

**ELEMENTI DI GEOLOGIA E DI  
INGEGNERIA DEI GIACIMENTI  
PETROLIFERI**

a cura di

**RENZO MAZZEI**

**FASCICOLO 5**

**CAROTAGGI GEOFISICI**

**DICEMBRE 2001**

## PREMESSA

Questo lavoro è dedicato alla memoria del Dr. Giuseppe Vestina, geologo dei Giacimenti dell'AGIP perito tragicamente in un incidente stradale in Francia nella primavera del 1989. Era infatti con lui che avevo iniziato la preparazione di questo trattato, in quanto era nostra intenzione pubblicare un volume, ad uso interno AGIP, che potesse servire da guida ai geologi neoassunti e che fosse più completo di quello da me pubblicato nel settembre 1985 (Appunti di geologia dei Giacimenti). Purtroppo, a causa dei miei molteplici impegni, è stato possibile completarlo solo ora.

Il lavoro non ha la pretesa di essere una pubblicazione completa che copre tutte le discipline inerenti alla ricerca e allo sviluppo dei giacimenti di idrocarburi, ma vuole soprattutto rappresentare una guida pratica per i geologi neoassunti dei Giacimenti e per coloro che, sebbene esperti in altre discipline, siano interessati a questo tipo di analisi giacimentologica.

Per facilitare la consultazione ho preferito suddividere gli argomenti trattati in 9 fascicoli, presentati nel modo più pratico e schematico possibile, rimandando a pubblicazioni più complete chi volesse approfondire i singoli argomenti.

In questa breve nota voglio ricordare in particolare il Dr. Gustavo Sclocchi che aveva incoraggiato il completamento di questo lavoro e della cui improvvisa scomparsa sono rimasto profondamente addolorato.

Ringrazio inoltre gli ingegneri Carlo Bruni, Antonio Stradiotti e Carlo Turriani per la revisione della parte riguardante l'ingegneria dei giacimenti, il Dr. Mauro Gonfalini per la parte riguardante i Logs e i Dottori Donatella Capirchio e Luciano Kovacic per la parte riguardante la geofisica.

Questo lavoro deve essere considerato una dispensa ad uso interno. La diffusione al di fuori del ristretto ambito aziendale è pertanto vietata.

# **ELEMENTI DI GEOLOGIA E DI INGEGNERIA DEI GIACIMENTI PETROLIFERI**

a cura di

**RENZO MAZZEI**

## **INDICE GENERALE**

**FASCICOLO 1: Elementi di geologia generale e strutturale**

**FASCICOLO 2: Ambienti e modelli sedimentari**

**FASCICOLO 3: Genesi, migrazione ed accumulo degli idrocarburi**

**FASCICOLO 4: Caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio**

**FASCICOLO 5: Carotaggi geofisici**

**FASCICOLO 6: La sismica applicata allo studio dei giacimenti**

**FASCICOLO 7: Calcolo volumetrico degli idrocarburi originariamente  
in posto**

**FASCICOLO 8: Elementi di ingegneria dei giacimenti di idrocarburi**

**FASCICOLO 9: Alcuni giacimenti italiani e esteri**

## INDICE DEL FASCICOLO 5

|                                                | Pag.      |
|------------------------------------------------|-----------|
| <b>CAROTAGGI GEOFISICI</b>                     | <b>1</b>  |
| <b>CALIPER</b>                                 | <b>3</b>  |
| <b>LOG ELETTRICI</b>                           | <b>6</b>  |
| Potenziale Spontaneo                           | 6         |
| Log di Resistività                             | 9         |
| Dispositivi Normali                            | 13        |
| Dispositivi Laterali o Inversi                 | 13        |
| Dispositivi a Corrente Focalizzata o Laterolog | 13        |
| Dispositivi Induttivi                          | 16        |
| Microlog                                       | 18        |
| Microlaterolog                                 | 20        |
| Proximity Log                                  | 20        |
| Microspherically Focused Log                   | 23        |
| Dipmeter                                       | 24        |
| Formation Microscanner                         | 25        |
| <b>LOG RADIOATTIVI</b>                         | <b>29</b> |
| Gamma Ray                                      | 29        |
| Natural Gamma Ray Spectrometry                 | 32        |
| Gamma Ray Neutron Log                          | 34        |
| Sidewall Neutron Porosity Tool                 | 37        |
| Compensated Dual-Spacing Neutron Log           | 38        |
| Formation Density Compensated Tool             | 39        |
| Litho Density Tool                             | 42        |
| Thermal Decay Time Tool                        | 44        |
| <b>LOG ACUSTICI</b>                            | <b>49</b> |
| <b>LOG ELETTROMAGNETICI</b>                    | <b>55</b> |
| <b>CENNI SULL'INTERPRETAZIONE DEI "LOG"</b>    | <b>60</b> |
| <b>LOG DI PRODUZIONE</b>                       | <b>68</b> |
| Packer Flowmeter                               | 70        |
| Flowmeter                                      | 71        |



## Pag.

|                        |           |
|------------------------|-----------|
| Gradiomanometro        | 76        |
| Densimetro             | 79        |
| Manometro              | 79        |
| Termometro             | 79        |
| Traccianti radioattivi | 87        |
| Oxygen Activation      | 90        |
| Caliper                | 91        |
| <b>BIBLIOGRAFIA</b>    | <b>96</b> |

## CAROTAGGI GEOFISICI

Informazioni relative alla litologia e al tipo di fluidi contenuti nelle formazioni attraversate da un sondaggio possono essere ricavate sia direttamente, dall'analisi di carote di fondo, carote di parete, "cutting", che indirettamente, mediante la registrazione e l'interpretazione di carotaggi elettrici, acustici e radioattivi. Tali registrazioni, che vengono indicate col termine di "log", forniscono sostanzialmente le seguenti informazioni:

- differenziazione fra livelli argillosi, rocce compatte e strati porosi. E' quindi possibile tracciare delle correlazioni fra i vari pozzi perforati e di conseguenza delineare le caratteristiche strutturali del giacimento, determinare gli spessori e le estensioni laterali degli orizzonti mineralizzati, eseguire una stima delle riserve del campo;
- discriminazione qualitativa fra livelli mineralizzati (olio o gas) e strati impregnati d'acqua, per cui risulta possibile ubicare i contatti fra i vari fluidi presenti in giacimento;
- valutazione quantitativa delle caratteristiche petrofisiche delle formazioni interessate dal sondaggio, cioè porosità, saturazione in acqua, argillosità e, in qualche caso permeabilità.

Verranno qui di seguito presentati in modo sintetico i principali tipi di "log" che vengono usualmente impiegati nell'industria petrolifera, sia in foro aperto sia in foro tubato.

Prima di iniziare la descrizione è utile ricordare che, in base al tipo di curve registrate, i "log" possono essere suddivisi in (Tab. 1):

- "log" **elettrici**, che misurano la resistività dello strato (compreso i fluidi contenuti) o i potenziali spontanei che si originano sulla parete del foro (solo foro aperto);
- "log" **radioattivi**, che misurano la radioattività naturale o l'effetto della propagazione di raggi  $\gamma$  o neutroni veloci nelle formazioni attraversate dal pozzo (foro aperto e/o tubato);
- "log" **acustici**, che registrano la velocità di propagazione delle onde elastiche attraverso la formazione (foro aperto e/o tubato);
- "log" **elettromagnetici**, che studiano la propagazione di onde elettromagnetiche nelle formazioni attraversate dal pozzo (solo foro aperto);
- "log" **di produzione**, che forniscono informazioni relative alla natura dei fluidi di strato ed al loro comportamento all'interno dei pozzi.

| <b>CAROTAGGI ELETTRICI</b>                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| POTENZIALE SPONTANEO<br>LOG DI RESISTIVITA'       | <ul style="list-style-type: none"> <li>- Macrodispositivi               <ul style="list-style-type: none"> <li>. normali</li> <li>. laterali o inversi</li> <li>. a corrente focalizzata</li> <li>. induttivi</li> </ul> </li> <li>- Microdispositivi               <ul style="list-style-type: none"> <li>. microlog</li> <li>. microlaterolog</li> <li>. proximity log</li> <li>. microspherically focused log</li> <li>. dipmeter</li> </ul> </li> </ul> |
| <b>CAROTAGGI RADIOATTIVI</b>                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| RADIOATTIVITA' NATURALE<br>RADIOATTIVITA' INDOTTA | <ul style="list-style-type: none"> <li>. gamma ray</li> <li>. natural gamma ray spectrometry</li> <li>. gamma ray neutron log</li> <li>. sidewall neutron porosity log</li> <li>. compensated dual spacing neutron log</li> <li>. formation density compensated log</li> <li>. thermal decay time</li> </ul>                                                                                                                                                |
| <b>CAROTAGGI ACUSTICI</b>                         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>. bore hole compensated sonic log</li> <li>. long spacing sonic log</li> <li>. depth derived bore hole compensated sonic log</li> <li>. cement bond log</li> <li>. cement evaluation log</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>CAROTAGGI ELETTROMAGNETICI</b>                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|                                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>. electromagnetic propagation log</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| <b>CALIPER</b>                                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| <b>CAROTAGGI DI PRODUZIONE</b>                    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |

Tab. 1 - Vari tipi di "log"

## CALIPER

Il **Caliper** fornisce informazioni circa la geometria delle pareti di un pozzo, registrando le variazioni del diametro del foro mediante l'impiego di una serie di pattini che scorrono lungo le pareti. Dalle registrazioni effettuate da questo strumento possiamo ricavare le seguenti informazioni (Fig. 1):

- zona di scavamento, che generalmente corrisponde a livelli argillosi;
- zone di pannello, caratteristiche degli orizzonti porosi e permeabili;
- foro regolare, (le curve delle coppie di pattini sono coincidenti) in presenza di livelli porosi;
- foro ellittico, (le curve dei "caliper" sono divergenti) in presenza di strati argillosi.

Quando vengono impiegati dispositivi a quattro pattini nei pozzi deviati, molto spesso accade che, nelle zone interessate da scavamento, uno dei pattini non riesca ad aderire alla parete superiore del foro; in tal caso si verificano fenomeni di "saturazione" evidenziati da un andamento rettilineo della registrazione.

Generalmente il "caliper" viene registrato in combinazione con il "density log", i "log" di microresistività ed il "bore hole geometry log" (Fig. 2). Quest'ultimo "log" (BGL), oltre alla registrazione di due "caliper" indipendenti, riporta anche l'azimut e l'angolo di deviazione del pozzo rispetto alla verticale, nonché il volume del foro.

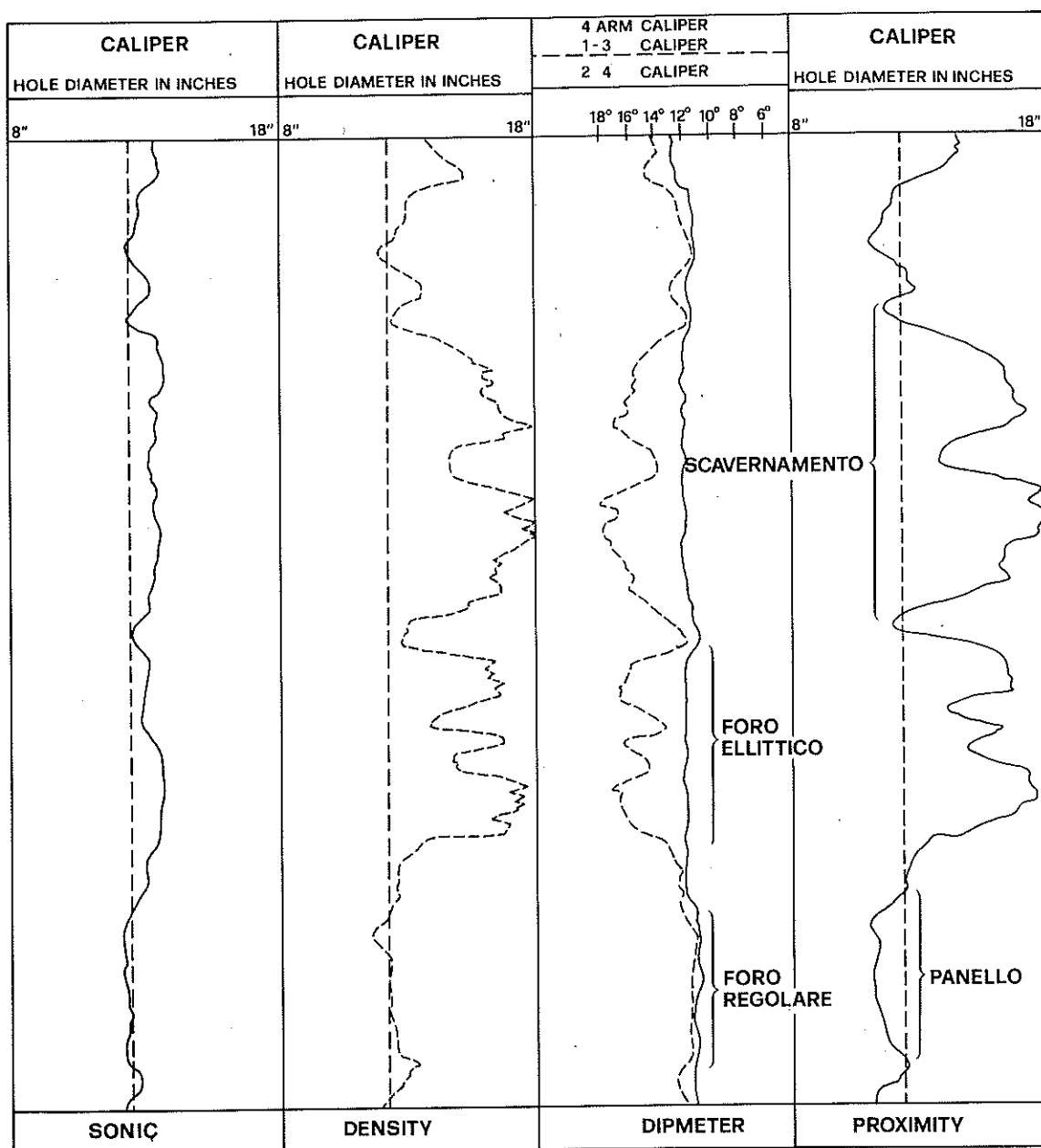


Fig. 1 - Rappresentazione dei possibili andamenti delle curve del "caliper" (registrate insieme al Sonic, Density, Dipmeter e Proximity log).

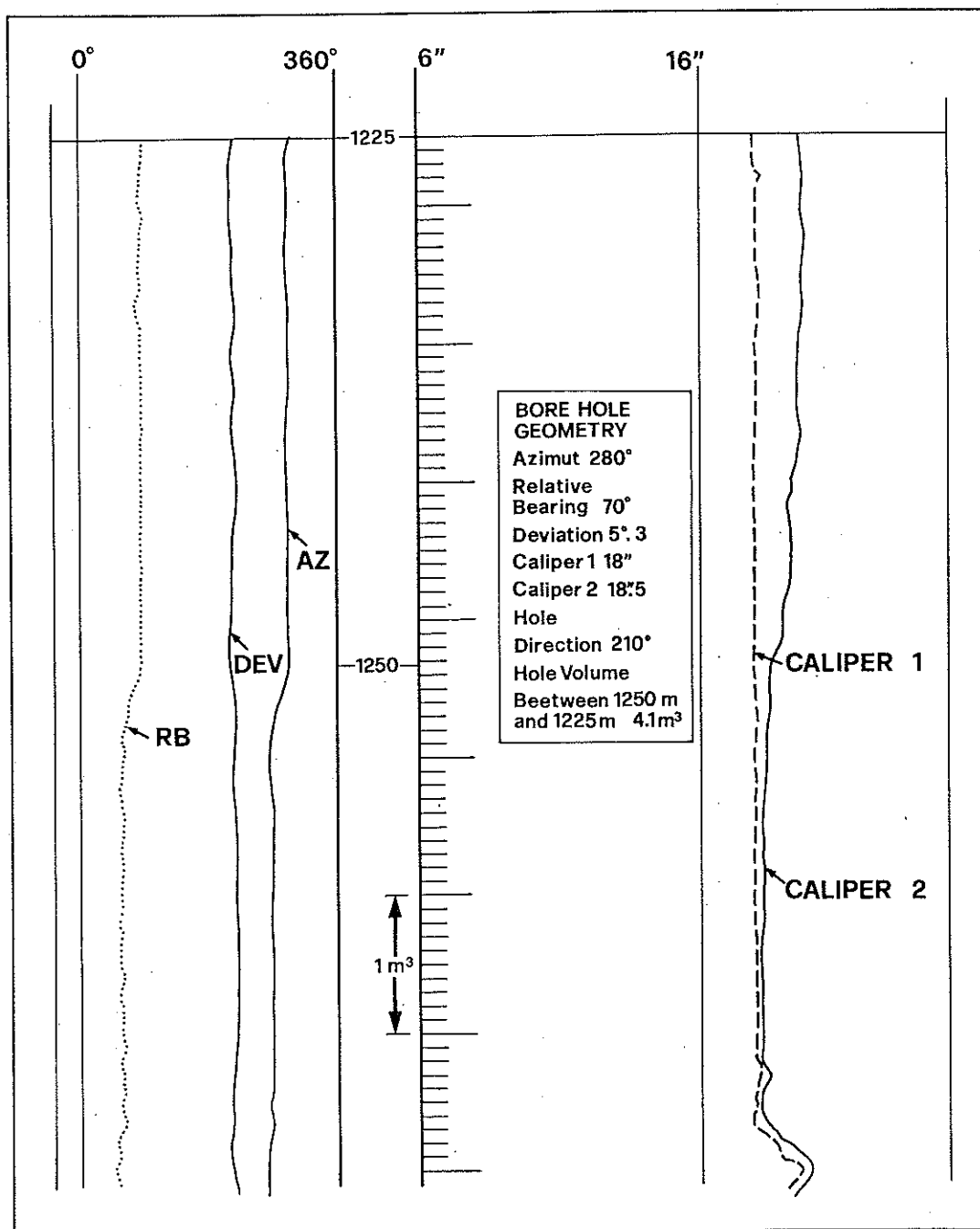


Fig.2 - Esempio di "Bore Hole Geometry Log".

## LOG ELETTRICI

### Potenziale Spontaneo

La curva di **potenziale spontaneo** (SP) è una registrazione della differenza di potenziale che si genera naturalmente tra un elettrodo di superficie e un elettrodo che si muove in pozzo, riempito di colonna di fango, di fronte alle formazioni attraversate. Il potenziale spontaneo trae origine da forze elettromotrici dovute a fenomeni elettrochimici e di elettro-filtrazione, che si generano al contatto tra il filtrato del fango di circolazione e l'acqua di formazione.

Sulla curva del PS le differenze di potenziale, misurate in millivolt, sono giudicate positive da sinistra verso destra. Generalmente è possibile distinguere una "linea base" delle argille, congiungendo le massime deflessioni verso destra, ed una "linea delle sabbie" (o di altre rocce permeabili), congiungendo invece le massime deflessioni verso sinistra. Le escursioni negative si verificano nei livelli porosi e permeabili contenenti acque salate, cioè acque la cui concentrazione in sali sia maggiore di quella del fango di perforazione (Fig. 3).

Si possono verificare casi in cui le formazioni porose sono caratterizzate da deflessioni della curva del PS verso destra; questo fenomeno d'inversione si verifica quando tali formazioni sono imbevute di acque dolci, cioè acque la cui concentrazione in sali risulta minore di quella del fango.

Nei casi in cui la salinità dell'acqua di strato fosse simile a quella del fango di perforazione, la curva del PS presenterebbe un andamento approssimativamente rettilineo, con valori dell'ordine di quelli caratteristici delle argille.

E' infine necessario sottolineare che il valore del PS è direttamente proporzionale allo spessore degli strati; un livello d'argilla non molto spesso tra potenti orizzonti sabbiosi non riuscirà mai a raggiungere la linea di base, allo stesso modo la curva del PS in corrispondenza di un livello poroso, di spessore molto ridotto rispetto a quello dei livelli impermeabili a cui è intercalato, non si presenterà nel suo massimo sviluppo.

In qualche caso la curva di PS può dare indicazioni sul contatto idrocarburi-acqua in quanto, a parità di porosità e permeabilità, in uno stesso strato tale curva, in presenza di idrocarburi, presenta deflessioni meno pronunciate che in presenza di acqua (Fig.4).

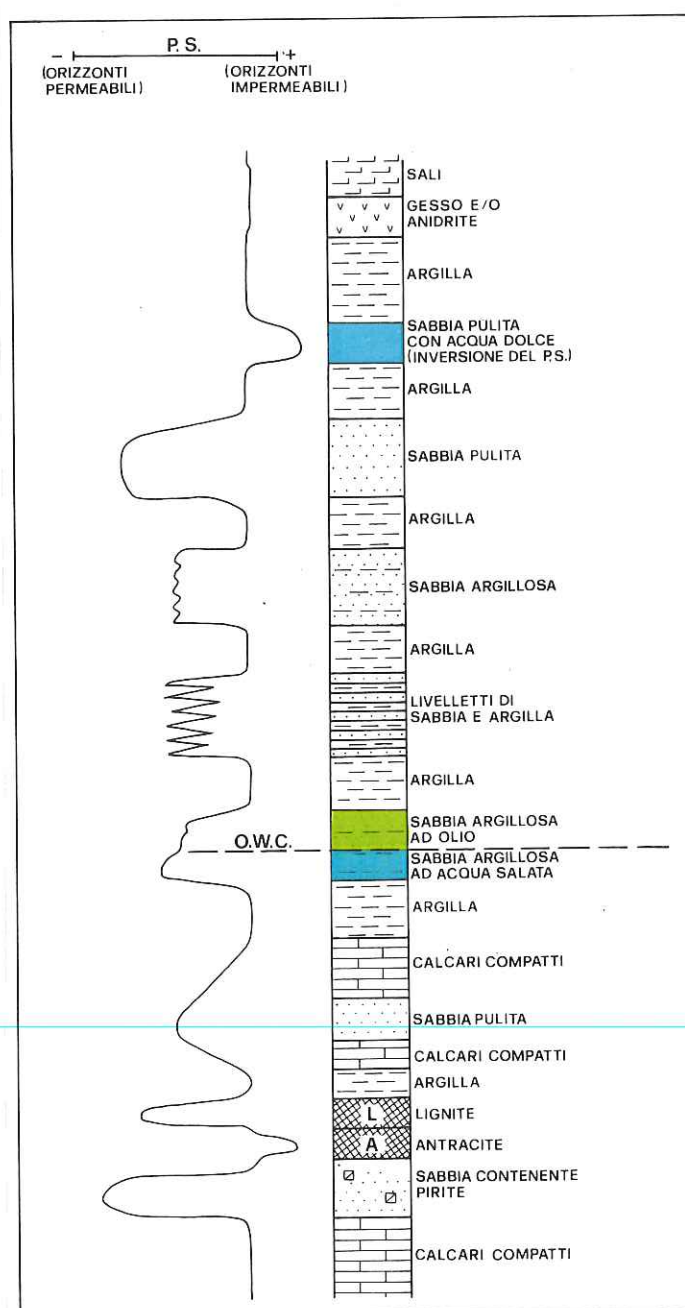


Fig.3 - Rappresentazione schematica dei possibili andamenti della curva del "potenziale spontaneo".



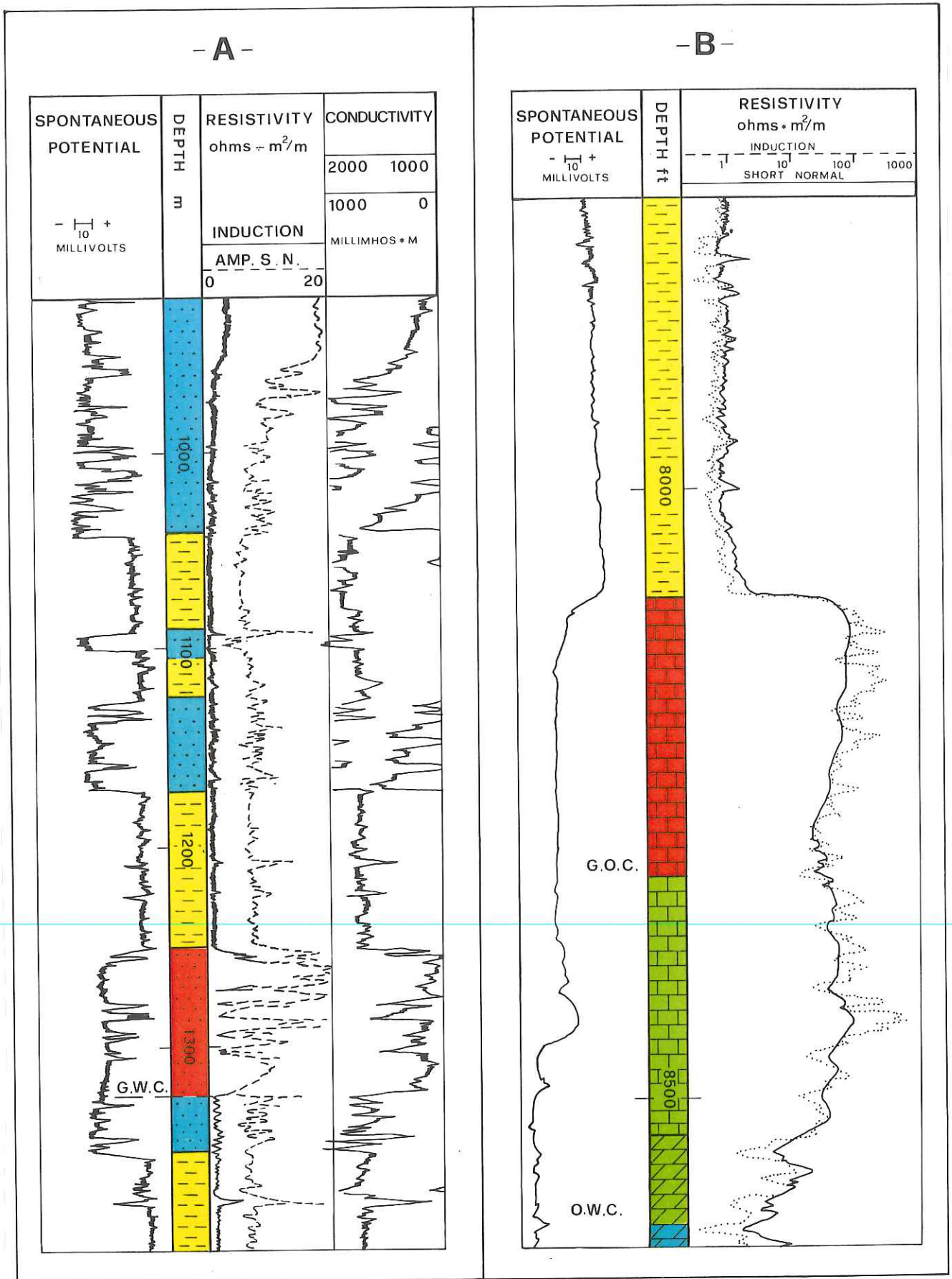


Fig. 4 - Andamento della curva del "Potenziale Spontaneo" in una sequenza sabbie-argille (A, campo a gas della Pianura Padana) ed in una sequenza carbonatica (B, campo ad olio libico).

## Log di resistività

La resistività è un coefficiente specifico che definisce i materiali dal punto di vista della conduzione elettrica:

$$R = r \frac{A}{l}$$

dove:

R : resistività in ohm x m;

r : resistenza (opposizione che un conduttore offre al flusso degli elettroni) in ohm;

A : sezione della zona investigata (m<sup>2</sup>);

l : profondità della zona investigata (m).

Per quanto riguarda le rocce, la resistività varia sensibilmente, da pochi ohm x m a diverse migliaia.

Generalmente sono molto resistive tutte le rocce secche (ad eccezione dei solfuri metallici) come i calcari compatti, i gessi, le anidriti; è comunque difficile trovare, durante i sondaggi, rocce perfettamente anidre.

Le argille e le marne hanno resistività basse e relativamente costanti. Le formazioni porose infine hanno resistività variabile essendo esse funzione del contenuto in fluidi, più che della struttura delle rocce stesse. La resistività delle formazioni è quindi un parametro strettamente connesso con la resistività dell'acqua di formazione (R<sub>w</sub>), con la sua percentuale di saturazione (S<sub>w</sub>) e con le caratteristiche petrofisiche delle formazioni stesse (fattore di formazione).

La resistività dell'acqua di strato a sua volta è funzione della salinità e della temperatura (quest'ultima aumenta con la profondità). Di solito le acque di strato superficiali sono dolci e la loro resistività è relativamente alta; con la profondità, generalmente le acque si fanno via via più salate e di conseguenza sempre meno resistive. Inoltre, con l'aumentare della profondità e quindi della temperatura, a parità di salinità, la resistività delle acque diminuisce, dal momento che la resistività di un elettrolita decresce all'aumentare della temperatura.

La resistività totale di una formazione (R<sub>o</sub>) è proporzionale alla resistività della soluzione che satura la roccia (R<sub>w</sub>) e ad una costante cui è stato attribuito il nome di "fattore di formazione" (F).

$$R_o = FR_w ; \quad F = \frac{R_o}{R_w}$$

Il "fattore di formazione" è una grandezza adimensionale e risulta costante qualunque sia il valore di R<sub>w</sub>, solo nel caso di formazioni pulite (Fig. 5).

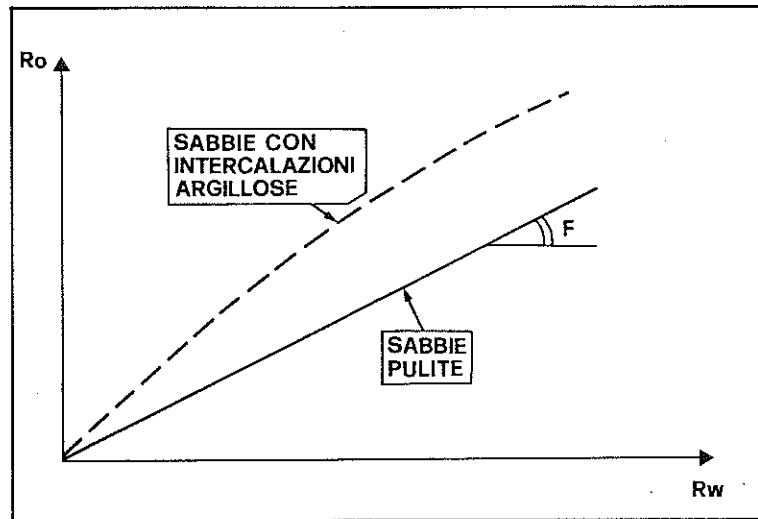


Fig. 5 - Rapporto fra  $R_w$  e  $R_o$  in sabbie pulite e sabbie con argille.

