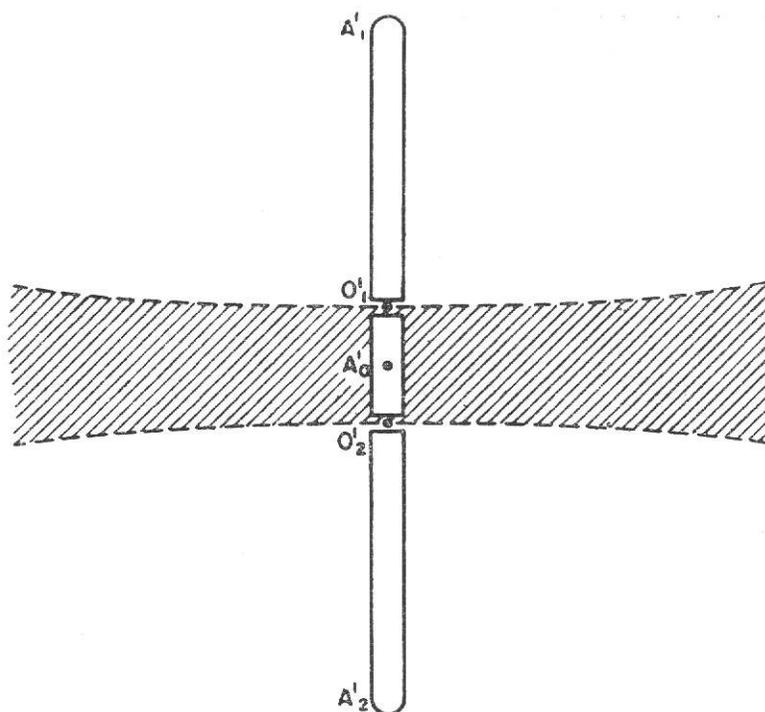


Fig. L-3

LATEROLOG 7 : Curva per la correzione della resistività apparente ; spacing :  
 $0_1 0_2 = 32''$ ,  $A_1 A_2 = 80''$  ( invazione nulla ).



### Laterolog 3

Fig. 5-2 - Rappresentazione schematica delle linee di corrente per il laterolog 3

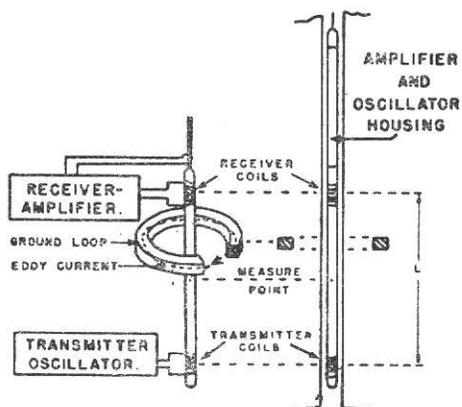


Fig. 3-1 - Attrezzatura per la registrazione del log a induzione

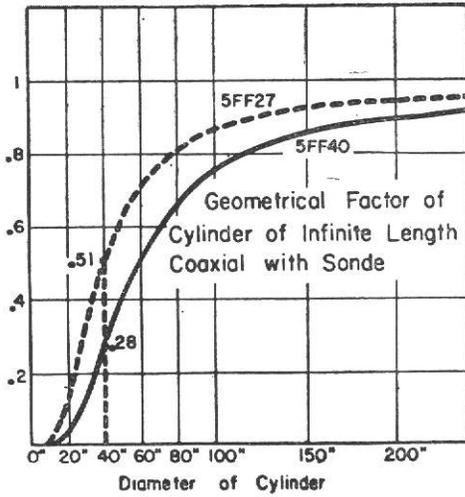


Fig. 3-3-Caratteristiche radiali calcolate delle sonde a induzione: 5FF27 e 5FF40

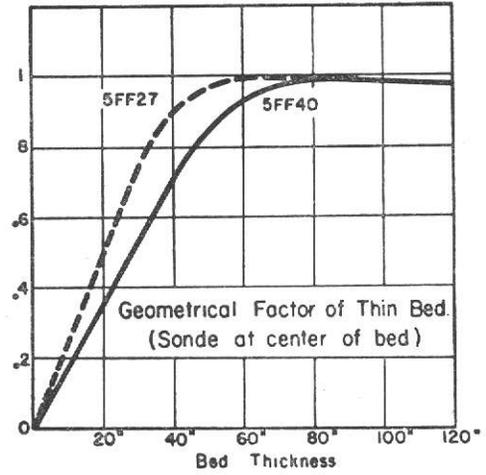
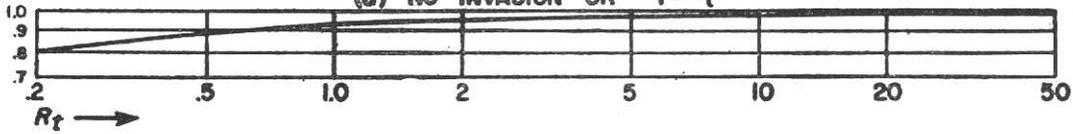


Fig. 3-4-Caratteristiche verticali calcolate delle sonde a induzione: 5FF27 e 5FF40

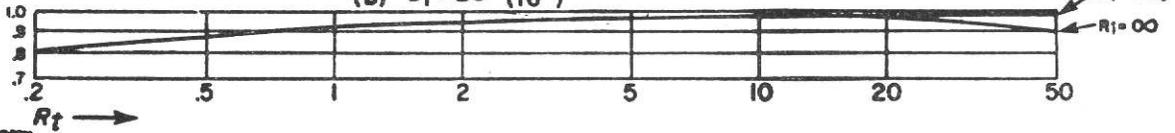
**INDUCTION LOGGING SONDE 5FF40**

**THICK BEDS  
8" DIAMETER HOLE**

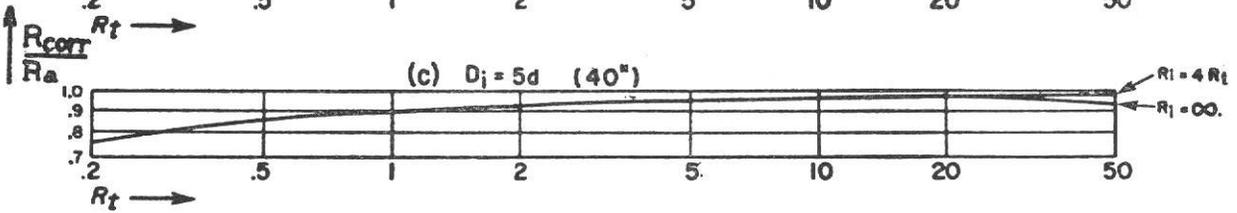
(a) NO INVASION OR  $R_i = R_t$



(b)  $D_i = 2d$  (16")



(c)  $D_i = 5d$  (40")



(d)  $D_i = 10d$  (80")

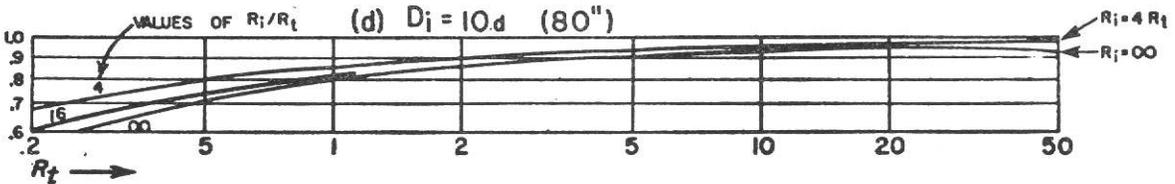


Fig. I-1

Curve per la correzione della resistività apparente dall'induction log per lo skin effect

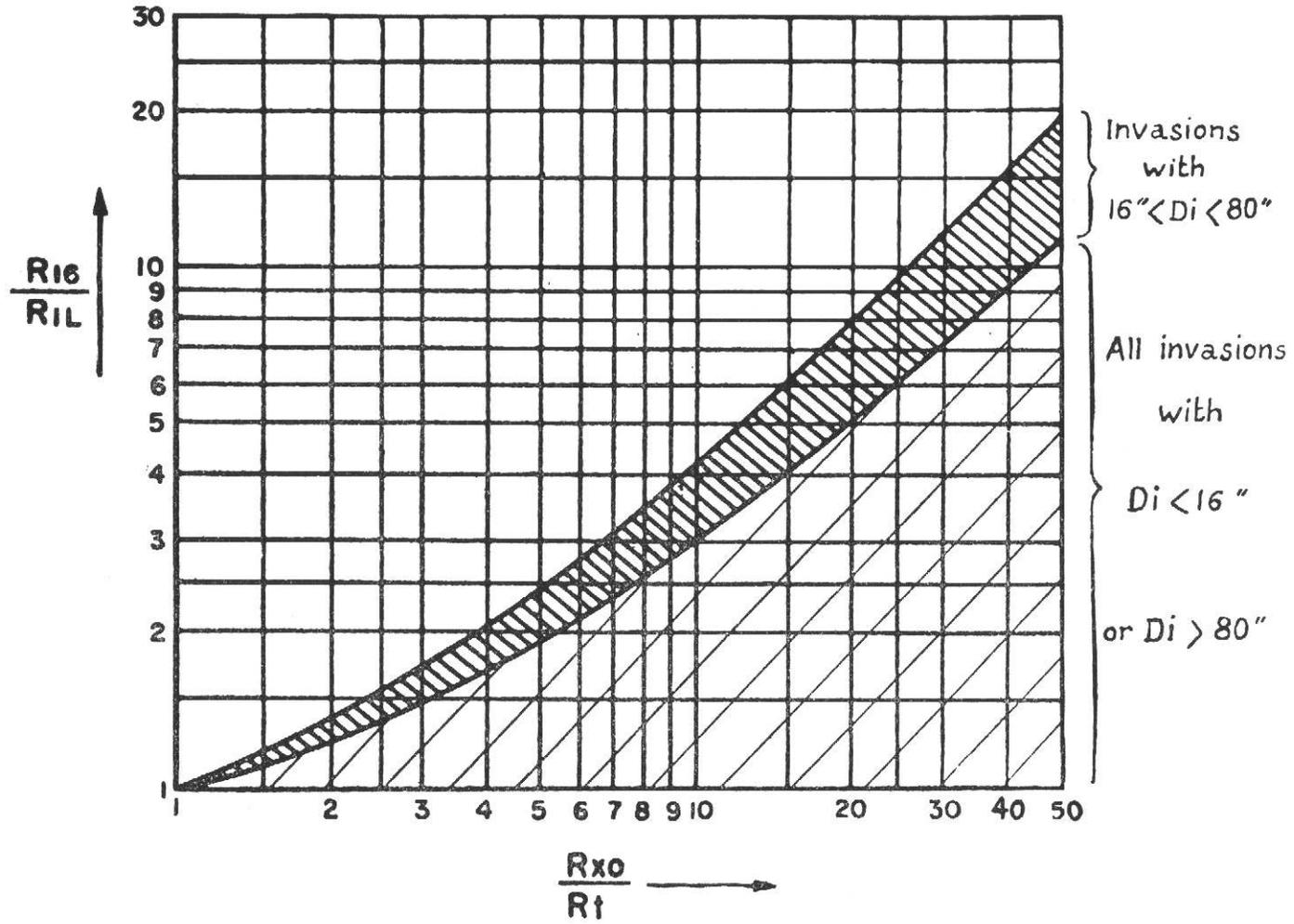


Fig. I-2-5FF 40"-16" NORMALE - Relazione tra  $\frac{R_{16}}{R_{IL}}$  e  $\frac{R_{xo}}{R_t}$

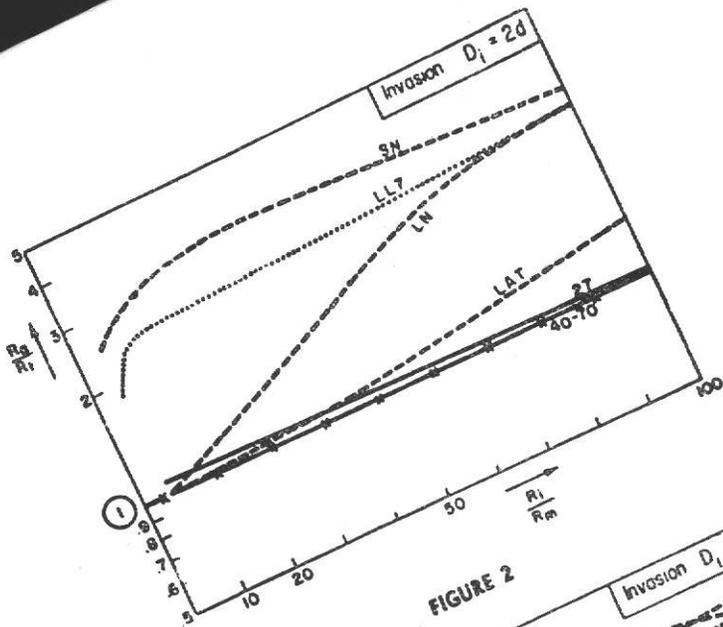


FIGURE 2

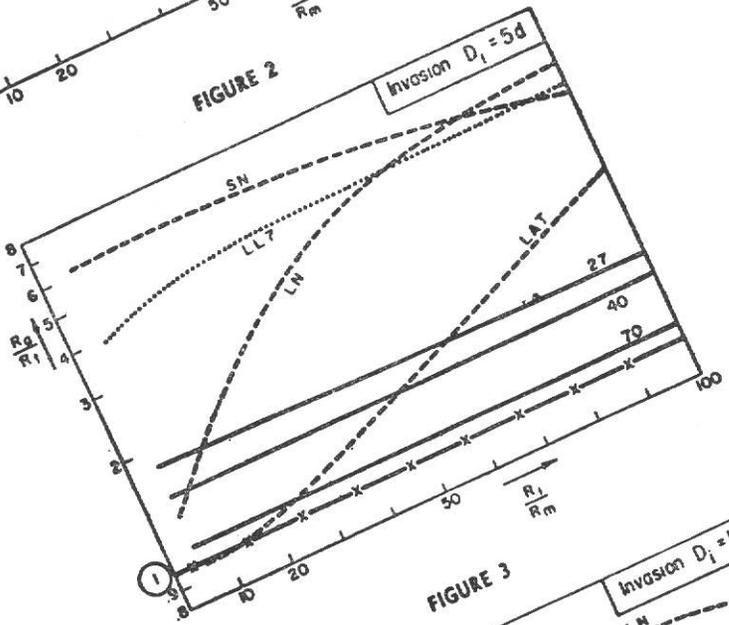


FIGURE 3

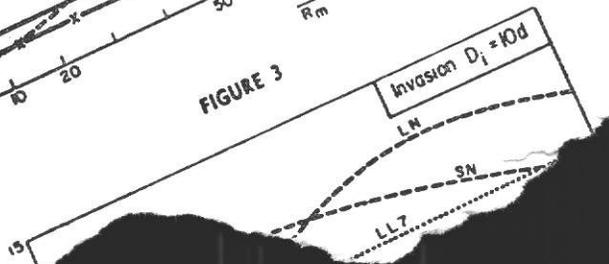


Fig. L.1 - Laterolog: linee equipotenziali e linee di corrente in un mezzo omogeneo (calcolate) Per ottenere i potenziali in mV si devono moltiplicare i numeri in figura per  $\frac{R i_0}{4 \pi a}$  dove  $a$  e' in metri, R in ohm x m,  $i_0$  in mA.

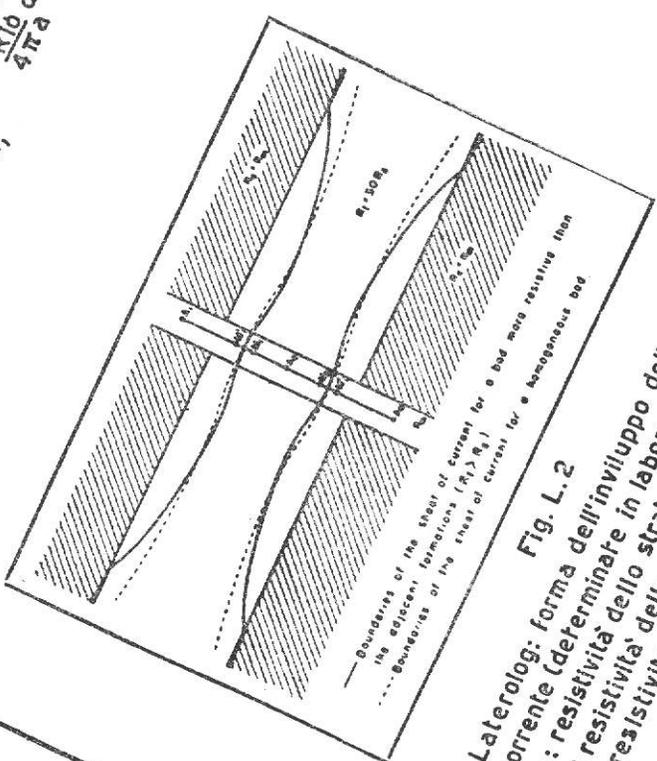
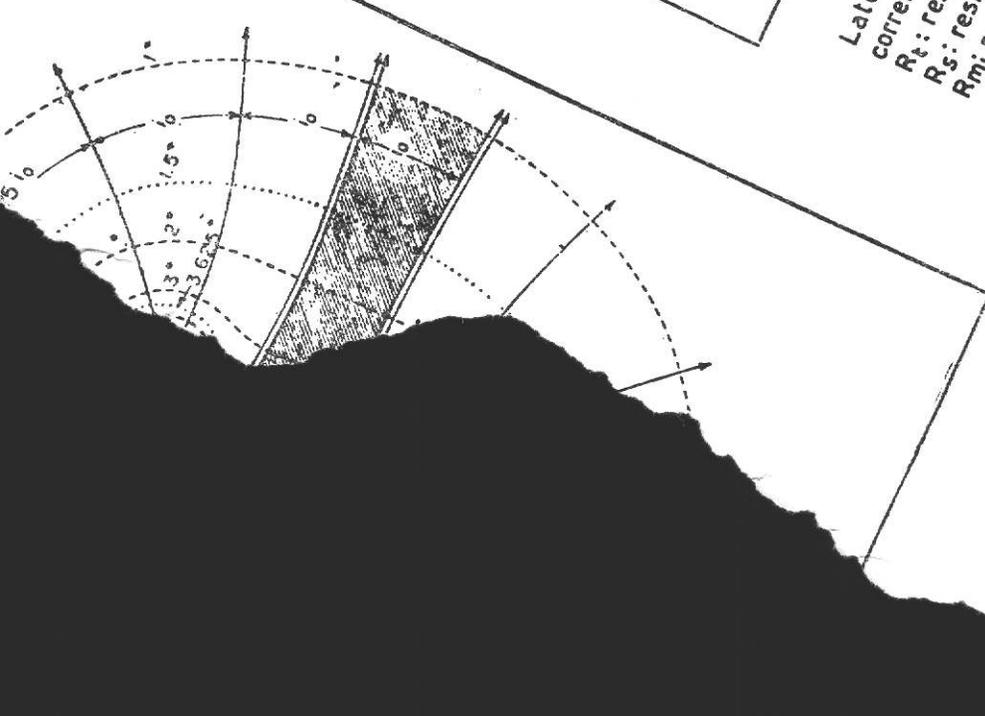


Fig. L.2  
 Laterolog: forma dell'involuppo delle linee di corrente (determinate in laboratorio).  
 Rt: resistività dello strato.  
 R1: resistività delle formazioni adiacenti  
 Rm: resistività del fango

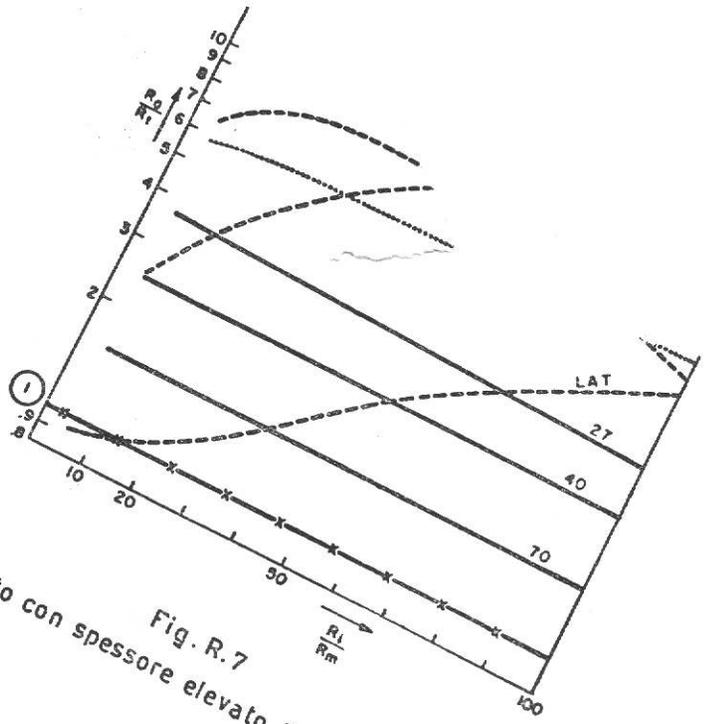


Fig. R.7  
 Strato con spessore elevato  $R_i/R_t = 10$ ;  $d = 8''$

II.9

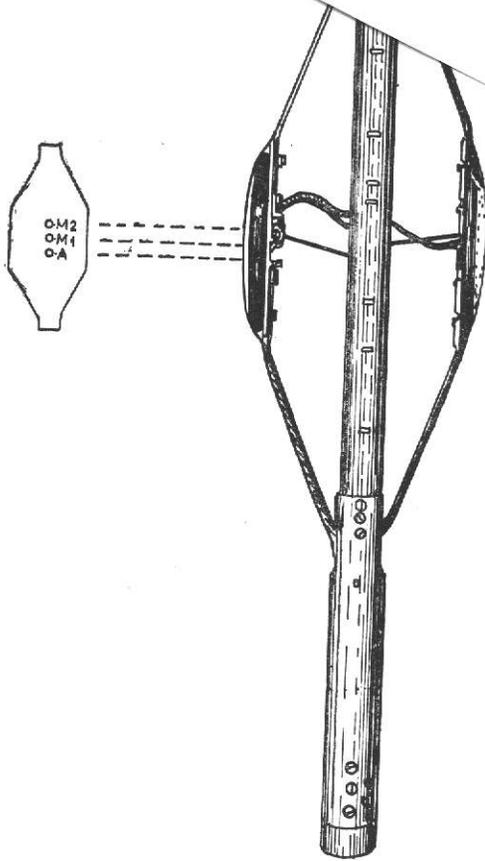


Fig. 6 - 1a  
 Sonda MICROLOG con particolare a sinistra degli elettrodi

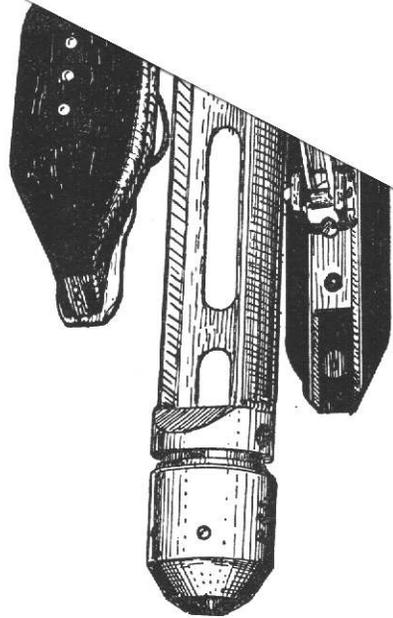


Fig. 6 - 1b  
 Sonda a pattino idraulico attualmente in uso

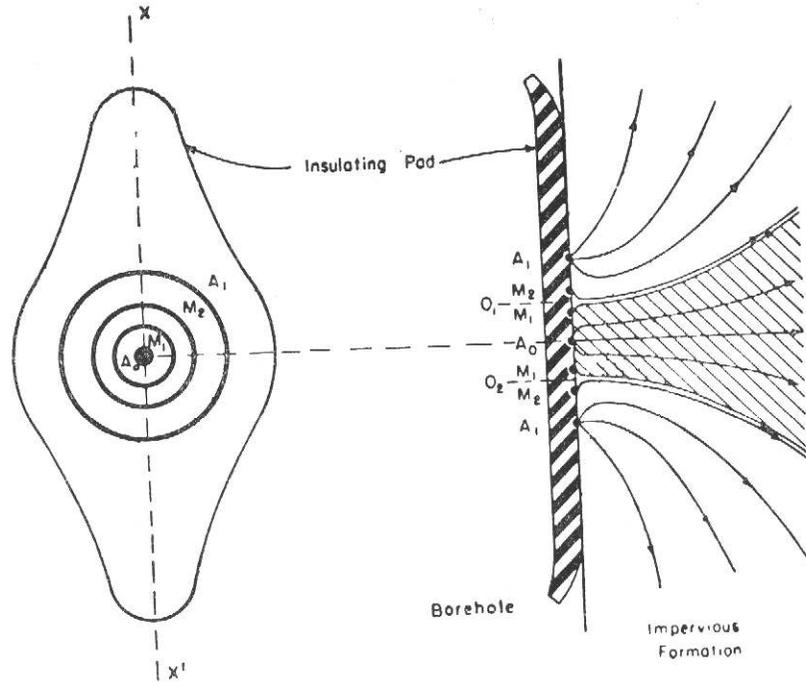


Fig. 6-6

Pattino del microlaterolog con elettrodi (a sinistra) e schema linee di corrente (a destra).

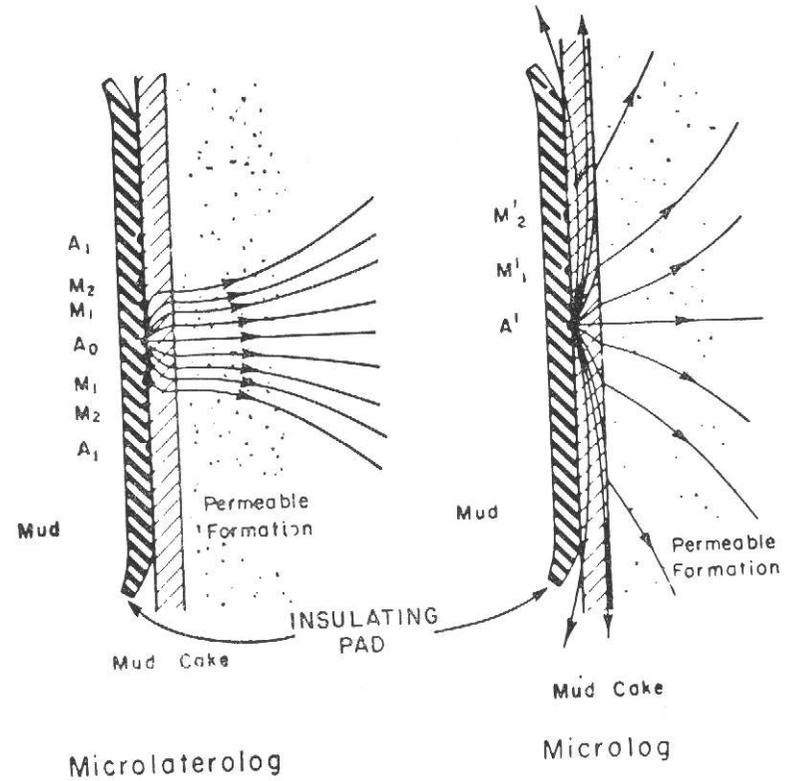
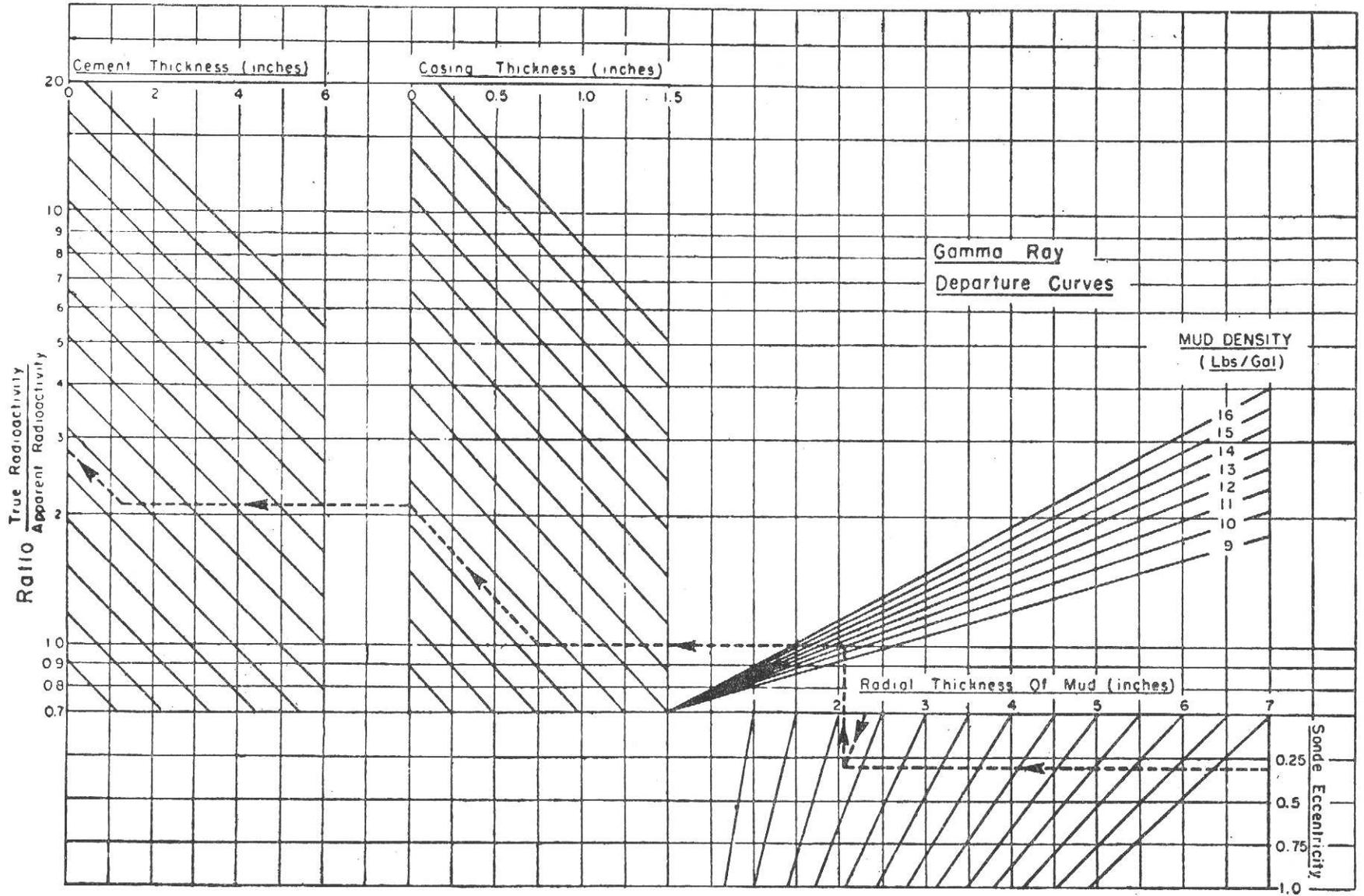


Fig. 6-7

Confronto tra distribuzione linee di corrente con microlog e con microlaterolog sul caso di una formazione porosa e permeabile piu' resistiva del pannello. (schizzo qualitativo).

Fig GRN 1 - Nomogramma per la correzione del Gamma Ray tenendo conto di cinque parametri.



$$\text{Sonde eccentricity} = \frac{\text{Inside Diam. casing} - \text{Diam. sonde}}{\text{Diam. borehole} - \text{Diam. sonde}}$$

COUNTS PER SECOND

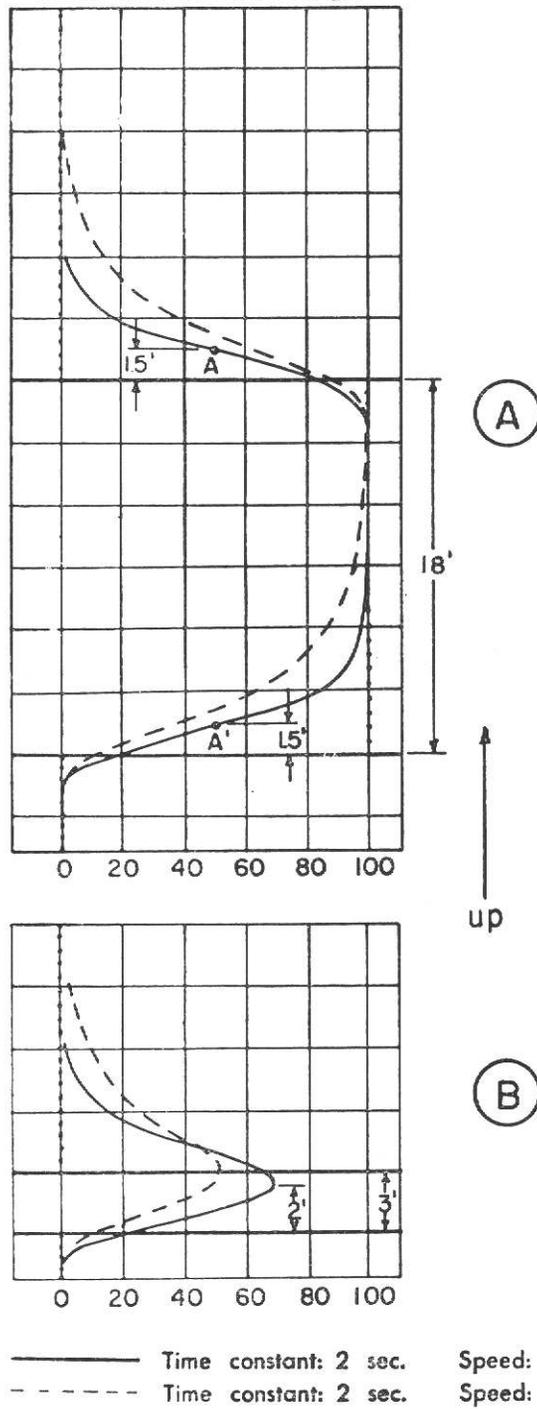


Fig. 7-3

Curve approssimate di un Gamma Ray nel caso di uno strato sottile e di uno con spessore elevato.

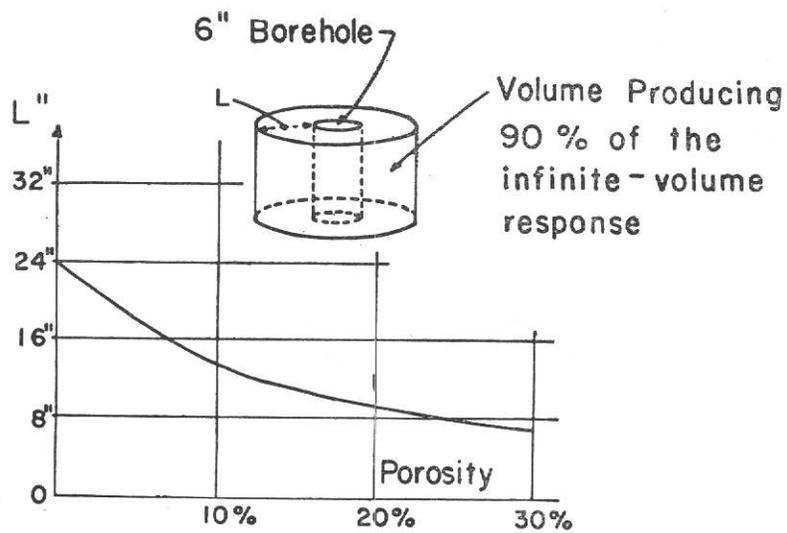


Fig. 7-10

Relazione tra la profondità della investigazione del Neutron log e la porosità, per un foro da 6"

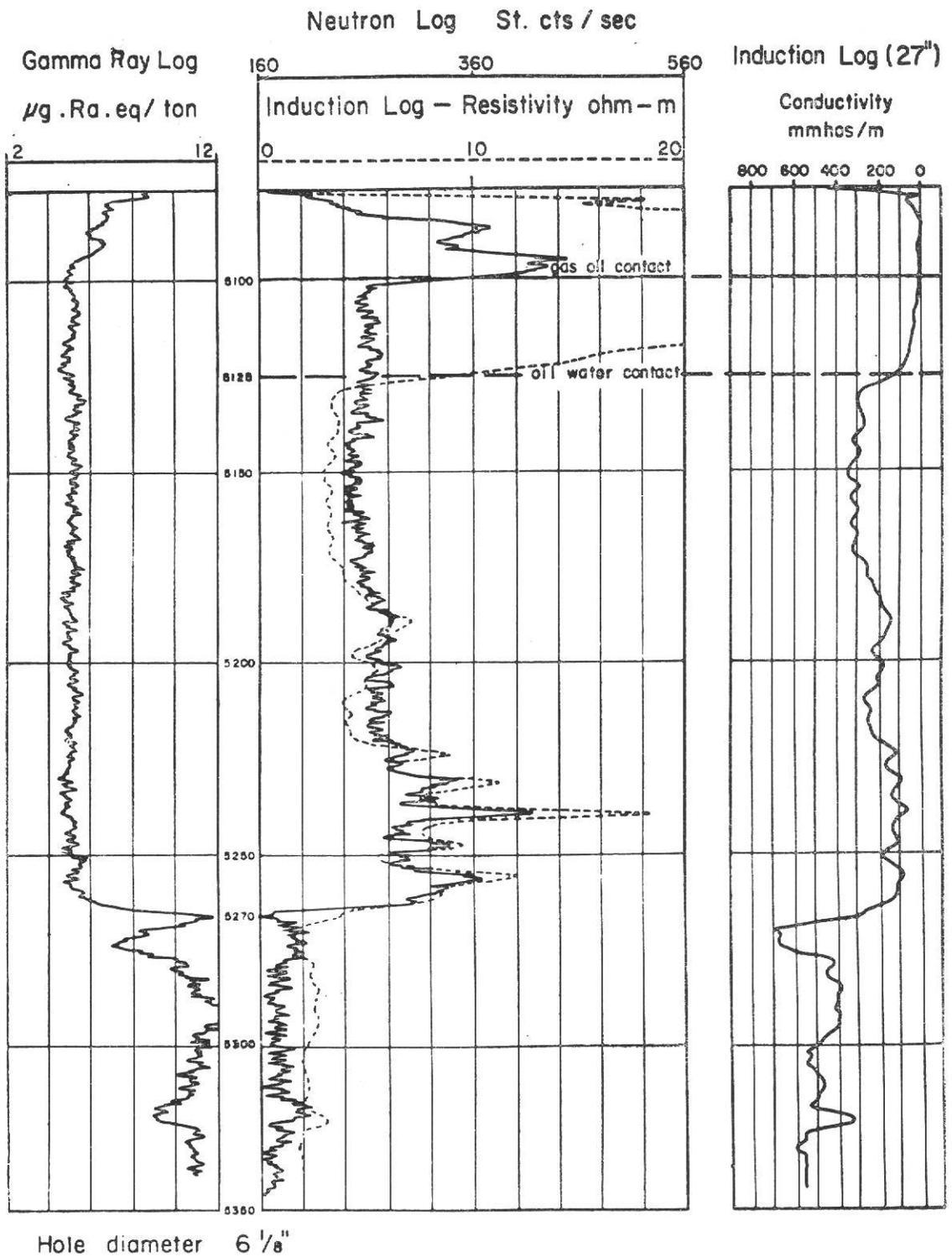


Fig. 7-11

Esempio di un Gamma Ray, di un Neutron e di un Induction log in un fango ad olio

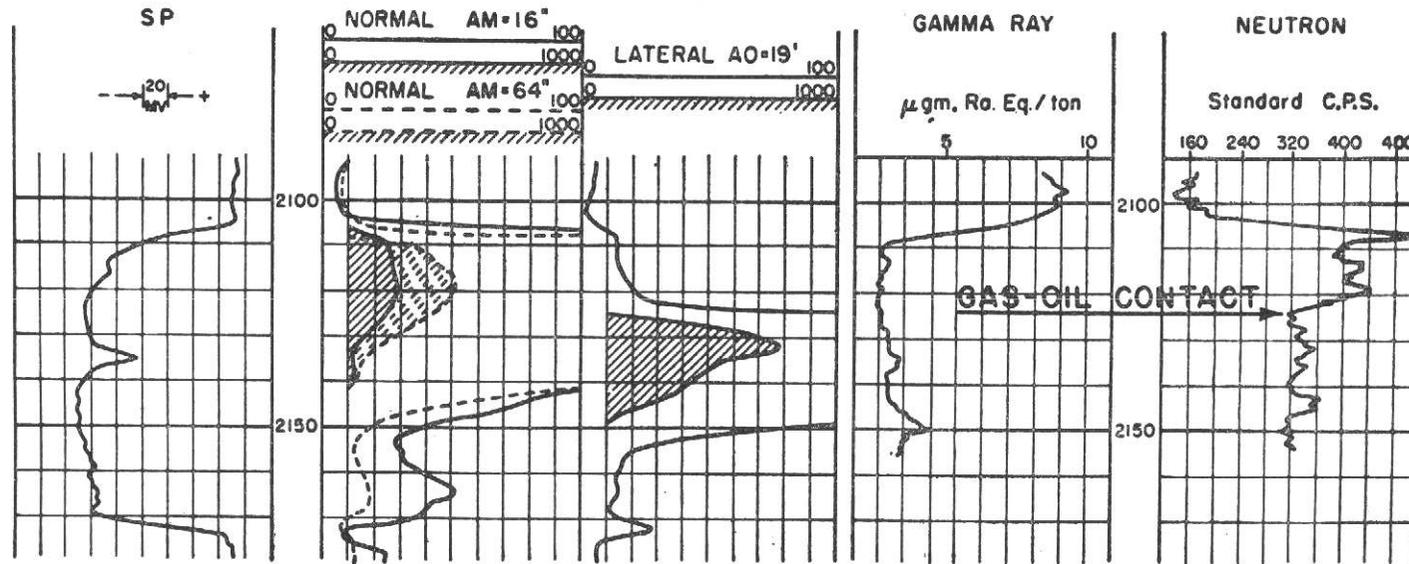


Fig. 7-12

Determinazione del contatto gas-olio per mezzo del Neutron log (fango a base di acqua)