Il “fattore di formazione” è funzione inversa della porosità; sperimentalmente è emerso che “F” risulta legato alla porosità mediante una formula empirica avente la seguente forma:

$$F = \frac{a}{\Phi^m} ; \quad 0,6 \leq a \leq 1 ; \quad 1,8 \leq m \leq 2,2$$

in cui “a” è un parametro legato alla litologia ed “m” (fattore di cementazione) è legato al tipo od al grado di cementazione. Generalmente per formazioni sciolte (es. sabbie) vengono utilizzate espressioni del tipo:

$$F = \frac{0,62}{\Phi^{2,15}} \quad \text{oppure} \quad F = \frac{0,81}{\Phi^2}$$

mentre per formazioni compatte si preferisce impiegare la seguente formula:

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

Esiste infine un’equazione sperimentale, nota come equazione di Archie, che lega la resistività “ $R_t$ ” (resistività di un livello con  $S_w < 100\%$ ), il “fattore di formazione” e la “saturazione in acqua”:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t}$$

dove “n” è l’esponente di saturazione ( $1,7 < n < 2,2$ ) generalmente uguale a 2, quindi:

$$S_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}}$$

Dopo questa breve ma necessaria introduzione risulterà chiaro come sia possibile, in base alle misure di resistività, calcolare la saturazione in acqua ( $S_w$ ) e quindi quella in idrocarburi ( $S_h = 1 - S_w$ ), che è un parametro fondamentale per la valutazione degli idrocarburi originariamente in posto.

Le misure di resistività possono essere effettuate utilizzando diversi tipi di sonde, che registrano differenze di potenziale fra due elettrodi che si muovono lungo il foro del pozzo. Nei dispositivi convenzionali ed induttivi la profondità di indagine nella formazione è funzione diretta della spaziatura del sistema di elettrodi impiegati: ad una maggiore spaziatura corrisponde una maggiore profondità d’indagine.

I dispositivi più comunemente utilizzati nell’industria petrolifera sono i seguenti:

- |                    |                                                                                                                                                                                                                                  |               |
|--------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| - Macrodispositivi | $\left\{ \begin{array}{l} \cdot \text{normali} \\ \cdot \text{laterali o inversi} \\ \cdot \text{a corrente focalizzata} \\ \cdot \text{induttivi} \end{array} \right\}$                                                         | convenzionali |
| - Microdispositivi | $\left\{ \begin{array}{l} \cdot \text{microlog (di tipo convenzionale)} \\ \cdot \text{microlaterolog} \\ \cdot \text{proximity log} \\ \cdot \text{microspherically focused log} \\ \cdot \text{dipmeter} \end{array} \right\}$ | focalizzati   |

I **macrodispositivi** hanno un raggio d’investigazione notevole per cui vengono utilizzati per misurare la resistività della zona incontaminata dal filtrato del fango ( $R_t$ ). Le misure di resistività da essi ottenute vengono utilizzate quindi per calcolare la  $S_w$ .

I **microdispositivi** sono invece impiegati per rilevare la resistività delle formazioni nelle immediate vicinanze del foro ( $R_{xo}$ ) e, talvolta, per meglio riconoscere i limiti di sottili livelli permeabili. Le misure di resistività da essi ottenute vengono utilizzate per calcolare la saturazione in acqua nella zona flussata ( $S_{xo}$ ), ottenendo così indirettamente indicazioni sul valore di idrocarburi residui ( $S_{rh} = 1 - S_{xo}$ ). Per il calcolo della  $S_{xo}$  rimane sempre valida la formula di Archie:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{FR_{mf}}{R_{xo}}}$$

dove  $R_{mf}$  è la resistività del filtrato del fango di circolazione.

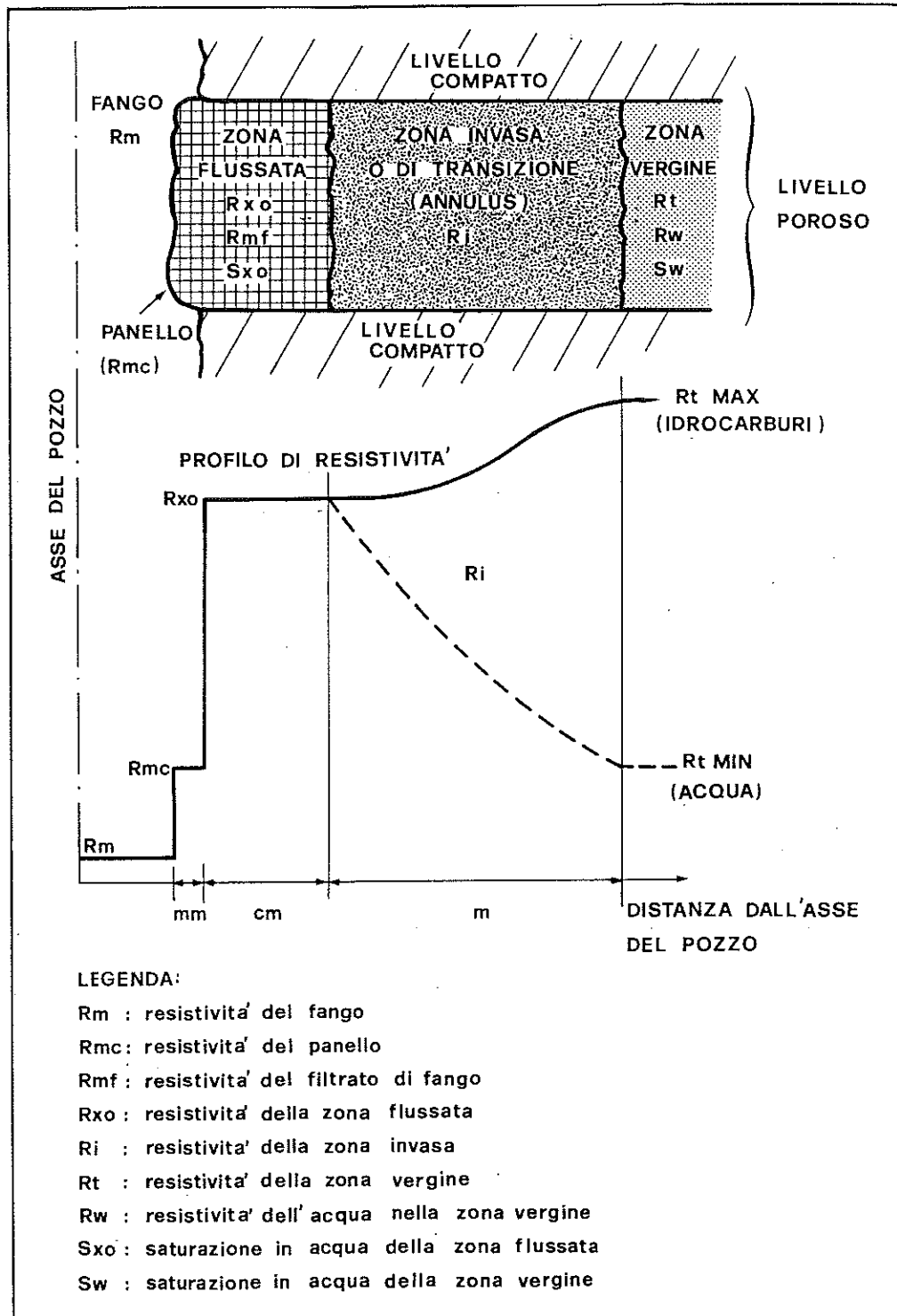


Fig.6 - Profilo di resistività con fango dolce ed acqua di strato salata.

### Dispositivi normali

Questi strumenti, oggi praticamente non più in uso, consentono la registrazione di due tipi di curve : una “piccola normale” (PN o SN), caratterizzata da una spaziatura degli elettrodi di 16” adatta ad indagare la zona invasa dal filtrato del fango, ed una “grande normale” (GN o LN) che, grazie ad una spaziatura di 64”, è in grado d’indagare la zona vergine (Fig. 7). Viene di solito registrata anche una “piccola normale amplificata”, molto utile nella determinazione dei limiti tra livelli a diversa resistività.

### Dispositivi laterali o inversi

Tali dispositivi (IN o LD), come nel caso dei dispositivi normali, misurano gradienti di potenziale proporzionali alla resistività della porzione rocciosa indagata. Data la spaziatura di 18,8”, questo strumento permette d’indagare la zona non contaminata dal filtrato del fango, dando una misura di “Rt” più precisa in caso di livelli resistivi di notevole spessore.

La combinazione di un “log” litologico (PS o GR) e delle quattro curve di resistività appena descritte (SN, Ampl., SN, LN, LD), prende il nome di **Electrical Survey (ES)**.

### Dispositivi a corrente focalizzata o laterolog

Il **laterolog (LL)** è un attrezzo mediante il quale viene emesso un fascio di corrente focalizzata che penetra orizzontalmente nelle formazioni. Misura la differenza di potenziale elettrico fra un sistema di elettrodi collocati nella sonda ed un altro elettrodo ubicato molto lontano da essa sul cavo. Anche in questo caso il gradiente di potenziale è proporzionale alla resistività della porzione rocciosa indagata.

Le correnti focalizzate minimizzano l’influenza relativa alle condizioni del foro e alle formazioni adiacenti lo strato indagato.

Il “laterolog”, a differenza del “log” induttivo che verrà descritto più avanti, funziona in maniera soddisfacente in presenza di fango conduttivo, per cui la resistività da esso misurata è tanto più vicina a quella reale quanto più la resistività del fango, e quindi del filtrato, è piccola e quanto più la resistività della formazione è grande. Per questi motivi tale dispositivo lavora efficacemente in pozzi perforati con fanghi salati e in formazioni che presentano alti valori di resistività, cioè in formazioni mineralizzate o compatte.

Generalmente vengono registrate una curva ad investigazione profonda (LLd) ed una curva d’indagine meno profonda (LLs); tale dispositivo prende il nome di “Dual Laterolog” (DLL) (Fig. 8).

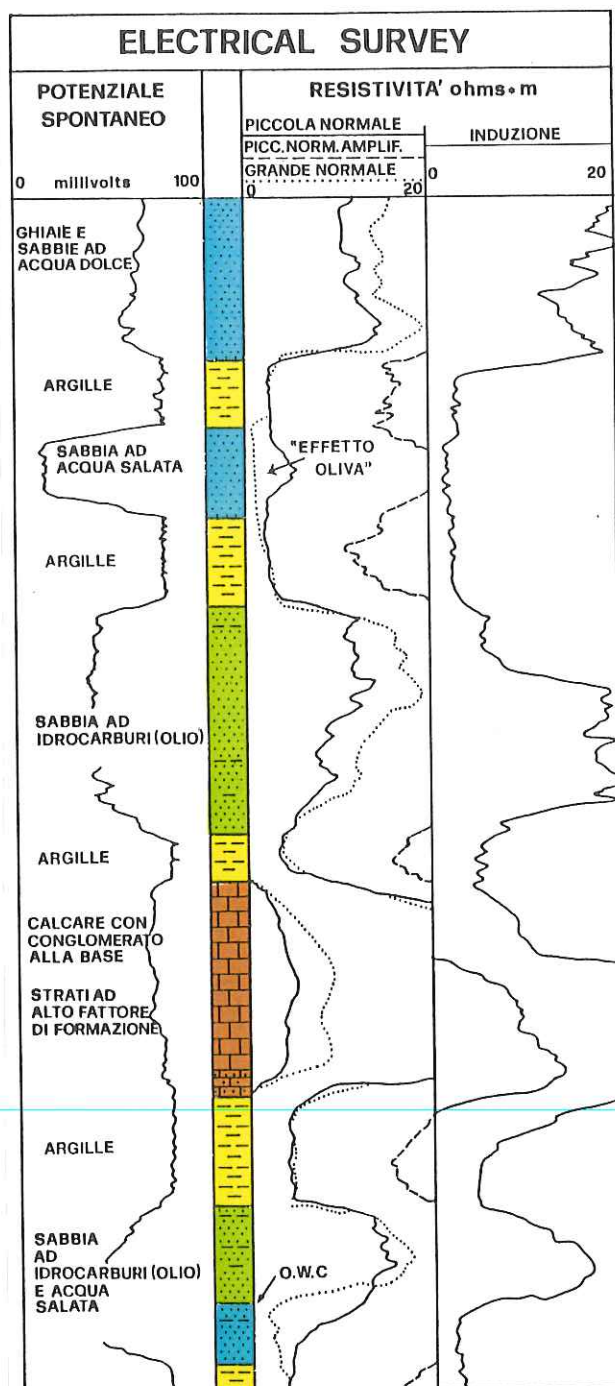


Fig.7 - Rappresentazione schematica dei possibili andamenti delle curve appartenenti ad un "Electrical Survey". Caratteristica è l'inversione della "Piccola Normale" e della "Grande Normale" in presenza di orizzonti ad acqua salata ("effetto oliva").



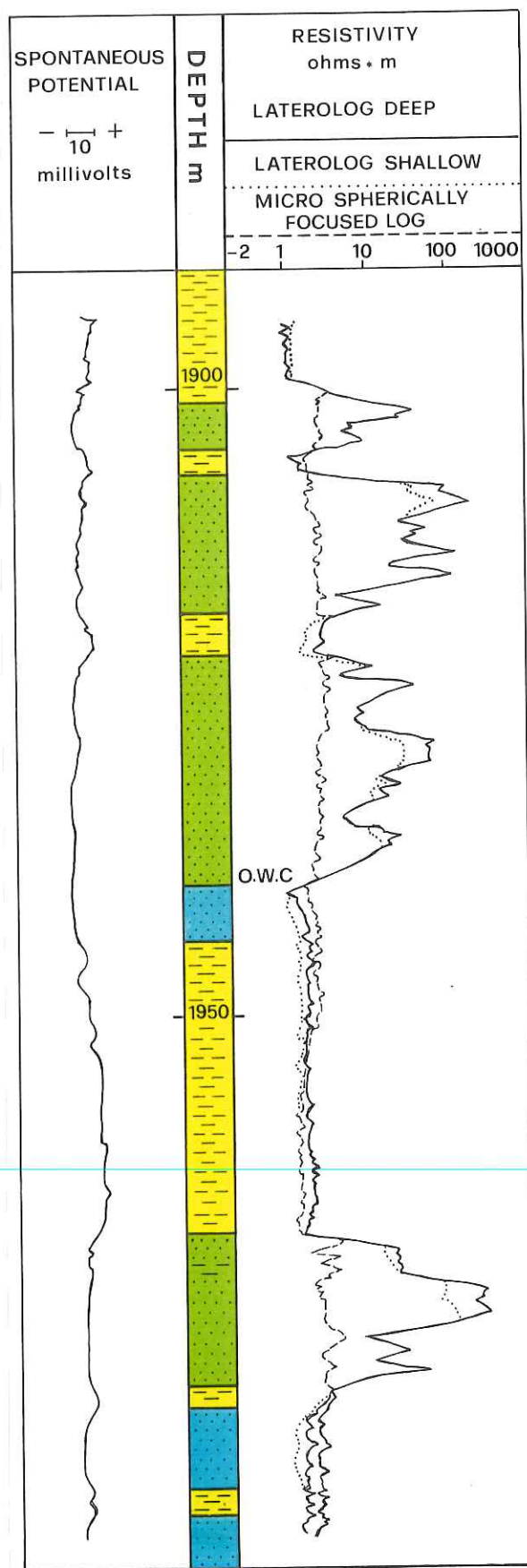


Fig. 8 - Andamento delle curve del "Dual Laterolog" (DLL) in una sequenza sabbie-argille (campo ad olio della Nigeria).



## Dispositivi induttivi

Il **log induttivo** è un “log” di resistività basato sul principio dell’induzione magnetica (IL). Una corrente alternata, d’intensità e frequenza normale, viene mandata da un oscillatore alla bobina trasmittente; il campo magnetico creato da tale corrente induce circuiti di corrente nella formazione che si trova attorno alla sonda. A loro volta tali circuiti di corrente generano un proprio campo magnetico, che induce nella bobina ricevente una f.e.m.; in pratica la formazione si comporta come un solenoide.

L’intensità della corrente indotta nella formazione è proporzionale alla sua conduttività, di conseguenza anche il segnale indotto nella bobina ricevente è proporzionale alla conduttività della formazione e quindi inversamente proporzionale alla sua resistività.

Il “log” induttivo (Fig. 9) può quindi essere impiegato anche in presenza di fanghi ad olio o ad acqua dolce (altamente resistivi) e di formazioni ad alta conduttività (strati porosi contenenti acqua salata).

Questo strumento utilizza una spaziatura di 40”, per indagare dettagliatamente in profondità (ILD) ed una spaziatura di 28”, per investigare con una miglior risoluzione lungo la verticale (ILM); tale strumento prende il nome di “Dual Induction Log”.

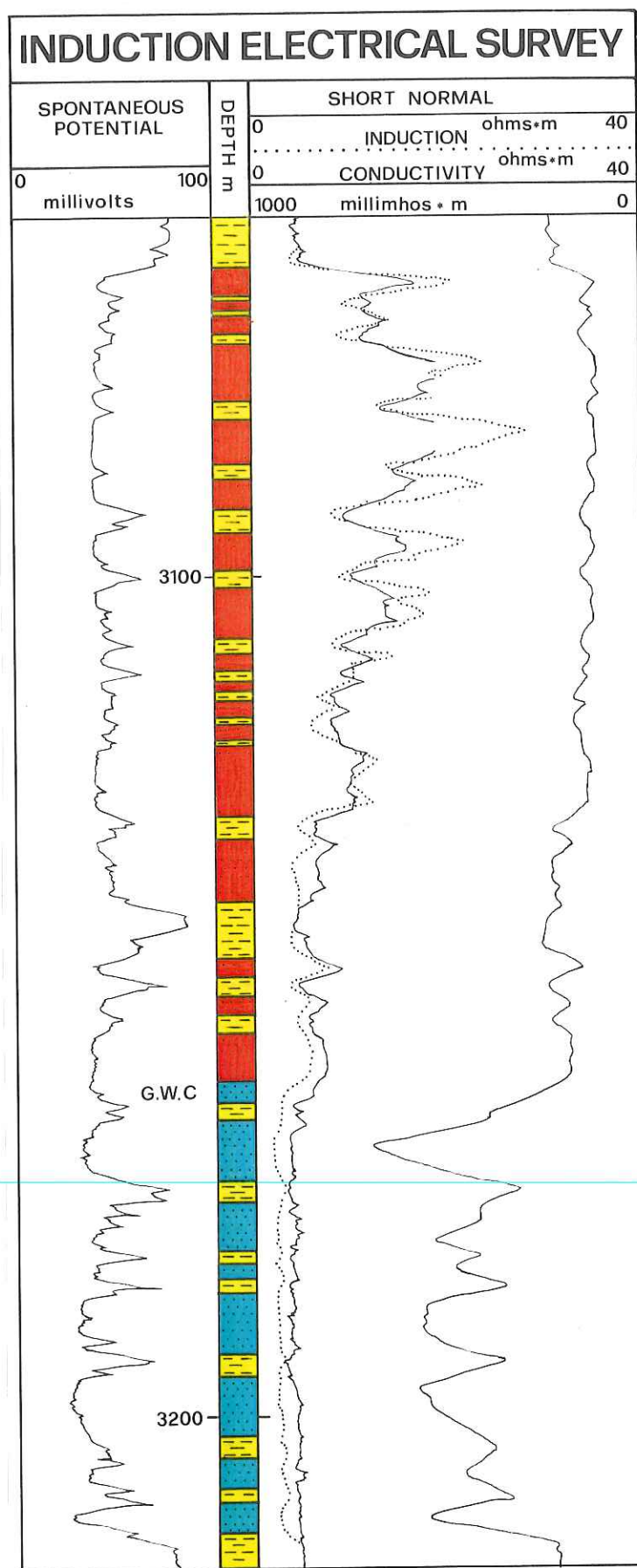


Fig. 9 - "Induction Electrical Survey" in una sequenza sabbie-argille di un giacimento a gas della Pianura Padana.

## Microlog

Il **microlog** (ML) e gli altri dispositivi di microresistività sono stati progettati per misurare la resistività della zona flussata ( $R_{xo}$ ) dal filtrato del fango. E' bene precisare che il valore di " $R_{xo}$ " registrato può talvolta risultare completamente falsato per i seguenti motivi:

- spessore troppo elevato del pannello ("mud cake"); infatti esso è direttamente proporzionale all'influenza che esercita sul valore di  $R_{xo}$ ;
- spessore troppo piccolo della zona flussata; infatti quando esso è di piccole dimensioni il microlog misura la resistività della zona invasa ( $R_i$ ) piuttosto che la  $R_{xo}$ ;
- irregolarità del foro: se il foro è regolare (Fig. 10, punto 1) il microlog registra un valore attendibile; se il foro è irregolare i valori di  $R_{xo}$  sono influenzati dalla resistività del fango (Fig. 10, punto 2); se infine il foro è scavernato lo strumento non rileva la  $R_{xo}$  ma la resistività del fango  $R_m$  (Fig. 10, punto 3).

E' per questo motivo che assieme ai microdispositivi viene sempre registrato anche un "caliper", cioè un "log" che descrive la geometria del foro.

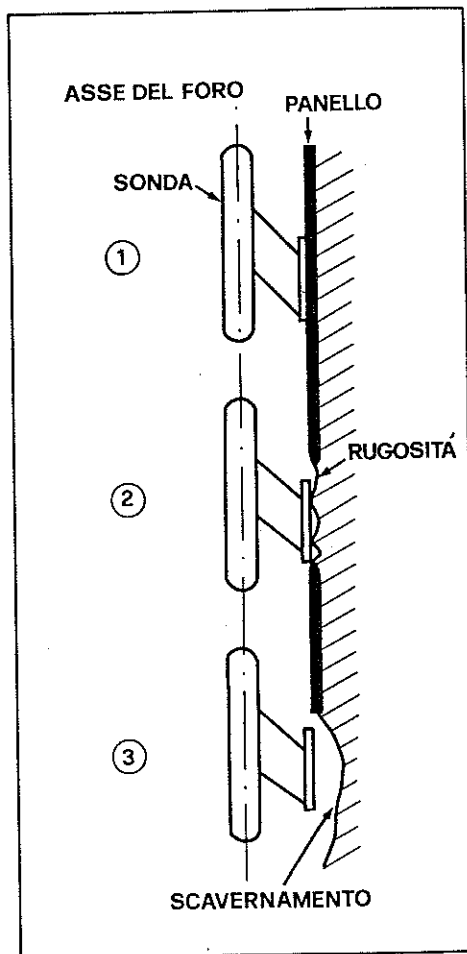


Fig. 10 - Configurazioni geometriche del foro

Ma parliamo ora più specificamente del microlog. Lo strumento è costituito da un pattino isolante su cui sono applicati tre elettrodi aventi una spaziatura di 1"; durante la registrazione il pattino viene tenuto appoggiato contro le pareti del foro mediante due bracci articolati. Attraverso un elettrodo viene inviata una corrente d'intensità nota e viene quindi registrata la differenza di potenziale fra gli altri due elettrodi ("combinazione microinversa") oppure fra l'ultimo degli elettrodi del pattino ed un elettrodo di riferimento posto in superficie ("combinazione micronormale"). La microinversa, che ha un minore raggio di investigazione, risulta maggiormente influenzata dal pannello di quanto non lo sia la micronormale; la differenza nella lettura di questi due valori viene chiamata "separazione". Dal momento che generalmente la resistività della zona flussata è maggiore di quella del pannello, la micronormale registra valori di resistività maggiori di quelli della microinversa: in tal caso la separazione viene ritenuta "positiva". Quindi le zone porose e permeabili si possono facilmente distinguere in quanto caratterizzate da separazioni positive;

inoltre i valori di microresistività sono in tal caso relativamente bassi, di solito inferiori a 15 - 20 volte la resistività del fango (Fig. 11).

Il microlog, grazie al pattino isolante e alla ridotta spaziatura fra gli elettrodi, permette inoltre lo studio degli orizzonti più sottili, fino a 10 cm di spessore, ed indica con estrema precisione i limiti delle formazioni.

Attualmente comunque questo dispositivo non viene praticamente più impiegato. In passato esso veniva anche utilizzato per calcolare empiricamente la porosità.

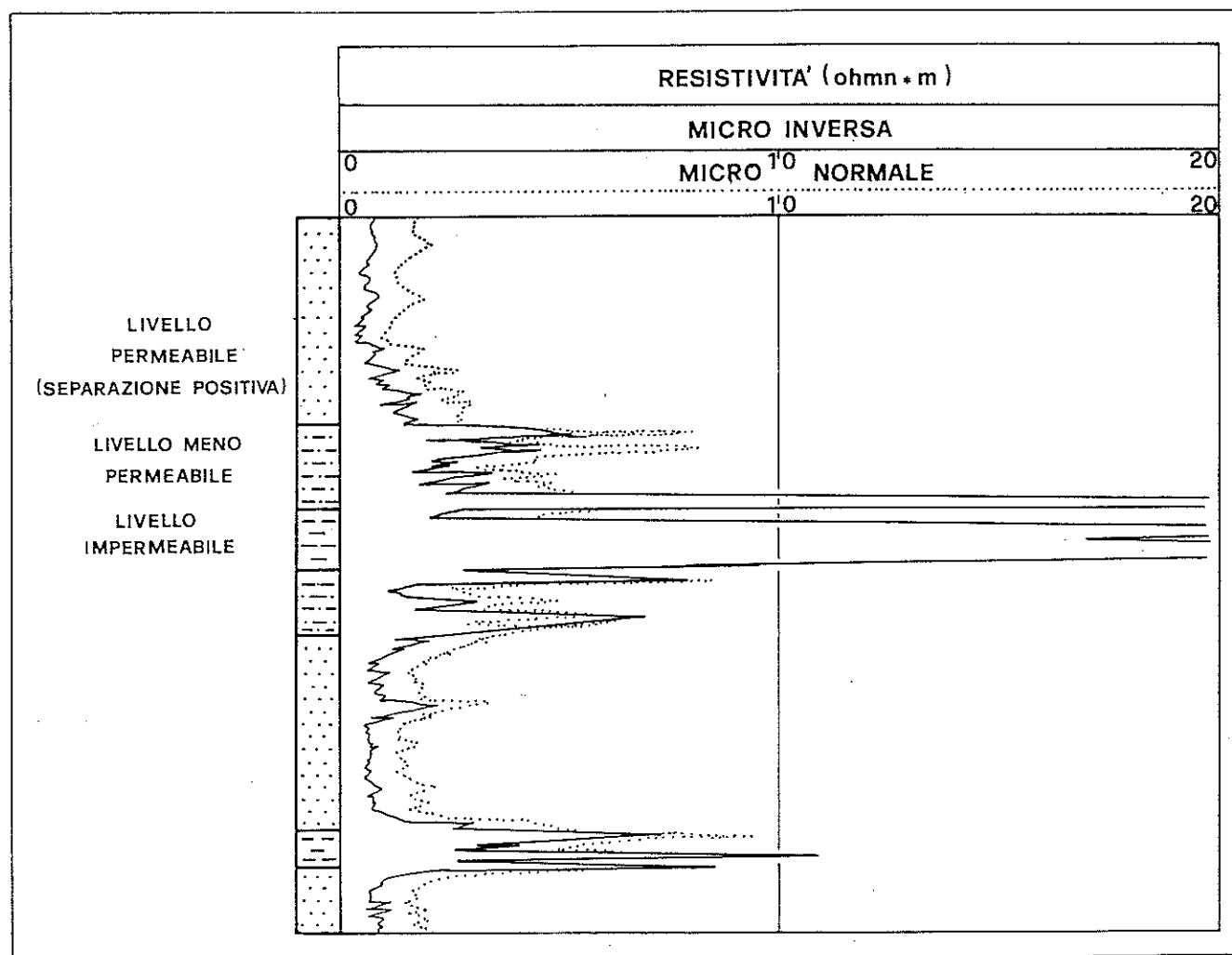


Fig. 11 - Rappresentazione schematica dei possibili andamenti delle curve del "Microlog".

### **Microlaterolog**

A differenza del “microlog”, il **microlaterolog** (Fig. 12) è un dispositivo che utilizza un sistema di focalizzazione che è in grado di misurare la resistività della zona flussata, senza essere fortemente influenzato dall'effetto del foro (diametro del foro e spessore del pannello).

Solitamente viene impiegato in presenza di formazioni compatte (es. calcari); infatti in tal caso non è opportuno utilizzare il microlog poichè, di fronte a formazioni a bassa porosità, la corrente tende a sfuggire attraverso il pannello.

La sonda è costituita da un pattino isolante che viene fatto aderire alle pareti del foro e su cui sono montati un elettrodo centrale e tre circolari. Attraverso due dei quattro elettrodi viene inviata una corrente d'intensità nota e viene misurata la differenza di potenziale risultante sugli altri due elettrodi; la resistività è chiaramente proporzionale a tale differenza di potenziale.

### **Proximity log**

Dal momento che il microlaterolog non misura valori attendibili di  $R_{xo}$  quando il pannello è molto sviluppato, ampliando opportunamente la spaziatura fra gli elettrodi, è stato messo a punto uno strumento, il **proximity log** (PL), in grado di superare tale limitazione (Fig. 13).

Il “proximity log” possiede quindi un raggio d'investigazione maggiore di quello del microlaterolog. A causa di questa sua caratteristica, migliori condizioni di operatività richiedono che lo spessore della zona invasa sia di almeno 40”, poichè in caso contrario lo strumento viene influenzato dalla  $R_t$ .