SONIC LOG

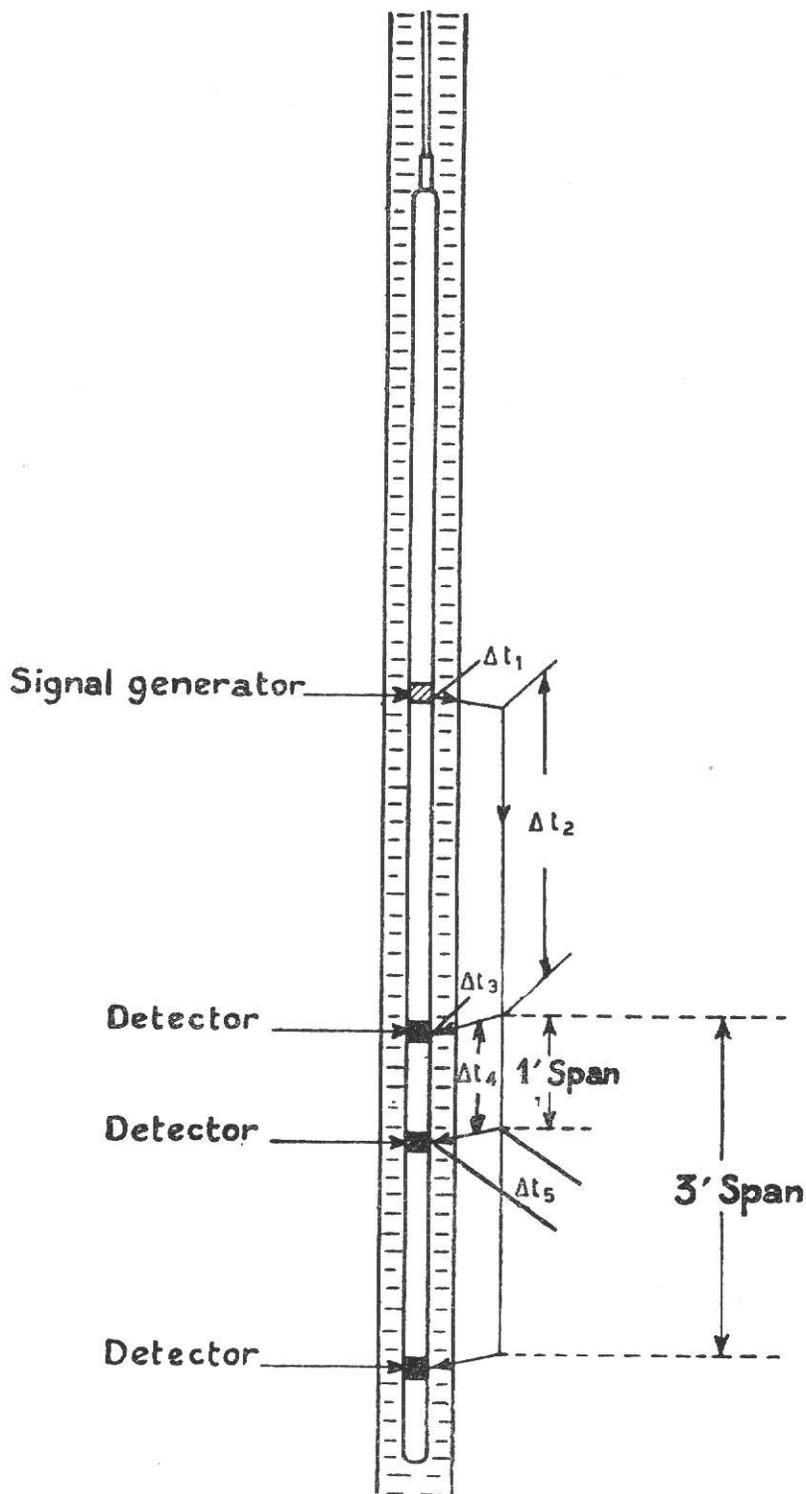


Fig. SL 1

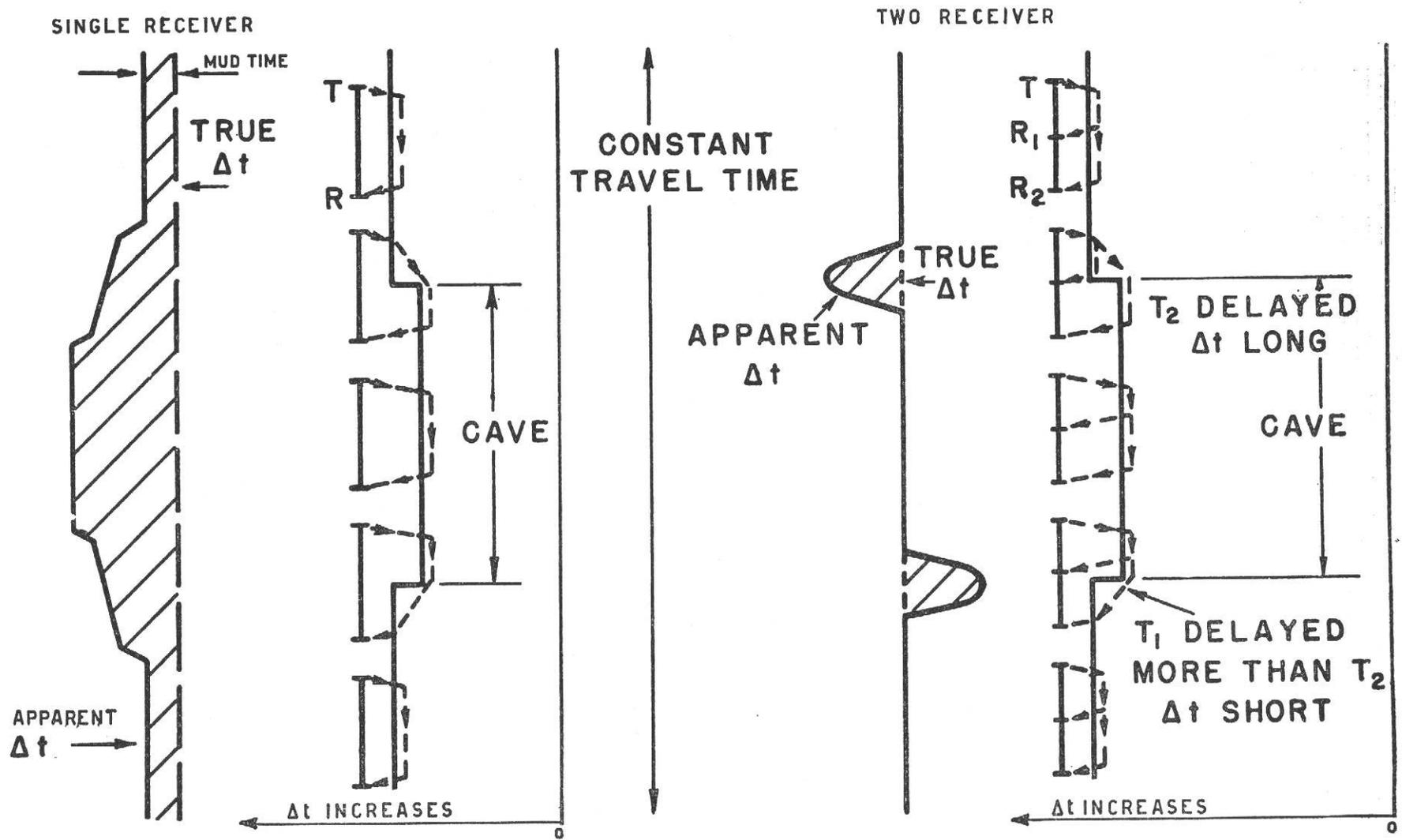


Fig. SL 2 - Influenza degli scavernamenti sul Sonic Log

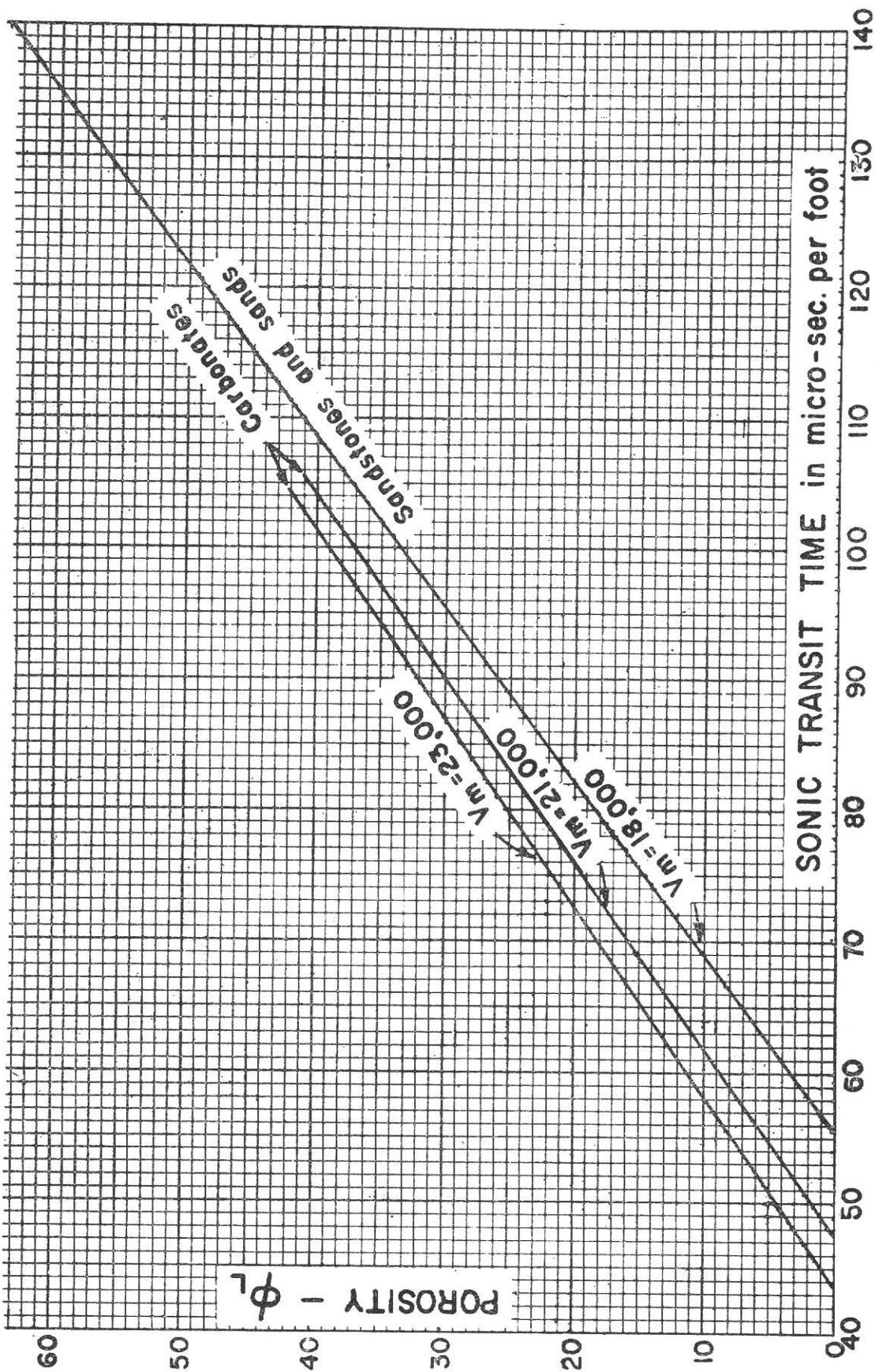


Fig. SL 3-Relazione tra la porosità e il tempo di transito del suono nella roccia

TAYLOR COUNTY, TEXAS  
SONIC vs. RESISTIVITY

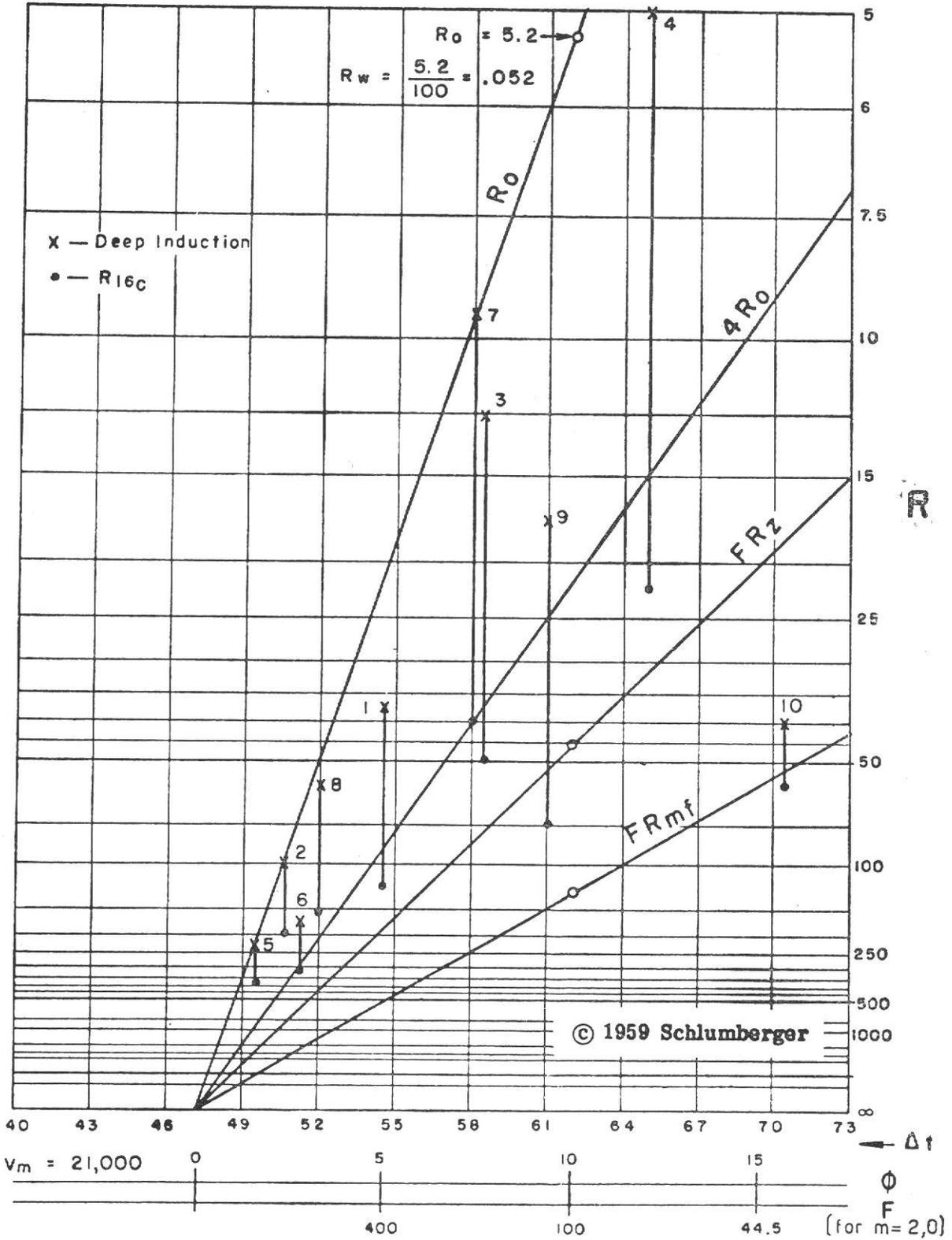


Fig. SL-1

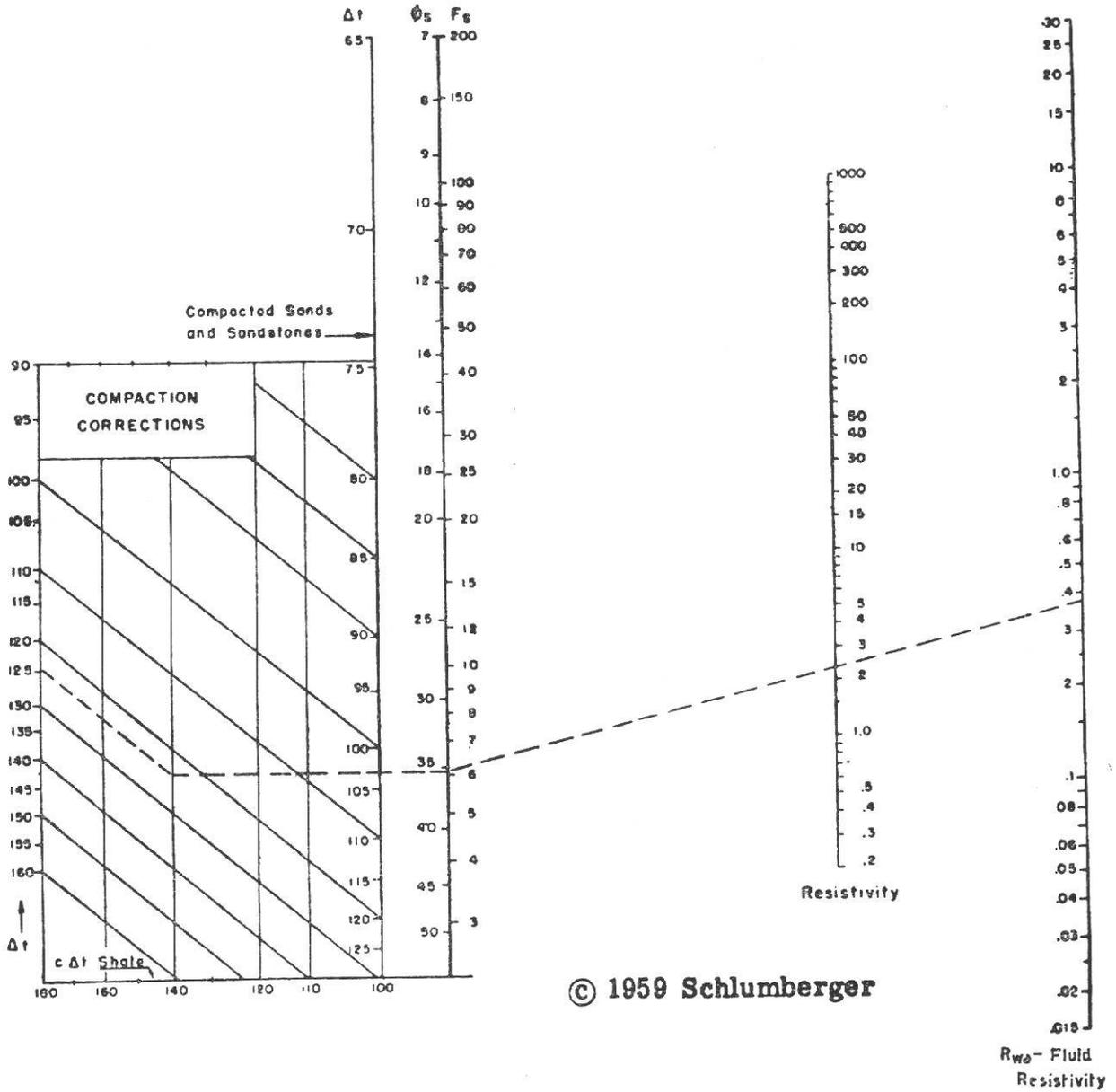
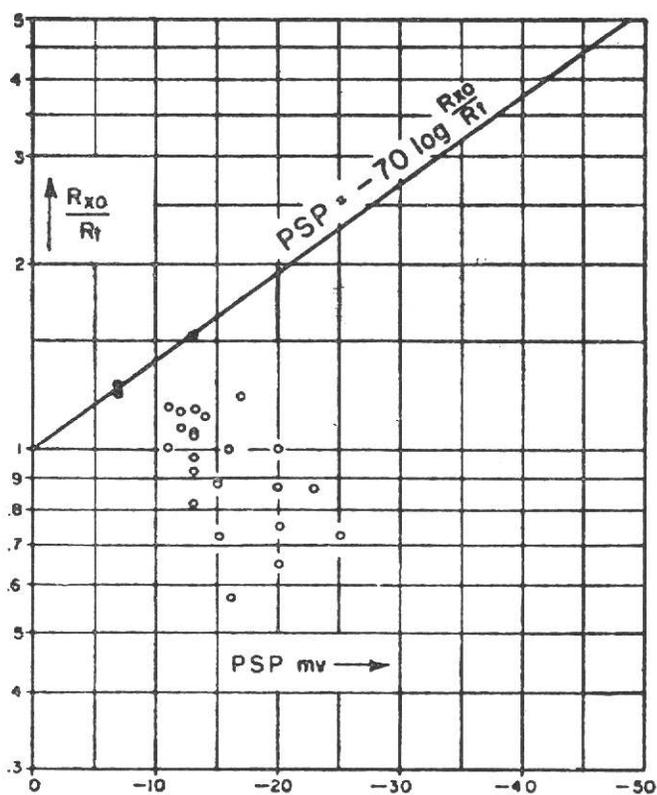


Fig. SL-5

Resistività del fluido dal  
Sonic e dalla resistività

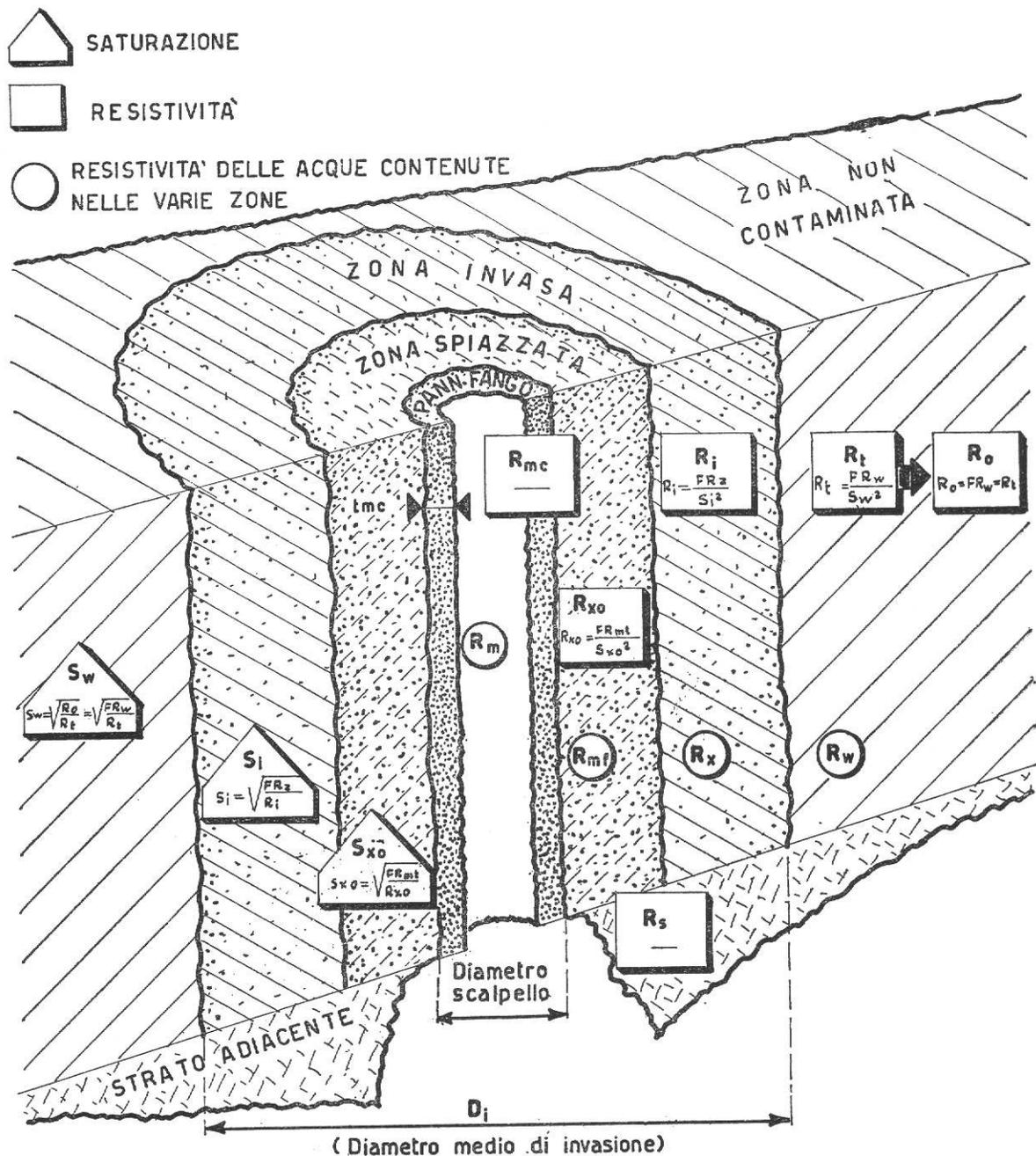


- Water Sand
- All these sands produce together  
310 B.O.P.D. with 29% water cut

Fig SS-1

Esempio di una interpretazione qualitativa delle sabbie argillose  $R_{x0}/R_t$  e' diagrammato in funzione del potenziale spontaneo corrispondente (P.S.P.) per una serie di sabbie argillose in un pozzo della California. La linea delle sabbie ad acqua e' all'incirca data dalla equazione:  $PSP = -70 \lg R_{x0}/R_t$ , mentre le sabbie che producono olio tendono a cadere al di sotto di

Fig. — SIMBOLI DEI "LOG" SCHLUMBERGER



LEGENDA

- |   |   |
|---|---|
| $S_w$ - saturazione in acqua zona incontaminata | $R_o$ - resistività dello strato saturo al 100% d'acqua |
| $S_i$ - " " " " " invasa                        | $t_{mc}$ - spessore pannello                            |
| $S_{xo}$ - " " " " " spiazzata                  | $R_m$ - resistività fango                               |
| $D_i$ - diametro zona invasa                    | $R_{mf}$ - " filtrato del fango                         |
| $R_{mc}$ - resistività pannello                 | $R_z$ - " miscela acqua di strato + filtr. fango        |
| $R_{xo}$ - " zona spiazzata                     | $R_w$ - " acqua di strato                               |
| $R_i$ - " " invasa                              | $R_s$ - " strati adiacenti                              |
| $R_t$ - " " incontaminata                       |   |

## SEZIONE III - IDROCARBURI ORIGINALMENTE IN POSTO E STIMA EMPIRICA DELLE RISERVE RECUPERABILI

### III.1 METODO VOLUMETRICO PER IL CALCOLO DEGLI IDROCARBURI ORIGINALMENTE IN POSTO

Per la determinazione analitica del tipo di meccanismo di spinta e per la soluzione del problema del comportamento dinamico di un giacimento è necessario conoscere gli idrocarburi originalmente in posto, prima dell'inizio della produzione. Una volta delimitato il giacimento ed all'inizio della produzione, è possibile valutare l'entità dell'olio in posto con il metodo volumetrico.

A mano a mano che il giacimento produce, con la conoscenza dei suoi parametri caratteristici a date successive e cioè produzione di olio, gas, acqua e pressione media del campo e conoscendo un certo numero di caratteristiche fisiche della roccia magazzino e dei fluidi di giacimento e cioè: la permeabilità assoluta e relativa ai vari fluidi che si muovono nel giacimento loro viscosità, densità, gas di soluzione ecc., è in seguito possibile calcolare gli idrocarburi originalmente in posto ed i tipi di energie del giacimento che spingono l'olio od il gas verso i pozzi di produzione e quindi in superficie.

#### 1.1 Estensione del giacimento

Il giacimento è sempre limitato da una variazione litologica che è rappresentata da strati adiacenti impermeabili, piegature, faglie, variazione di facies e molto sovente, al fondo o lateralmente, il motivo di chiusura è rappresentato da un piano d'acqua.

Questa tavola d'acqua, nella maggior parte dei casi è orizzontale, tuttavia esistono dei casi in cui è stato rilevato un angolo di pendenza e quindi il piano di contatto acqua olio non è orizzontale, e non è parallelo al tetto nè al letto del giacimento.

Il fenomeno nella maggior parte dei casi è generato dal tipo di acquifero che risulta in movimento, oppure da una anisotropia nella distribuzione della permeabilità e della porosità o dall'effetto delle forze capillari.

Qualora l'inclinazione della tavola d'acqua venisse riscontrata in un tempo successivo all'inizio della produzione, si potrebbe ricercare la causa in una ineguale distribuzione della produzione dai vari pozzi oppure in una disposizione dei pozzi non uniforme oppure nei due motivi contemporaneamente.

Ciò che comunemente viene indicato come piano, in realtà, per effetto della pressione capillare, è una zona di transizione lungo la quale la saturazione in acqua passa gradualmente dal valore massimo 100 % dell'estremo inferiore al valore minimo  $S_{wc}$  o saturazione in acqua connata che può risultare costante in tutte le parti del giacimento, se la distribuzione delle caratteristiche fisiche della roccia sono da ritenersi abbastanza costanti.

Così, se la mineralizzazione utile è rappresentata da olio, esisterà una zona di un certo spessore tra olio ed acqua che separerà la zona d'olio dal sottostante acquifero; la stessa zona tra gas ed acqua sarà di dimensioni più limitate a causa della maggiore differenza di densità tra i due fluidi.

Generalmente si indica come quota del piano di contatto olio-acqua o gas-acqua la profondità al di sotto della quale non è possibile la produzione di olio. Egualmente il contatto gas-olio rappresenta un limite del giacimento ed è individuato dalla massima quota al di sotto della quale è possibile produrre soltanto olio. Anche questo contatto mette in evidenza una zona di transizione di saturazione in olio variabile dal valore corrispondente a quello della zona ad olio e cioè massimo, al valore minimo nella zona a gas, che può essere uguale a zero oppure corrispondente alla saturazione in olio irriducibile.

Una volta terminata la perforazione del giacimento esiste tutta una serie di dati che possono essere usati per la determinazione dei limiti del giacimento.

I dati che possiamo utilizzare nel localizzare i piani di contatto olio-acqua, gas-acqua o gas-olio sono:

**a) Carotaggi elettrici.** La curva del potenziale spontaneo, il microlog ed il microlaterolog danno una buona indicazione dei limiti superiore ed inferiore degli strati produttivi e talvolta identificano con grande precisione tutte le intercalazioni impermeabili che non possono essere conteggiate come pay netto.

Le curve di resistività servono ad identificare la tavola d'acqua mettendo in evidenza la zona di transizione relativa.

Il criterio migliore è dato dalla rapida variazione della resistività che si riscontra, quando si incontra il livello dell'acqua. La curva migliore per mettere in evidenza questo cambiamento è la curva della conduttività dell'induction log, poichè le variazioni nell'ordine delle basse resistività vengono accentuate.

In condizioni favorevoli il contatto olio acqua può essere individuato con le curve di resistività, quantunque ciò avvenga con minore precisione.

In certi casi ed in particolare in quelli dove l'invasione sia ridotta, il contatto acqua-olio può essere confermato dal microlog.

Tuttavia se lo strato non è uniforme, le anomalie di resistività possono essere provocate dalla variazione di  $F$ ,  $R_w$  (piuttosto insolito) o dal grado di argillosità. Bisogna in tali casi fare molto più attenzione nell'individuare il piano d'acqua.

La curva SP frequentemente mostra una anomalia al livello del piano d'acqua, poichè la presenza di olio nella sabbia argillosa tende a diminuire il valore dell'SP. Tali indicazioni dell'SP devono essere sempre controllate con le anomalie caratteristiche di resistività, poichè un aumento di argillosità potrebbe causare l'osservata diminuzione del potenziale spontaneo. Il piano di contatto gas-olio a causa della non grande differenza di resistività della zona a gas e della zona ad olio è di difficile identificazione. Tuttavia, nella determinazione del contatto gas-olio, quando è stato fatto, ci si può servire del neutron log che, in alcuni casi, riesce a metterlo in evidenza con buona chiarezza a causa della diversa densità in atomi di idrogeno nei liquidi e nei gas. L'indicazione è tanto migliore quanto più uniforme ed omogeneo risulta lo strato. In fig. 1 è riportato un classico esempio.

Talvolta maggiore accuratezza è possibile utilizzando il neutron log Double Spacing, che mostra il contatto con una inversione delle due curve registrate.

In fig. 2 è indicato un log elettrico convenzionale che mostra la posizione della tavola d'acqua registrata in un pozzo del giacimento di Red Fork.

La sabbia risulta mineralizzata ad idrocarburi tra la quota 3.019' e 1.030'. Tra i 3.030' ed i 3036,50' la saturazione in acqua cresce rapidamente per arrivare in corrispondenza della profondità di 3.036,50' alla saturazione dell'acquifero.

In fig. 3 è riportato un esempio di un log dove non è possibile trovare alcun contatto acqua-idrocarburi, nè per lo strato superiore che è rappresentato da sabbia pulita, nè per lo strato inferiore, che è particolarmente argilloso.

**b) Analisi delle carote.** Se esiste una documentazione sufficiente si possono usare i risultati delle analisi petrofisiche nella determinazione dei contatti.

Molte volte la descrizione petrofisica delle carote e l'analisi alla luce di wood precede la successiva analisi petrofisica.

L'analisi petrofisica rappresenta l'ausilio più valido se è fatta con una certa continuità, se il prelievo delle carote è stato fatto seguendo le norme per preservare i campioni, e se i risultati vengono raccolti in grafici (coregraph) che riportano, diagrammate in funzione della profondità, le caratteristiche principali quali la permeabilità, la porosità, l'indice dei fluidi e la saturazione in olio. In fig. 4 è indicata una delle disposizioni convenzionali.

Da questo diagramma si osserva che la zona ad olio corrisponde alla zona di massima saturazione in olio  $S_o$ . Nella zona ad acqua  $S_o$  è minima spesso nulla. Passando nella zona superiore, nel gas cap la saturazione in olio torna a decrescere.

**c) Prove di packer.** Alla fine della perforazione viene eseguita una serie di prove di packer (« Drill stem test ») che devono confermare le interpretazioni geologiche, dei carotaggi elettrici e delle carote.

Di ogni serie di prove, alcune saranno eseguite nella zona ad acqua, altre nella zona di transizione ed altre nelle zone produttive, e dall'analisi dei fluidi recuperati vi sarà o meno la conferma che l'intervallo provato si trova nella zona ad olio, nella zona ad acqua od in quella di transizione.

Dove è ancora usata la perforazione a corda e l'avanzamento avviene mentre il pozzo è in erogazione si ha un dato ulteriore per l'identificazione del piano di contatto dai dati di produzione in funzione della profondità alla quale si trova lo scalpello nella perforazione.

Nell'attraversare un « gas-cap » il pozzo produce gas, quando la perforazione si avvicina al piano di contatto gas-acqua o gas-olio allora la produzione improvvisamente cambia, da gas secco ad una certa percentuale del sottostante fluido, che può essere olio od acqua. Per questo il piano di contatto non si trova alla quota dello scalpello quando compare il liquido ma è leggermente inferiore.

Un ausilio ulteriore nell'identificazione dei piani di contatto può essere dato dall'osservazione della produzione dei vari pozzi in funzione del tempo, e questo è possibile se al momento dello studio il campo ha già avuto una certa vita produttiva. Esistono dei pozzi che hanno attraversato la formazione produttiva in zona ad acqua, esistono pure dei pozzi che sono stati sparati in un intervallo appena sopra il contatto, altri nella zona intermedia.

Nel caso che l'intervallo sparato si trovi immediatamente sopra il piano di contatto, avviene che in un tempo di produzione assai breve compare improvvisamente l'acqua nella produzione, che va poi aumentando rapidamente.

Raccogliendo quindi tutti i dati disponibili è possibile determinare con una certa precisione i piani di contatto costruendo una correlazione come indicato qui di seguito ed in fig. 5.

Si comincia a disporre in centro ad un grafico il pozzo più alto in quota rispetto al livello del mare. Sul profilo del pozzo è indicata la quota dei contatti e l'intervallo entro il quale probabilmente deve trovarsi. A lato, a sinistra, si pone il pozzo che è immediatamente meno alto e quindi a destra il successivo e così di seguito, alternativamente a destra ed a sinistra, si dispongono tutti i pozzi, fino a che gli estremi saranno dei pozzi sterili, cioè che hanno incontrato il livello in una zona tanto bassa da avere soltanto mineralizzazione ad acqua salata. Sarà quindi possibile tracciare due rette che passeranno negli intervalli determinati come intervalli possibili di esistenza del piano di contatto e quindi sarà determinabile con una certa precisione la quota dei piani di contatto acqua-olio e olio-gas come indicato in fig. 5.

## 1.2 Determinazione dello spessore della formazione produttiva

Noti i limiti superiori ed inferiori dello strato, non si conosce il vero spessore della formazione produttiva a causa della comune anisotropia, e cioè per la presenza di strati impermeabili e compatti che non possono essere considerati roccia magazzino, intercalati alle sabbie ed alle rocce porose.

Poichè è assai raro avere delle carote meccaniche in tutti i pozzi, prelevate con sufficiente continuità in modo da poter valutare il pay netto o lo spessore totale dello strato produttivo, ci si serve più comunemente del carotaggio elettrico e più precisamente della registrazione micrológ o microlaterolog, per determinare i tratti di formazione che hanno presentato una evidente permeabilità o, quando questo non sia stato registrato, in via semiquantitativa, ci si serve della curva del potenziale spontaneo. Dalle curve di resistività è poi possibile vedere se la mineralizzazione è acqua od idrocarburi, tenendo presente che talvolta variazioni di resistività non siano dovute a variazioni di mineralizzazione ma a variazione di facies (vedi III. 1.2.).

Nelle formazioni tenere il calcolo dello spessore netto, risulta relativamente facile poichè sia il micrológ che il microlaterolog che la curva dell'SP mettono in evidenza il tetto della formazione, il letto e tutte le intercalazioni argillose.

Tuttavia se il potenziale spontaneo è piccolo, l'intervallo produttivo non viene completamente riconosciuto con un evidente calcolo per difetto dello spessore produttivo.

Pertanto nelle formazioni tenere lo spessore netto della sabbia mineralizzata dato dalla curva del potenziale spontaneo può essere corretto, ma se la sezione della sabbia non è messa completamente in evidenza dalla curva del potenziale occorre fare riferimento alle altre curve e registrazioni disponibili, provvedendo a correderle con tutti i dati di carote a disposizione.

In formazioni dure, la cui porosità è di tipo intergranulare il potenziale si comporta in maniera differente. Ogni curva può essere giustificata ricordando che i potenziali del foro del pozzo sono originati da una catena elettrochimica che comprende argilla, fango e formazione ad acqua e che si registrano le cadute di potenziale della parte di questo circuito corrispondente alla colonna del fango.

Quando il giacimento è compreso tra argilla soltanto, la corrente originata da questa catena segue una via semplice e l'aspetto della registrazione è quello convenzionale di fig. 6. Ma quando la formazione produttiva si trova associata a letti compatti e non conduttivi, le correnti associate alla catena elettrochimica si comportano in maniera anormale e la registrazione che ne risulta è indicata in fig. 6. Nel log centrale di fig. 6 si può osservare che in corrispondenza dell'intervallo A che è molto compatto e che si trova a contatto con l'argilla soprastante e la formazione permeabile sottostante, il potenziale spontaneo comincia a crescere proprio di fronte alla zona compatta. Allora, in questo caso, il punto di flesso come limite superiore dell'intervallo permeabile viene sostituito da un tratto retto ma inclinato per tutto lo spessore della zona compatta.

Prendendo la metà del tratto retto si avrebbe una interpretazione troppo ottimistica dello spessore netto e quindi delle riserve. Lo stesso vale pure se lo strato resistivo si trova alla base del letto permeabile.

Nelle formazioni fratturate o cavernose la curva dell'SP non è utilizzabile per il calcolo del pay netto. Il suo uso infatti può dare sia un risultato in eccesso che in difetto. In tale caso non è opportuno parlare di pay netto come pay permeabile, poichè non esiste una regola sicura per distinguere la parte permeabile da quella compatta. Sembra che anche il microllog ed il microlaterolog non siano in grado di identificare le fratture, che da sole rappresentano delle zone ad altissima permeabilità e porosità. Pertanto si preferisce utilizzare il neutron log per individuare le zone più compatte, da non conteggiare come pay netto, eventualmente usando il gamma ray per apportare le correzioni per effetto dell'argillosità inclusa o dispersa. Tuttavia talvolta è conveniente utilizzare il pay totale dello strato mineralizzato, ricavando il valore della porosità media pesata su tutto l'intervallo, per calcolare lo spazio poroso totale.

### 1.3 Carta delle isopache

Noto che sia lo spessore netto del pay in corrispondenza di ogni pozzo che attraversa il pool è possibile esprimere con una rappresentazione grafica lo spessore del pay in ogni punto mediante l'impiego di linee iso-pay tracciate con lo stesso sistema usato in topografia per tracciare le linee di livello.

Ne risulta quindi che la carta delle isopache è una mappa che mostra delle linee che uniscono punti di egual spessore di formazione produttiva. Queste carte non presentano alcun legame con le carte strutturali e sono soltanto un mezzo pratico per determinare il volume totale della formazione contenente idrocarburi. La validità del metodo è maggiore nel caso di una sabbia contenente una singola fase, mentre il metodo è insufficiente nel caso di un giacimento contenente un gas e condensato.

Il procedimento pratico per costruire una carta delle isopache può essere il seguente:

- 1) Su una mappa in grande scala, dove sono riportati i pozzi, scrivere a destra di ogni pozzo 2 numeri. Il primo rappresenta lo spessore totale netto della sabbia mineralizzata con idrocarburi ed il secondo lo spessore relativo all'acqua.

In questo primo passo devono essere tenuti in considerazione anche i pozzi sterili circostanti il pool.

Ne risulta quindi una prima mappa che considera lo spessore netto del pay indipendentemente dal piano d'acqua e che interessa tutti i pozzi, produttivi e sterili (v. fig. 7).

- 2) Servendosi di una carta strutturale del top dello strato ed individuata la posizione della tavola d'acqua, determinare il limite esterno del giacimento e cioè la linea che determina l'intersezione del piano d'acqua con il top della formazione.

Al di fuori di questa linea che generalmente viene indicata con una linea continua, non esiste mineralizzazione (fig. 8).

- 3) Utilizzando una carta strutturale della base dello strato si determina la linea di contorno, intersezione di questo con il piano d'acqua e si riporta sulla mappa delle isopache con una linea tratteggiata.

Questa linea avrà un andamento concorde alla precedente linea di contorno, sarà concentrica ed interna.

Queste due linee vogliono indicare che tutti i pozzi perforati internamente alla linea interna non hanno attraversato la tavola d'acqua, i pozzi esterni alla curva limite del giacimento non hanno incontrato la formazione produttiva e sono tutti sterili, mentre i pozzi compresi tra le due linee di contorno hanno incontrato parte del pay mineralizzato ad idrocarburi e parte ad acqua. Al centro di questa linea le linee isopache tracciate corrispondono al valore reale, al di fuori di questa linea e dentro la linea limite della mineralizzazione, lo spessore diminuisce gradualmente dal valore massimo al valore nullo di spessore utile corrispondente alla linea esterna.

- 4) Per questo, le linee di livello che vengono intersecate dalla linea di contorno interna, si chiudono parallele nella parte di piano compresa tra le due linee di contorno prima tracciate (v. fig. 9).

Generalmente tanto più le isopache sono ristrette, esempio 5 ÷ 10 piedi l'una dall'altra, tanto più il grafico è dettagliato e preciso.

Tuttavia sono state usate delle isopache distanziate di 25 e 50 piedi. Queste spaziature vengono utilizzate nel disegnare carte isopache di giacimenti

In breve le cinque successive operazioni che devono essere eseguite nel preparare le carte isopache sono:

- 1) Determinare lo spessore netto totale per ogni pozzo (produttivo o sterile) e tracciare in base a questi dati la carta delle isopache totali.
- 2) Tracciare su questa carta la linea intersezione del top dello strato con il piano d'acqua dalla carta strutturale.
- 3) Tracciare sulla stessa mappa la linea di contorno, intersezione del piano d'acqua con la base dello strato servendosi di una carta strutturale.
- 4) Servirsi della mappa delle isopache all'interno della linea di contorno della base della struttura così come è stata costruita.
- 5) Chiudere la linea di contorno più o meno parallelamente alle linee di contorno nell'anello da queste due curve.

È stato osservato che adottando queste precauzioni il risultato si avvicina assai la cui potenza ascende a diverse centinaia di piedi. al valore reale, altrimenti è possibile fare degli errori nelle successive planimetrazioni fino al 100 % del valore reale.

#### 1.4 Determinazione del volume di formazione produttiva dalla carta delle isopache

La carta delle isopache fornisce il valore delle tre dimensioni necessarie a determinare il volume della formazione produttiva.

Si planimetra l'area corrispondente ad ogni linea delle isopache servendosi di un normale planimetro e questa viene quindi trasformata in acri o mq. con l'impiego di una costante del planimetro.

La costante del planimetro viene calcolata dividendo l'area di una zona nota, espressa in acri o mq., per le unità lette al planimetro, dopo che quest'area è stata percorsa per intero.

Diverse equazioni possono essere utilizzate per determinare il volume della formazione produttiva.