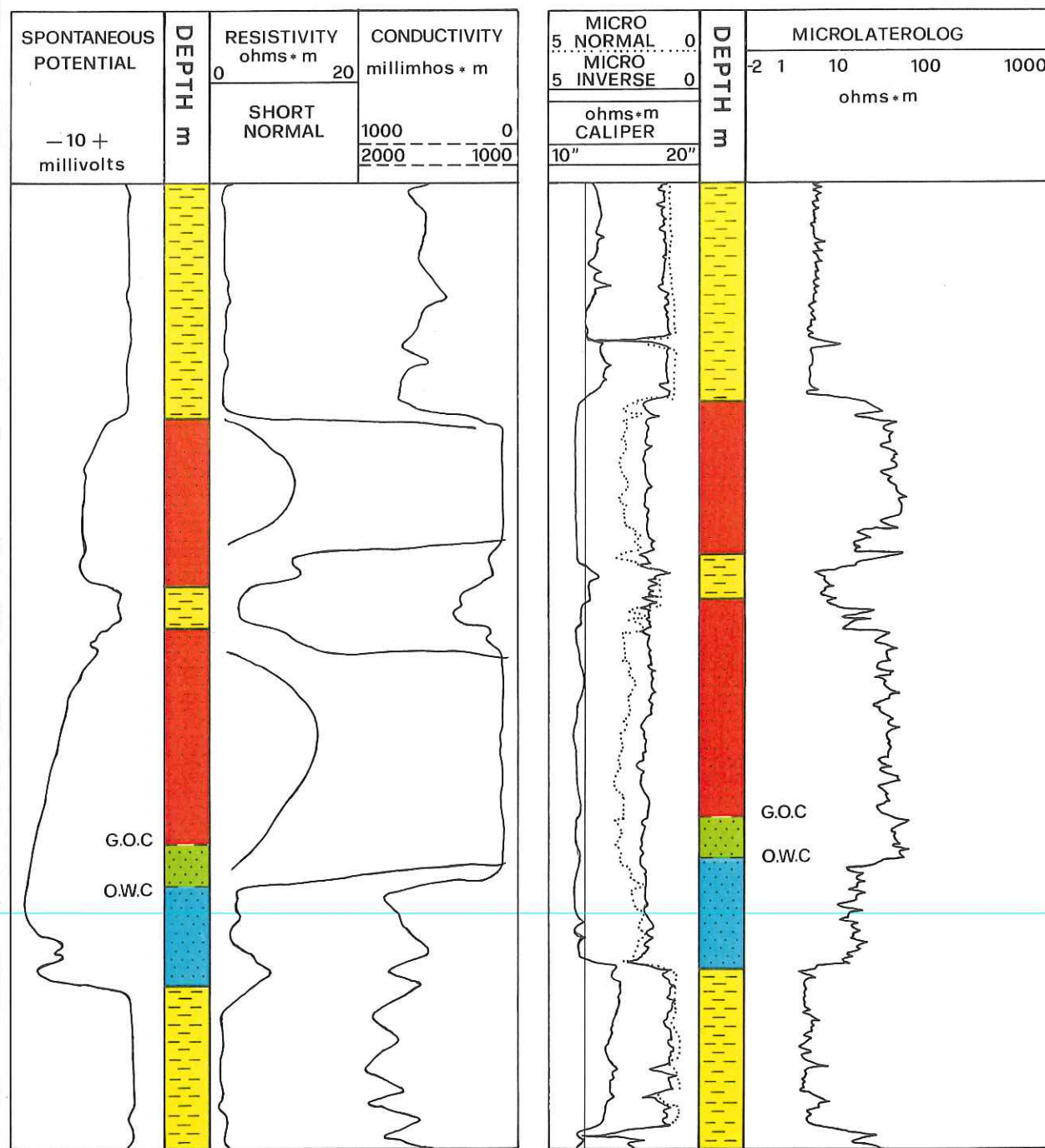


Fig. 12 - Esempio di "Microlaterolog" in una sequenza sabbie-argille (campo a gas ed olio della Nigeria).

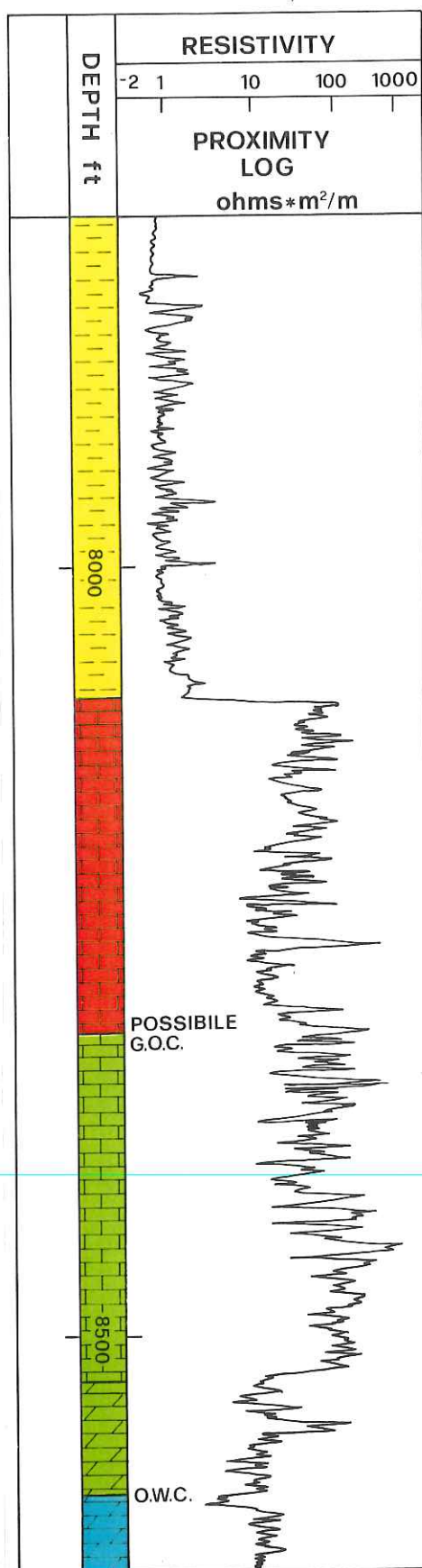


Fig. 13 - Andamento del "Proximity Log" in una sequenza carbonatica (giacimento a gas ed olio libero).



### Microspherically focused log

E' caratterizzato da un raggio d'investigazione di poco superiore a quello del microlog e di poco inferiore a quello del proximity "log" (Fig. 14).

Il microspherically focused log (MFSL) viene utilizzato in un ampio "range" di situazioni: dalle sabbie-argille ai carbonati. Di solito viene registrato insieme al Laterolog.

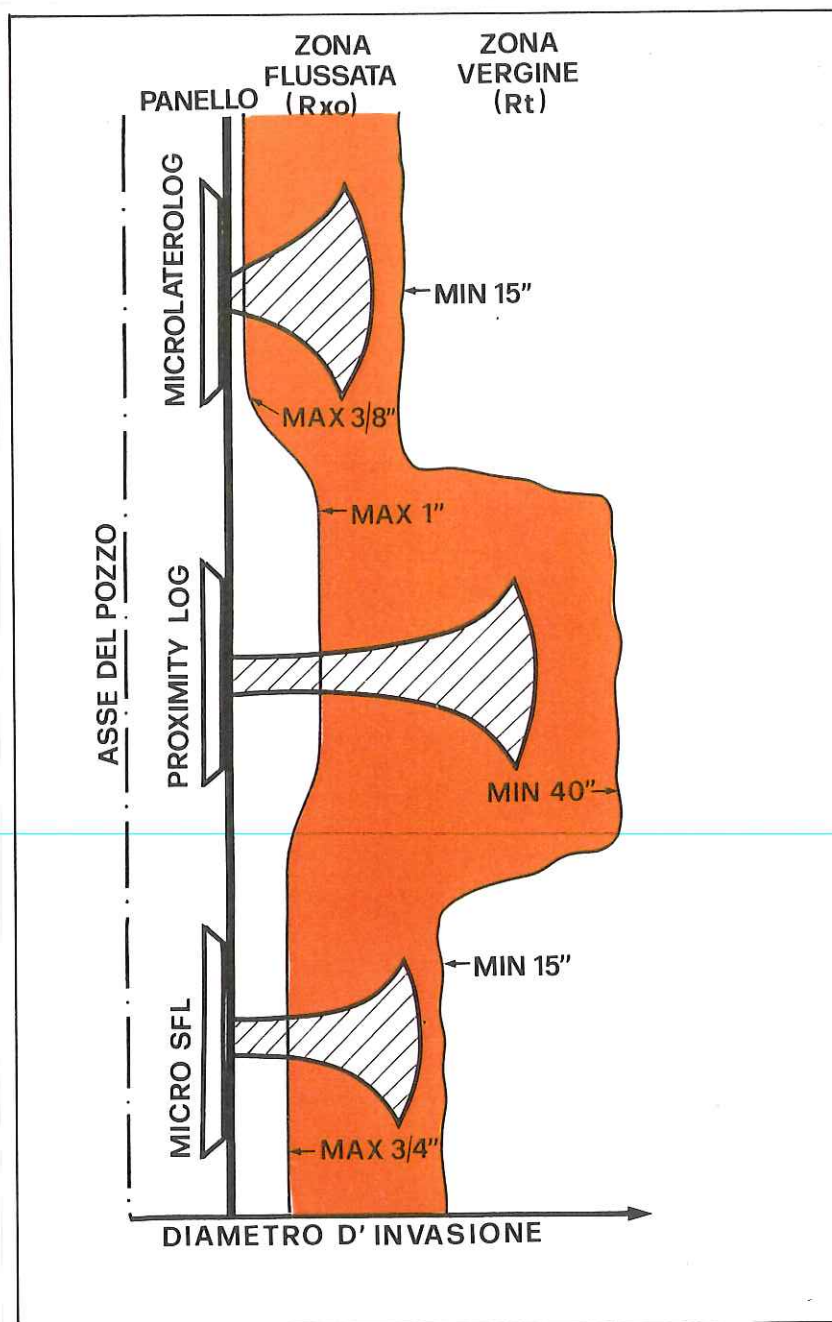


Fig. 14 - Condizioni ottimali di operatività dei microdispositivi.



## Dipmeter

Il **dipmeter** è un dispositivo a corrente focalizzata, di tipo “microlaterolog”, in grado di registrare contemporaneamente più curve di microresistività, dall’analisi delle quali si possono ricavare informazioni circa la pendenza e l’immersione degli strati attraversati durante il carotaggio.

In seguito al **Continuous Dipmeter (CDM)** e all’**High Resolution Dipmeter Tool (HDT)**, è stato recentemente introdotto dalla SCHLUMBERGER lo **Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool (SHDT)**. E’ questo uno strumento che presenta caratteristiche costruttive tali da permettergli una precisione, nel rilevamento dei dati, notevolmente superiore a quella delle precedenti apparecchiature.

La sonda è costituita da due parti, una inferiore contenente i dispositivi di misura ed una superiore, che raccoglie invece la strumentazione elettronica per l’acquisizione e la trasmissione dei dati.

Gli strumenti di misura di cui si avvale l’**SHDT** sono i seguenti:

- quattro pattini, disposti a 90° l’uno rispetto all’altro, che scorrono aderenti alle pareti del foro;
- una coppia di elettrodi per pattino, posizionati orizzontalmente, in grado di misurare le più impercettibili variazioni di resistività che si manifestano al contatto fra uno strato e l’altro;
- una coppia aggiuntiva di elettrodi per rilevare la velocità della sonda: conoscendo tale parametro è possibile eliminare l’effetto del movimento oscillatorio (“Yo-Yoing”) dello strumento, imputabile alla tensione del cavo;
- un inclinometro che, avvalendosi di tre accelerometri e tre magnetometri, permette di conoscere la posizione dell’attrezzo all’interno del foro.

La registrazione è costituita nel suo complesso da quattro curve di microresistività (una per pattino), due curve di “caliper”, tre curve rappresentative rispettivamente dell’azimut di uno degli elettrodi, dell’inclinazione del foro e della rotazione dello strumento attorno al suo asse (“Relative Bearing”).

Le deflessioni rilevabili sulle curve di microresistività registrate dallo strumento, indicano i piani di contatto fra i vari strati attraversati dal pozzo. Se il pozzo è verticale e i livelli presentano una giacitura orizzontale, dette variazioni, che costituiscono dei punti di correlazione, si trovano esattamente alla stessa profondità. Se invece gli strati sono inclinati, i punti correlabili si trovano a profondità diverse; la differenza sarà tanto più marcata quanto più gli strati sono inclinati.

I dati registrati in cantiere (Fig. 15), vengono in un secondo tempo elaborati, interpretati, e variamente rappresentati a seconda del tipo di utilizzazione cui sono diretti.

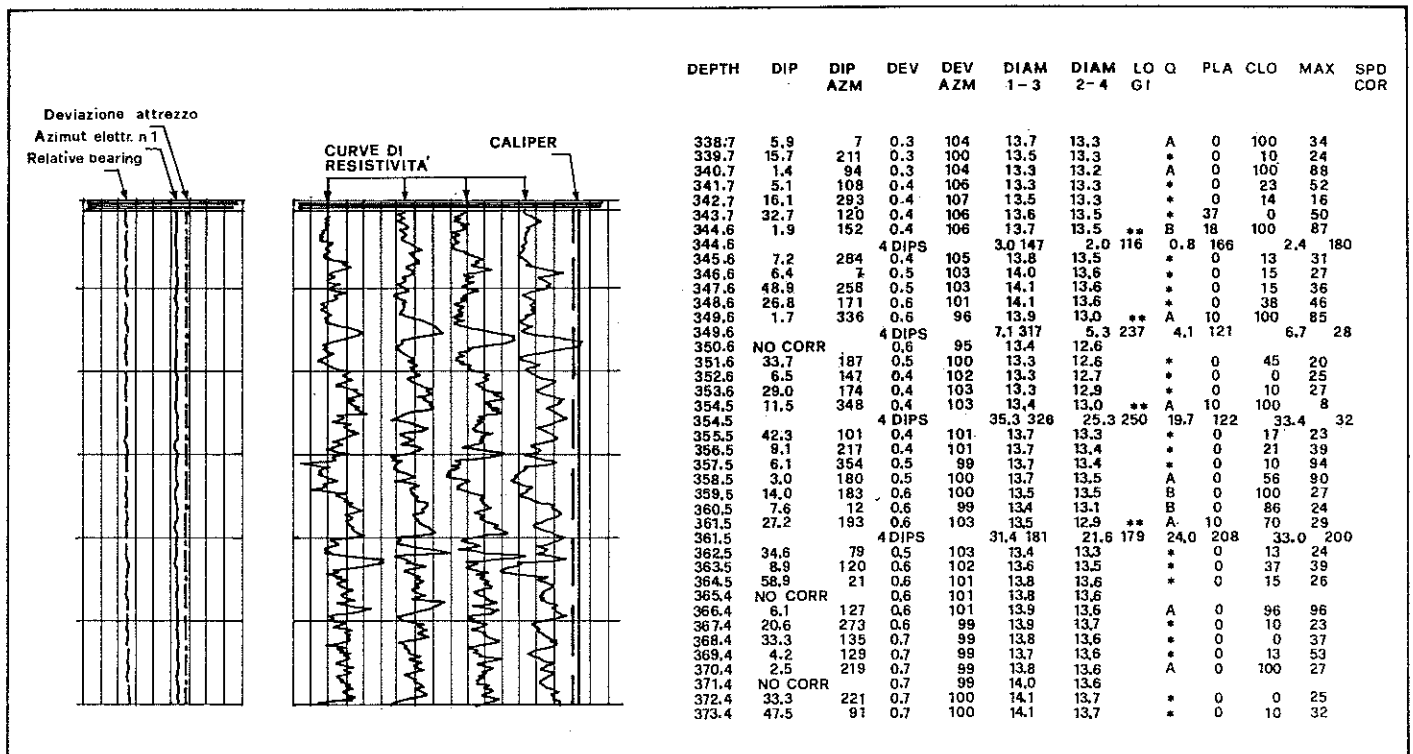


Fig. 15 - Registrazione di cantiere e "listing" dei dati numerici

I sistemi di rappresentazione dei risultati più comuni sono i seguenti: listing, arrow plot, polar frequency plot, stereo plot, stick plot, fast plot, soda plot, bore hole geometry plot, deviation plot (Fig. 16).

Mediante l'interpretazione geologica dei dati forniti dall'SHDT è possibile definire le pendenze regionali e quelle strutturali, nonché la presenza di faglie, pieghe, discordanze e particolari strutture sedimentarie, quali le barre e i canali. L'acquisizione di tali elementi risulta di fondamentale importanza nell'ubicazione dei pozzi di delimitazione ("appraisal") di un giacimento e nello studio di dettaglio da intraprendere al fine di ottimizzare la coltivazione, nonché nella definizione della geometria del giacimento.

### Formation microscanner

Per concludere, ricordiamo che è stato di recente messo a punto un nuovo strumento, il formation microscanner (FMS), utile per l'individuazione di fratture, di superfici di stratificazione non planari, di deformazioni a piccola scala, di laminazioni incrociate finemente sviluppate, di stratificazioni gradate. Può inoltre essere impiegato per l'analisi degli strati sottili, per distinguere l'argilla dispersa da quella laminata e per orientare le carote nelle zone di scarso recupero.

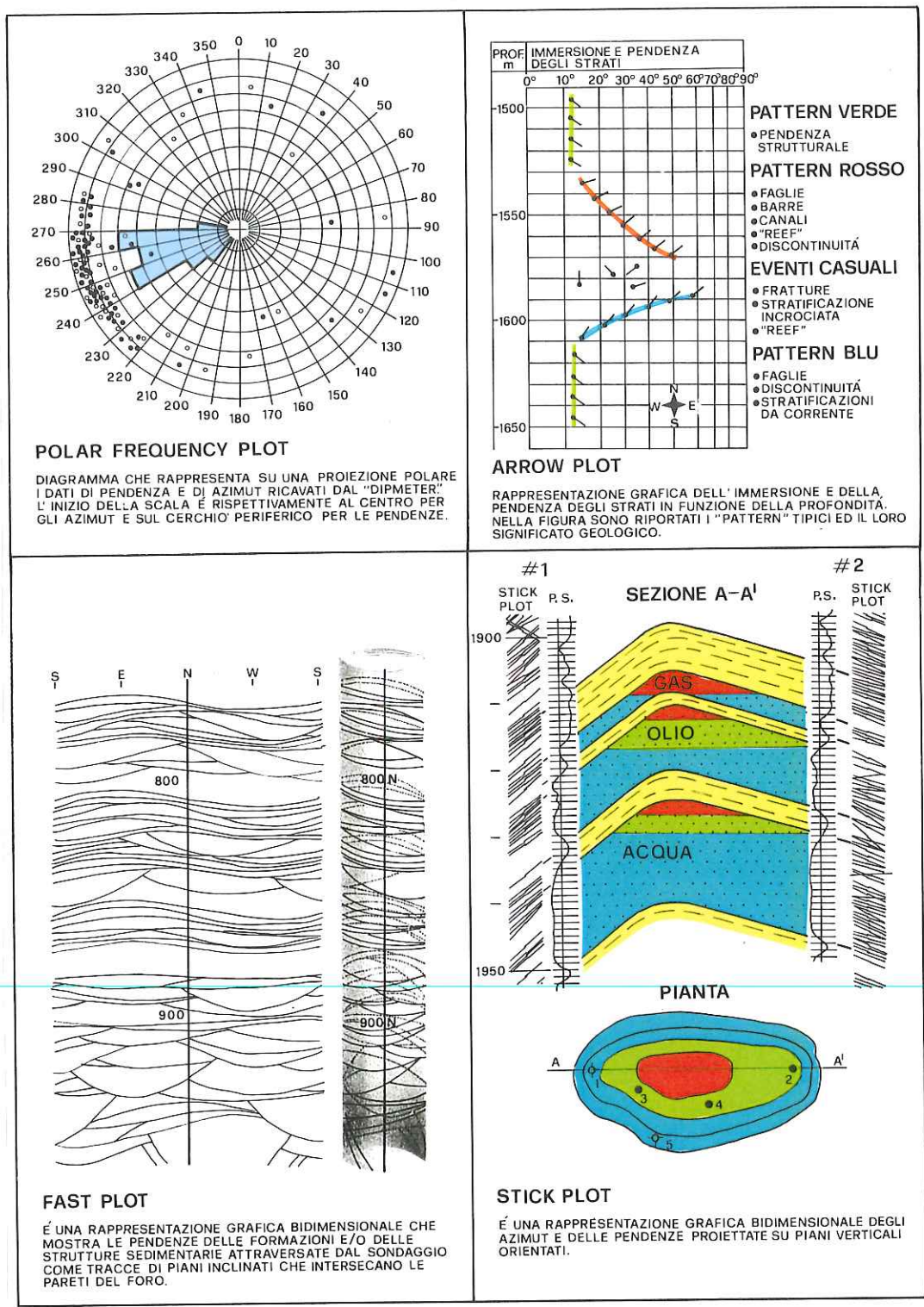
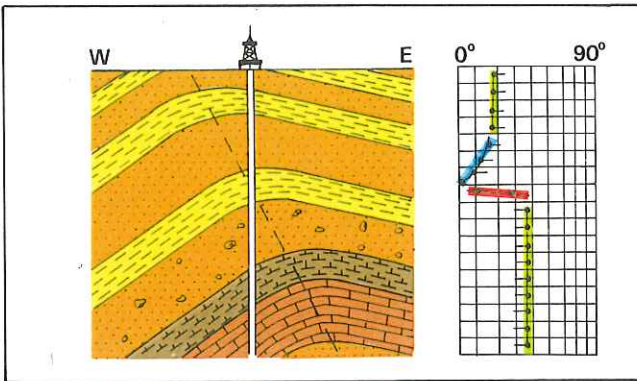


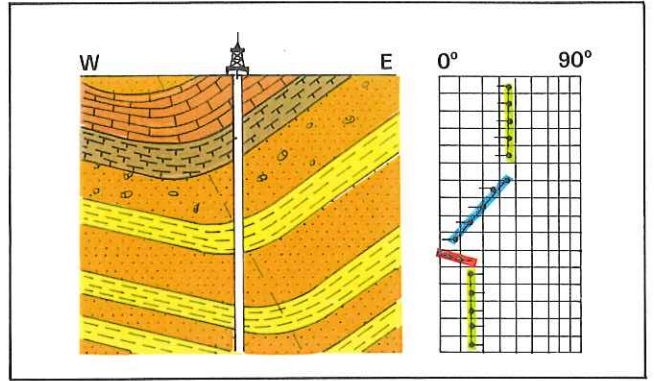
Fig. 16 - Alcuni tipi di rappresentazione grafica dei dati registrati dal "Dipmeter".





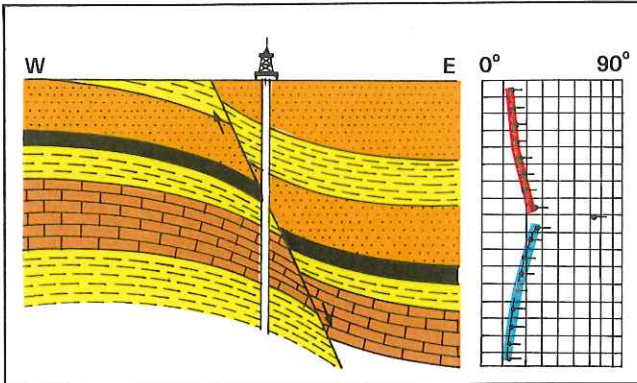
**ANTICLINALE ASIMMETRICA**

LA REGISTRAZIONE DEL "DIPMETER" E' STATA EFFETTUATA IN UN POZZO CHE ATTRAVERSA IL PIANO ASSIALE DELLA PIEGA



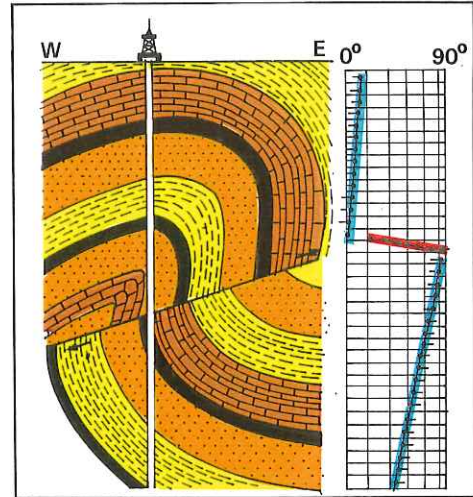
**SINCLINALE ASIMMETRICA**

IL "DIPMETER" E' STATO REGISTRATO IN UN POZZO CHE ATTRAVERSA IL PIANO ASSIALE DELLA PIEGA.



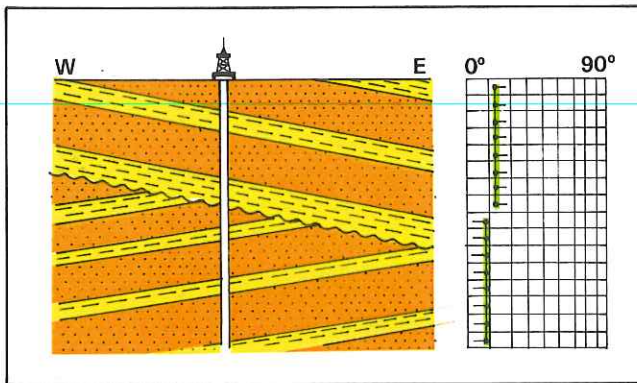
**FAGLIA DIRETTA**

IN QUESTO CASO, LUNGO IL PIANO DI FAGLIA, SI E' VERIFICATA L'UNCINATURA ("DRAG") DEGLI STRATI IN ENTRAMBI I BLOCCHI.



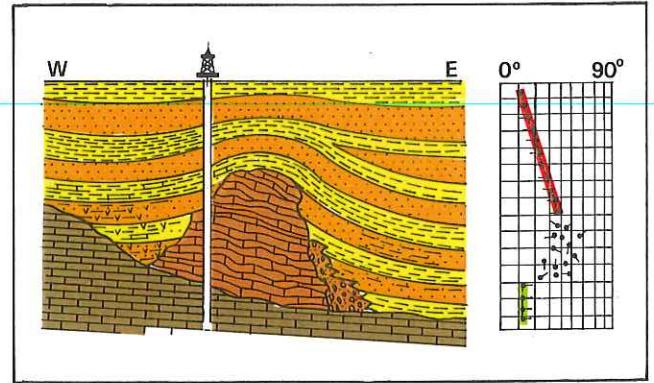
**FAGLIA INVERSA PLICATIVA**

FAGLIA TIPICA DEI FENOMENI DI SOVRASCORRIMENTO



**DISCORDANZA ANGOLARE**

IN BASE AL RESPONSO DEL "DIPMETER" E' POSSIBILE DISTINGUERE UNA SERIE TRASGRESSIVA DEPOSITASI IN DISCORDANZA ANGOLARE SU UNA MONOCLINALE



**BARRIERA CORALLINA**

LA RISPOSTA DEL "DIPMETER" ALL' INTERNO DEL "REEF" E' CAOTICA A CAUSA DELL'ASSENZA DI STRATIFICAZIONE

Fig. 17 - Possibili interpretazioni geologiche dei dati forniti dal "Dipmeter".

Si tratta di un SHDT modificato, in cui due dei quattro pattini montano 27 elettrodi ciascuno, che permettono di registrare 54 curve di microresistività. In tal modo si ottiene un profilo di resistività del pozzo estremamente dettagliato.

Successivamente la registrazione viene elaborata utilizzando sfumature cromatiche: le variazioni di resistività all'interno della formazione vengono evidenziate impiegando diverse tonalità di grigio, in particolare le zone più scure sono quelle maggiormente conduttive, mentre le zone più chiare sono quelle maggiormente resistentive (Fig. 18).

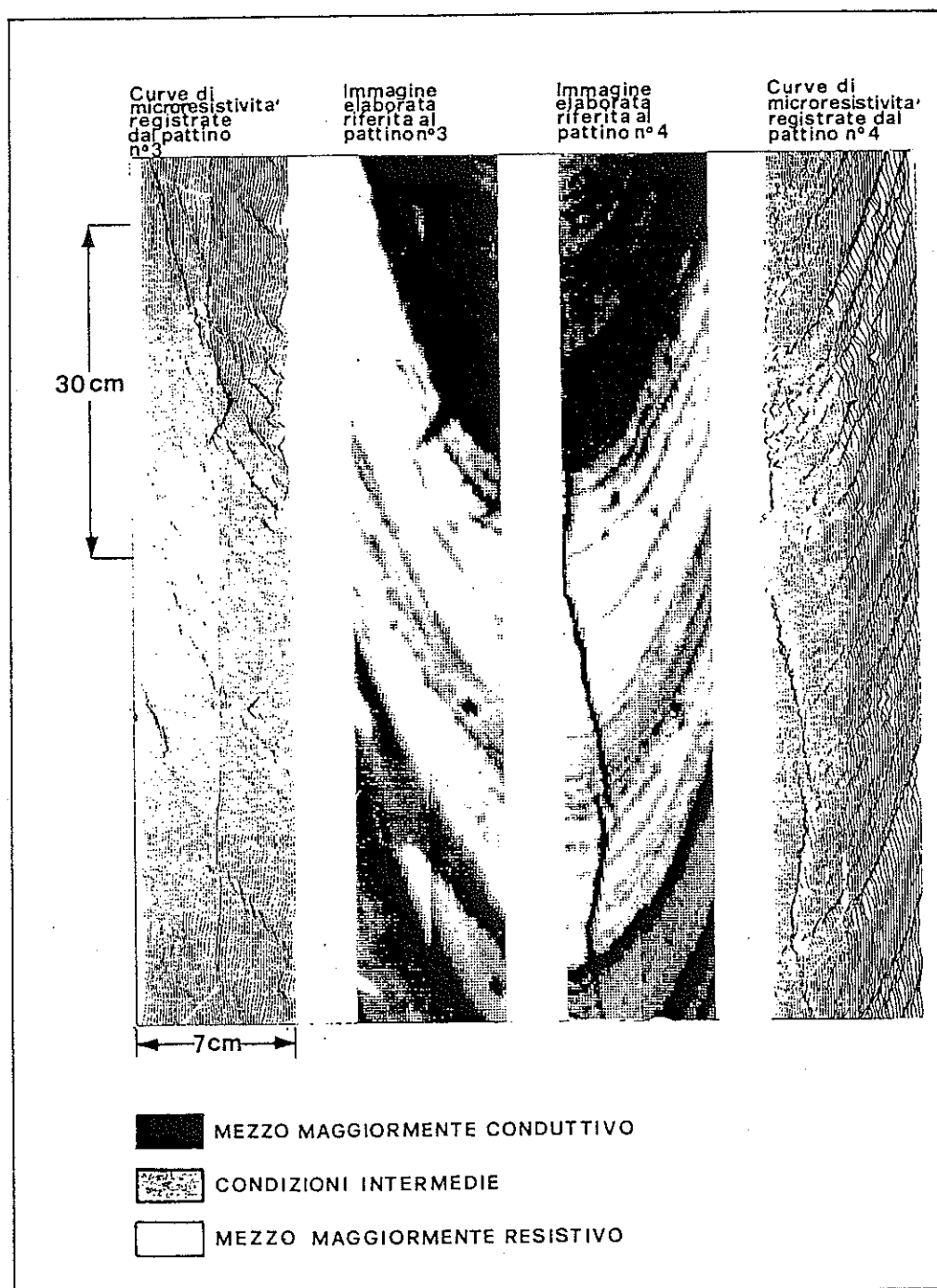


Fig. 18 - Risposta del "Formation Microscanner" in sedimenti stratificati e fratturati (Schl., 1986)

## LOG RADIOATTIVI

I carotaggi radioattivi effettuano misure di radioattività spontanea dei sedimenti (GR) oppure, a seguito di radioattività indotta, permettono di determinare la porosità e le caratteristiche litologiche delle formazioni attraversate dal pozzo, tramite lo studio della propagazione nelle stesse di raggi  $\gamma$  o di neutroni veloci emessi da sorgenti radioattive. Essi possono essere suddivisi nel seguente modo:

- Radioattività naturale {
  - gamma ray
  - natural gamma ray spectrometry
  
- Radioattività indotta {
  - gamma ray neutron log
  - sidewall neutron porosity tool
  - compensated dual-spacing neutron log
  - formation density compensated tool
  - thermal decay time tool

Tutti i “log” radioattivi, contrariamente a quelli elettrici, possono essere registrati sia in foro scoperto che in foro tubato, per cui possono risultare particolarmente utili nel caso di vecchi pozzi, per valutare le escursioni di porosità per le quali non esistano informazioni attendibili, oppure nel controllo della variazione dei contatti fra i fluidi durante la vita produttiva del giacimento.