Probabilmente il metodo più preciso per il calcolo del volume della sabbia è ottenuto servendosi delle regole « Piramidale » e « Trapezoidale ». Queste possono essere espresse come segue:

- 1) Nel caso che  $A_n$  sia uguale o più grande di 2 ( $A_{n+1}$ ) il volume della sabbia compreso tra due piani orizzontali passanti per le linee di contorno di egual spessore  $n$  e  $n + 1$  può essere calcolato usando la regola « Piramidale »:

$$V_{da\ n\ a\ n+1} = \frac{Kh}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n \cdot A_{n+1}})$$

dove:

$V_{da\ n\ a\ n+1}$  = volume della sabbia tra i piani orizzontali che passano per le linee di contorno di egual spessore  $n$  e  $n + 1$  (Acri piede);

$K$  = costante del planimetro (Acri per unità del planimetro);

$h$  = distanza verticale tra la linea di contorno  $n$  e  $n + 1$  (piedi);

$A_n$  = Area racchiusa dalla linea di contorno  $n$  (unità del planimetro);

$A_{n+1}$  = area racchiusa dalla linea di contorno  $n + 1$  (unità del planimetro).

Si deve fare eccezione a questa regola quando le linee di contorno tagliano dei piani tra di loro paralleli. In questo caso, anche quando  $A_n \geq A_{n+1}$  il volume della sabbia tra i due piani orizzontali che passano per le linee di contorno  $n$  e  $n + 1$  devono essere calcolati con l'impiego della formula « Trapezoidale ».

- 2) Quando  $A_n$  è minore o uguale a 2 ( $A_{n+1}$ ) il volume della sabbia tra i piani orizzontali che passano per le linee  $n$  e  $n + 1$  deve esser calcolato mediante la formula della regola « Trapezoidale »:

$$V_{da\ n\ a\ n+1} = \frac{Kh}{2} (A_n + A_{n+1})$$

(dove i simboli hanno gli stessi valori indicati prima).

Dei calcoli particolari devono essere eseguiti alla sommità ed alla base delle linee di contorno a seconda delle necessità.

È riportato un esempio di applicazioni in fig. 10-11-12-13.

Quando la figura rappresentata dalle carte delle isopache presenta una forma regolare il calcolo è diretto e semplice.

Quando invece la carta delle isopache presenta una forma irregolare questa viene divisa in diversi quadranti ed i volumi vengono calcolati per ogni singolo quadrante applicando le regole sopra indicate.

Nell'esempio allegato sono rappresentati:

- fig. 10 Carta delle isopache di un ipotetico campo divisa in 4 quadranti.
- fig. 11 Rappresentazione tridimensionale e planimetrica del quadrante (1).
- fig. 12 Modulo per il calcolo del volume per via analitica.
- fig. 13 Curva per il calcolo volumetrico per via grafica.

È possibile pure l'impiego di un metodo grafico per determinare il volume della sabbia dalle carte isopache che si presenta più semplice del metodo sopra indicato.

Con questo metodo occorre planimetrare come sopra le aree corrispondenti alle diverse linee di contorno, tuttavia le letture del planimetro vengono trasformate in acri o mq. per ogni linea di contorno.

Occorre quindi costruire un diagramma che riporta in ascissa la quota delle linee di contorno ed in ordinate i rispettivi valori di area come mostrato in fig. 13.

I punti diagrammati vengono uniti da una curva che unisce i punti raccordandoli e si determina il volume totale, planimetrando l'area sottostante questa curva e moltiplicando la lettura al planimetro per la costante del grafico. Questa costante del grafico viene ricavata planimetrando un'area nota sul grafico e dividendo quest'area per la rispettiva lettura al planimetro come indicato nella parte in alto a destra della figura. Mettendo in ascisse le aree in acri ed in ordinate le altezze in piedi si ottiene il volume in acri piede.

Se invece le aree sono riportate in mq. e le altezze in m. il volume risulta in mc.

Tutti e due i metodi sopra indicati per calcolare il volume del giacimento daranno dei valori sufficientemente precisi se gli intervalli delle linee isopay sono sufficientemente ristretti.

### 1.5 Calcolo dello spazio occupato da idrocarburi

Noto il volume Ah di roccia contenente la mineralizzazione in acri piede od in mc., nota la porosità media  $\emptyset$ , il valore dell'acqua interstiziale  $S_w$  si può calcolare lo spazio di giacimento espresso in barili o mc.

$$V = 7758 Ah \emptyset (1 - S_w) = \text{Barili}$$

$$V = Ah \emptyset (1 - S_w) = \text{mc.}$$

Il calcolo risulta elementare ed è risolto immediatamente una volta che siano noti i parametri indicati. Qualora si volessero l'olio o il gas in posto in condizioni standard, occorre conoscere anche la pressione originale del pool ed il « Formation

Volume Factor » del fluido contenuto. Si divide allora il volume di giacimento per  $B_{OI}$  per ottenere l'olio in posto in condizioni standard:

$$V_{STB} = \frac{V_{OIP}}{B_{OI}} = \text{Barili di olio Stock Tank}$$

Nel caso di un giacimento a gas ed assumendo come misure l'acro-piede per i volumi di roccia e gli standard-cubic feet per i volumi di gas  $G$  la formula diventa:

$$G = \frac{43.560 \cdot V_g \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

dove:

$V_g$  è il bulk volume espresso in acri-piede;

$\emptyset$  porosità frazione;

$S_w$  saturazione in acqua in %;

$$B_g \text{ fattore di volume del gas} = \frac{T_{sc}}{P_{sc}} \frac{T}{P} Z$$

$$P_{sc} = 14.7 \text{ PSI } T_{sc} = 60^\circ\text{F} = 520^\circ\text{R}$$

$$B_g = \frac{Z}{35,35} \frac{T}{P} \text{ cu.ft/SCF}$$

$$B_g = 0,02827 \frac{ZT}{P} \text{ cu.ft/SCF}$$

Nel caso che sia nota la composizione del gas è facile ricavare il valore di  $Z$  e quindi da qui il fattore di volume  $B_g$ .

Esistono tuttavia delle correlazioni tra densità del gas e temperatura, pressione e fattore di volume  $B_g$  o suo reciproco  $\frac{1}{B_g}$  che permettono di ottenere il

fattore di conversione del gas con sufficiente precisione e con grande rapidità. Tali nomogrammi sono riuniti in fig. 14-15-16-17-18.

Per esempio l'estensione del giacimento gassifero di Bele è 1500 acri. Lo spessore medio è 40 piedi cosicchè il Bulk volume risulta di:

$$V_g = (1.500) \cdot (40) = 60.000 \text{ AF}$$

La porosità media è il 22 % e la saturazione in acqua irriducibile è il 23 %.  $B_g$  alla pressione originale di 3250 psia era stato calcolato precedentemente pari a 0,00532 cuft/SCF. Ne risulta quindi che il gas originalmente in posto era di:

$$G = \frac{43.560 \cdot 60.000 \cdot 0,22 \cdot (1 - 0,23)}{0,00532}$$

$$G = 83.2 \cdot 10^9 \text{ SCF}$$

Poichè il fattore di volume del gas era stato calcolato usando 14.7 psia e 60°F come condizioni standard il gas originalmente in posto è anche espresso in queste condizioni.

In unità metriche decimali:

$$G = \frac{10.000 \cdot V_g \cdot \varnothing \cdot (1 - S_w)}{B_g}$$

dove:

$$B_g = \frac{1,033}{15 + 273} \frac{T}{P} Z$$

$$B_g = 0,003587 \frac{TZ}{P}$$

con p in kg/cm<sup>2</sup>

T in °K

V<sub>g</sub> in ettari-metro.

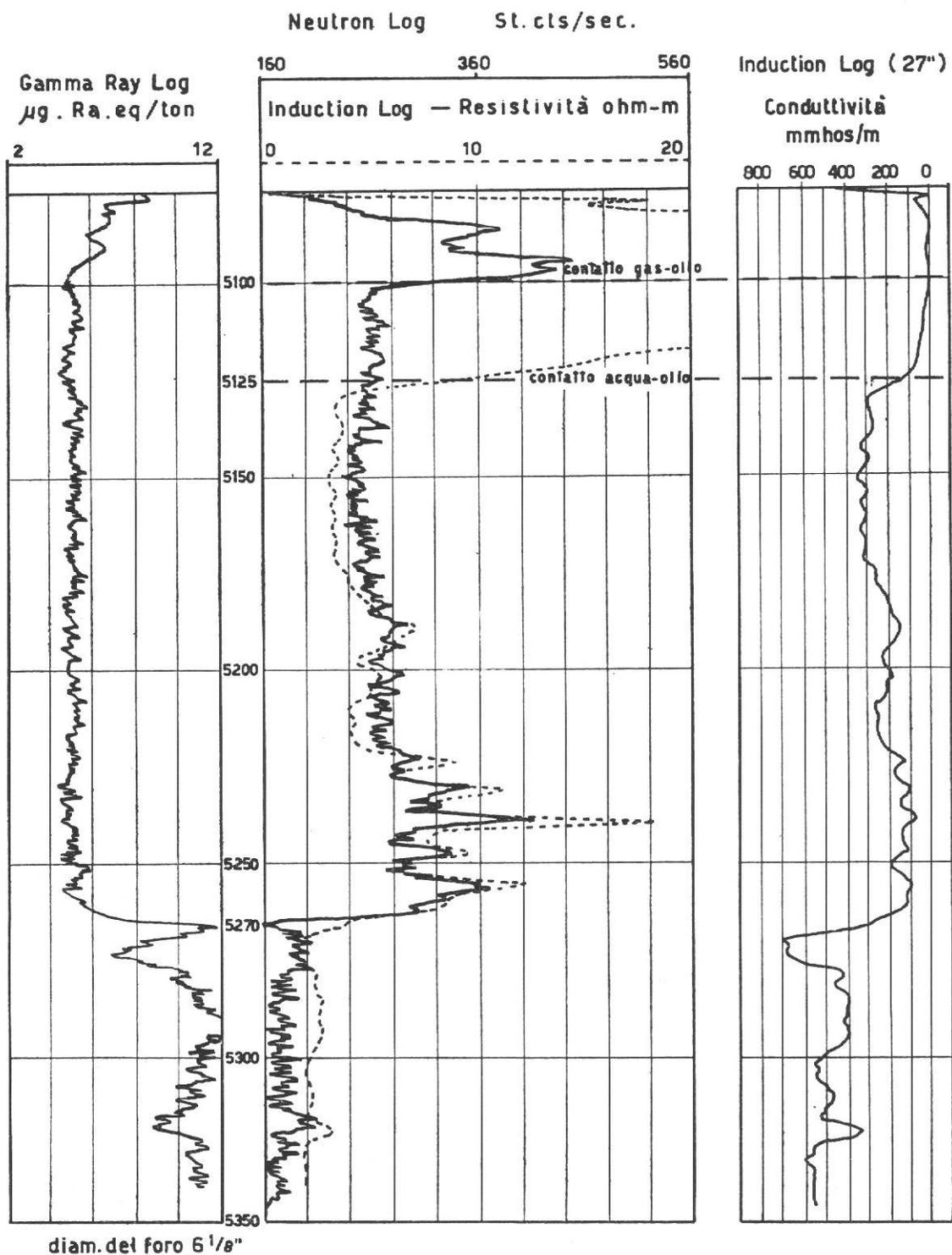


Fig. 1 - Esempio di determinazione del contatto gas-olio dal Neutron Log

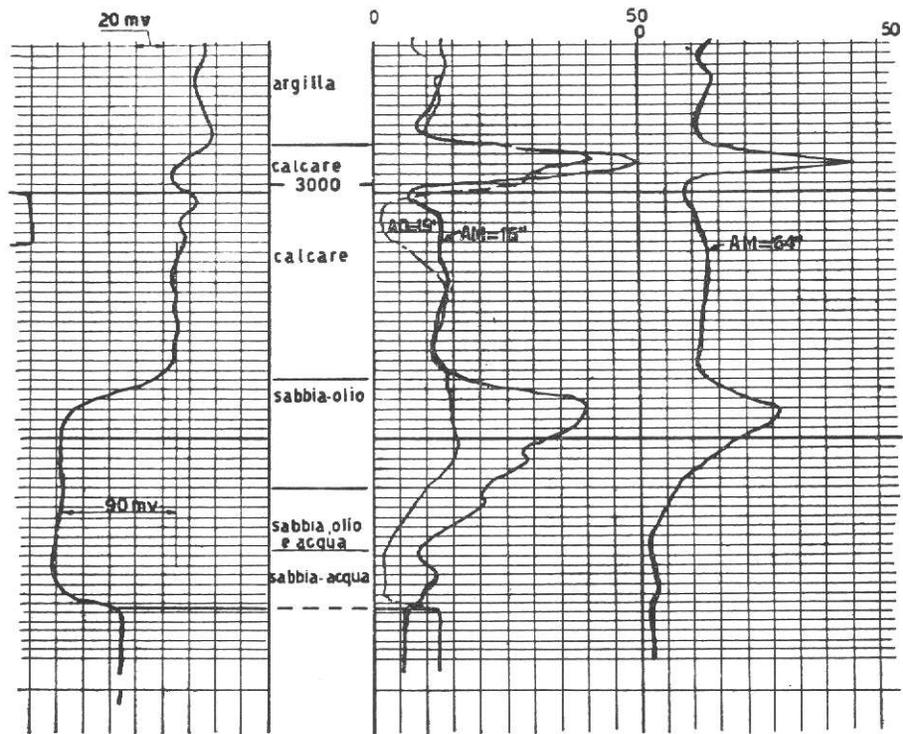


Fig. 2 - Esempio di identificazione del contatto acqua-olio o gas-acqua nella sabbia di Red Fork, Oklahoma.

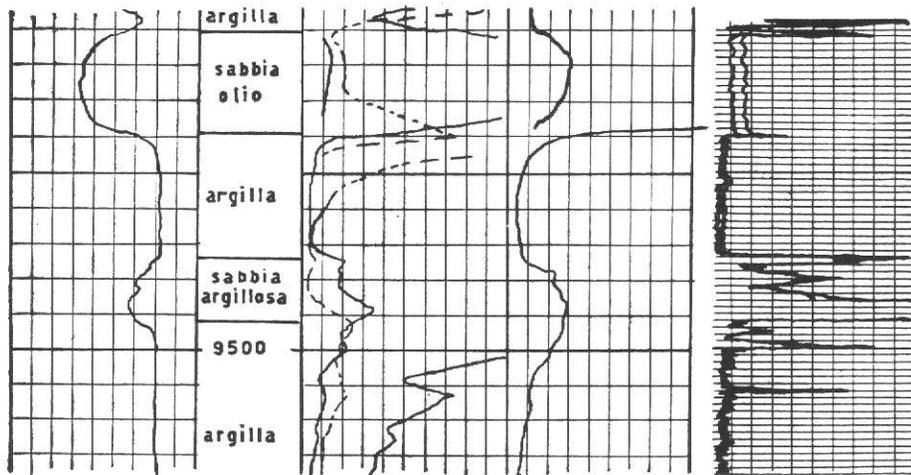


Fig. 3 - Esempio di log dove non si vedono contatti. Springer sand, Oklahoma.



COMPANY GOOD OIL COMPANY DATE ON 5/10/58 FILE NO. C-OU-2  
 WELL BAKER NO. 2 DATE OFF 5/11/58 ENGRS. EK, JJ  
 FIELD ELLIS FORMATION HARDY ELEV. 1207' DF  
 COUNTY FOREST STATE KANSAS DRLG. FLD. WATER BASE MUD CORES WIRE LINE  
 LOCATION \_\_\_\_\_ REMARKS \_\_\_\_\_



COMPLETION COREGRAPH

TABULAR DATA and INTERPRETATION

SAMPLE NUMBER	DEPTH FEET	PERM. MD	POROSITY %	RESIDUAL SATURATION % PORE SPACE		PROG
				OIL	TOTAL WATER	
43	6803.5	201	20.3	2.0	51.5	COND
44	04.5	354	23.6	2.0	57.2	COND
45	05.5	106	22.1	1.9	53.4	COND
46	06.5	25	22.2	2.0	59.0	COND
47	07.5	498	23.1	2.0	50.0	COND
48	08.5	906	22.0	2.1	58.4	COND
49	09.5	446	23.3	2.1	48.5	COND
50	10.5	747	23.9	2.0	60.0	COND
51	11.5	410	21.9	2.1	46.5	COND
52	6812.5	536	23.7	2.0	44.1	COND
53	6816.5	693	23.8	2.0	50.3	COND
54	17.5	560	23.2	6.8	48.6	COND
55	18.5	448	22.0	8.0	50.7	COND
56	19.5	612	23.1	14.1	46.3	OIL
57	20.5	448	22.9	18.3	48.9	OIL
58	21.5	327	22.6	16.2	52.3	OIL
59	22.5	25	20.1	16.5	68.2	OIL
60	23.5	418	21.7	16.1	44.2	OIL
61	24.5	203	22.0	17.8	51.0	OIL
62	6825.5	146	21.2	16.0	48.9	OIL
63	6828.5	347	21.7	17.6	56.3	OIL
64	29.5	572	24.0	16.4	49.4	OIL
65	30.5	628	24.9	18.9	43.0	OIL
66	31.5	981	26.6	20.0	46.1	OIL
67	32.5	862	25.6	20.3	42.5	OIL
68	33.5	1040	26.0	20.1	45.4	OIL
69	34.5	2200	28.1	18.6	47.6	OIL
70	35.5	3200	27.3	17.9	47.7	OIL
71	36.5	1162	25.8	19.0	44.2	OIL
72	37.5	1320	27.8	20.0	40.9	OIL
73	38.5	1282	27.2	18.6	49.2	OIL
74	39.5	1141	26.2	18.0	46.4	OIL
75	40.5	257	25.6	18.3	47.2	OIL
76	41.5	482	24.7	16.3	48.1	OIL
77	42.5	844	24.8	20.0	52.1	OIL
78	43.5	665	24.1	17.8	47.6	OIL
79	44.5	221	24.8	19.3	44.3	OIL
80	45.5	961	23.9	19.8	42.7	OIL
81	46.5	0.0	9.8	7.7	68.5	
82	6847.5	0.0	6.9	0.0	76.0	
83	6849.5	793	25.0	14.0	47.2	TRANS
84	50.5	137	26.1	11.9	48.7	TRANS
85	51.5	323	25.2	12.6	56.1	TRANS
86	52.5	127	25.1	7.6	60.6	WATER
87	53.5	97	23.9	7.3	65.2	WATER
88	54.5	196	25.8	4.0	67.8	WATER

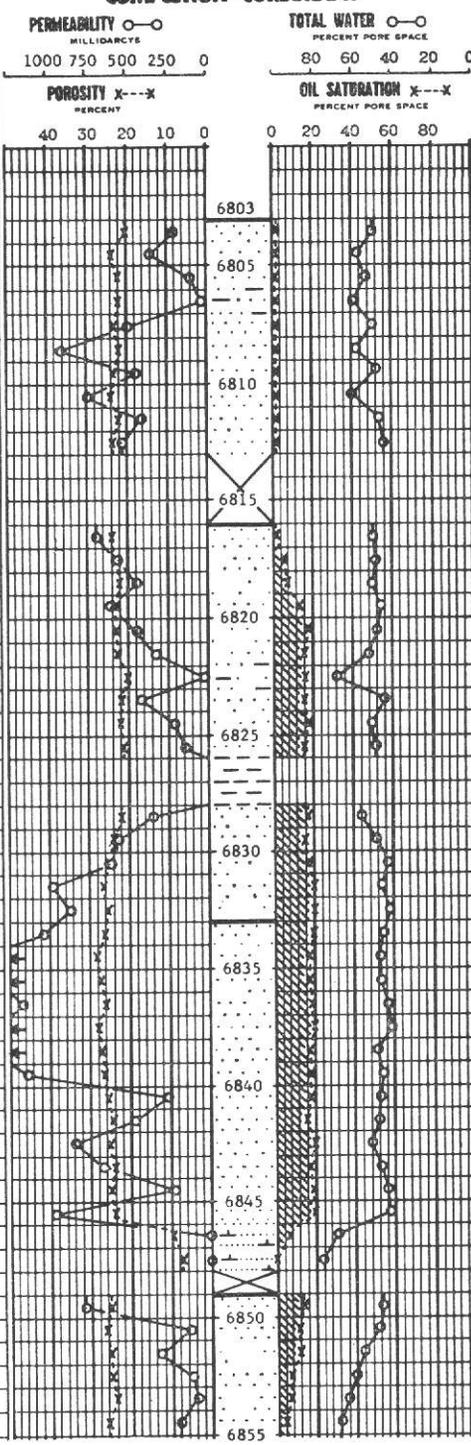


Fig. 4 - Coregraph

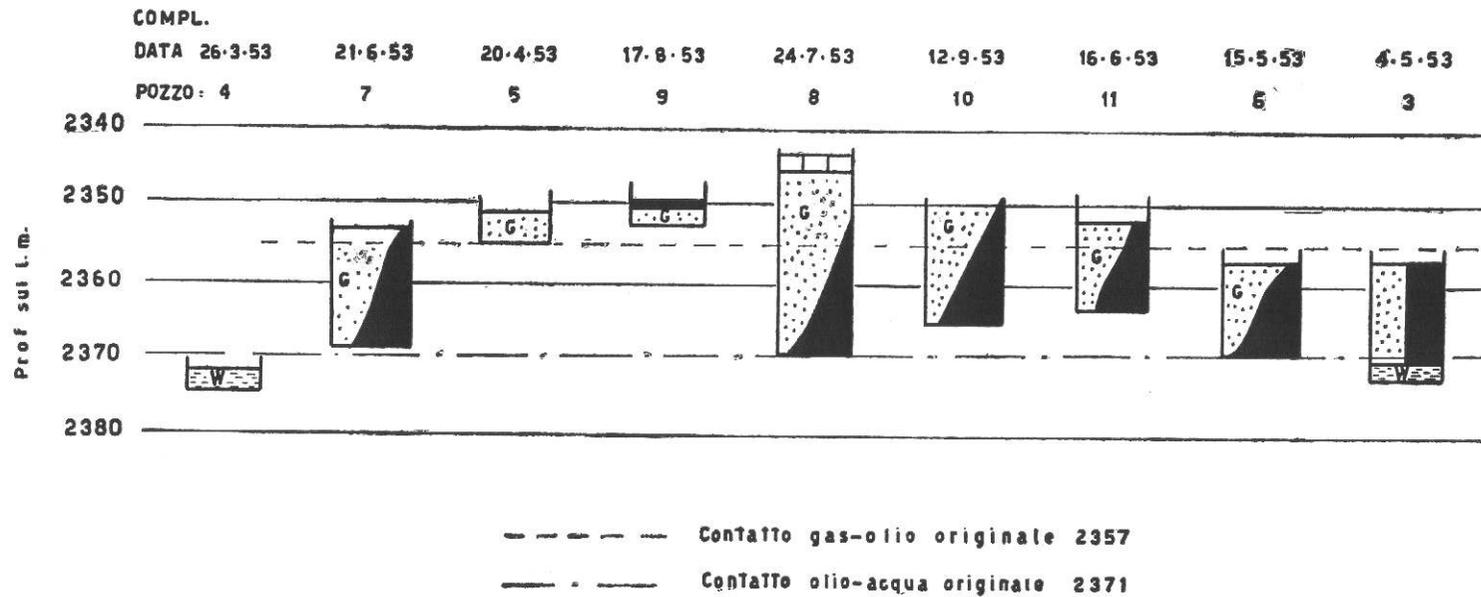


Fig.5 - Correlazione grafica indicante la relazione fra le zone a gas olio e acqua.

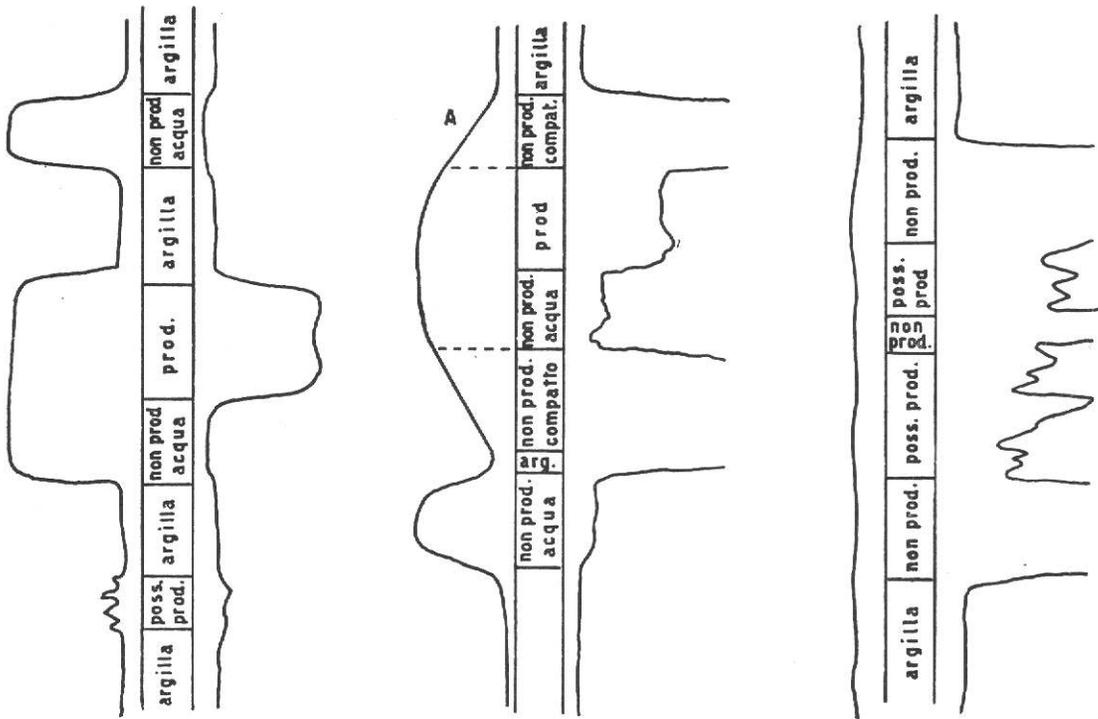


Fig. 6 - Tre caratteristici tipi di carotaggi elettrici

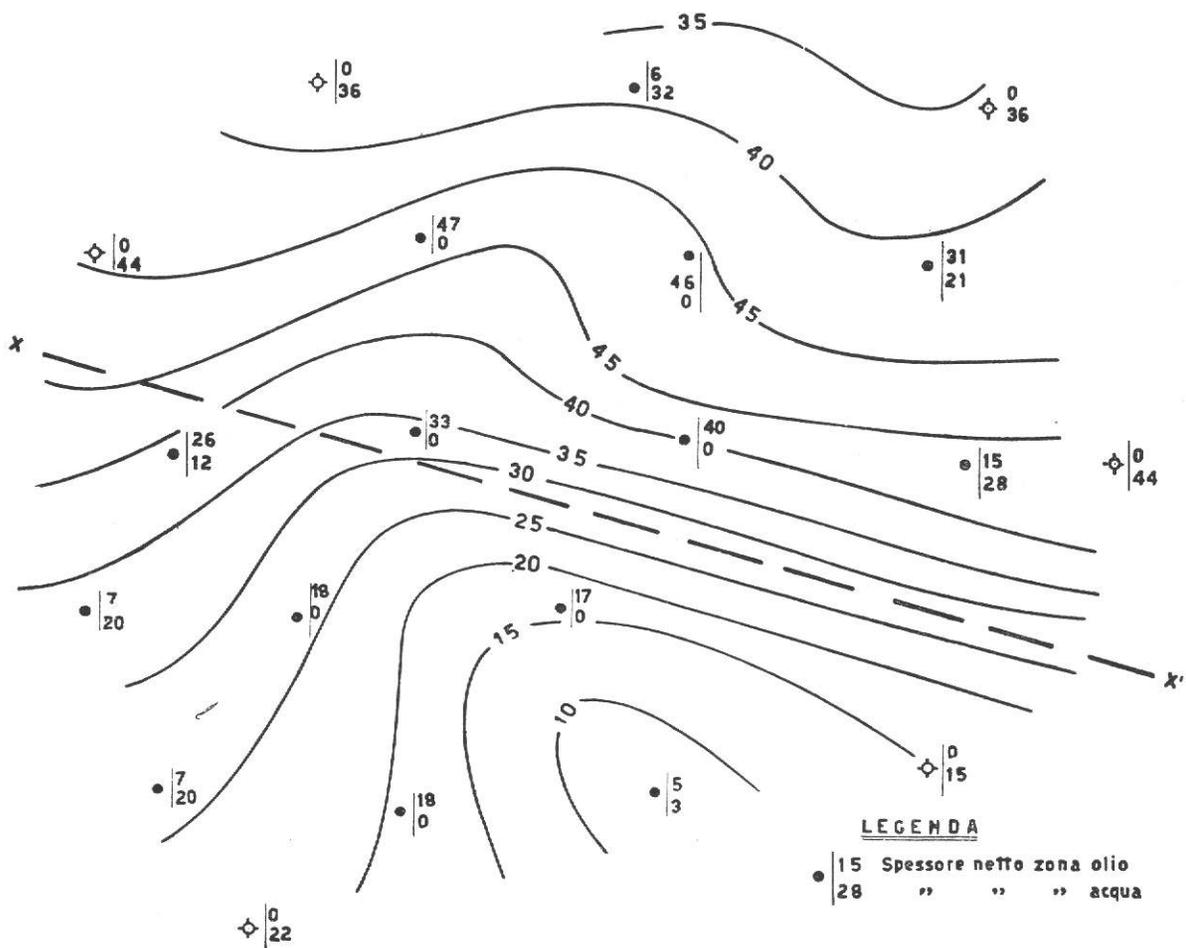


Fig. 7 - Mappa delle isopache relative allo spessore della sabbia

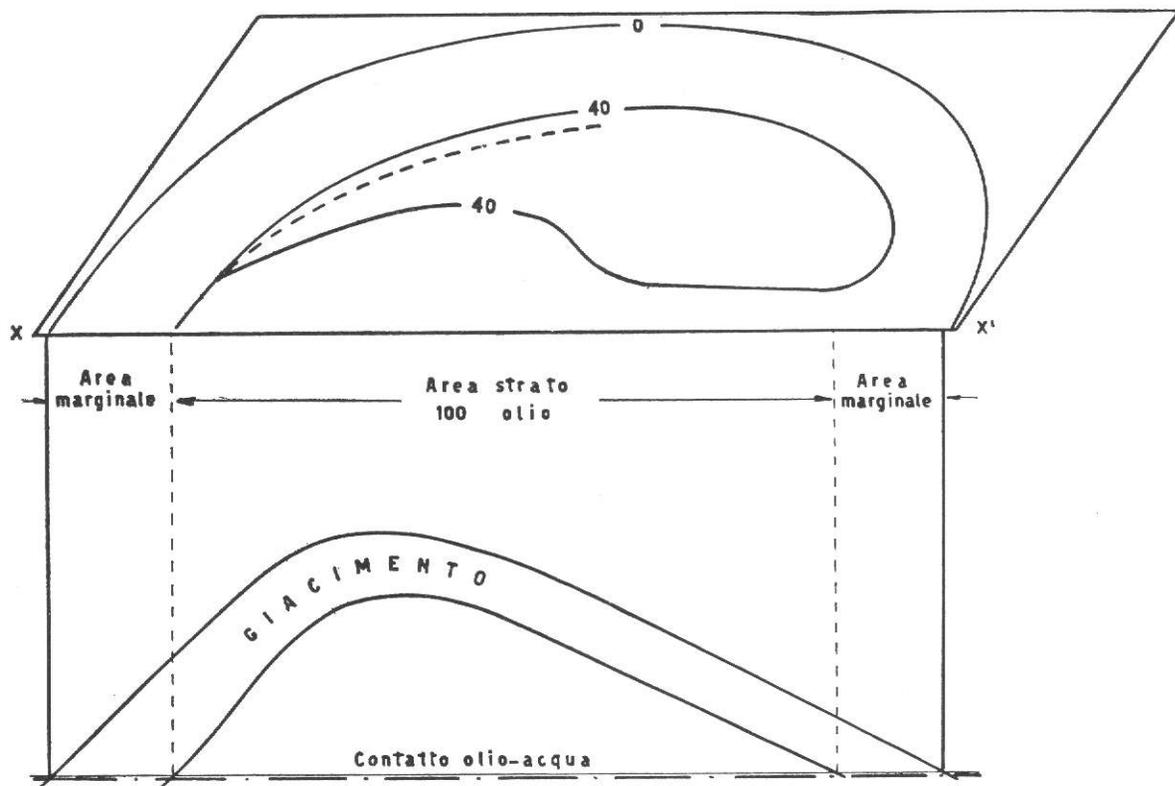


Fig. 8 - Sezione retta secondo la x-x' della figura n° 7

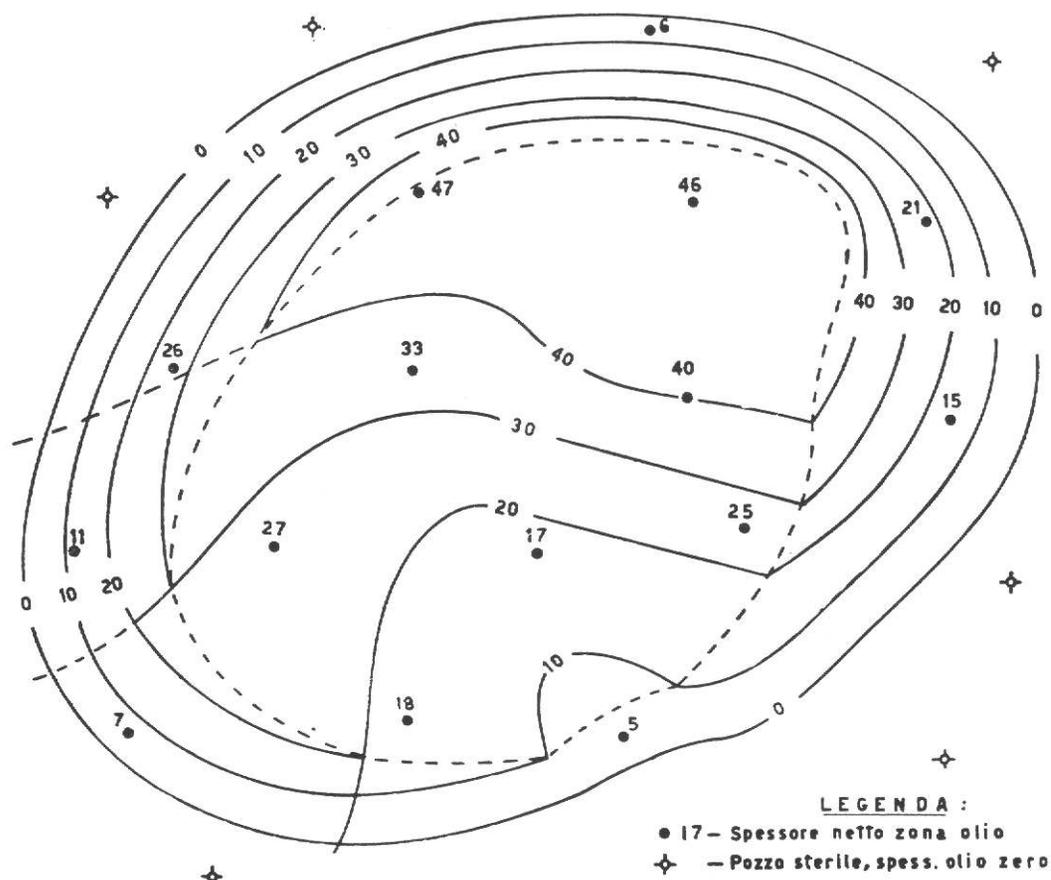


Fig. 9 - Carta delle isopache dello strato mineralizzato a olio

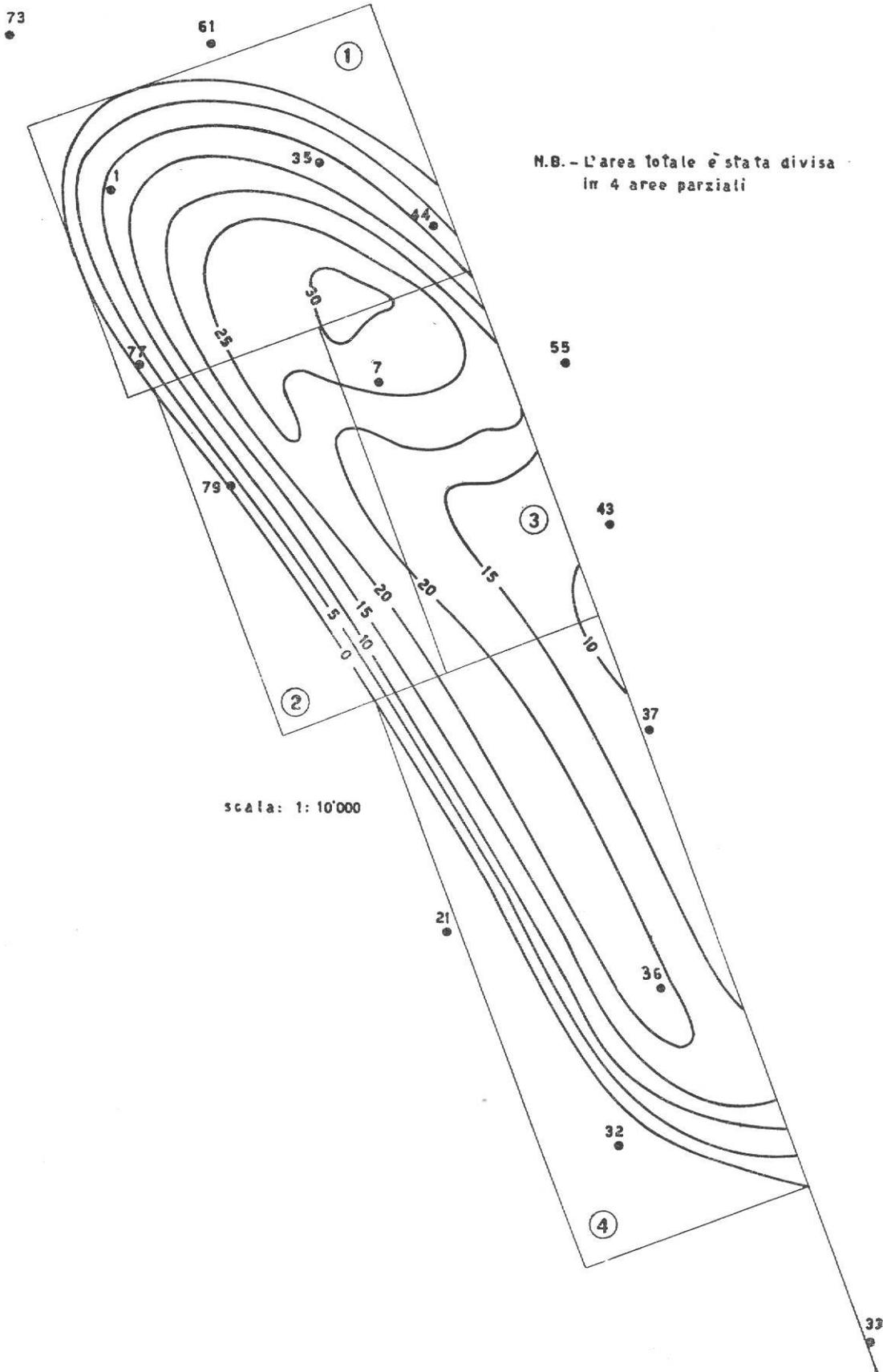


Fig.10-Carta delle isopache della sabbia mineralizzata a gas

AREA 1, A GAS

scala: 1:5000

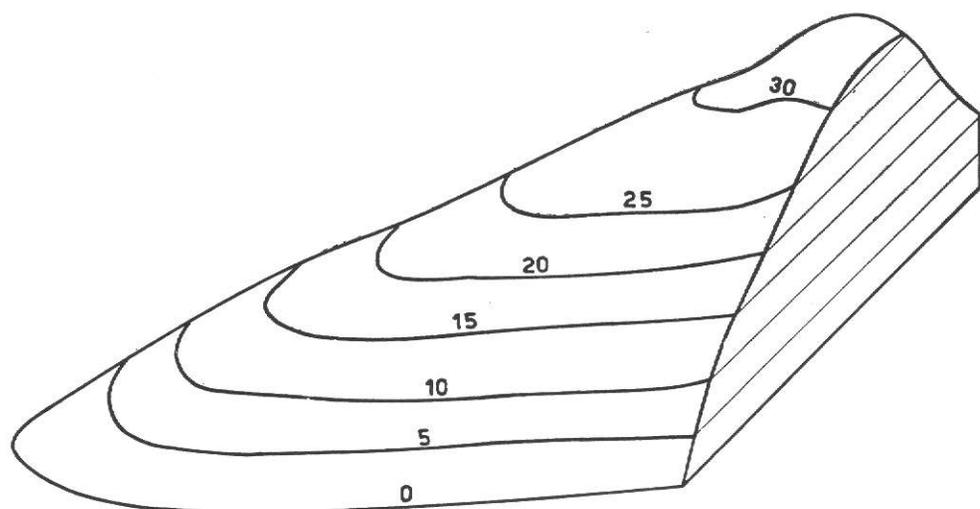
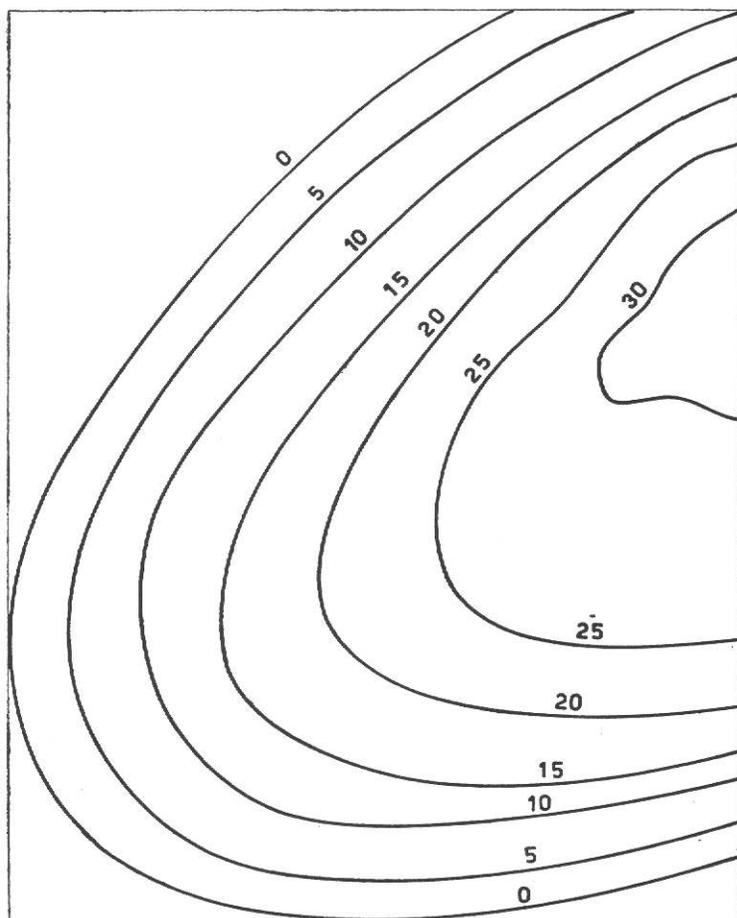


Fig. 11 - Es. di mappa delle isopay e sua ricostruzione tridimensionale

Calcolo volumetrico del pay

Planimetrato da: .....