### Gamma Ray

E' un dispositivo costituito da un contatore a scintillazione in grado di rilevare e misurare la radioattività naturale delle formazioni rocciose, che dipende principalmente dalla presenza di Potassio ( $K^{40}$ ), Torio (Th) e Uranio (U).

I raggi gamma sono fotoni, cioè radiazioni elettromagnetiche emesse durante il decadimento di isotopi radioattivi.

Poichè il Potassio ed il Torio sono contenuti prevalentemente nei minerali argillosi, le misure di radioattività spontanea consentono determinazioni di carattere litologico. Infatti, il **Gamma Ray** (GR) è in grado di distinguere chiaramente le sabbie mature e i carbonati dalle argille, mentre non mostra una buona risoluzione in presenza di sabbie immature, poichè esse contengono una percentuale relativamente alta di  $K^{40}$  (feldspati e miche) e di Torio (miche ed altri minerali).

L'andamento della curva registrata dal “gamma ray” è molto simile a quella del “potenziale spontaneo”: le deflessioni verso destra indicano un aumento di radioattività

e quindi la presenza di argille, mentre gli spostamenti verso sinistra segnalano la presenza di livelli sabbiosi o carbonatici (Fig. 19).

Il "gamma ray" viene utilizzato quando non è possibile registrare il "potenziale spontaneo", cioè in foro tubato e in presenza di fanghi resistivi cioè non salati o ad olio. Inoltre questo dispositivo, associato al "casing collar locator" (CCL) in grado di individuare le giunzioni del "casing", viene impiegato nel posizionamento del fucile di fronte al livello da sparare; a volte, in sostituzione del "gamma ray", è possibile impiegare un "neutron log".

|                                   | K (%)         | U (ppm)                   | Th (ppm)                                |
|-----------------------------------|---------------|---------------------------|-----------------------------------------|
| <b>ACCESSORY MINERALS</b>         |               |                           |                                         |
| ALLANITE                          |               | 30-700                    | 500-5000                                |
| APATITE                           |               | 5-150                     | 20-150                                  |
| EPIDOTE                           |               | 20-50                     | 50-500                                  |
| MONAZITE                          |               | 500-3000                  | 2.5x10 <sup>4</sup> -20x10 <sup>4</sup> |
| SPHENE                            |               | 100-700                   | 100-600                                 |
| XENOTIME                          |               | 500-3.4 x 10 <sup>4</sup> | LOW                                     |
| ZIRCON                            |               | 300-3000                  | 100-2500                                |
| ANDESITE (AV.)                    | 1.7           | 0.8                       | 1.9                                     |
| A., OREGON                        | 2.9           | 2.0                       | 2.0                                     |
| <b>BASALT</b>                     |               |                           |                                         |
| ALKALI BASALT.                    | 0.61          | 0.99                      | 4.6                                     |
| PLATEAU BASALT                    | 0.61          | 0.53                      | 1.96                                    |
| ALKALI OLIVINE BASALT             | < 1.4         | < 1.4                     | 3.9                                     |
| THOLEIITES (OROGENE)              | < 0.6         | < 0.25                    | < 0.05                                  |
| (NON OROGENE)                     | < 1.3         | < 0.50                    | < 2.0                                   |
| BASALT IN OREGON                  |               | 1.7                       | 6.8                                     |
| <b>CARBONATES</b>                 |               |                           |                                         |
| RANGE; AVERAGE)                   | 0.0-2.0 (0.3) | 0.1-9.0 (2.2)             | 0.1-7.0 (1.7)                           |
| CALCITE, CHALK, LIMESTONE,        |               |                           |                                         |
| DOLOMITE (ALL PURE)               | < 0.1         | < 1.0                     | < 0.5                                   |
| DOLOMITE, WEST TEXAS (CLEAN)      | 0.1-0.3       | 1.5-10                    | < 2.0                                   |
| LIMESTONE (CLEAN)                 |               |                           |                                         |
| FLORIDA                           | < 0.4         | 2.0                       | 1.5                                     |
| CRETACEOUS TREND, TEXAS           | < 0.3         | 1.5-15                    | < 2.0                                   |
| HUNTON LINE, OKLA.                | < 0.2         | < 1.0                     | < 1.5                                   |
| WEST TEXAS                        | < 0.3         | < 1.5                     | < 1.5                                   |
| <b>CLAY MINERALS</b>              |               |                           |                                         |
| BAUXITE                           |               | 3.30                      | 10-130                                  |
| GLAUCONITE                        | 5.08-5.30     |                           |                                         |
| FENTONITE                         | < 0.5         | 1.20                      | 6-50                                    |
| MONTCORILLONITE                   | 0.16          | 2-5                       | 14-24                                   |
| KAOLINITE                         | 0.42          | 1.5-3                     | 6-19                                    |
| ILLITE                            | 4.5           | 1.5                       |                                         |
| MICA                              |               |                           |                                         |
| BIOTITE                           | 6.7-8.3       |                           | < 0.01                                  |
| MUSCOVITE                         | 7.9-9.8       |                           | < 0.01                                  |
| DIABASE, VA.                      | < 1.0         | < 1.0                     | 2.4                                     |
| DIORITE, QUARTZDIORITE            | 1.1           | 2.0                       | 8.6                                     |
| DUNITE, WA.                       | < 0.02        | < 0.01                    | < 0.01                                  |
| <b>FELDSPARS</b>                  |               |                           |                                         |
| PLAGIOCLASE                       | 0.54          |                           | < 0.01                                  |
| ORTHOCLASE                        | 11.8-14.0     |                           | < 0.01                                  |
| MICROCLINE                        | 10.9          |                           | < 0.01                                  |
| GABBRO (MAFIC IGNEOUS)            | 0.46-0.58     | 84-9                      | 2.7-3.86                                |
| <b>GRANITE (SILICIC IGNEOUS)</b>  |               |                           |                                         |
| RHODE ISLAND                      | 2.75-4.26     | 3.6-4.7                   | 19-20                                   |
| NEW HAMPSHIRE                     | 4.5-5         | 4.2                       | 25-52                                   |
| PRECAMBRIAN (OKLA.)               | 3.5-5         | 12-16                     | 50-62                                   |
| MINNESOTA, COL. TEX.              | 2-6           | 3.2-4.6                   | 14-27                                   |
| GRANODIORITE                      | 2-2.5         | 2.6                       | 9.3-11                                  |
| COLORADO, IDAHO                   | 5.5           | 2-2.5                     | 11.0-12.1                               |
| OIL SHALES, COLORADO              | < 4.0         | UP TO 500                 | 1-30                                    |
| PERIDODITE                        | 0.2           | 0.01                      | 0.05                                    |
| PHOSPHATES                        |               | 100-350                   | 1.5                                     |
| RHYOLITE                          | 4.2           | 5                         |                                         |
| SANDSTONES, RANGE (AV.)           | 0.7-3.8 (1.1) | 0.2-0.6 (0.5)             | 0.7-2.0 (1.7)                           |
| SILICA, QUARTZ, QUARTZITE, (PURE) | < 0.15        | 0.4                       | < 0.2                                   |
| BEACH SDS, GULF COAST             | < 1.2         | 0.84                      | 2.8                                     |
| ATLANTIC COAST (FLO., N.C.)       | 0.37          | 3.97                      | 11.27                                   |
| ATLANTIC COAST (N.J., MASS.)      | 0.3           | 0.8                       | 2.07                                    |
| <b>SHALES</b>                     |               |                           |                                         |
| *COMMON SHALES* (RANGE (AV.))     | 1.6-4.2 (2.7) | 1.5-5.5 (3.7)             | 8-18 (12.0)                             |
| SHALES (200 SAMPLES)              | 2.0           | 6.0                       | 12.0                                    |
| SCHIST (BIOTITE)                  |               | 2.4-4.7                   | 13-25                                   |
| SYENITE                           | 2.7           | 2500                      | 1300                                    |
| TUFF (FELDSPATIC)                 | 2.04          | 5.96                      | 1.56                                    |

Tab. 2 - Distribuzione di Potassio (K), Uranio (U) e Torio (Th) in diversi tipi di rocce e minerali.



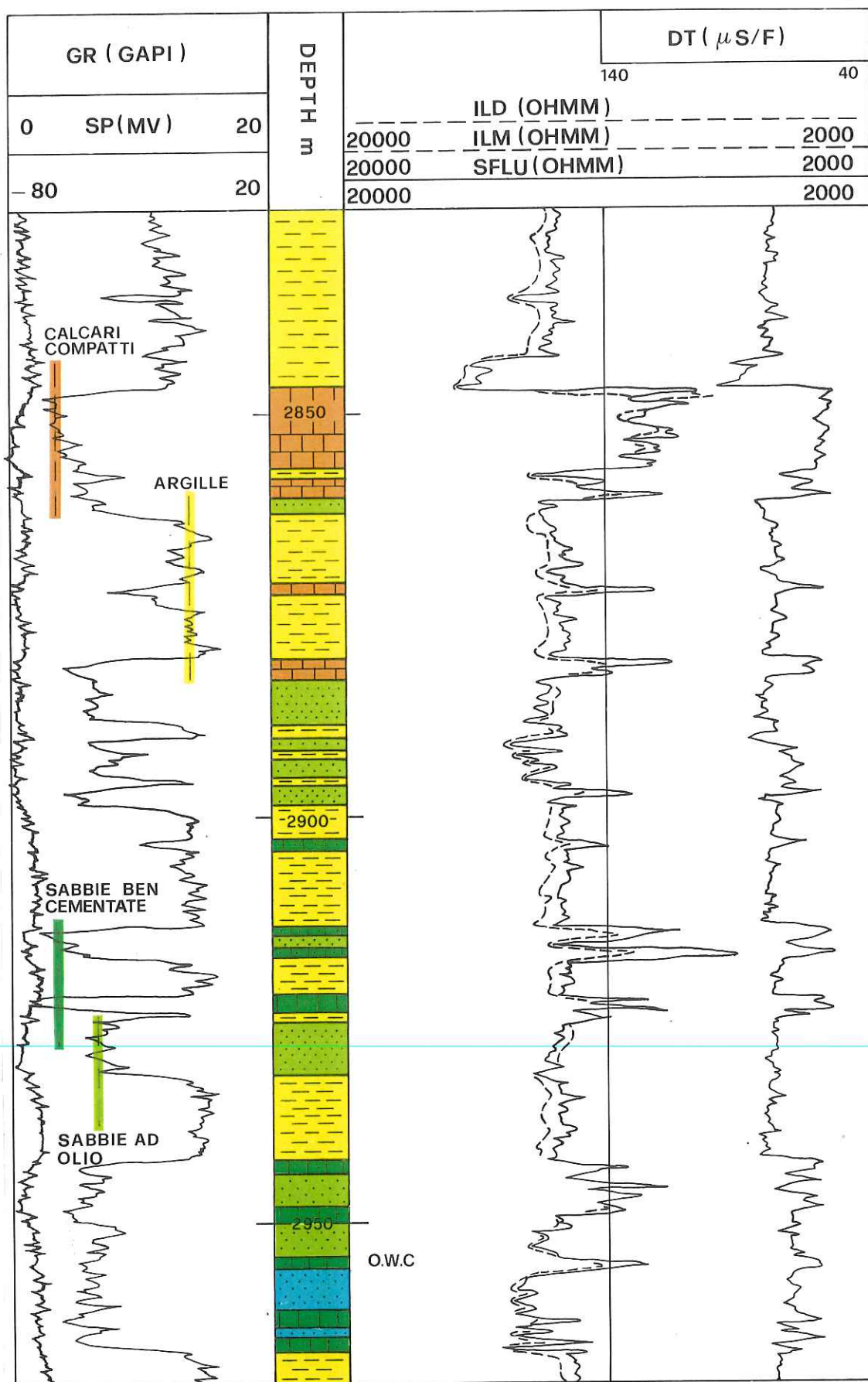


Fig. 19 - Registrazione del "Gamma Ray" in sedimenti carbonatici e terrigeni (campo ad olio della Cina)



## Natural Gamma Ray Spectrometry

Il **Natural Gamma Ray Spectrometry** (NGS) (Fig. 20) non è altro che un “gamma ray” più sofisticato che, oltre a misurare la radioattività totale delle formazioni, è anche in grado di distinguere l’energia di emissione dei raggi gamma dei singoli elementi quali il Potassio, il Torio e l’Uranio, consentendo talvolta l’individuazione e la classificazione dei minerali presenti nei livelli indagati.

E’ soprattutto utile in sequenze carbonatiche per la differenziazione delle dolomie radioattive dalle marne (nelle dolomie la radioattività è quasi sempre legata alla presenza dell’Uranio).

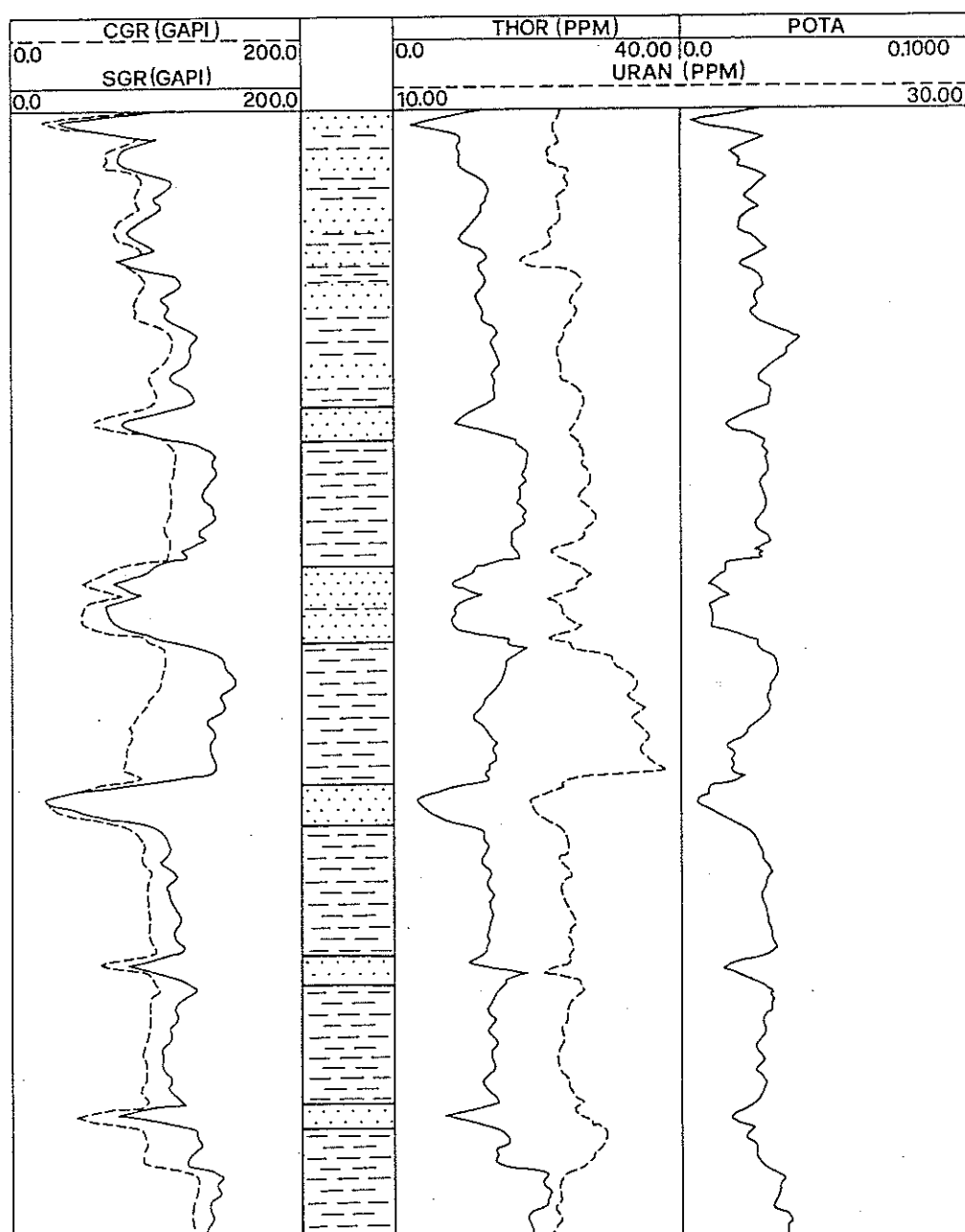


Fig. 20 - Esempio di “Natural Gamma Ray Spectrometry”

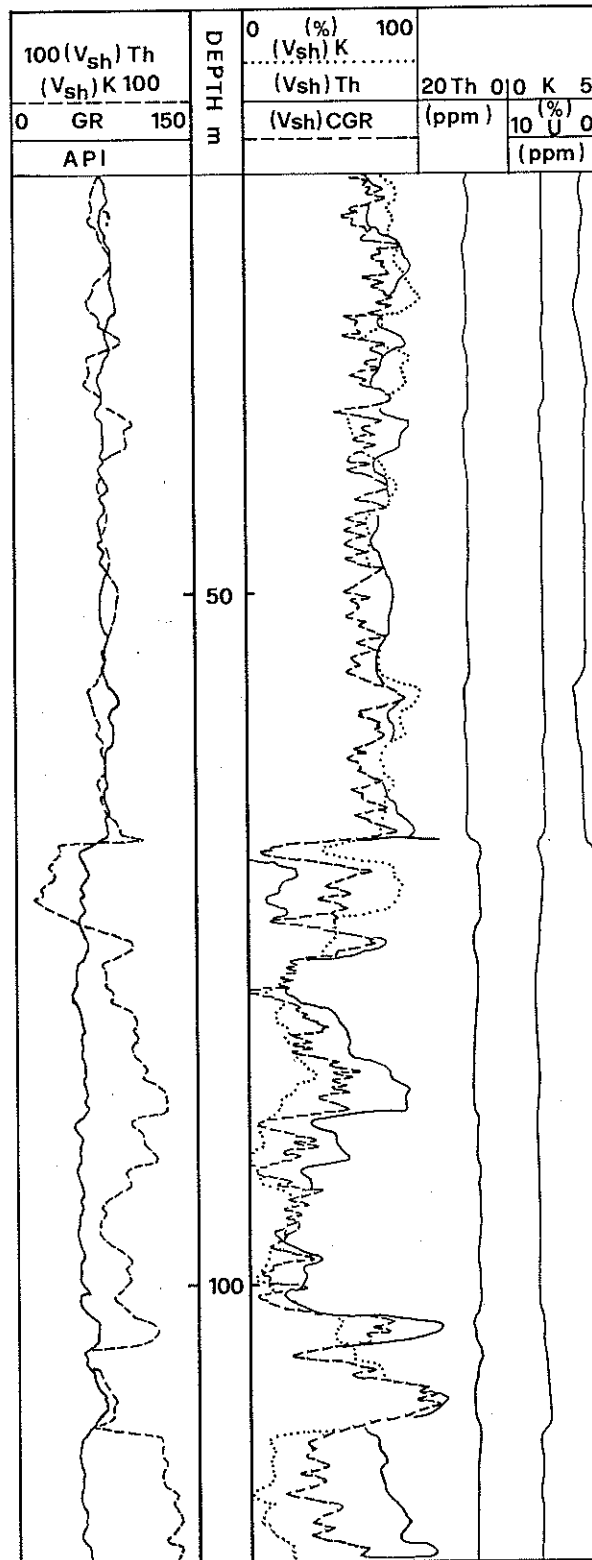


Fig. 21 - Esempio di "Natural Gamma Ray Spectrometry"

## Gamma Ray Neutron Log

Il **Gamma Ray Neutron Log** è un tipo di carotaggio radioattivo che sfrutta il principio di collisione fra due neutroni veloci e materia.

Una sorgente radioattiva all'Americio-Berillio emette in maniera continua neutroni ad alta energia i quali, una volta penetrati nella formazione, interagiscono con i nuclei degli elementi che li circondano, secondo collisioni di tipo prevalentemente elastico. Ad ogni urto i neutroni vengono deviati e rallentati, perdendo così via via energia fino a diventare "termici", cioè fino a possedere un'energia pari a circa 0,025 eV.

A questo stadio i neutroni termalizzati vengono catturati dai nuclei degli elementi costituenti la formazione in cui si trovano. Questo assorbimento viene generalmente accompagnato da una emissione di raggi gamma "di cattura" di elevata energia, che vengono misurati da un "detector" montato sulla sonda.

Il rallentamento dei neutroni dipende dalla massa dei nuclei con cui vengono a contatto: se i neutroni collidono con nuclei di massa superiore, essi tendono a rimbalzare, perdendo solo una parte della loro energia, se invece i neutroni urtano nuclei di massa equivalente, essi perderanno una porzione rilevante della loro energia. Nella fase del rallentamento l'Idrogeno svolge un ruolo predominante dal momento che la sua massa è paragonabile a quella dei neutroni (Tab. 3).

| ELEMENTO | NUMERO DI COLLISIONI PER<br>RIDURRE L'ENERGIA DEI NEUTRONI<br>DA 2 MeV, A 0,025 eV. |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| IDROGENO | 18                                                                                  |
| CARBONIO | 114                                                                                 |
| OSSIGENO | 150                                                                                 |
| SILICIO  | 257                                                                                 |
| CLORO    | 329                                                                                 |
| CALCIO   | 368                                                                                 |

Tab. 3 - Capacità di rallentamento dei neutroni

Da ciò si può comprendere come i valori misurati dal "log" siano influenzati dalla concentrazione di ioni Idrogeno e di conseguenza dal tipo e dalla percentuale di fluidi contenuti nella formazione. Inoltre il contenuto in Idrogeno nei livelli porosi è direttamente proporzionale alla porosità (se questa è riempita da acqua), che è poi il parametro che viene riportato nella registrazione.

Poiché la concentrazione di ioni Idrogeno per unità di volume è approssimativamente la stessa sia per l'acqua che per gli oli pesanti, mentre è molto bassa per i gas, i valori di porosità indicati dal "neutron" ( $\phi_n$ ) sono fortemente in difetto rispetto a quelli reali per gli strati mineralizzati a gas, mentre sono confrontabili per i livelli contenenti acqua ad olio. Nelle formazioni argillose infine la porosità da "neutron" risulta

piuttosto ottimistica, a causa dell'elevata percentuale di acqua (di imbibizione e di cristallizzazione) in esse contenuta (Fig. 22).

Grazie a queste sue caratteristiche il "neutron" è quindi un buon "log" di porosità ed un ottimo strumento per rilevare la presenza di gas e per controllare la risalita del contatto gas-acqua in fori tubati (Fig. 23).

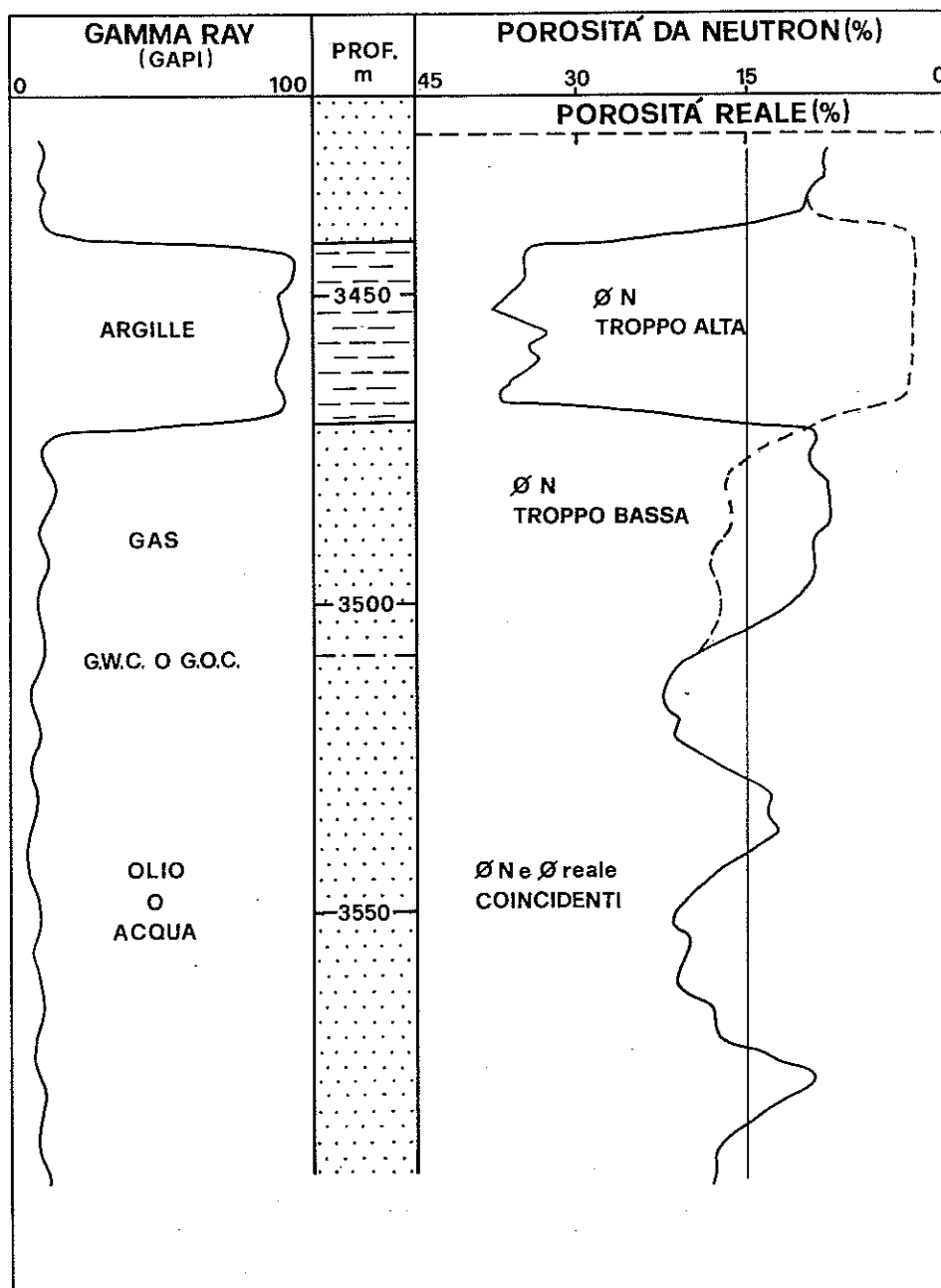


Fig. 22 - Andamento del "Gamma Ray Neutron Log" in funzione della litologia e dei vari tipi di fluidi di strato.

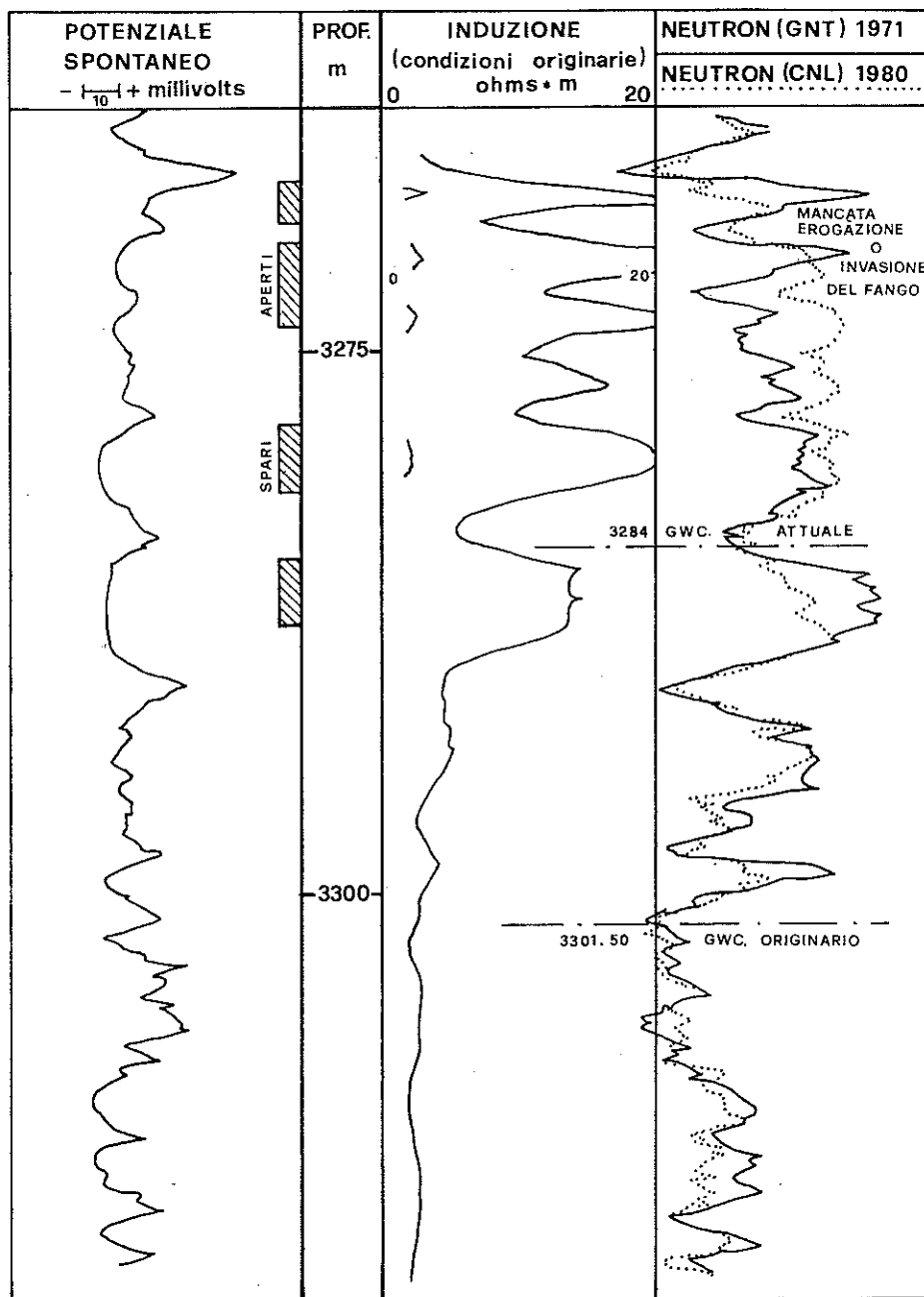


Fig. 23 - Controllo della risalita del contatto gas-acqua in un giacimento del Mare Adriatico mediante il confronto fra il "Neutron" originario (GNT del 1971) ed un "Neutron" registrato dopo alcuni anni di produzione (CNL del 1980).

## Sidewall Neutron Porosity Tool

Questo tipo di “neutron” dispone di una sorgente radioattiva e di un “detector” montati su di un pattino che viene fatto scorrere aderente alla parete del foro; grazie a tale accorgimento viene minimizzato l’effetto foro, di cui risente invece in modo abbastanza considerevole il GNT.

Dal momento che il **sidewall neutron porosity tool (SNP)** (Fig. 24) possiede un rivelatore sensibile ai soli neutroni epitermali (con energia di 0,4 eV), vengono inoltre attenuati anche gli effetti assorbenti del Cloro e del Boro, qualora fossero presenti nelle acque di strato e/o nella matrice. Questi due elementi possiedono infatti sezioni efficaci di cattura di notevoli dimensioni per cui, a seconda della loro concentrazione, possono influire in modo più o meno efficace sulla cattura dei neutroni termalizzati. Tale dispositivo può essere utilizzato in qualsiasi pozzo indipendentemente dal fluido che lo riempie, mentre non è utilizzabile nei fori tubati.

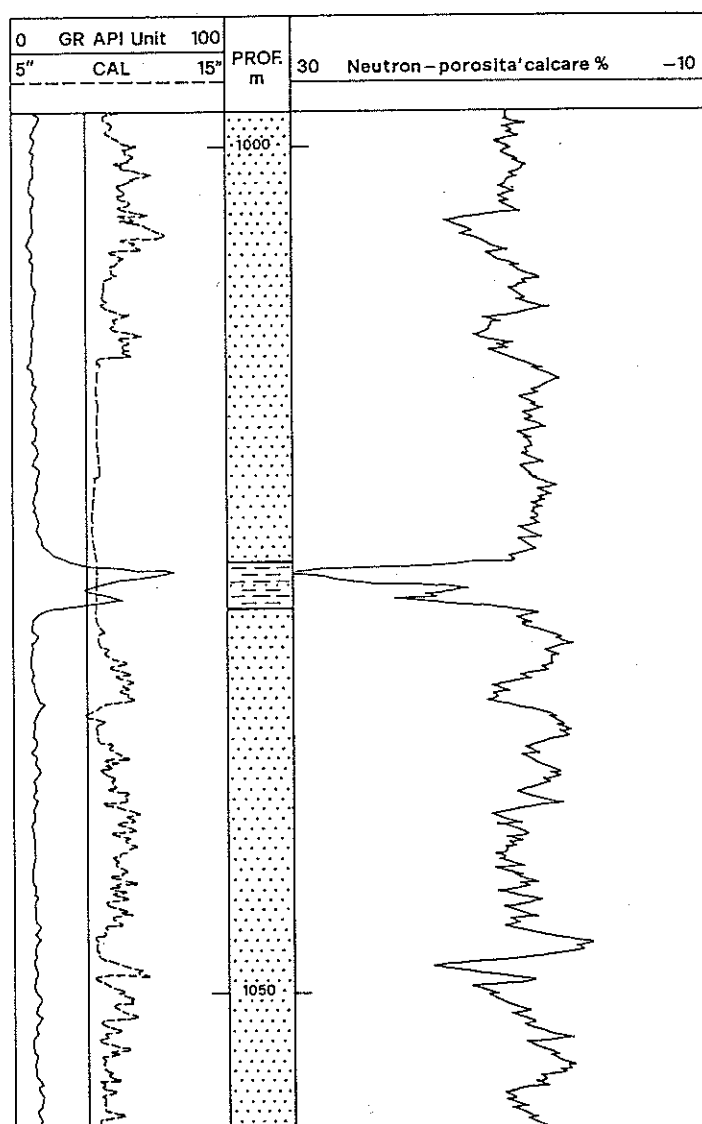


Fig. 24 - Esempio di “Sidewall Neutron Porosity Log”

### Compensated Dual-Spacing Neutron Log

Il compensated dual-spacing neutron log (CNL) è il dispositivo neutronico oggi più comunemente utilizzato (Fig. 25). Si tratta di una attrezzatura costituita da una sorgente radioattiva e da due rilevatori ubicati a distanze diverse dalla sorgente, in modo tale da ridurre l'effetto foro e da permettere una maggior profondità di investigazione. Esso è stato inoltre progettato in modo tale da poter essere combinato con il "formation density tool" (FDC/LDT). Può essere impiegato sia in foro scoperto che in foro tubato ed è molto utile per rilevare la presenza di gas.

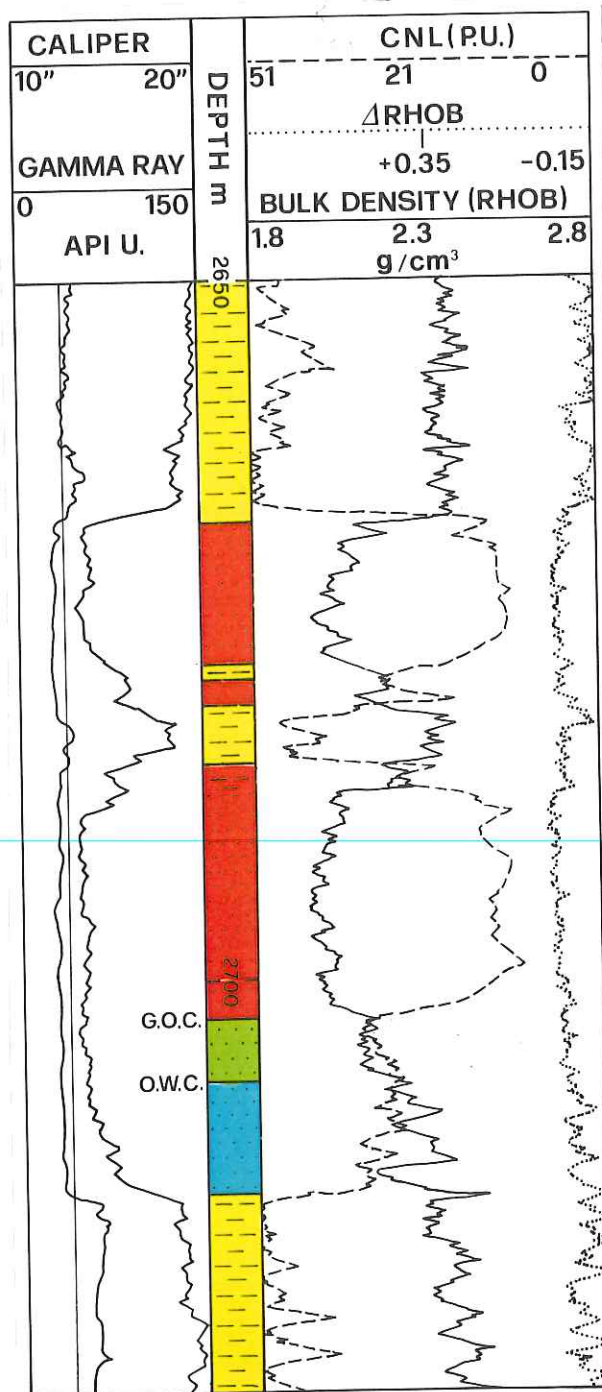


Fig. 25 - Esempio di "Compensated Dual Spacing Neutron Log" in sabbie-argille (campo Nigeria)

## Formation Density Compensated Tool

Il **formation density compensated (FDC)** è un “log” che, basandosi sul principio fisico dell’interazione fra raggi gamma e materia, fornisce indicazioni relative alla densità delle formazioni indagate ( $\rho_b$ ).

Lo strumento di misura è costituito da una sorgente di raggi gamma (al Cesio) e da due rilevatori, installati su di un pattino che viene fatto scorrere lungo la parete del foro. Durante il tragitto dalla sorgente al “detector”, le radiazioni gamma sono soggette a due importanti fenomeni:

- “compton scattering”, a causa del quale i raggi gamma subiscono una perdita di energia proporzionale alla densità elettronica della formazione ( $\rho_e$ );
- “assorbimento fotoelettrico”, che si verifica quando un fotone gamma, in seguito ad una collisione, viene completamente assorbito da un atomo, trasferendo ad esso tutta la sua energia. La probabilità che si verifichi tale fenomeno dipende dall’energia del raggio gamma e dal numero atomico degli elementi con cui esso si scontra (l’indice di assorbimento è direttamente proporzionale al numero atomico).

I raggi gamma che non vengono assorbiti dai nuclei degli elementi costituenti la formazione, cioè quelli che dispongono ancora di un sufficiente livello energetico, vengono conteggiati dai rilevatori. La percentuale di raggi gamma non assorbiti dipende, come abbiamo appena appurato, dalla densità elettronica della formazione, che risulta direttamente proporzionale alla sua densità totale (“bulk density”,  $\rho_b$ ). Conoscendo quindi la densità di matrice della roccia ( $\rho_{ma}$ ) e la densità dei fluidi ( $\rho_f$ ) in essa contenuti (Fig. 26), è possibile determinare la porosità della formazione direttamente dal valore di “bulk density” registrato dallo strumento:

$$\rho_b = (1 - \phi_D) \rho_{ma} + \phi_D \rho_f$$

che diventa:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

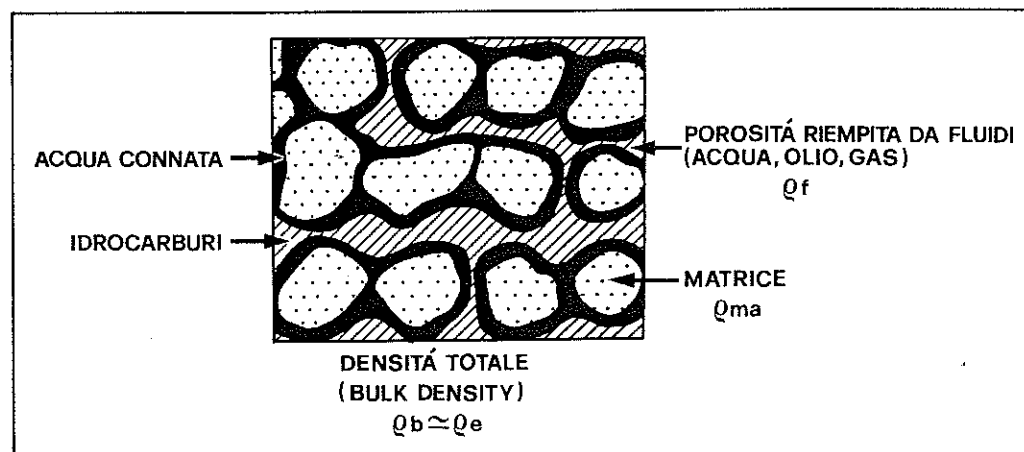


Fig. 26 - Visualizzazione del concetto di “bulk density” di una formazione.



La porosità così determinata è effettivamente confrontabile con quella reale, solo nelle formazioni clastiche e/o carbonatiche pulite e saturate d'acqua o da idrocarburi pesanti; in caso contrario è necessario introdurre, nelle relazioni appena menzionate, dei fattori di correzione per minimizzare l'influenza dell'argillosità ( $V_{sh}$ ) e del diverso tipo di idrocarburi presenti ( $\Delta\Phi_D$ ).

Risulta inoltre necessario introdurre delle correzioni per attenuare l'effetto foro, quando questo ha un diametro maggiore di 9".

Questo "log" riporta anche una curva ( $\Delta\rho_b$ ) che descrive la qualità della registrazione della curva di  $\rho_b$ : in caso di scavernamento e rugosità del foro oppure in presenza di un pannello piuttosto sviluppato la  $\rho_b$  subisce marcate deflessioni, in corrispondenza delle quali il valore misurato non risulta molto attendibile (Fig. 27).

Per concludere, è opportuno ricordare che questo dispositivo viene anche utilizzato nell'identificazione delle zone in sovrappressione: le formazioni in sovrappressione, a causa del maggior contenuto d'acqua, mostrano infatti densità più basse di quelle rilevabili in zone caratterizzate da un normale gradiente di pressione.

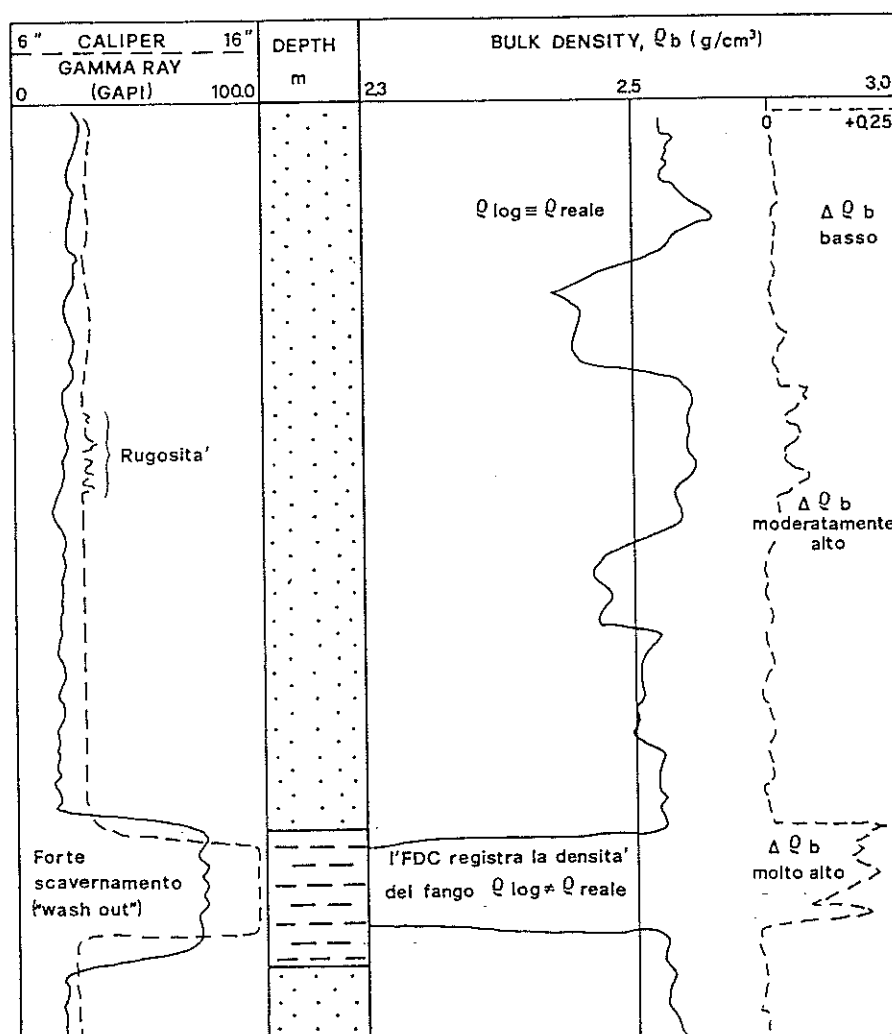


Fig. 27 - Rappresentazione schematica dell'andamento di un carotaggio di densità (FDC).

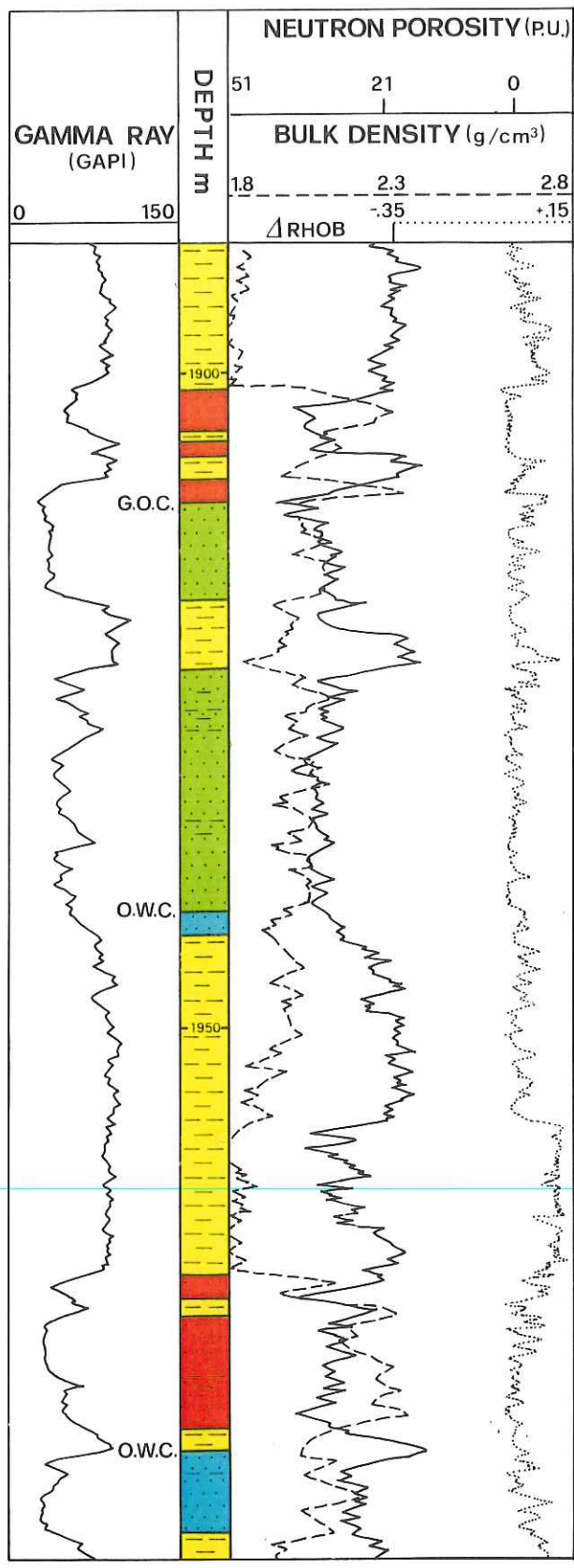


Fig. 28 - Esempio di "Formation Density Compensated Log" registrato in combinazione con il "Neutron Log" in una sequenza di sabbie-argille (campo a gas ed olio nigeriano).

## Litho Density Tool

Si tratta di un "density log" più sofisticato, in grado di decifrare la litologia in base ai diversi valori degli indici di assorbimento fotoelettrico ( $P_e$ ) dei minerali presenti nelle formazioni (Tab. 4).

L'indice di assorbimento fotoelettrico può quindi essere sfruttato come indicatore di matrice (Fig. 29). Esso presenta inoltre la caratteristica di essere indipendente dalla porosità e dal contenuto in fluidi della formazione.

Il litho density tool (LDT) ha una particolare geometria che gli conferisce una risoluzione verticale migliore di quella dell'FDC e gli permette di minimizzare l'effetto della radioattività naturale delle formazioni ("background").

| MINERALI E FLUIDI       | $\rho_b$  | $P_e$ |
|-------------------------|-----------|-------|
| QUARZO                  | 2.65      | 1.81  |
| CALCITE                 | 2.71      | 5.08  |
| DOLOMITE                | 2.88      | 3.14  |
| ANIDRITE                | 2.98      | 5.05  |
| SILVITE                 | 1.86      | 8.51  |
| HALITE                  | 2.04      | 4.65  |
| GESSO                   | 2.35      | 3.99  |
| CLORITE                 | 2.76      | 6.30  |
| ILLITE                  | 2.52      | 3.45  |
| CAOLINITE               | 2.41      | 1.83  |
| MONTMORILLONITE         | 2.12      | 2.04  |
| MUSCOVITE               | 2.82      | 2.40  |
| BIOTITE                 | 2.99      | 6.27  |
| GLAUCONITE              | 2.54      | 6.37  |
| CARBONE                 | 1.8 ÷ 1.2 | 0.17  |
| BARITE                  | 4.09      | 267   |
| EMATITE                 | 5.18      | 21.5  |
| ACQUA DOLCE             | 1.00      | —     |
| ACQUA SALATA ( 200 ppm) | 1.14      | —     |
| OLIO                    | 0.88      | —     |

Tab. 4 - Densità e indici di assorbimento fotoelettrico dei minerali più comuni.

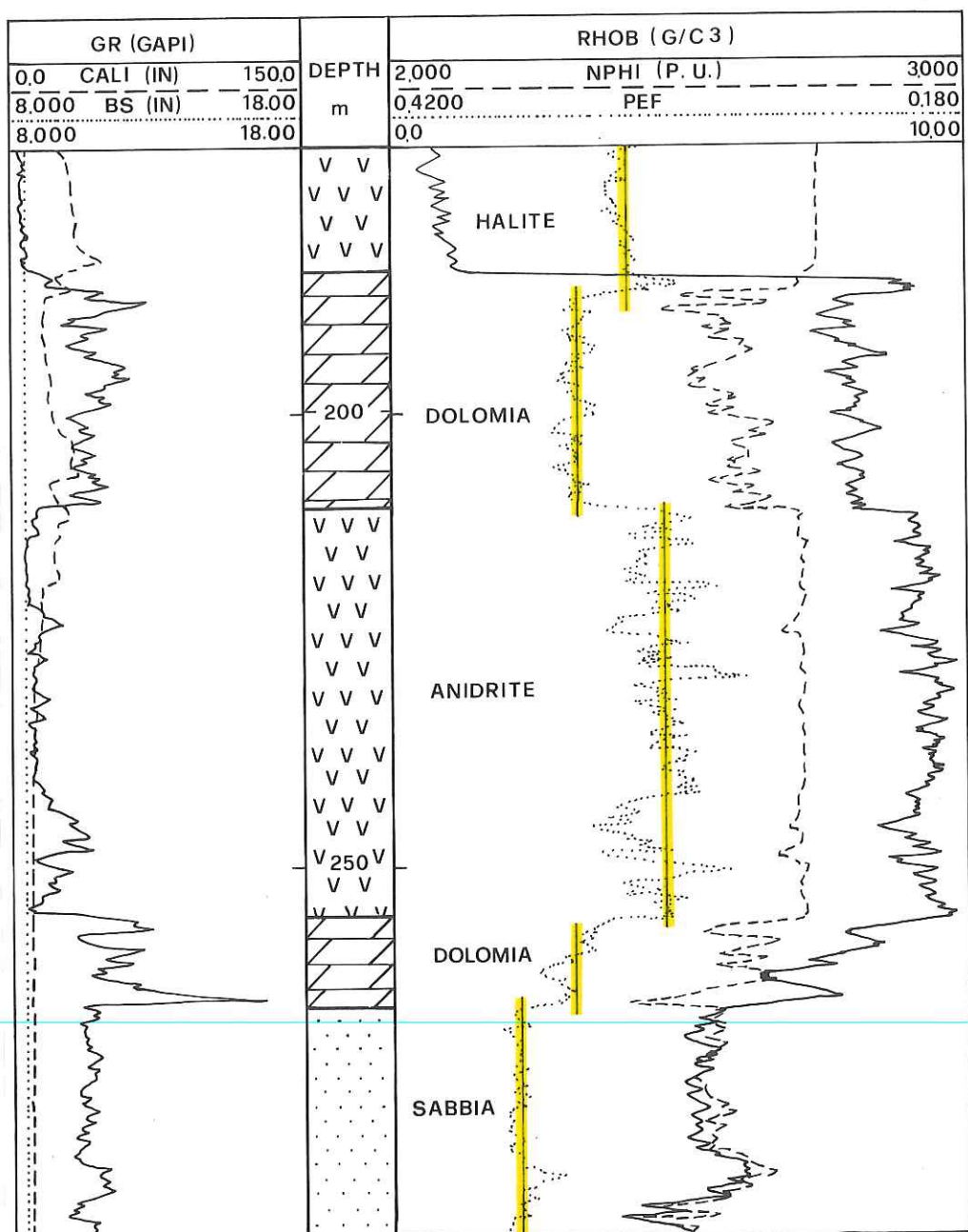


Fig. 29 - Identificazione di litologie semplici in base al valore dell'indice di assorbimento fotoelettrico (PEF).

## Thermal Decay Time Tool

Il **thermal decay time** (TDT) è un dispositivo costituito da una sorgente neutronica intermittente e da due "detector" caratterizzati da una diversa spaziatura rispetto alla sorgente ( $N_1$  : "near" e  $F_1$  : "far" ).

I neutroni veloci emessi dalla sorgente, entrando in collisione con i nuclei degli elementi che compongono la formazione, subiscono una repentina perdita di energia e, una volta raggiunto lo stadio di equilibrio termico, vengono catturati; la cattura si manifesta attraverso l'emissione di radiazioni gamma da parte dei nuclei eccitati.

I parametri che questo strumento è in grado di rilevare sono il ( $\tau$ ), cioè il tempo necessario per avere un decadimento pari al 63% dei neutroni emessi e la "neutron capture cross-section" ( $\Sigma$ ), che esprime la quantità di neutroni catturati: questi parametri sono delle costanti caratteristiche delle formazioni e dei fluidi in esse contenuti. Nella registrazione, oltre a " $\tau$ " e " $\Sigma$ ", vengono anche riportati i valori  $N_1$  e  $F_1$ , relativi alla quantità di neutroni che arrivano ai due rilevatori, il loro rapporto (Ratio) ed una curva ( $F_3$ ) rappresentativa del "background", cioè della radioattività naturale della formazione (Fig. 30).

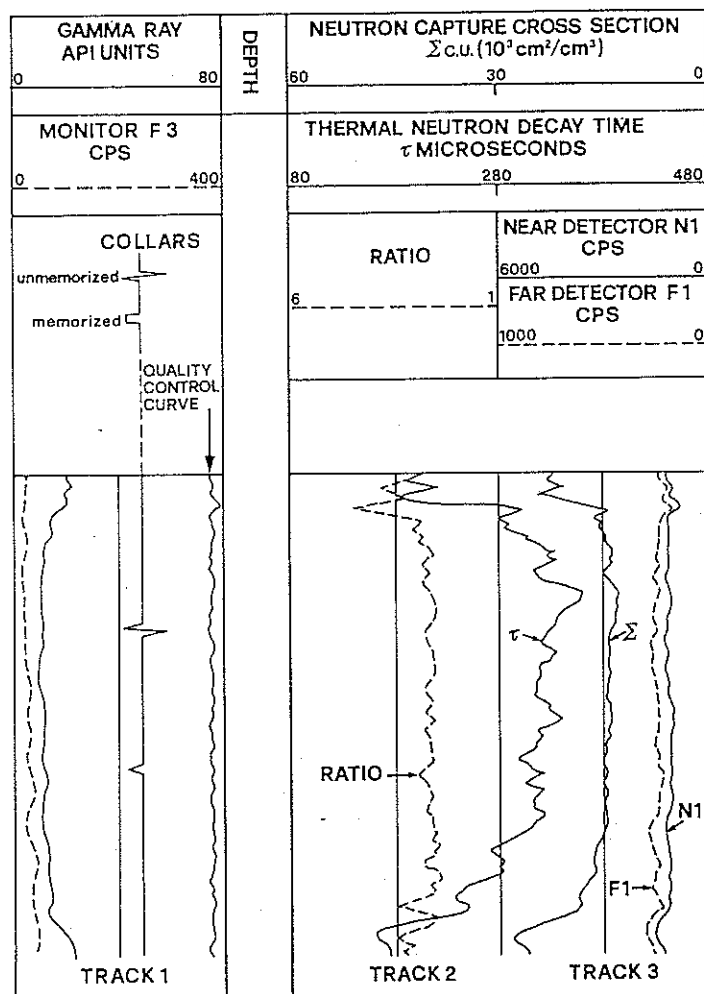


Fig. 30 - Tipi di curve riportate su una registrazione TDT.

Poichè l'escursione delle curve di " $\tau$ " e di " $\Sigma$ " hanno un significato equivalente a quello di un "log" di resistività, pur essendo registrato in foro tubato il TDT viene generalmente impiegato per valutare le variazioni di saturazione in acqua che si possono verificare durante la vita produttiva di un giacimento, in seguito alla risalita della tavola d'acqua od a fenomeni di "water coning" e di "water fingering" (tecnica del "Time Lapse", Figg. 32 e 33). Questo dispositivo è infatti notevolmente influenzato dalla presenza di acqua salata e quindi dal contenuto in Cloro, elemento caratterizzato da un elevato potere di cattura dei neutroni termalizzati.

Quando la salinità dell'acqua di strato, la porosità e la litologia si mantengono costanti, i valori di " $\Sigma$ ", " $N_1$ ", " $F_1$ " e " $N/F$ " sono rappresentativi del tipo di fluidi presenti in formazione e delle loro saturazioni, come è possibile rilevare dalla tabella 5.

Il TDT può comunque essere impiegato solo in condizioni di alte porosità e alte salinità dell'acqua di strato e con "casing" riempito di gas o acqua dolce.

|                     | VALORE DI $\Sigma$<br>c.u.                                                                                                                                             | POROSITÀ *<br>DA TDT<br>p.u. | ANDAMENTO DELLE<br>CURVE $F_1, N_1$ **                                              |
|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| ZONA<br>A<br>GAS    | BASSO ( $\tau$ ALTO),<br>14 ÷ 18                                                                                                                                       | BASSA<br>10 ÷ 20             | $F_1, N_1$<br>  <br>  <br>  <br>FORTE SEPARAZIONE<br>1 ÷ 3                          |
| ZONA<br>AD<br>OLIO  | INTERMEDIO<br>18 ÷ 26                                                                                                                                                  | ALTA<br>28 ÷ 32              | $F_1, N_1$<br>  <br>  <br>  <br>LEGGERA SEPARAZIONE<br>< 1                          |
| ZONA<br>AD<br>ACQUA | ALTO ( $\tau$ BASSO),<br>28 ÷ 32                                                                                                                                       | ALTA<br>28 ÷ 32              | $F_1 \equiv N_1$ , SOVRAPPOSIZIONE                                                  |
| ARGILLE             | MOLTO ALTO<br>( $\tau$ MOLTO BASSO),<br>35 ÷ 55                                                                                                                        | BASSA                        | $N_1, F_1$<br>  <br>  <br>  <br>SEPARAZIONE<br>NEGATIVA<br>PIÙ O MENO<br>ACCENTUATA |
| NOTE                | *Porosità calcolata utilizzando $\Sigma$ e $N/F$<br>** La separazione viene valutata in base alle dieci suddivisioni della "Track" su cui sono riportate $F_1$ e $N_1$ |                              |                                                                                     |

Tab. 5 - Schema riassuntivo per l'interpretazione dei tipi di fluidi di strato in base ai valori dei parametri registrati dal TDT.