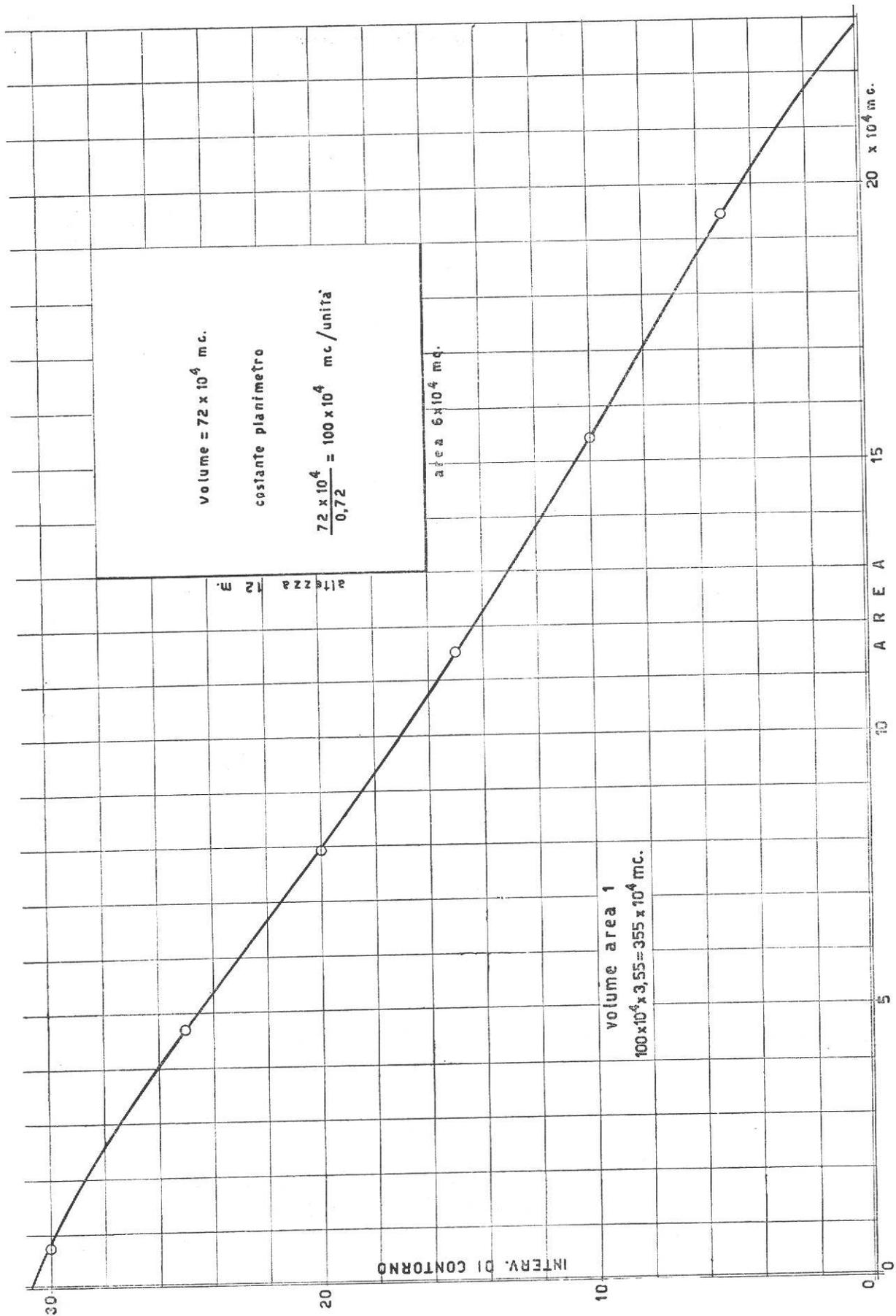
Data: .....

DETERMINAZIONE DELLE COSTANTI DEL PLANIMETRO									
Campo .....	Pool .....	Mineral. ....	Vol. Tot. MC. ....	N.° det.	Lecture al planimetro			Area ha	Costante del planimetro ha/unità
					finale	iniz.	diff.		
				1	1.168	0.000	1.168		
				1	2.350	1.268	1.182		
				1	3.522	2.350	1.172	1.174	29.05
									24,7450

Area	N.° det.	Linea di contorno	Lecture al planimetro				Distanza piani m.	Area intervallo ha
			finale	iniz.	diff.	diff. N.° det.		
1	1	0	0.926	0.000	0.926		5	22,889
			1.851	0.926	0.925	0.925		
		5	2.637	1.851	0.786		5	11,450
			0.787	0.000	0.787	0.786		
		10	0.627	0.000	0.627		5	15,441
			1.248	0.627	0.621	0.624		
		15	1.714	1.268	0.466		5	11,531
			2.180	1.714	0.466	0.466		
		20	2.502	2.180	0.322		5	7,992
			2.826	2.502	0.324	0.323		
		25	0.193	0.000	0.193		5	4,726
			0.383	0.193	0.190	0.191		
		30	0.415	0.383	0.032		2	0,767
			0.446	0.415	0.031	0.031		

$$\begin{aligned}
 \text{Volume tot.} &= 247.450 \left[ \frac{5}{2} \{ (0,925) + 2(0,786) + 2(0,624) + 2(0,466) + 2(0,323) + \right. \\
 &+ (0,191) \} + \frac{5}{3} \left\{ 0,191 + 0,031 + \sqrt{0,191 \times 0,031} + \frac{2}{3} (0,031) \right\} \Big] = \\
 &= 247.450 [2.5(0.925 + 1.572 + 1.248 + 0.932 + 0.646 + 0,191 + \\
 &+ 1.667 (0.222 + \sqrt{0.00592}) + 0.021] = \\
 &= 247.450 [2.5(5.514) + 1.167 (0.299) + 0,021] = 247.450 (14.304) = 3.539.525
 \end{aligned}$$

Fig. 12



III.1 Fig. 13 - Metodo grafico per la determinazione del volume area 1 - fig. 10

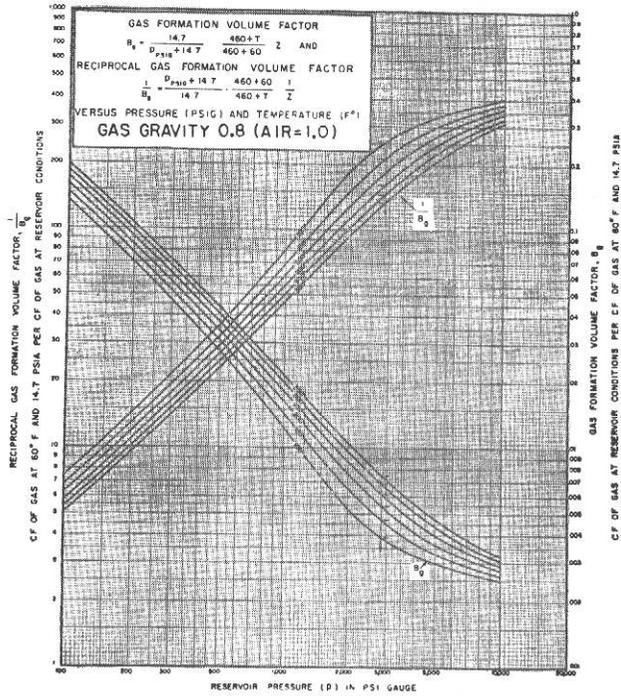


Fig. 16

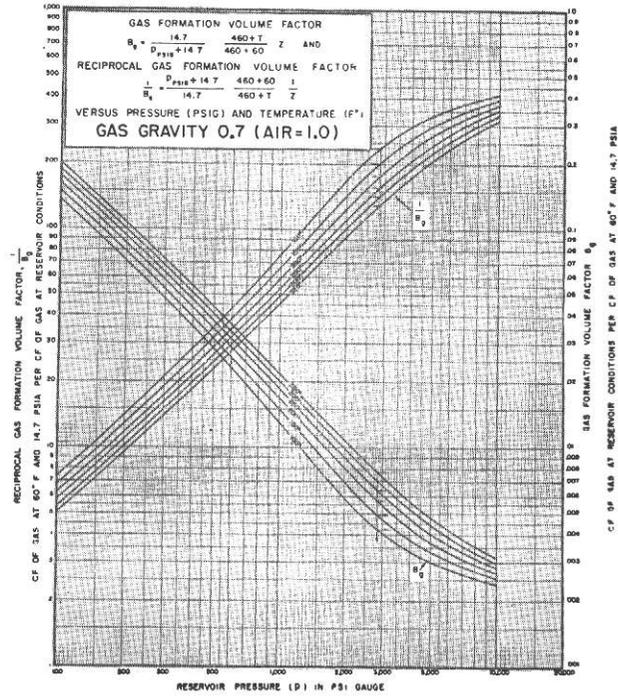


Fig. 15

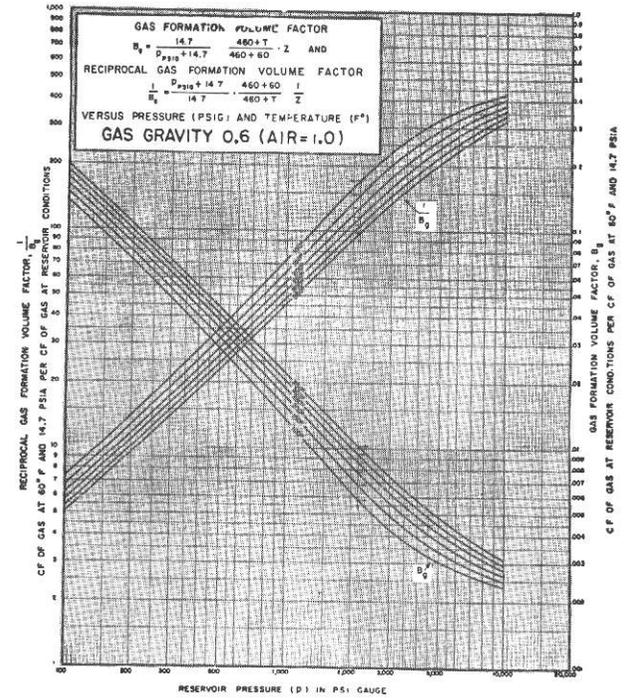


Fig. 14

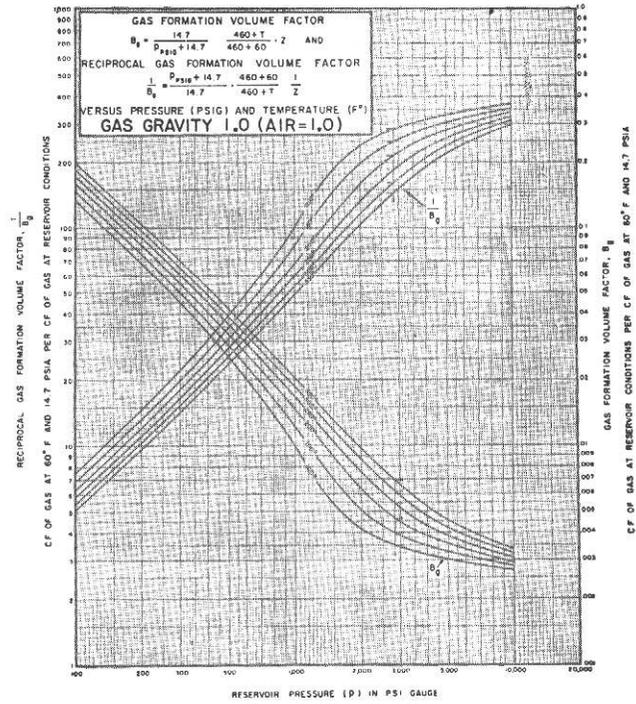


Fig. 18

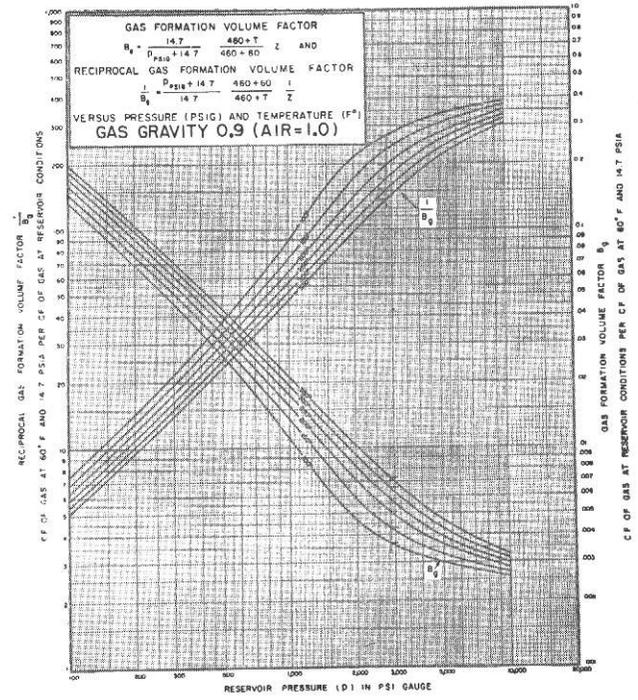


Fig. 17

### III.2 STIMA EMPIRICA DELLE RISERVE RECUPERABILI

Spesso, allo scopo di avere una guida per le operazioni di produzione futura, è necessario fare una stima del recupero nel primo stadio di vita di un campo, subito dopo la sua scoperta, perfino prima che i limiti dell'accumulo siano stati determinati con i pozzi di delimitazione o prima che vi sia una sufficiente storia della produzione per una sicura estrapolazione al futuro per mezzo delle tecniche di previsione del reservoir engineering.

I recuperi che ci si può aspettare dipendono naturalmente dalle pressioni prevalenti, dai tipi di fluidi e dal tipo di meccanismo di produzione.

Se per esempio la pressione di giacimento è al di sopra del bubble point, il giacimento contiene olio sottosaturo, allora il recupero avviene in due stadi: dapprima, per espansione della monofase liquida finchè la pressione non ha raggiunto quella di saturazione; in seguito la produzione è dovuta ad uno dei meccanismi di recupero fondamentali o da una combinazione di essi.

La stima delle riserve recuperabili viene fatta per l'intero campo o per una concessione quotaparte di un campo. In quest'ultimo caso occorre tenere presente la posizione strutturale e la migrazione dei fluidi attraverso i confini della concessione oltre al tipo di meccanismo.

#### 2.1 Giacimenti a semplice espansione

La pressione decresce proporzionalmente alla produzione secondo una legge lineare.

Si distinguono la pressione originale da quella di abbandono in corrispondenza della quale le portate sono così ridotte da non essere economiche. La pressione di abbandono  $p_a$  dipende dalle pressioni di esercizio dei metanodotti, dall'eventuale uso di stazioni di compressione, dalla profondità, permeabilità e spessore del giacimento, dalla pressione a testa pozzo. Alcune compagnie americane usano come pressione di abbandono 100 PSI per ogni 1000 feet di profondità. In Italia si considera come pressione di abbandono: 20 atmosfere.

Per un giacimento a semplice espansione non esiste cambiamento in saturazione in acqua interstiziale, cosicchè il volume dello spazio poroso e quindi del gas in condizioni di giacimento resta costante.

Se  $B_{ga}$  è il fattore di volume alla pressione di abbandono allora il gas che resta in giacimento alla pressione di abbandono è per acro piede di Bulk volume:

$$G_a = \frac{43.560 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_{ga}} \text{ in SCF/AF}$$

Il gas originalmente in posto era

$$G_i = \frac{43.560 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}} \text{ in SCF/AF}$$

La differenza tra quanto era originalmente e quanto è rimasto all'abbandono del giacimento rappresenta ciò che è stato prodotto.

$$\text{Rec. unitario} = 43.500 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w) \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right) \text{SCF/AF}$$

od in unità pratiche decimali

$$\text{Rec. unitario} = 10.000 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w) \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right) \text{NM}^3/\text{ha.m}$$

Gli americani chiamano riserva la quantità recuperabile e quindi chiamano il recupero unitario « Initial unit reserve » o riserva unitaria iniziale che è generalmente inferiore al gas unitario originalmente in posto. La riserva che resta ad ogni stadio dello svuotamento è la differenza tra la riserva iniziale e la produzione cumulativa a quel dato tempo.

Il recupero frazionale o fattore di recupero, espresso in percento del gas originalmente in posto è

$$\text{Fattore di recupero} = \frac{100 \cdot (G_i - G_a)}{G_i} = \frac{100 \cdot \left( \frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}} \right)}{1/B_{gi}} = 100 \times \left( 1 - \frac{B_{gi}}{B_{ga}} \right)$$

$G_i$  = gas originalmente in posto

$G_a$  = gas restante all'abbandono

Se la pressione originale di un giacimento ad olio è superiore alla sua pressione di bolla (olio sottosaturo) allora la produzione nel primo periodo di vita del giacimento avviene per espansione della monofase liquida.

Tale processo continuerà fino a che la pressione si sarà talmente ridotta da divenire inferiore a quella di saturazione e da rendere saturo l'olio dando luogo alla liberazione in giacimento della fase gassosa.

Recupero in condizioni sottosature.

Prod. cum. al punto di bolla = Olio orig. in posto = Olio restante al bubble point (OS).

$$\begin{aligned} N_{PS} &= \frac{10.000 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_{wc})}{B_{oi}} - \frac{10.000 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_{wc})}{B_{os}} = \\ &= 10.000 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_{wc}) \left( \frac{1}{B_{oi}} - \frac{1}{B_{os}} \right) (\text{M}^3\text{STO}/\text{Ha.m}) \end{aligned}$$

oppure

$$N_{PS} = 7758 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_{wc}) \left( \frac{1}{B_{oi}} - \frac{1}{B_{os}} \right) (\text{STB}/\text{AF})$$

Pertanto il recupero percentuale sarà

$$\text{Fattore di recupero} = 100 \cdot \left( 1 - \frac{B_{oi}}{B_{os}} \right) \%$$

(tale valore è tuttavia molto approssimato poichè non tiene conto della comprimibilità delle rocce e dell'acqua).

## 2.2 Giacimenti a dissolved gas drive (olio saturo)

Col diminuire della pressione sotto il bubble point il greggio in giacimento libera del gas di soluzione.

Nel diagramma delle fasi si entra nella zona del fluido bifase. Gas ed olio sono coesistenti e man mano che la pressione si riduce, maggiori quantità di gas si liberano dall'olio.

Col progredire della produzione e quindi con il crescere della saturazione in gas nel giacimento, la permeabilità al gas della roccia aumenta, mentre diminuisce quella per l'olio.

Ad un certo punto (superata la saturazione critica) il gas comincia a muoversi verso i pozzi e la produzione ne contiene assai più di quello contenuto in soluzione con conseguente perdita di pressione e cioè di energia di produzione.

L'olio restante in giacimento al termine dello sfruttamento è

$$V_{OR} = \frac{10.000 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w - S_g)}{B_{oa}}$$

In mancanza delle analisi PVT che danno il valore del fattore di volume  $B_o$  e della pressione di saturazione dell'olio si possono utilizzare i diagrammi di fig. 1, 2 e 3 dello Standing.

In fig. 2 è un nomogramma che permette di calcolare la pressione di saturazione noto il rapporto gas-olio di produzione, la densità dell'olio e del gas e la temperatura e viceversa.

In fig. 1 e 3 sono dei nomogrammi che permettono di calcolare il fattore di volume dell'olio  $B_o$  e  $B_t$  noto il rapporto gas-olio, la densità dell'olio e dell'acqua e la temperatura di giacimento.

Il recupero è =  $V_{OIR} - V_{OR}$

$$\text{Recupero} = 10.000 \times \emptyset \left[ \frac{(1 - S_w)}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_{oa}} \right]$$

mentre il recupero frazionale di olio ST.

$$\text{Fattore di recupero} = 1 - \frac{(1 - S_w - S_g)}{(1 - S_w)} \cdot \frac{B_{oi}}{B_{oa}}$$

Dove  $S_g$  rappresenta la saturazione totale in gas che può essere prevista alle condizioni di abbandono. Tale previsione può essere fatta in via del tutto indicativa servendosi delle analisi delle carote. Infatti la saturazione in gas in una carota,

quando essa è portata dalle condizioni originali, alla superficie, è simile a quella esistente nel giacimento alle condizioni di abbandono poichè avviene un fenomeno di espansione simile alla depletion del giacimento. La saturazione finale in gas  $S_g$  su base statistica può essere considerata pari al 20-40 % dello spazio poroso con una saturazione media del 30,4 %.

Di conseguenza il recupero medio in giacimenti che producono con spinta di gas di soluzione è del 10-20 %. Valori di recupero unitario o percentuale calcolati tenendo conto di curve di permeabilità statisticamente individuata, della viscosità dell'olio e del rapporto gas olio sono riportati in tab. 1 e tab. 2.

### 2.3 Giacimenti a water drive (spinta d'acqua)

Nel caso precedente l'energia di produzione era insita nel fluido stesso che si voleva produrre e questo in seguito alla produzione si espandeva ed il volume dei pori da esso occupato in giacimento era mantenuto costante.

Se una delle superfici che limitano il giacimento di idrocarburi è rappresentata da una tavola d'acqua che si muove invadendo la zona a idrocarburi riducendone lo spazio poroso e mantenendo elevata la pressione si dice comunemente che esiste un « Water Drive » oppure che il giacimento produce per spinta d'acqua.

In pratica in molti giacimenti con « water drive » la pressione con il procedere della produzione subisce un declino iniziale, dopo di che l'acqua entra in giacimento con portata che tende ad essere pari a quella di produzione e la pressione si stabilizza.

In tale caso la pressione stabilizzata corrisponde con la pressione di abbandono.

Se  $B_{ga}$  è il fattore di volume del gas alla pressione di abbandono e  $S_{gr}$  è la saturazione in gas residuo espressa in funzione dello spazio poroso, dopo che l'acqua ha spiazzato lo stesso, allora 1 Acro-piede di roccia contiene:

$$\frac{43,560 \cdot \emptyset \cdot S_{gr}}{B_{ga}} = \text{S.C.F.}$$

di gas che non si possono recuperare.