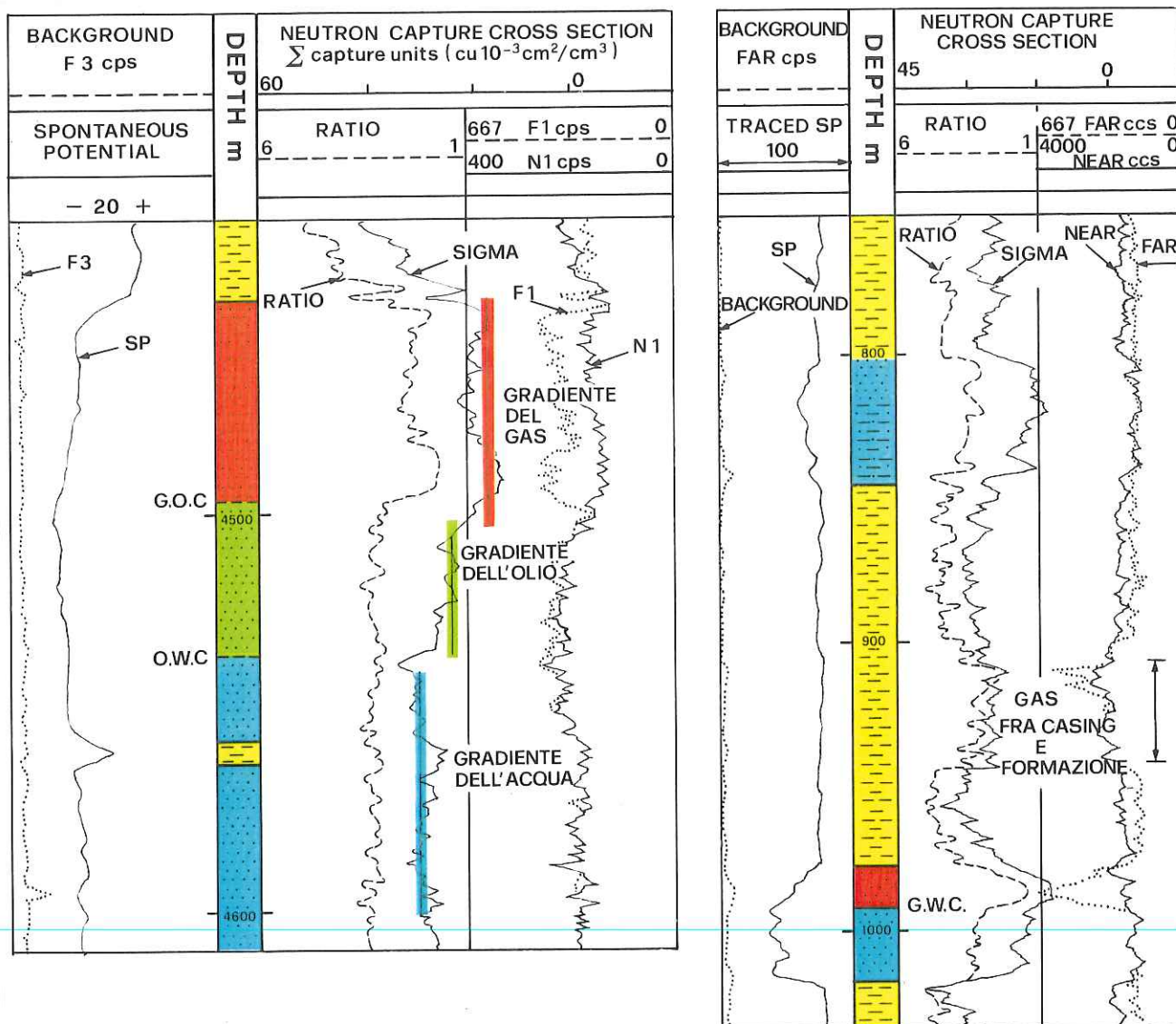


Fig. 31 - Rappresentazione schematica dei possibili andamenti delle curve registrate dal "Thermal Decay Time Log" in presenza di fluidi di strato di diverso tipo.



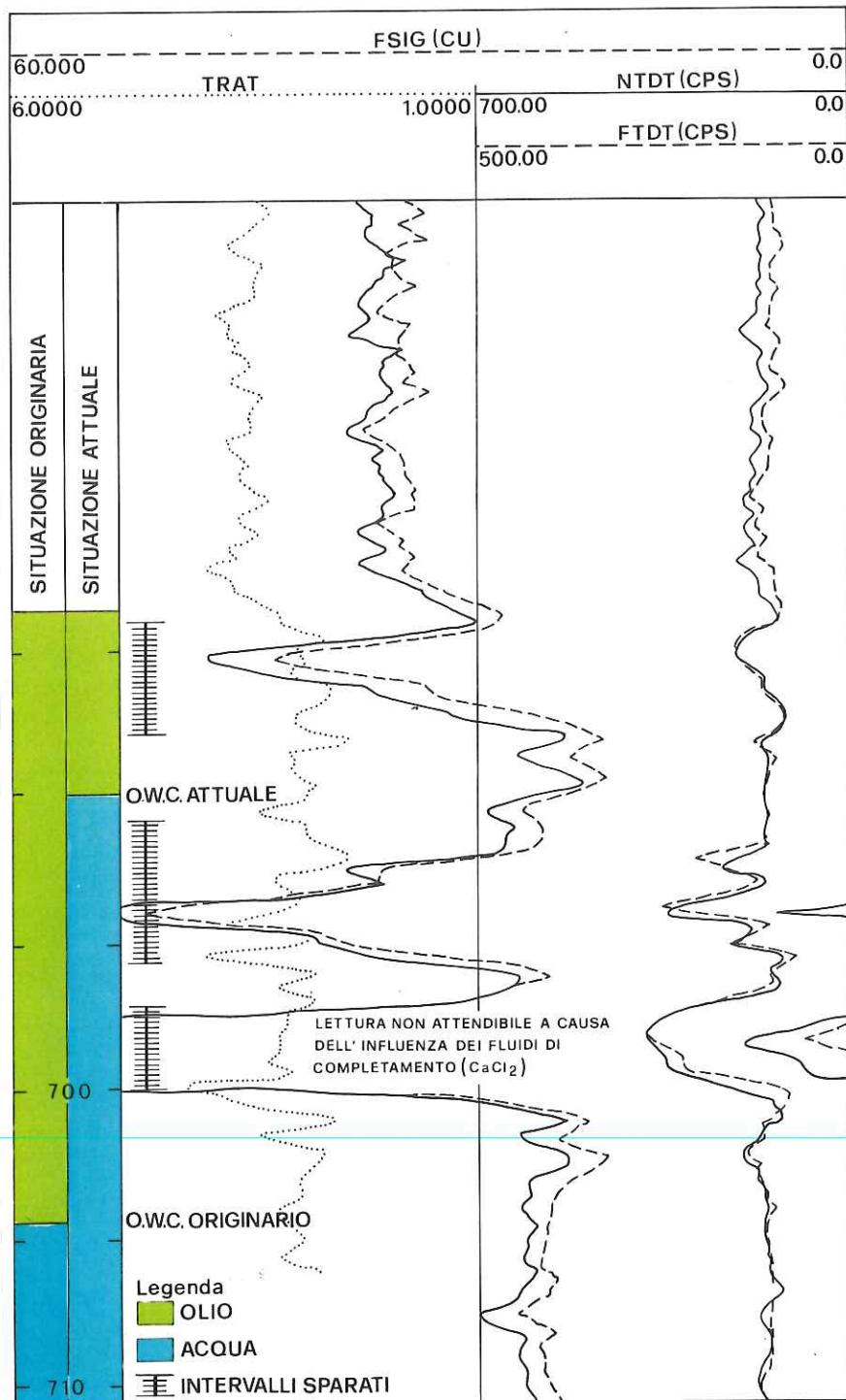


Fig. 32 - Verifica dell'innalzamento della tavola d'acqua mediante l'impiego del TDT in un giacimento ad olio della Pianura Padana.



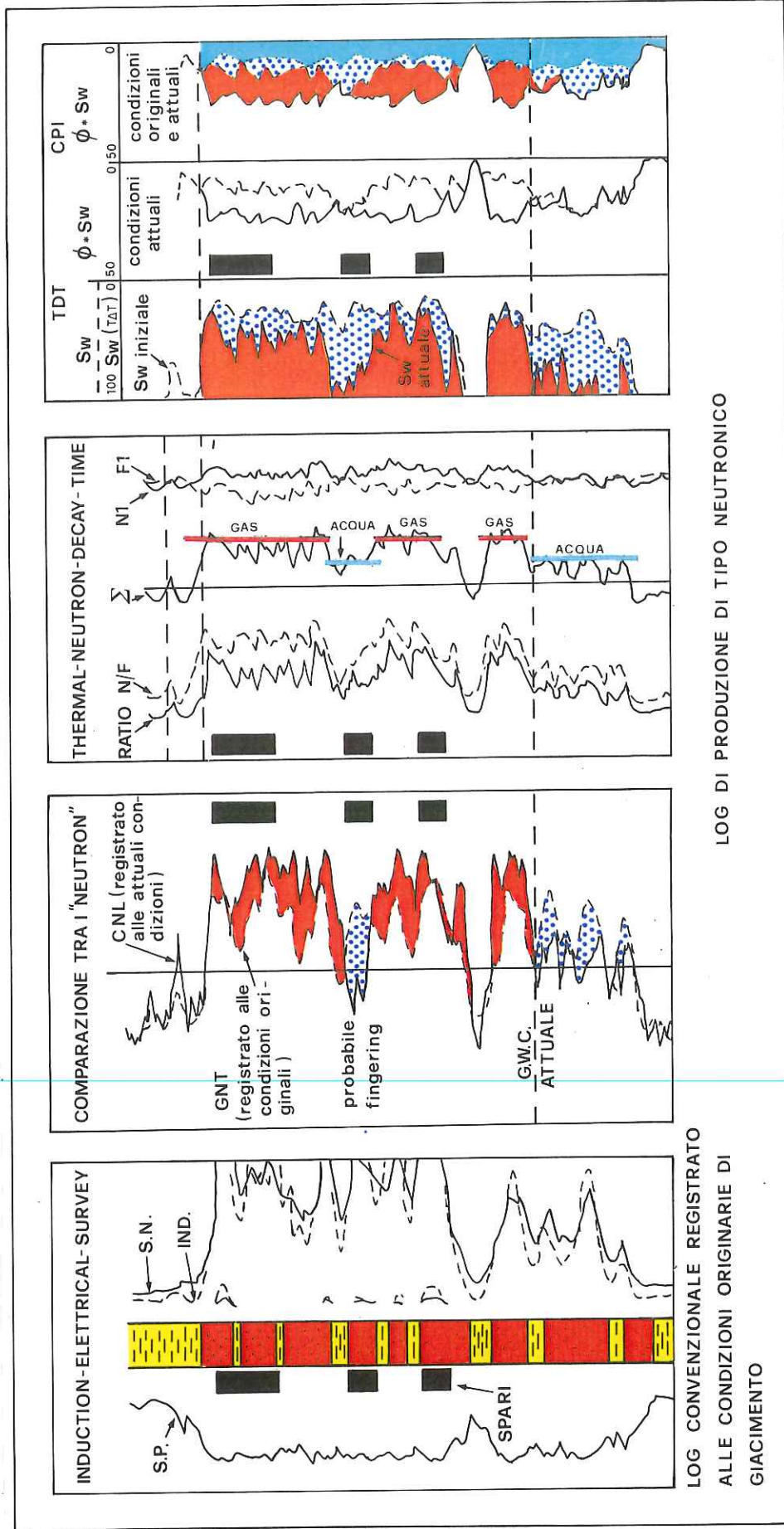


Fig. 33 - Tecnica d'interpretazione "Time Lapse" per l'identificazione della risalita della tavola d'acqua e dei fenomeni di "coning" e di "fingering"

## LOG ACUSTICI

Il principio di funzionamento dei **log acustici** si basa sulla propagazione delle onde elastiche, che possono essere di tipo longitudinale, quando la direzione di propagazione è parallela alla direzione di spostamento delle particelle oppure di tipo trasversale, nel caso in cui la direzione di propagazione risulti perpendicolare rispetto a quella di spostamento delle particelle.

In una formazione elastica, omogenea ed isotropa, la velocità di propagazione delle onde elastiche ( $V_L$  e  $V_T$ ) dipende da due parametri chiamati "modulo di Young" (E) e "coefficiente di Poisson" (G), secondo le seguenti relazione:

$$V_L = \frac{2E(1-\sigma)}{(1+\sigma)(1-2\sigma)} ; \quad V_T = \frac{E}{\rho 2(1+\sigma)}$$

dove  $\rho$  è la densità del mezzo.

Generalmente la velocità delle onde compressionali è maggiore di circa 1,6 - 2,4 volte quella delle onde di taglio.

La velocità delle onde longitudinali, in una formazione sedimentaria, è influenzata dal tipo di matrice della roccia, dalla sua porosità e quindi dal tipo di fluidi in essa contenuti; la velocità delle onde trasversali dipende invece prevalentemente dalle proprietà meccaniche della formazione.

Il **sonic** misura il tempo di transito ( $\Delta t$ ) delle onde longitudinali, cioè il tempo a loro necessario per attraversare un'unità di lunghezza della formazione; di solito il " $\Delta t$ " viene espresso in microsecondi per piede ( $\mu s/ft$ ).

|                                       |                                     | $\Delta t$<br>$\mu sec/ft$ | $V_p$<br>ft/sec |
|---------------------------------------|-------------------------------------|----------------------------|-----------------|
| COMPOSTI<br>NON POROSI                | ACCIAIO (CASING)                    | 57.0                       | 17500           |
|                                       | ANIDRITE                            | 50.0                       | 20 000          |
|                                       | CALCITE                             | 49.7                       | 20100           |
|                                       | DOLOMITE                            | 43.5                       | 23 000          |
|                                       | GESSO                               | 52.6                       | 19000           |
|                                       | GRANITO                             | 50.7                       | 19700           |
|                                       | QUARZO                              | 52.9                       | 18000           |
|                                       | SALE                                | 66.6                       | 15000           |
| ROCCHE<br>POROSE<br>SATURE<br>D'ACQUA | ARENARIE ( $\phi=5+20\%$ )          | 62.5 ÷ 86.9                | 16000 ÷ 11500   |
|                                       | ARGILLITI                           | 58.8 ÷ 143                 | 17000 ÷ 7000    |
|                                       | CALCARI ( $\phi=5+20$ )             | 54 ÷ 76.9                  | 18 500 ÷ 13 000 |
|                                       | DOLOMIE ( $\phi=5+20$ )             | 50 ÷ 66.6                  | 20000 ÷ 15 000  |
|                                       | SABBIE ( $\phi=20+35$ )             | 86.9 ÷ 111.1               | 11500 ÷ 9000    |
| FLUIDI                                | *ACQUA DOLCE                        | 208                        | 4800            |
|                                       | *ACQUA con 100,000 mg/l di NaCl     | 192.3                      | 5200            |
|                                       | *ACQUA con 200,000 mg/l di NaCl     | 181.8                      | 5500            |
|                                       | *IDROGENO                           | 235.3                      | 4250            |
|                                       | *METANO                             | 666.6                      | 1500            |
|                                       | *PETROLIO                           | 238.1                      | 4200            |
| NOTE                                  | *valori medi in condizioni standard |                            |                 |

Tab. 6 - Valori dei tempi di transito e delle velocità di propagazione delle onde compressionali nei vari tipi di rocce e di fluidi di strato.

Tale parametro è inversamente proporzionale alla velocità di propagazione delle onde compressionali ( $V_p$ ) in una formazione, come si può facilmente dedurre dalla tabella di pagina precedente.

Esiste un'equazione, ricavata sperimentalmente da **Wyllie**, che stabilisce un legame fra il valore misurato dallo strumento ( $\Delta t_{\log}$ ) ed il parametro della roccia che si vuole ricavare, cioè la porosità della formazione ( $\Phi_{\text{sonic}}$ ):

$$\Delta t_{\log} = \Phi \Delta t_{\log} + (1-\Phi) \Delta t_{\text{ma}}$$

da cui:

$$\Phi_{\text{sonic}} = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_f - \Delta t_{\text{ma}}}$$

dove:

$(1-\Phi)$  : volume della matrice;

$\Delta t_{\text{ma}}$  : tempo di transito nella matrice;

$\Delta t_f$  : tempo di transito caratteristico del fluido presente nella zona indagata (di solito è un "Δt" nel filtrato del fango dal momento che il "sonic" è caratterizzato da una piccola profondità d'indagine).

Naturalmente tale relazione è valida solo per formazioni pulite; se così non fosse sarà necessario introdurre una correzione per l'argillosità.

Il dispositivo acustico che viene comunemente impiegato è il **Bore Hole Compensated Sonic (BHC)**. Tale strumento è costituito da due trasmettitori d'impulsi acustici, posizionati l'uno superiormente e l'altro inferiormente rispetto a due coppie di ricevitori; una simile configurazione permette di minimizzare l'influenza sul tempo di transito, imputabile al fango presente nella colonna del pozzo e alla configurazione del foro (Fig. 34).

I segnali acustici vengono emessi alternativamente ora dall'uno ora dall'altro trasmettitore; a loro volta le due coppie di ricevitori leggono alternativamente i tempi di transito, che vengono subito mediati in modo da ottenere un valore rappresentativo del tempo di transito dell'onda compressionale nella formazione.

E' stato di recente introdotto un nuovo dispositivo "sonic", più precisamente il **Long Spacing Sonic (LSS)**, che presenta caratteristiche costruttive tali da fornire valori di "Δt" ancora più accurati e da permettere l'individuazione di livelli molto sottili mineralizzati a gas (Fig. 35).

Ogni apparecchiatura "sonic" è inoltre dotata di un dispositivo denominato "transit time integrator" (TTI), che fornisce tempi di transito integrati, indicati sulla registrazione da picchi ("pips") ogni millisecondo, necessari per l'elaborazione dei dati geofisici.

Il "sonic" non può essere utilizzato, per scopi minerari, dopo il completamento del pozzo.

D'altra parte sono state inoltre messe a punto apparecchiature di tipo acustico, quali il **Cement Bond Log (CBL)** e il **Cement Evaluation Tool (CET)**, che vengono impiegate per verificare la qualità della cementazione del pozzo (Fig. 37).

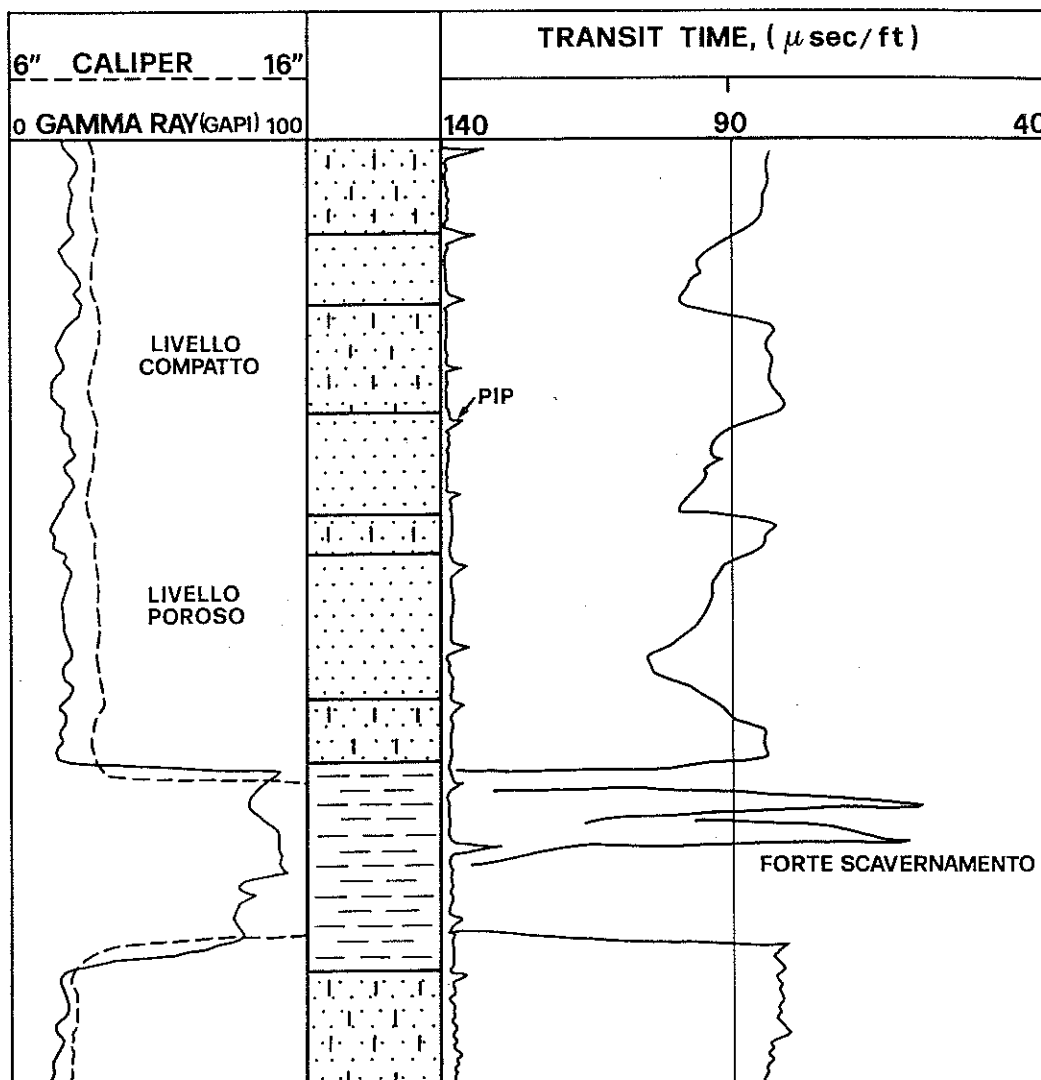


Fig. 34 - Rappresentazione schematica dell'andamento del "Tempo di Transito" in funzione del grado di compattazione delle rocce incontrate.

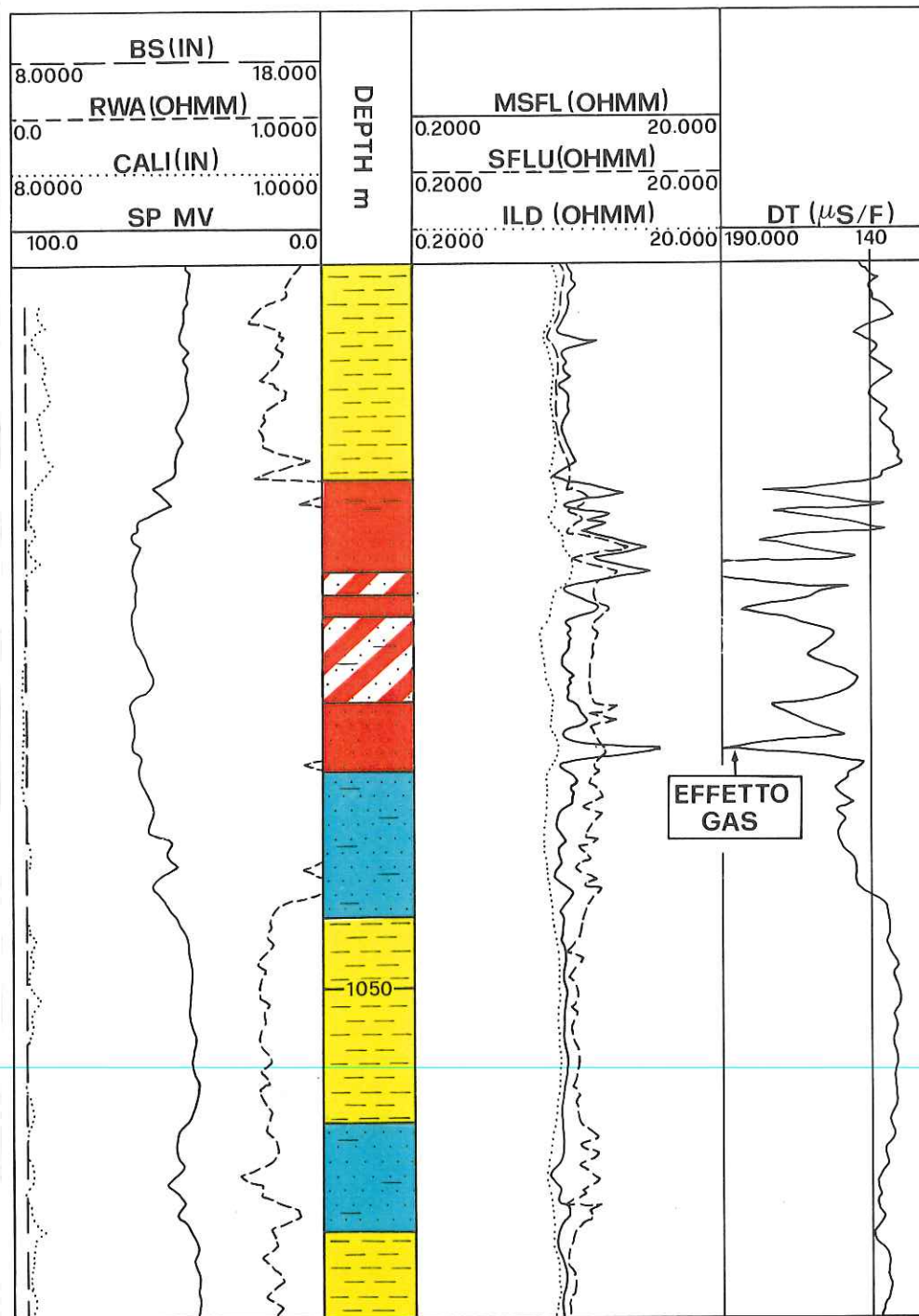


Fig. 35 - Esempio di registrazione di un "log" acustico in una sequenza sabbie-argille mineralizzate a gas (campo a gas del Mare Adriatico).

| LITOLOGIA |  | LOG ACUSTICO<br>B.H.C.<br>+ POROSITA' -                  | LOG RADIOATTIVO<br>C.N.L.<br>+ POROSITA' - | LOG RADIOATTIVO<br>F.D.C.<br>+ POROSITA' - |
|-----------|--|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------------------------|
| ARGILLA   |  | $\Delta t \approx 130-175 \mu\text{sec/ft}$<br>Variabile | lettura alta                               | $Q = 2.3-2.7 \text{ gm/cc}$<br>Variabile   |
| ARENARIA  |  | $\Delta t \approx 525-555 \mu\text{sec/ft}$<br>Variabile | $\phi \approx -4\%$                        | $Q = 2.65 \text{ gm/cc}$                   |
| CALCARE   |  | $\Delta t = 47.5 \mu\text{sec/ft}$                       | $\phi \approx 0\%$                         | $Q = 2.71 \text{ gm/cc}$                   |
| DOLOMIA   |  | $\Delta t \approx 42.5 \mu\text{sec/ft}$                 | $\phi = (6-8)\%$                           | $Q = 2.83-2.87 \text{ gm/cc}$              |
| ANIDRITE  |  | $\Delta t \approx 50 \mu\text{sec/ft}$                   | $\phi = -(1-2)\%$                          | $Q = 2.98 \text{ gm/cc}$                   |
| GESSO     |  | $\Delta t = 52 \mu\text{sec/ft}$                         | $\phi = 48\%$                              | $Q = 2.33 \text{ gm/cc}$                   |
| SALE      |  | $\Delta t \approx 67 \mu\text{sec/ft}$                   | $\phi = 0\%$                               | $Q = 2.08 \text{ gm/cc}$                   |
| GAS       |  | lettura molto alta                                       | lettura bassa                              | lettura molto bassa                        |

Fig. 36 - Variazione del responso dei "log" acustici e radioattivi alla porosità.

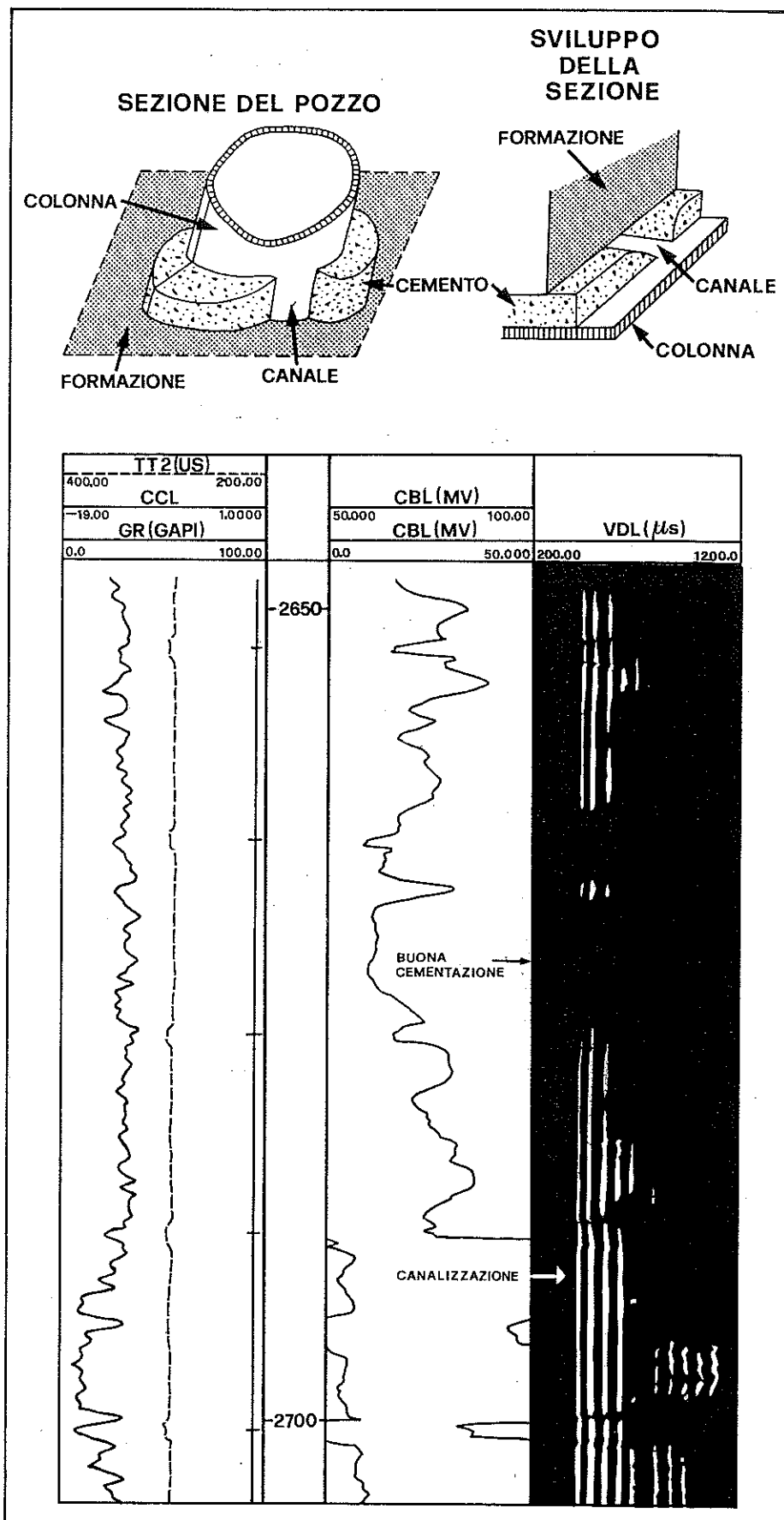


Fig. 37 - Esempio di "Cement Bond Log" per il controllo della cementazione.



## LOG ELETTROMAGNETICI

L'Electromagnetic Propagation Tool è un tipo di attrezzo che studia la propagazione di onde elettromagnetiche (EM) di elevata frequenza.

Le modalità di propagazione delle onde "EM" dipende essenzialmente dalla conduttività elettrica, dalla permeabilità magnetica e dielettrica e dalla frequenza.

Le misure di base che vengono effettuate con l'attrezzature "Schlumberger" sono:

- tempo di propagazione dell'onda "EM" (TPL in  $\mu$  sec/m) tra due bobine riceventi (disposte secondo un arrangiamento "BHC") rispetto alle bobine trasmettenti;
- l'attenuazione dell'onda "EM" (in dB/M).

Il fattore che maggiormente influenza il "TPL" è in ultima analisi la "costante dielettrica" relativa al mezzo che, come da Tabella 7, presenta valori notevolmente diversi tra i vari minerali costituenti la matrice, i vari tipi di idrocarburi e l'acqua.

Il valore molto elevato della "costante dielettrica" ( $\epsilon$ ) dell'acqua è causato dalla maggiore difficoltà, da parte del campo elettrico applicato, ad orientare le molecole di  $H_2O$  che hanno un elevato momento dipolare.

Il fattore che più influenza l'attenuazione dell'energia dell'onda "EM" è la conduttività elettrica del mezzo investigato. A più elevata conduttività corrisponde una più elevata perdita di energia ed in definitiva un più elevato "TPL".

Lo scopo essenziale della registrazione e dell'analisi delle curve derivate da un attrezzo di questo tipo sono:

- la determinazione della porosità in livelli molto sottili ( $\Phi_{EPT}$ );
- la determinazione molto precisa di "Sxo".

Ciò è reso possibile soprattutto dalla elevatissima definizione verticale dell'attrezzo (spaziatura di 4 cm tra le bobine riceventi) e dalla ridotta profondità di investigazione, generalmente relativa alla zona flussata anche in caso di bassa profondità di invasione (Fig. 38).

Per questo motivo l'attrezzo può essere definito come "microdispositivo" ed è quindi costituito da un pattino che è costretto a scorrere contro la parete del foro per l'azione meccanica di un braccio posteriore comandato idraulicamente. Sul braccio posteriore l'attrezzo "EPT" porta un vero e proprio "microdispositivo" di resistività di tipo "ML", molto utile per evidenziare le zone permeabili e quelle impermeabili del pozzo.

In sintesi, la porosità " $\Phi_{EPT}$ " in corrispondenza di livelli sabbiosi (anche se centimetrici) può essere ricavata con una formula del tipo:

$$\Phi_{EPT} = \frac{t_{pc} - t_{psand}}{t_{pwl} - t_{psand}}$$



dove “ $t_{pc}$ ” e “ $t_{pwl}$ ” sono rispettivamente il tempo di propagazione “TPL” in corrispondenza di livelli mineralizzati ad idrocarburi e di livelli acquiferi, corretti per l’attenuazione (quindi è funzione dei valori della curva di “EATT”, con particolari algoritmi) e “ $t_{psand}$ ” è il valore di “TPL” in corrispondenza delle sabbie ad acqua.

La “ $\Phi_{EPT}$ ” è però influenzata dalla presenza dei diversi tipi di idrocarburi (olio e/o gas), mentre nell’acqua tende a dare un valore simile a quello ricavato con i dispositivi “LDL/CNL”.

La “ $S_{XO}$ ” può essere ricavata con la seguente espressione:

$$S_{XO} = \frac{\Phi_{EPT}}{\Phi_{DN}}$$

dove “ $\Phi_{DN}$ ” è la porosità da “LDL/CNL”.

In pratica, la curva di “EATT” è molto frequentemente utilizzata come curva litologica di estremo dettaglio in fitte alternanze di sabbie ed argille (livelli sottili).

I livelli argillosi sono caratterizzati da una conduttività condizionata essenzialmente dalle caratteristiche elettriche dell’acqua, intimamente legata ai minerali argillosi (“acqua bound”), mentre i livelli porosi e permeabili invasi dal filtrato del fango dolce, sono di solito caratterizzati da una conduttività molto minore. L’attenuazione in questi ultimi livelli è quindi minore rispetto a quella caratteristica dei livelli argillosi. L’escursione di questa curva ha un andamento paragonabile a quello delle curve del “PS” e del “GR”.

La curva di “EATT”, che comunemente viene registrata in combinazione con i “log” “LDL” e “CNL”, può risultare molto utile come “log” litologico soprattutto in pozzi perforati con fanghi ad olio ed in presenza di sabbie radioattive, dove i “log” litologici quali “PS” e “GR” non sono utilizzabili.

E’ da ricordare infine che, trattandosi di un dispositivo ad alta definizione verticale ma a bassa o molto bassa profondità di investigazione, la registrazione, soprattutto del “tempo di transito” (TPL), può essere influenzata dalle cattive condizioni della parete del foro (foro rugoso e/o scavernato) o da “mud cake” di elevato spessore (< 0,4 inch).

Il corrispondente attrezzo DRESSER si chiama **Dielectric**. In questo caso la curva di attenuazione è sostituita dalla curva dell’ampiezza dell’onda elettromagnetica (“Amplitude” in mV) ed il significato è analogo: alta conduttività della porzione di formazione investigata significa alta perdita di energia e quindi ampiezza dell’onda “EM” molto ridotta (bassi valori in mV), mentre in livelli sabbiosi a minore conduttività, nella zona flussata rispetto a quella delle argille, la perdita di energia è minima e più elevata è l’ampiezza dell’onda “EM” (più alti valori in mV). Con la curva riportata in una scala opportuna l’escursione è del tutto analoga, come per la curva “EATT”, alle curve di un “PS” o di un “GR”.

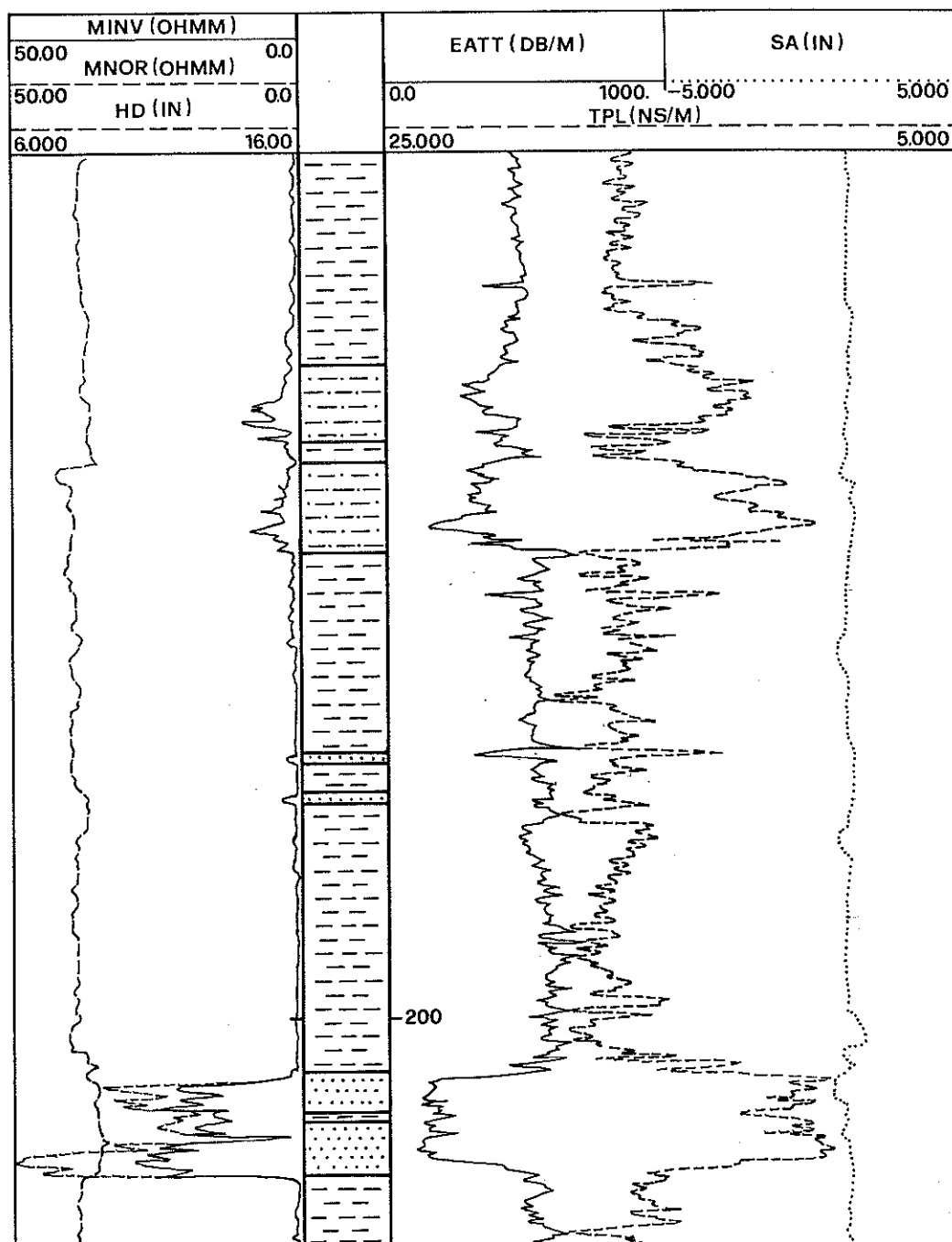


Fig. 38 - Presentazione dei dati forniti da un "log" elettromagnetico "EPT".

| ROCCE E FLUIDI DI STRATO | COSTANTE DI ELETTRICA RELATIVA $\epsilon$ | TEMPO DI PROPAGAZIONE $t_{pl}$ ( $\mu s/m$ ) |
|--------------------------|-------------------------------------------|----------------------------------------------|
| ARENARIA                 | 4.65                                      | 7.2                                          |
| DOLOMIA                  | 6.8                                       | 8.7                                          |
| CALCARE                  | 7.5 ÷ 9.2                                 | 9.1 ÷ 10.2                                   |
| ANIDRITE                 | 6.35                                      | 8.4                                          |
| HALITE                   | 5.6 ÷ 6.35                                | 7.9 ÷ 8.4                                    |
| GESSO                    | 4.16                                      | 6.8                                          |
| ARGILLA                  | 5 ÷ 25                                    | 7.45 ÷ 16.6                                  |
| OLIO                     | 2.0 ÷ 2.4                                 | 4.7 ÷ 5.2                                    |
| GAS                      | 10                                        | 3.3                                          |
| ACQUA                    | 56 ÷ 80                                   | 25 ÷ 30                                      |
| ACQUA DOLCE              | 78 ÷ 3                                    | 29.5                                         |

Tab. 7 - "Costanti dielettriche" relative a tempi di propagazione delle rocce e dei fluidi di strato più comuni.

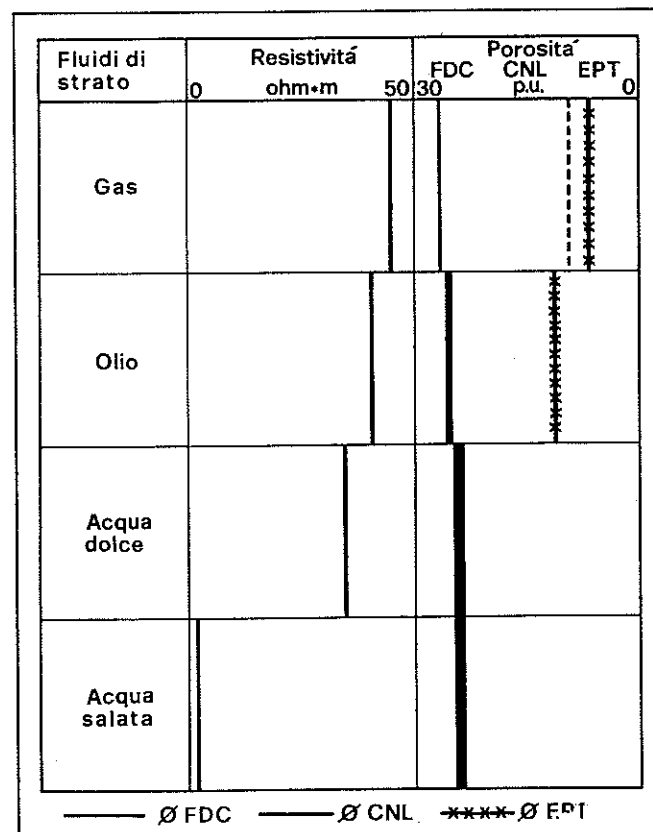


Fig. 39 - Variazione delle letture dei "log" nell'acqua e negli idrocarburi.

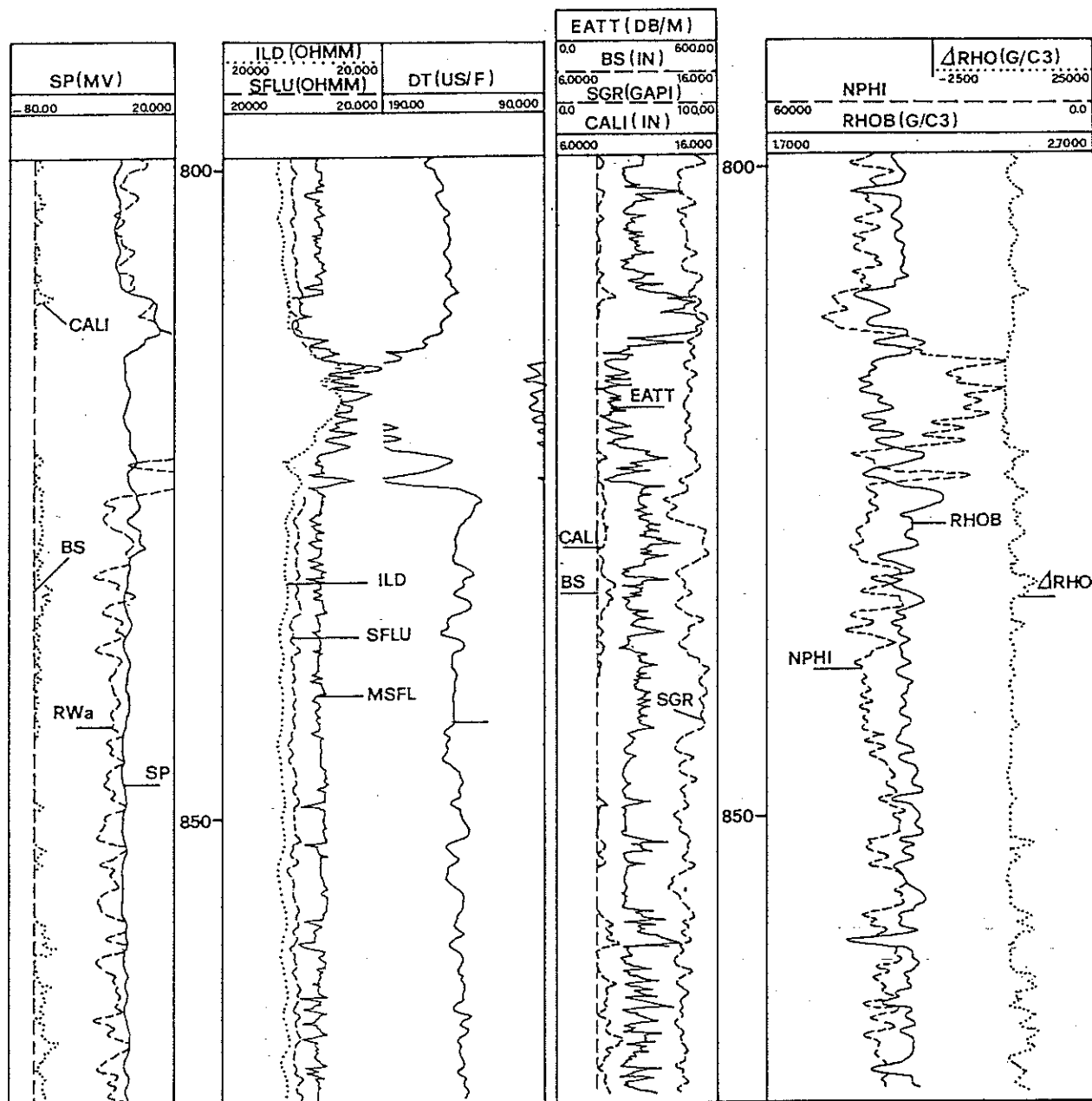


Fig. 40 - Confronto fra l'"EATT" e gli altri tipi di "log".

## CENNI SULL'INTERPRETAZIONE DEI "LOG"

L'interpretazione dei "log" può essere distinta in due principali fasi, una preliminare di tipo qualitativo ed una finale di tipo quantitativo.

Durante l'interpretazione preliminare si cerca di determinare, a grandi linee, la litologia ed il tipo di fluidi contenuti nelle formazioni indagate. Tali dati sono indispensabili per una corretta programmazione delle prove di produzione, per una precisa ubicazione delle carote di parete e per la scelta degli intervalli in cui registrare gli "RFT".

L'interpretazione finale consiste invece nella elaborazione dei "log" più rappresentativi mediante programmi specifici. I programmi utilizzati per l'analisi dei "log" sono formulati essenzialmente sulla base delle litologie attraversate dai pozzi.

L'AGIP, per l'interpretazione a mezzo "computer", ha utilizzato negli anni passati un programma (**CARO 9B**) per sequenze sabbie-argille ed un programma (**CARO 7M**) per litologie miste (Fig. 41). Le corrispondenti elaborazioni SCHLUMBERGER erano il programma **SARABAND** ed il **CORIBAND**.

Successivamente la "Schlumberger" ha introdotto una nuova metodologia nell'interpretazione dei "log", denominata **GLOBAL** (Fig. 42), le cui peculiari caratteristiche erano la flessibilità e la versatilità. Il principale vantaggio offerto da questo programma è da individuarsi nel fatto che, avvalendosi di tutte le possibili misure effettuate in pozzo, riusciva a fornire risultati più realistici di quelli prodotti dai programmi convenzionali. Infatti, il "SARABAND" ed il "CORIBAND" erano programmi di tipo rigido, che difficilmente consentivano l'introduzione di nuovi parametri derivati da nuovi tipi di attrezzi. La flessibilità del "GLOBAL" gli permette invece di svilupparsi parallelamente all'introduzione di nuovi strumenti e alla crescita della complessità dei modelli geologici. Quindi nei casi "standard" il "GLOBAL" fornisce risultati paragonabili a quelli ottenuti mediante il "CORIBAND" ed il "SARABAND", mentre i risultati sono notevolmente più precisi nel caso di litologie molto complesse.

Recentemente la "Schlumberger" ha reso disponibile un nuovo programma denominato **ELAN** (Fig. 45), che è in sostanza un miglioramento del "GLOBAL" e che viene normalmente utilizzato anche in AGIP.

L'AGIP utilizza inoltre, sia in Sede che presso le consociate, un programma della ATLAS:DRESSER denominato **OPTIMA** (Fig. 46).

In Egitto recentemente sono anche stati utilizzati, specialmente dalla PETROBEL, programmi di analisi quantitativa dei "log" della HALLIBURTON e della GEARHART (che poi è sempre HALLIBURTON).

Nell'Unità Giacimenti dell'AGIP è stato inoltre sviluppato un programma chiamato **LINEAR**, che viene utilizzato in combinazione con il "CLASSLOG" (vedi paragrafo "Zonazione" del capitolo: CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO).

| AGIP S.p.A. |          |               | WELL NAME- |          |           |               |                   |                    |
|-------------|----------|---------------|------------|----------|-----------|---------------|-------------------|--------------------|
| DEPTH<br>m  | VCL<br>% | ROMAV<br>G/C3 | SW<br>%    | SXO<br>% | POR.<br>% | CUM.<br>THICK | CUM.PHI<br>*THICK | CUM.PHI<br>*SW*TH. |
| 2291.3      | 8.2      | 2.71          | 27.3       | 77.1     | 15.9      | 15.54         | 1.100             | 0.182              |
| 2291.6      | 1.5      | 2.69          | 25.7       | 76.2     | 19.3      | 15.85         | 1.159             | 0.197              |
| 2291.9      | 0.4      | 2.69          | 23.9       | 75.1     | 18.4      | 16.15         | 1.215             | 0.211              |
| 2292.2      | 6.8      | 2.72          | 23.4       | 74.8     | 18.3      | 16.46         | 1.271             | 0.224              |
| 2292.6      | 0.0      | 2.69          | 23.0       | 74.5     | 20.6      | 16.76         | 1.334             | 0.238              |
| 2292.9      | 0.0      | 2.70          | 20.8       | 73.0     | 20.2      | 17.07         | 1.395             | 0.251              |
| 2293.2      | 0.0      | 2.69          | 19.1       | 71.8     | 22.0      | 17.37         | 1.462             | 0.264              |
| 2293.5      | 0.0      | 2.69          | 15.5       | 68.9     | 21.5      | 17.68         | 1.528             | 0.274              |
| 2293.8      | 0.0      | 2.68          | 11.5       | 68.9     | 20.9      | 17.98         | 1.591             | 0.281              |
| 2294.1      | 0.0      | 2.68          | 10.9       | 64.2     | 19.7      | 18.29         | 1.651             | 0.288              |
| 2294.4      | 0.0      | 2.69          | 10.5       | 63.7     | 19.5      | 18.59         | 1.711             | 0.294              |
| 2294.7      | 0.0      | 2.69          | 11.9       | 65.3     | 21.4      | 18.90         | 1.776             | 0.302              |
| 2295.0      | 0.0      | 2.70          | 14.2       | 67.7     | 19.5      | 19.20         | 1.835             | 0.310              |
| 2295.3      | 0.0      | 2.68          | 15.6       | 69.0     | 19.7      | 19.51         | 1.895             | 0.320              |
| 2295.6      | 0.0      | 2.70          | 16.1       | 69.4     | 22.3      | 19.81         | 1.963             | 0.331              |
| 2295.9      | 32.8     | 2.80          | 20.0       | 72.5     | 15.3      | 20.12         | 2.010             | 0.340              |
| 2296.2      | 48.8     | 2.86          | 21.0       | 73.2     | 13.0      | 20.42         | 2.050             | 0.348              |
| 2296.5      | 2.5      | 2.71          | 23.4       | 74.8     | 22.9      | 20.73         | 2.120             | 0.365              |
| 2296.8      | 0.0      | 2.69          | 17.3       | 70.4     | 21.8      | 21.03         | 2.186             | 0.376              |
| 2297.1      | 2.9      | 2.72          | 18.6       | 71.4     | 20.3      | 21.34         | 2.248             | 0.388              |
| 2297.4      | 6.1      | 2.72          | 19.3       | 72.0     | 19.1      | 21.64         | 2.306             | 0.399              |
| 2297.7      | 0.7      | 2.70          | 19.3       | 71.9     | 20.1      | 21.95         | 2.368             | 0.411              |
| 2298.0      | 0.0      | 2.70          | 19.5       | 72.1     | 20.6      | 22.25         | 2.430             | 0.423              |
| 2298.3      | 7.9      | 2.72          | 22.7       | 74.4     | 18.5      | 22.56         | 2.487             | 0.436              |
| 2298.6      | 47.4     | 2.83          | 23.4       | 74.8     | 10.4      | 22.86         | 2.518             | 0.443              |
| 2299.0      | 16.0     | 2.73          | 29.4       | 78.3     | 15.1      | 23.16         | 2.564             | 0.457              |
| 2299.3      | 34.3     | 2.79          | 33.7       | 80.5     | 8.2       | 23.47         | 2.589             | 0.465              |
| 2299.6      | 33.3     | 2.80          | 27.3       | 77.1     | 16.9      | 23.77         | 2.641             | 0.479              |
| 2299.9      | 0.0      | 2.68          | 26.6       | 76.8     | 24.1      | 24.08         | 2.714             | 0.499              |
| 2300.2      | 0.0      | 2.69          | 20.0       | 72.5     | 23.4      | 24.38         | 2.785             | 0.513              |
| 2300.5      | 0.0      | 2.70          | 19.0       | 71.7     | 23.8      | 24.69         | 2.858             | 0.527              |
| 2300.8      | 0.0      | 2.68          | 15.4       | 68.8     | 24.1      | 24.99         | 2.931             | 0.538              |
| 2301.1      | 0.0      | 2.70          | 14.2       | 67.7     | 24.4      | 25.30         | 3.006             | 0.549              |
| 2301.4      | 0.0      | 2.69          | 13.8       | 67.3     | 24.4      | 25.60         | 3.080             | 0.559              |
| 2301.7      | 0.0      | 2.69          | 14.0       | 67.5     | 21.5      | 25.91         | 3.146             | 0.568              |
| 2302.0      | 0.0      | 2.75          | 31.1       | 79.2     | 7.0       | 26.21         | 3.167             | 0.575              |
| 2302.3      | 0.0      | 2.78          | 40.7       | 83.5     | 3.4       | 26.52         | 3.177             | 0.579              |
| 2302.6      | 0.0      | 2.80          | 14.2       | 67.6     | 13.9      | 26.82         | 3.220             | 0.585              |
| 2302.9      | 8.5      | 2.79          | 18.6       | 71.4     | 22.0      | 27.13         | 3.287             | 0.597              |
| 2303.2      | 13.4     | 2.76          | 24.9       | 75.8     | 20.1      | 27.43         | 3.348             | 0.613              |
| 2303.5      | 17.6     | 2.75          | 23.9       | 75.1     | 19.2      | 27.74         | 3.407             | 0.627              |
| 2303.8      | 8.3      | 2.75          | 24.9       | 75.7     | 20.4      | 28.04         | 3.469             | 0.642              |
| 2304.1      | 5.9      | 2.73          | 23.7       | 75.0     | 20.7      | 28.35         | 3.532             | 0.657              |
| 2304.4      | 5.3      | 2.70          | 21.5       | 73.5     | 20.3      | 28.65         | 3.594             | 0.670              |
| 2304.7      | 0.0      | 2.69          | 18.8       | 71.6     | 21.2      | 28.96         | 3.658             | 0.683              |
| 2305.1      | 0.7      | 2.69          | 18.3       | 71.2     | 21.3      | 29.26         | 3.723             | 0.694              |
| 2305.4      | 2.9      | 2.70          | 19.5       | 72.1     | 20.8      | 29.57         | 3.787             | 0.707              |
| 2305.7      | 0.7      | 2.70          | 19.5       | 72.1     | 21.4      | 29.87         | 3.852             | 0.720              |
| 2306.0      | 0.0      | 2.69          | 18.7       | 71.5     | 21.1      | 30.18         | 3.916             | 0.732              |
| 2306.3      | 8.1      | 2.72          | 20.5       | 72.8     | 18.9      | 30.48         | 3.974             | 0.743              |

Tab. 8 - Esempio di tabulato ("listing") in cui vengono riportate, in forma numerica, le curve dei "CPI".