Poichè originalmente esistevano

$$\frac{43,560 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_{gi}} = \text{S.C.F.}$$

di gas in posto per Acro-piede di roccia, il recupero sarà, sempre per Acro-piede:

$$\text{Recupero} = 43,560 \cdot \emptyset \cdot \left[ \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}} \right] \text{SCF}$$

ed in sistema metrico decimale per ha-mt.

$$\text{Recupero} = 10.000 \cdot \emptyset \cdot \left[ \frac{1 - S_{wi}}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}} \right] \text{NM}^3$$

Il fattore di recupero finale è pari a

$$\text{R.F.} = \frac{\frac{100 \cdot (1 - S_{wi})}{B_{gi}} - \frac{S_{gr}}{B_{ga}}}{\frac{(1 - S_w)}{B_{gi}}} \%$$

La saturazione in gas residuo può essere misurata in laboratorio su dei campioni di carote rappresentative. Tali valori sono risultati compresi tra il 16 ed il 50 % a seconda del tipo di formazione con una media attorno al 30 %. Questo serve a spiegare come siano bassi i recuperi in giacimenti di gas che producono per Water drive e pari al 50 ÷ 80 % del gas originalmente in posto, anche se le portate per pozzo possono essere abbastanza elevate fino alla fine del recupero.

Infatti per esempio se un giacimento ha una saturazione in acqua connata  $S_w = 30\%$  ed una saturazione residua in gas del 35 % per effetto di un water drive attivo che mantenga la pressione attorno al suo valore iniziale il recupero si riduce al 65 % soltanto. Se la pressione di abbandono fosse ridotta alla metà di quella iniziale, con la stessa saturazione residua in gas, si potrebbe ottenere un recupero dell'82,5 % se tutto il gas residuo dietro il fronte d'acqua rimane alla pressione di abbandono. Pertanto si può affermare che il recupero di gas prodotto per effetto di una spinta d'acqua è generalmente inferiore a quello prodotto per semplice espansione e che per aumentare il recupero occorre far diminuire la pressione con alte portate onde diminuire il valore di  $S_{gr}$ . In tab. 3 sono riportati i valori di saturazione in gas residuo ricavati per diversi campi americani in funzione del tipo di formazione.

**Giacimenti a olio a water drive.** Al contrario del gas, per l'olio, la presenza di uno spiazzamento dello stesso da parte di un acquifero è sempre un fenomeno utile che si risolve con un incremento di recupero.

Valgono gli stessi ragionamenti fatti per il gas anche nel caso dell'olio. Se la pressione durante la vita produttiva non è sensibilmente variata l'olio restante in giacimento dopo che tutto sarà stato spiazzato sarà per acropiede

$$\frac{7758 \cdot \emptyset \cdot S_{or}}{B_{oi}} \text{ STB}$$

Poichè inizialmente l'olio in posto per volume unitario era:

$$\text{OOIP} = \frac{7758 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_{oi}} \text{ STB/AF}$$

il recupero unitario risulta

$$\text{Rec. unit.} = \frac{7758 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w - S_{or})}{B_{oi}} \text{ STB/AF}$$

con un fattore di recupero pari a

$$\text{R.F.} = \frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_w} \times 100 \%$$

Si pensa generalmente che il contenuto di olio riportato dalla analisi di laboratorio sulle carote recuperate con fluidi di perforazione a base acquosa sia una ragionevole stima dell'olio residuo poichè le carote sono state flussate dal filtrato del fango durante il loro taglio e contemporaneamente è avvenuta una liberazione del gas di soluzione quando queste sono state portate alla superficie e quindi a pressione atmosferica.

Quando non esistono particolari analisi dalle quali ricavare il valore della saturazione in olio residuo si usano dati statistici come quelli riportati nella seguente tabella:

Viscosità olio op.	R.O.S. (% spazio poroso)
0,2	30
0,5	32
1,0	34,5
2,0	37
5,0	40,5
10,0	43,5
20,0	46,5

Permeab. media di Giac.	Correzione da app. al ROS (% spazio poroso)
50	+ 12
100	+ 9
200	+ 6
500	+ 2
1000	- 1
2000	- 4,5
5000	- 8,5

Esempio.

La saturazione in olio residuo per un giacimento contenente greggio con viscosità pari a 2 cp e K medio = 500 md risulta ROS = 37 + 2 = 39 % dello spazio poroso.

Il fattore di recupero con  $S_w = 20\%$  risulta quindi:

$$R.F. = \frac{1 - 0,20 - 0,39}{1 - 0,2} = 51\%$$

Generalmente per effetto della spinta d'acqua il fattore di recupero varia tra il 40 % e l'80 % a seconda dell'efficienza del meccanismo di produzione con una media statistica attorno al 50 ÷ 60 %.

### III.2.3

## 2.4 Giacimenti a gas cap drive

Se esiste un gas cap sopra la zona ad olio allora il meccanismo di spinta è rappresentato dall'alta comprimibilità del gas, alla sommità della zona ad olio. Tale gas opera uno spiazzamento dell'olio dall'alto verso il basso e quindi verso i pozzi di produzione. Tuttavia il fenomeno di produzione è assai complesso perchè allo spiazzamento da parte del gas si sovrappone un aumento in saturazione in gas della roccia quindi un aumento in permeabilità relativa al gas dovuto all'abbassamento di pressione. Non è quindi possibile in tale sede sintetizzare il fenomeno e indicare in via semplice il fattore di recupero che come valore risulta compreso tra il solution gas drive ed il water drive.

In via del tutto indicativa, ammettendo un'attiva segregazione si può supporre che il recupero sia dato da

$$\begin{aligned} \text{Recupero} &= \frac{10.000 \cdot \emptyset \cdot (1 - S_w)}{B_{oi}} - \frac{10.000 \cdot \emptyset \cdot S_{or}}{B_{oa}} = \\ &= 10.000 \cdot \emptyset \cdot \left[ \frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{S_{or}}{B_{oa}} \right] \text{ STB/Ham} \end{aligned}$$

Il fattore di recupero risulta pertanto di:

$$\text{R.F.} = \frac{\frac{1 - S_w}{B_{oi}} - \frac{S_{or}}{B_{oa}}}{\frac{1 - S_w}{B_{oi}}} = 1 - \frac{S_{or}}{1 - S_w} \cdot \frac{B_{oi}}{B_{oa}}$$

Il valore della saturazione in olio residuo  $S_{or}$  nel caso di uno spiazzamento con gas è assai maggiore che nel caso di spiazzamento da parte dell'acqua; pertanto il recupero risulta assai inferiore a quello che si ottiene nel caso del water drive.

## 2.5 Giacimenti a gas condensato

Nei giacimenti a gas condensato può avvenire la condensazione di idrocarburi liquidi per la caduta di pressione in giacimento così come avviene negli impianti di superficie.

La condensazione di liquido in giacimento può avere come conseguenza che il fattore di recupero unitario calcolato con il sistema dei giacimenti a gas secco sia ottimistico, poichè il volume di condensato in giacimento alla pressione di abbandono occupa generalmente un volume più piccolo di quello che occuperebbe lo stesso gas alla stessa pressione se fosse in fase gassosa.

Il recupero di condensato in superficie, negli impianti di separazione riduce pure la quantità di gas disponibile per la vendita.

In giacimenti a gas condensato molto ricchi che producono senza spinta d'acqua il calcolo del recupero deve essere basato su studi di laboratorio di campioni « ricombinati » (Analisi PVT).

Se non si hanno a disposizione tali analisi si possono fare dei calcoli approssimati basati sul fatto che la quantità di gas libero corrispondente ad 1 piede cubico di condensato è dell'ordine di 150-200 SCF.

Assumendo come media 175 piedi cubici, ammettendo una saturazione residua  $S_{or}$  al momento dell'abbandono ed ammettendo che il rapporto gas-condensato di produzione sia  $R_p$  (SCF/Bbl), il recupero unitario in gas disponibile per la vendita può essere calcolato come segue:

$$\text{Rec. unit.} = 43.560 \cdot \varnothing \cdot \frac{R_p}{R_p + 175} \left[ \frac{1 - S_w}{B_{gi}} - \frac{1 - S_w - S_{or}}{B_{ga}} - 175 S_{or} \right] = \text{S.C.F./AF}$$

$S_{or}$  può essere stimata dal bilancio sul condensato che si può recuperare, durante il depletion del giacimento, negli impianti di separazione in superficie.

TABELLA I

Recupero primario in Stock Tank Barrels per Acro piede, per percento di porosità e per spinta di gas di soluzione

GOR di Soluzione SCF/STB	Densità Olio * API	Sabbia o Arenaria			Calcari Dolomie o Selce		
		Max. (Sciolta)	Media (Cons.)	Min. (Molto cem.)	Max. Interg.	Media Vacuol.	Min. Fratt.
60	15	7,22	4,87	1,44	17,87	2,56	0,36
	30	11,95	8,52	4,88	20,87	6,29	1,85
	50	19,20	13,89	9,46	24,78	11,84	5,07
200	15	6,97	4,62	1,75	16,33	2,65	0,51
	30	11,57	7,90	4,38	19,05	5,75	1,52
	50	19,42	13,73	9,15	23,44	11,40	4,36
600	15	7,56	4,76	2,50	12,69	3,29	0,90
	30	10,48	6,52	3,61	14,64	4,70	(1,24)
	50	15,05	9,74	5,85	17,30	7,25	(2,06)
1000	15	—	—	—	—	—	—
	30	12,34	7,61	4,52	13,26	5,38	(1,63)
	50	11,96	7,15	4,10	12,79	4,83	(1,24)
2000	15	—	—	—	—	—	—
	30	—	—	—	—	—	—
	50	10,58	6,45	4,04	9,64	(4,26)	(1,47)

TABELLA II

Recupero primario in percento dell'olio in posto per giacimenti  
a spinta di gas di soluzione

GOR di Soluzione SCF/STB	Densità Olio API	Sabbia o Arenaria			Calcari Dolomie o Selce		
		Max. (Sciolta)	Media (Cons.)	Min. (Molto cem.)	Max. Interg.	Media Vacuol.	Min. Fratt.
60	15	12,8	8,6	2,6	28,0	4,0	0,6
	30	21,3	15,2	8,7	32,8	9,9	2,9
	50	34,2	24,8	16,9	39,0	18,6	8,0
200	15	13,3	8,8	3,3	27,5	4,5	0,9
	30	22,2	15,2	8,4	32,3	9,8	2,6
	50	37,4	26,4	17,6	39,8	13,9	7,4
600	15	18,0	11,3	6,0	26,6	6,9	1,9
	30	24,3	15,1	8,4	30,0	9,6	(2,5)
	50	35,6	23,0	13,8	36,1	15,1	(4,3)
1000	15	—	—	—	—	—	—
	30	34,4	21,2	12,6	32,6	13,2	(4,0)
	50	33,7	20,0	11,6	31,8	12,0	(3,1)
2000	15	—	—	—	—	—	—
	30	—	—	—	—	—	—
	50	40,7	24,8	15,6	32,8	(14,5)	(5,0)

TABELLA III

Valori di saturazione in gas residuo per alcuni campi Americani

Tipo di roccia	Nome della Formazione	Saturazione in gas residuo % dello spazio poroso
Sabbia sciolta		16
Sabbia debolmente consolidata		21
Materiali sintetici	Porcellana	17
	Alundum	24
Arenarie consolidate	Wilcox	25
	Frio	30
	Nellie Bly	30 - 36
	Frontier	31 - 34
	Springer	33
	Frio	30 - 38
		Media 34,6
	Torpedo	34 - 37
	Tensleep	40 - 50
Calcari	Canyon Reep	50

## PROPRIETA' DEI MISCUGLI DI IDROCARBURI NATURALI DI GAS E LIQUIDO

Fattore di volume di formazione per liquidi a pressione di saturazione

**ESEMPIO :**

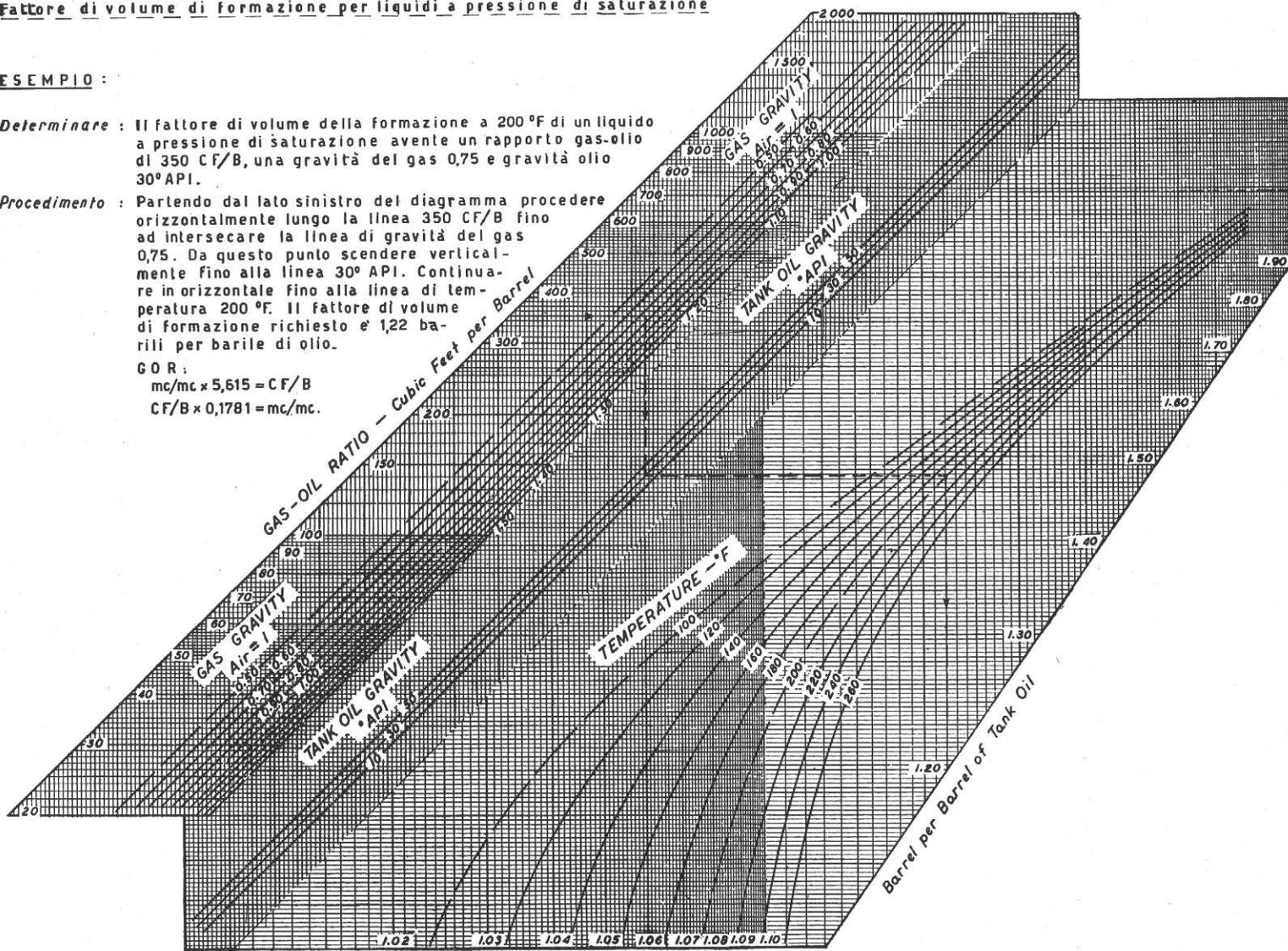
**Determinare :** Il fattore di volume della formazione a 200°F di un liquido a pressione di saturazione avente un rapporto gas-olio di 350 CF/B, una gravità del gas 0,75 e gravità olio 30° API.

**Procedimento :** Partendo dal lato sinistro del diagramma procedere orizzontalmente lungo la linea 350 CF/B fino ad intersecare la linea di gravità del gas 0,75. Da questo punto scendere verticalmente fino alla linea 30° API. Continuare in orizzontale fino alla linea di temperatura 200 °F. Il fattore di volume di formazione richiesto è 1,22 barili per barile di olio.

GOR :

$$\text{mc/mc} \times 5,615 = \text{CF/B}$$

$$\text{CF/B} \times 0,1781 = \text{mc/mc.}$$



FORMATION VOLUME of BUBBLE POINT LIQUID -

## PROPRIETÀ DEI MISCUGLI DI IDROCARBURI NATURALI DI GAS E LIQUIDO

### Pressione di saturazione

#### ESEMPIO:

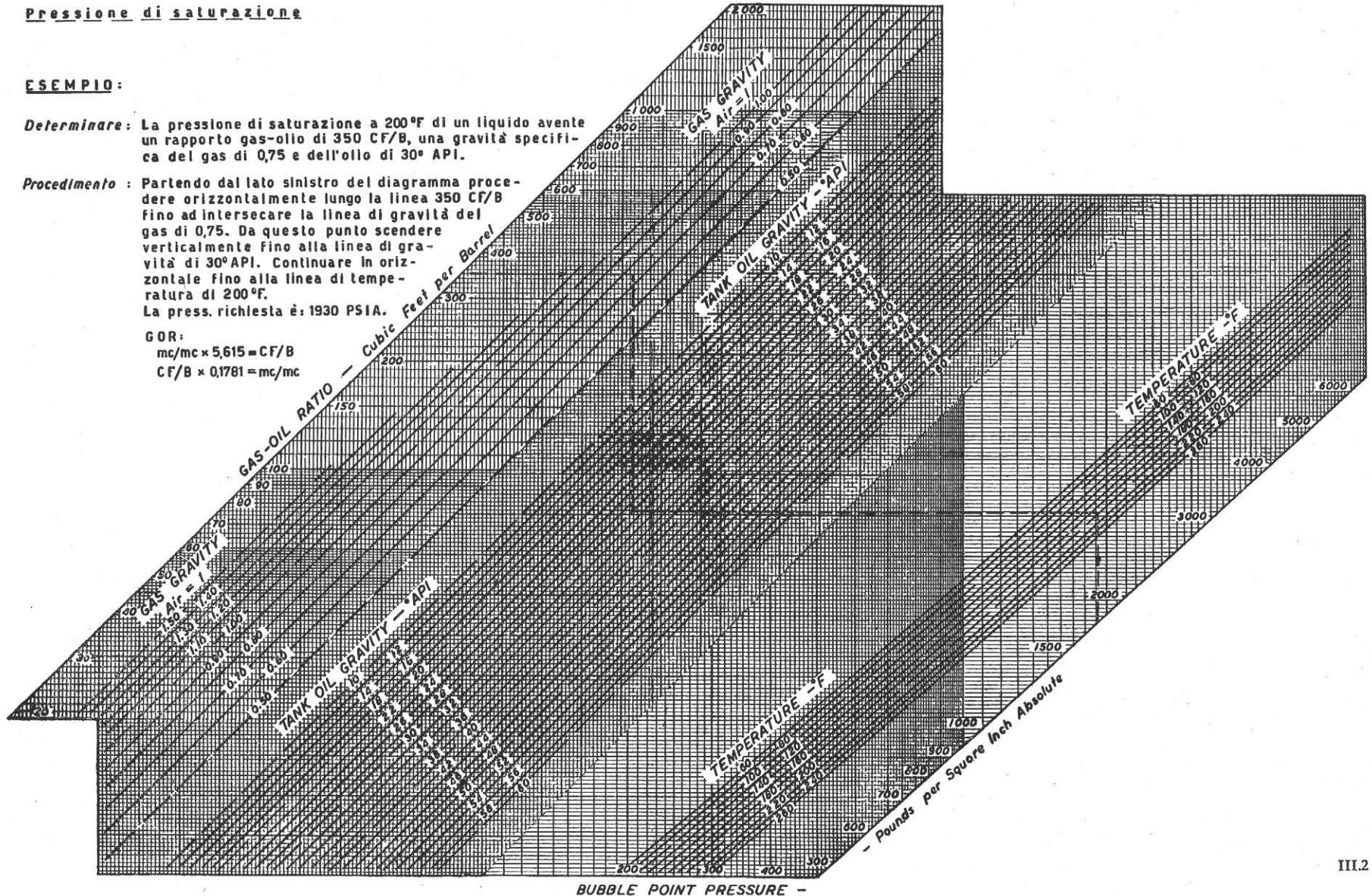
**Determinare:** La pressione di saturazione a 200°F di un liquido avente un rapporto gas-olio di 350 CF/B, una gravità specifica del gas di 0,75 e dell'olio di 30° API.

**Procedimento:** Partendo dal lato sinistro del diagramma procedere orizzontalmente lungo la linea 350 CF/B fino ad intersecare la linea di gravità del gas di 0,75. Da questo punto scendere verticalmente fino alla linea di gravità di 30° API. Continuare in orizzontale fino alla linea di temperatura di 200°F. La press. richiesta è: 1930 PSIA.

GOR:

$$\text{mc/mc} \times 5,615 = \text{CF/B}$$

$$\text{CF/B} \times 0,1781 = \text{mc/mc}$$



## PROPRIETÀ DEI MISCUGLI DI IDROCARBURI NATURALI DI GAS E LIQUIDO

Fattore di volume di formazione di un fluido bifase: gas+liquido

**ESEMPIO:**

**Determinare:** Il fattore di volume di formazione di un miscuglio bifase, gas-più liquido, con rapporto gas-olio 1500 CF/B, gravità del gas=0,80, gravità dell'olio 40° API, a 200°F e 1000 PSIA.

**Procedimento:** Partendo dal lato sinistro del diagramma, procedere orizzontalmente lungo la linea 1500 CF/B fino alla linea di gravità del gas 0,80. Da questo nuovo punto scendere verticalmente fino alla linea 40° API. Procedere orizzontalmente fino a 200°F e da questo punto scendere alla linea 1000 PSIA. Il fattore di volume di formazione richiesto è 5,0 barili per barile di olio.

GOR:

$$mc/mc \times 5,615 = CF/B$$

$$CF/B \times 0,1781 = mc\ mc$$