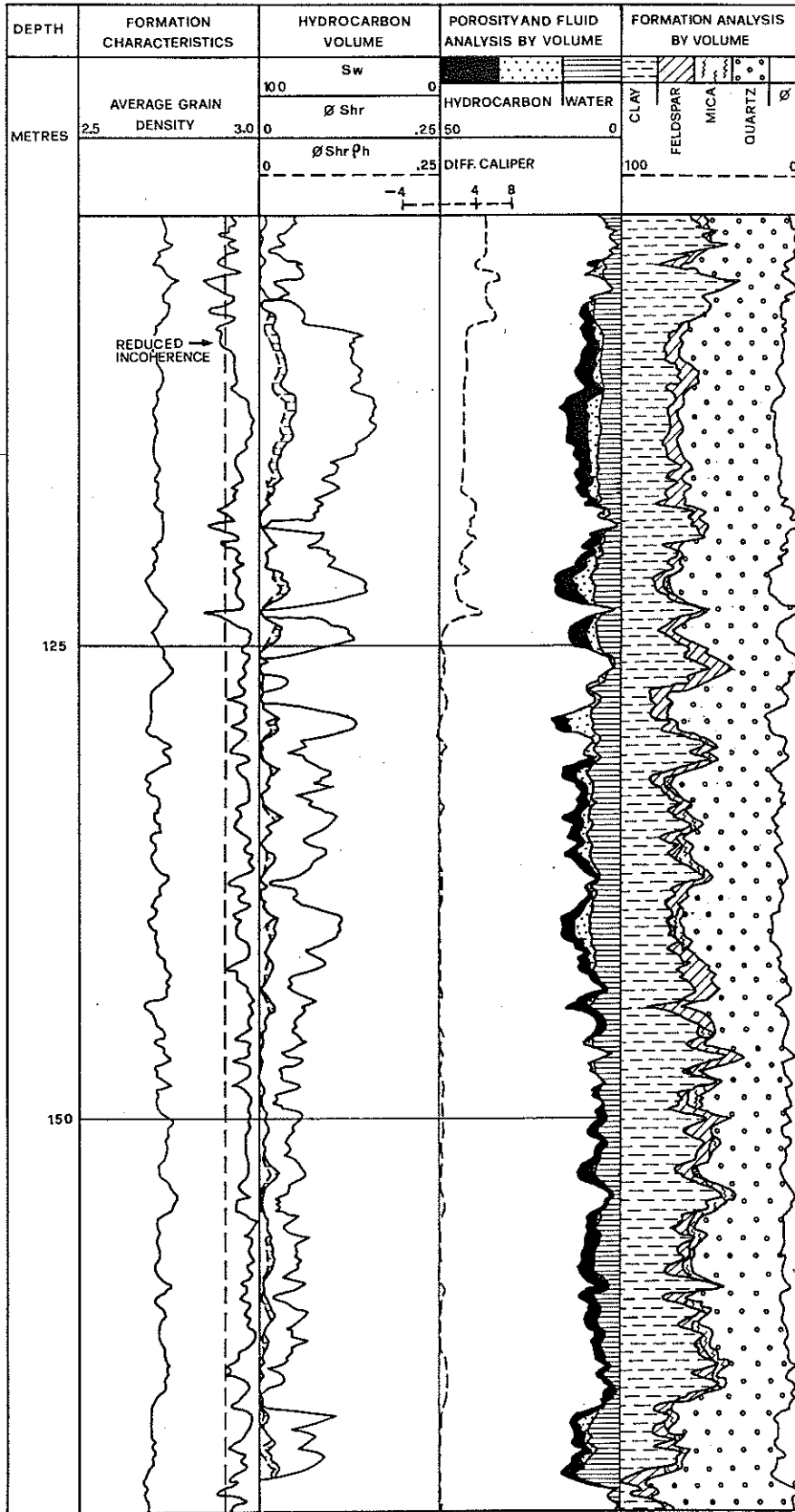


Fig. 42 - Esempio di "CPI" elaborato dalla Schlumberger utilizzando il programma "GLOBAL".





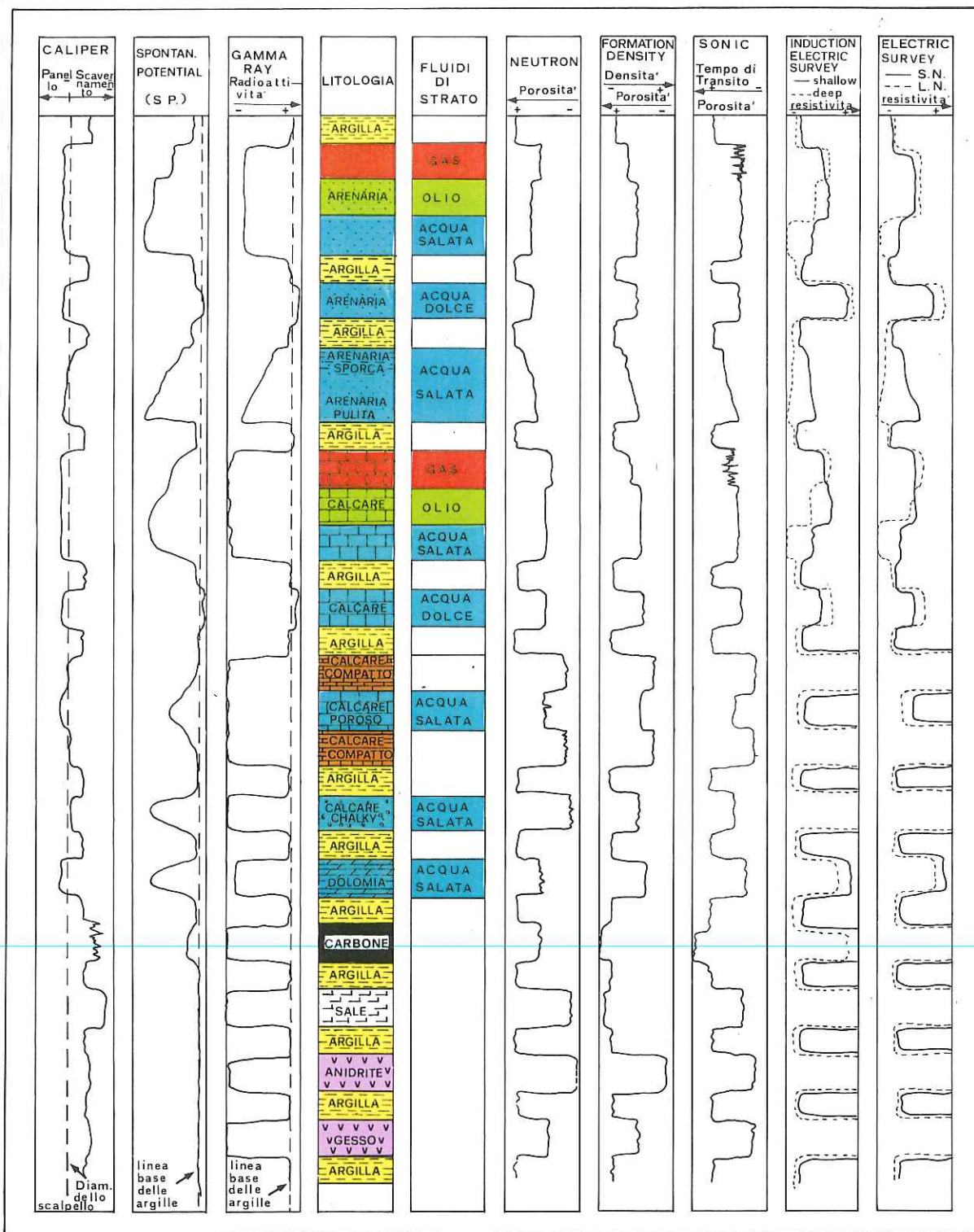


Fig. 44 - Rappresentazione schematica dell'andamento dei vari tipi di "log" in funzione della litologia e del contenuto in fluidi.

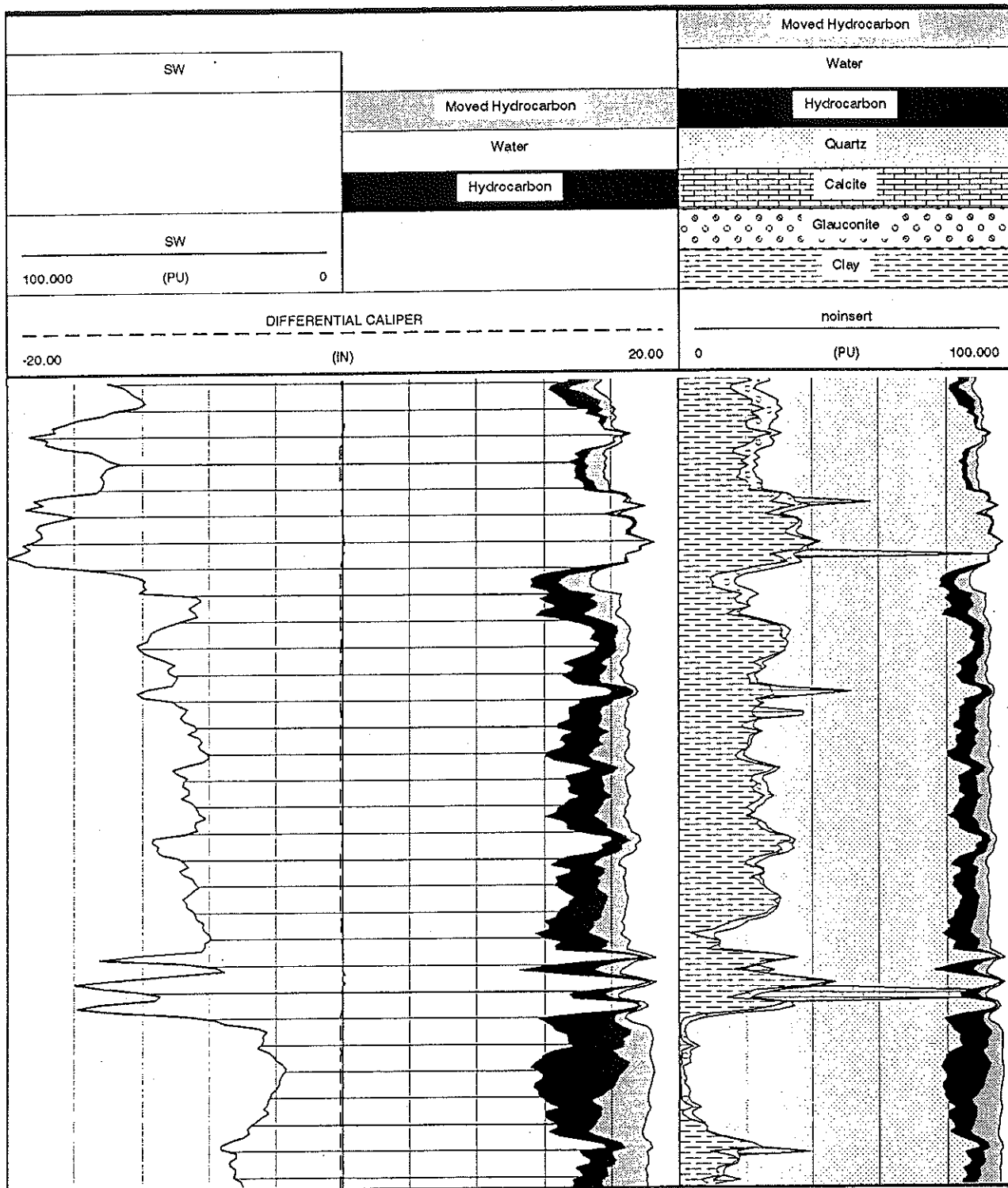


Fig. 45 - Esempio di "CPI" elaborato dalla Schlumberger utilizzando il programma "ELAN".



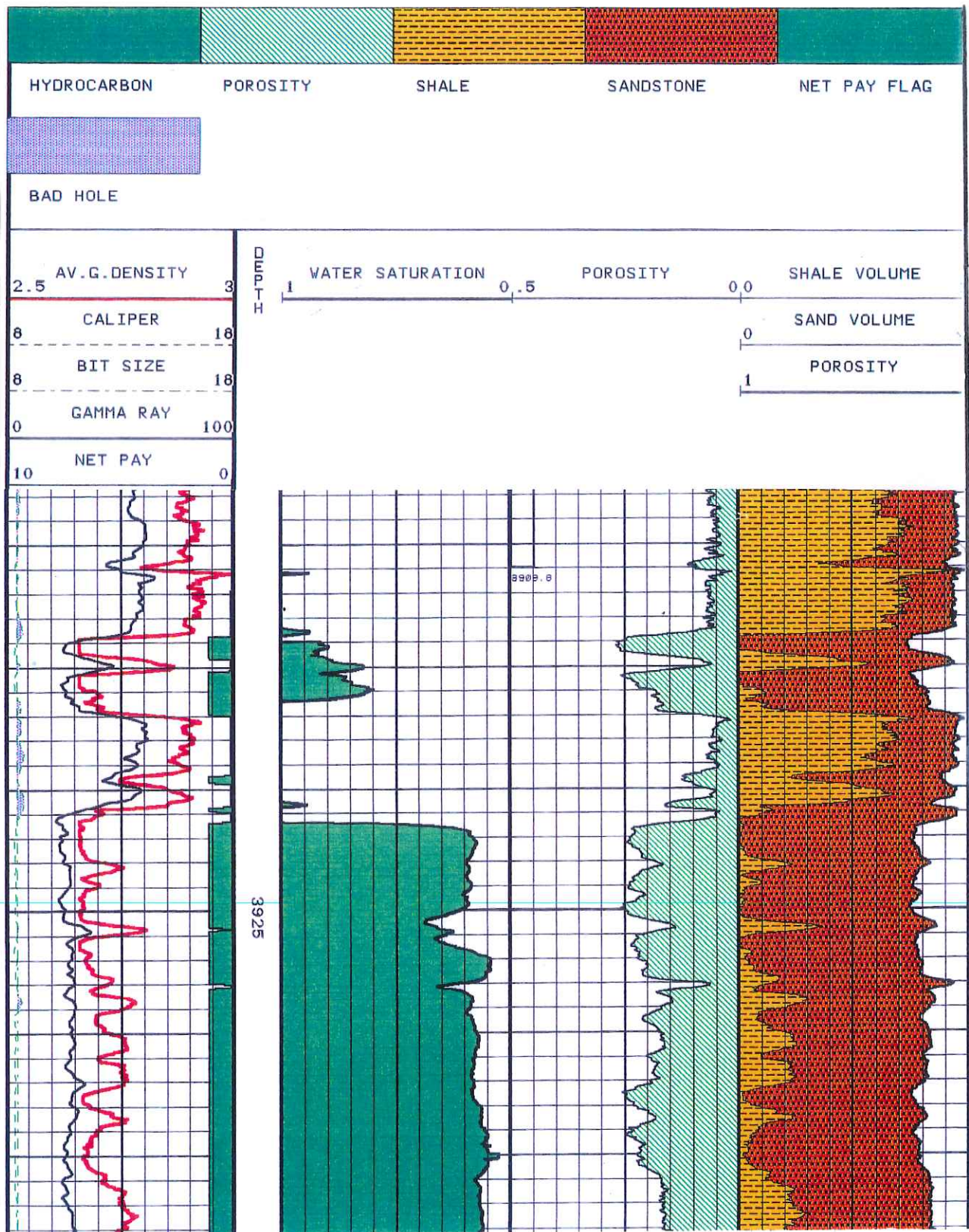


Fig. 46 - Esempio di "CPI" elaborato con il programma "Atlas-Dresser" tipo "OPTIMA".

## LOG DI PRODUZIONE

Per “log” di produzione (PLT) s’intendono tutte quelle registrazioni effettuate in pozzo, durante la fase di produzione o durante l’esecuzione dei “tests”, per meglio comprendere il comportamento erogativo del pozzo stesso, soprattutto in situazioni geologiche complesse (“multilayers”, “reservoirs” eterogenei, flussi multifase) e per poter quindi scegliere adeguate tecniche e tecnologie mirate all’ottimizzazione della produttività e del recupero degli idrocarburi.

Il monitoraggio continuo dei pozzi attraverso i “log” di produzione costituisce un elemento base per gli studi di giacimento. Infatti, tali “log” permettono di effettuare un’analisi accurata dei livelli aperti alla produzione. Essi permettono di determinare, oltre che la natura dei fluidi prodotti da ciascun intervallo, anche la percentuale di contributo fornita e danno indicazioni sullo stato di “depletion” del “reservoir”.

Unitamente al “TDT” ed al “Neutron” (solo in presenza di gas) essi permettono di definire, con una certa precisione, l’innalzamento della tavola d’acqua, fenomeni di “coning” e di “fingering”, eventuali canalizzazioni del cemento, la rottura del “casing”, ecc. (Fig. 47).

Fra i principali “log” di produzione ricordiamo:

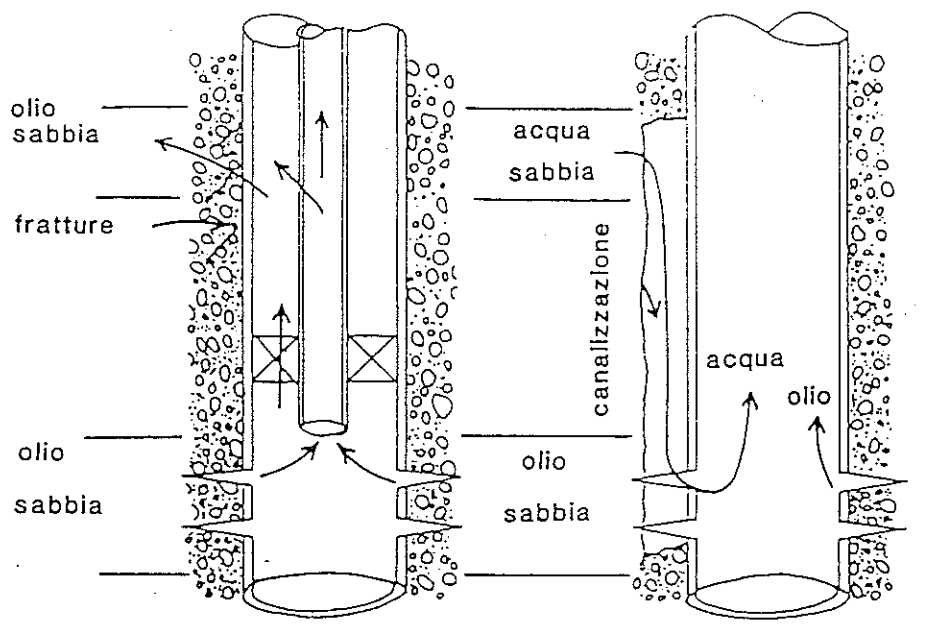
- **Flowmeter**;
- **Gradiomanometro**;
- **Densimetro**;
- **Manometro**;
- **Termometro**;
- **Traccianti radioattivi**;
- **Oxygen Activation** ;
- **Caliper**.

Ausiliari dei “log” di produzione possono essere considerati:

- **Gamma ray** (per determinare la litologia degli strati);
- **Termal Decay Time, “TDT”** (per registrare la risalita della tavola d’acqua e fenomeni di “fingering” d’acqua);
- **Neutron log** (per registrare: l’innalzamento della tavola d’acqua e fenomeni di “fingering” d’acqua, nei pozzi a gas, e l’eventuale presenza di gas nei pozzi ad olio, quando la pressione di giacimento è scesa al di sotto del punto di bolla).

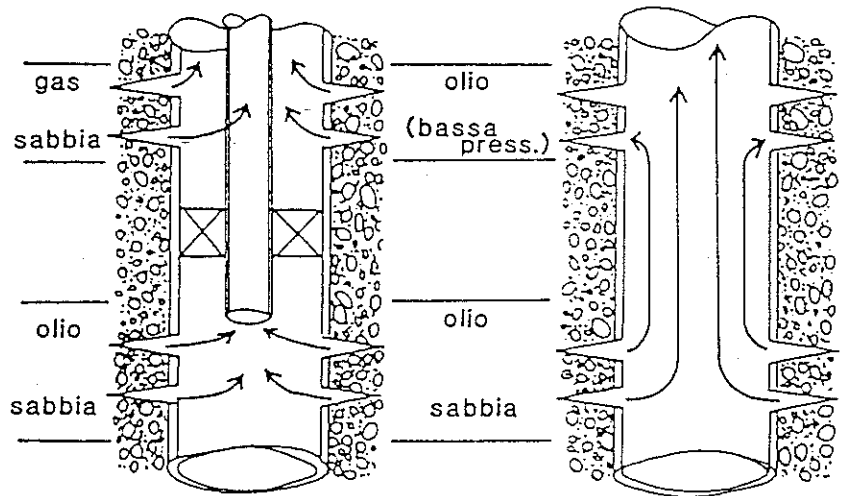
In passato i “log” di produzione venivano eseguiti fissando un “packer” a quote predeterminate e registrando i diversi “log” in successione. Con l’evolversi della tecnica strumentale, negli anni ‘70 si rese disponibile uno strumento che permetteva registrazioni continue, ma che utilizzava sempre un sensore per volta in successione.

Negli anni ‘80 si è avuto infine uno strumento capace di registrare tutti i “log” in maniera continua e simultaneamente. Gli strumenti oggi in uso sono di questo tipo e permettono registrazioni simultanee di tutti i “log” di produzione sia in condizioni statiche che dinamiche (Fig.85).



ROTTURA DEI CASING,  
TUBINGS, PACKERS

CEMENTO CANALIZZATO



ROTTURA TUBING

ZONA LADRA

Fig. 47 - Esempi di problemi di pozzo (da Schlumberger).

## Packer Flowmeter

Prima di parlare dei "flowmeter" veri e propri diamo un accenno a questo strumento ("Inflatable Continuous Tool", ICT) che è il più vecchio tra i "log" di produzione e che oggi è ormai in disuso.

La batteria di registrazione, che in sostanza era una combinazione di tre strumenti, si componeva di un "packer", di un "densimetro", di un "misuratore di water cut" e di un "flowmeter" (Fig. 48).

Il "flowmeter" era costituito da un'elica ("spinner") che girava sotto la spinta del fluido, generando un flusso di corrente registrato in superficie. Il "misuratore di water cut" registrava la costante dielettrica del flusso che transitava di fronte allo strumento. Il "densimetro" era costituito da una sorgente di raggi gamma, da una camera di campionamento e da un contatore "Geiger".

Questo strumento, comunque, era adatto solo per basse portate.

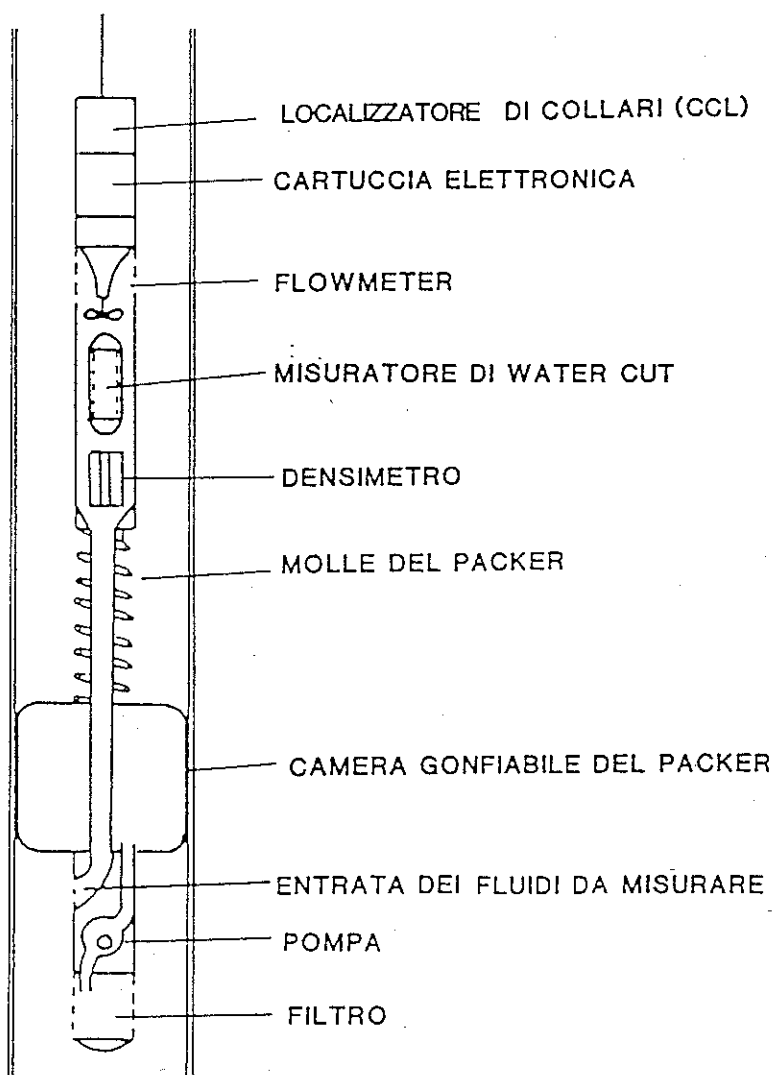


Fig. 48 - Inflatable Combination Tool, ICT (da Schlumberger).

## Flowmeter

Tutti i **Flowmeter** attualmente in uso sono, nella loro sostanza, costituiti da un'elica ("spinner") solidale con una bobina, ruotante all'interno di un campo magnetico sotto la spinta del fluido che sale verso la superficie e per effetto della velocità del cavo che trasporta lo strumento (pozzo in erogazione), o per effetto della sola velocità del cavo (pozzo chiuso).

Il movimento di rotazione dello "spinner" genera un flusso di corrente elettrica che viene inviato all'Unità di registrazione posta in superficie. Poichè l'intensità della corrente elettrica generata è proporzionale al numero di giri dell'elica, l'Unità di registrazione ritrasforma, per mezzo di un sistema elettronico, il flusso di corrente in velocità di rotazione dello "spinner" (espressa in giri al secondo).

I "Flowmeter" utilizzati possono essere divisi in tre categorie:

- **Full Bore Spinner** (Fig. 49);
- **Continuous Flowmeter** (Fig. 50);
- **Diverter Flowmeter** (Fig. 51).

Il "Flowmeter" permette di individuare gli intervalli aperti alla produzione, la percentuale di contributo di ciascun intervallo nonché la natura dei fluidi erogati e, se registrato a pozzo chiuso, di verificare eventuali fenomeni di "cross flow" e quindi lo stato di "depletion" di ciascun livello.

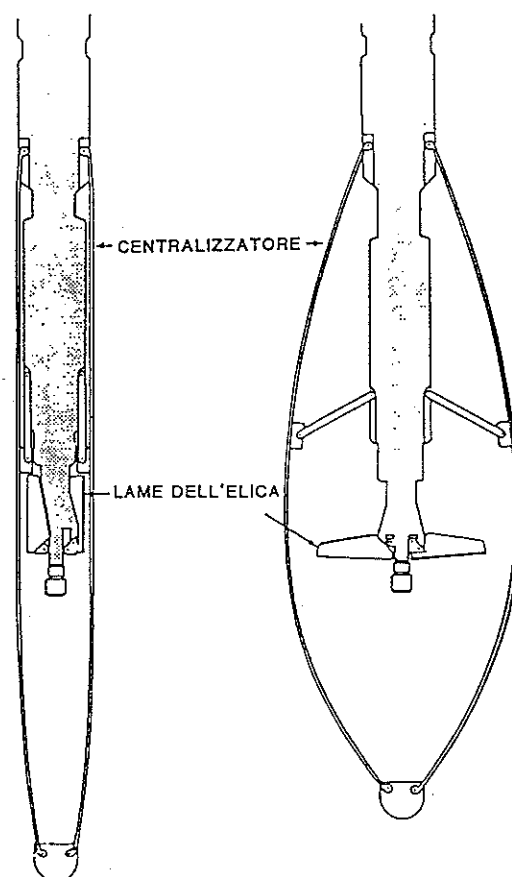


Fig. 49 - Schema del "Full Bore Spinner" (da Schlumberger).



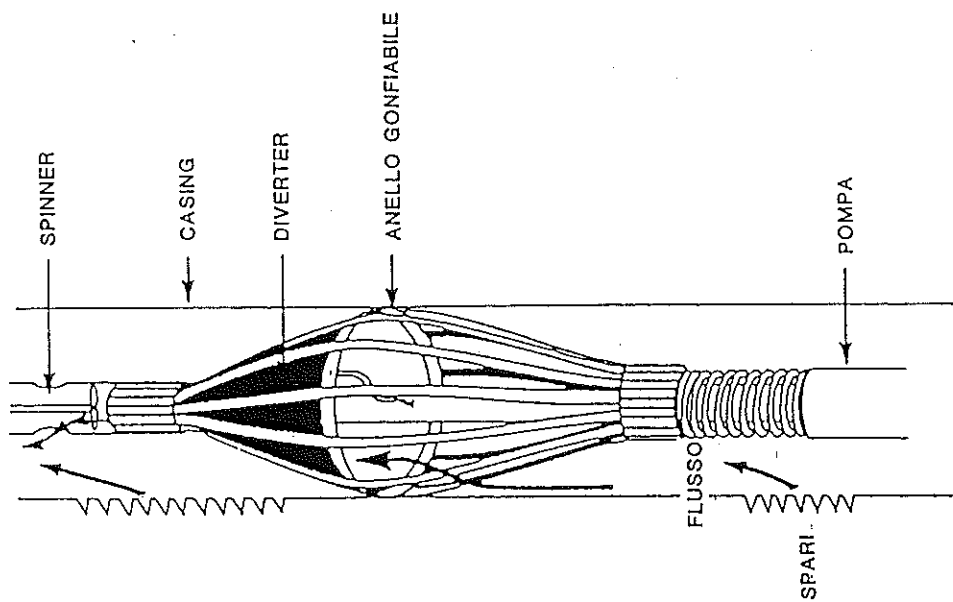


Fig. 51 - Diverter Flowmeter (da Schlumberger).

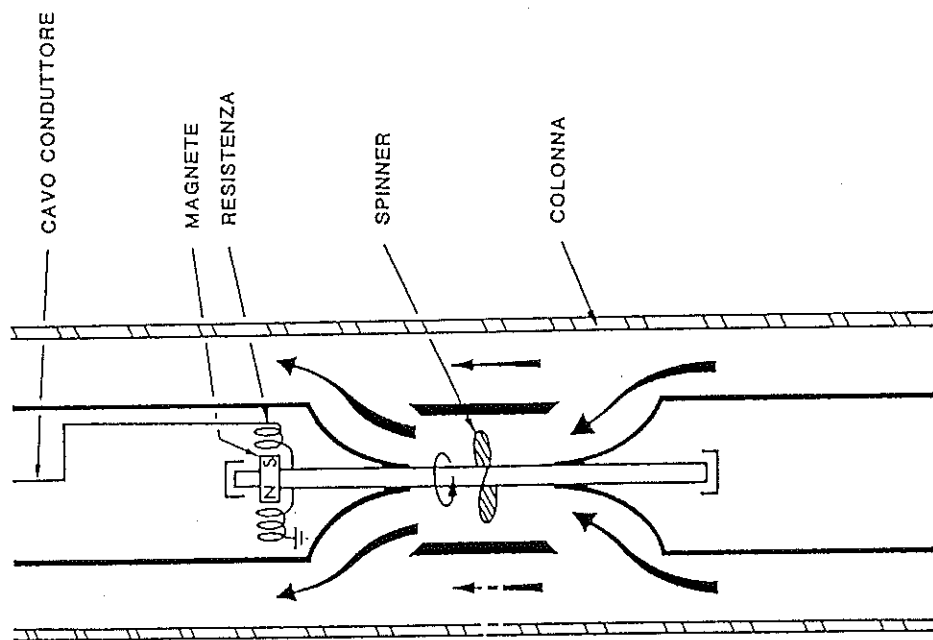


Fig. 50 - Continuous Flowmeter (da Schlumberger).

Per quanto riguarda l'interpretazione quantitativa dei "Flowmeter" rimandiamo a pubblicazioni specialistiche sull'argomento, altrimenti questa breve nota risulterebbe troppo pesante. Esistono, infatti, molte pubblicazioni al riguardo (vedi bibliografia) che possono essere consultate da coloro che intendono approfondire l'argomento. Alcuni esempi di registrazioni di curve di "Flowmeter" sono riportati qui di seguito nelle Figg. 52, 53 e 54.

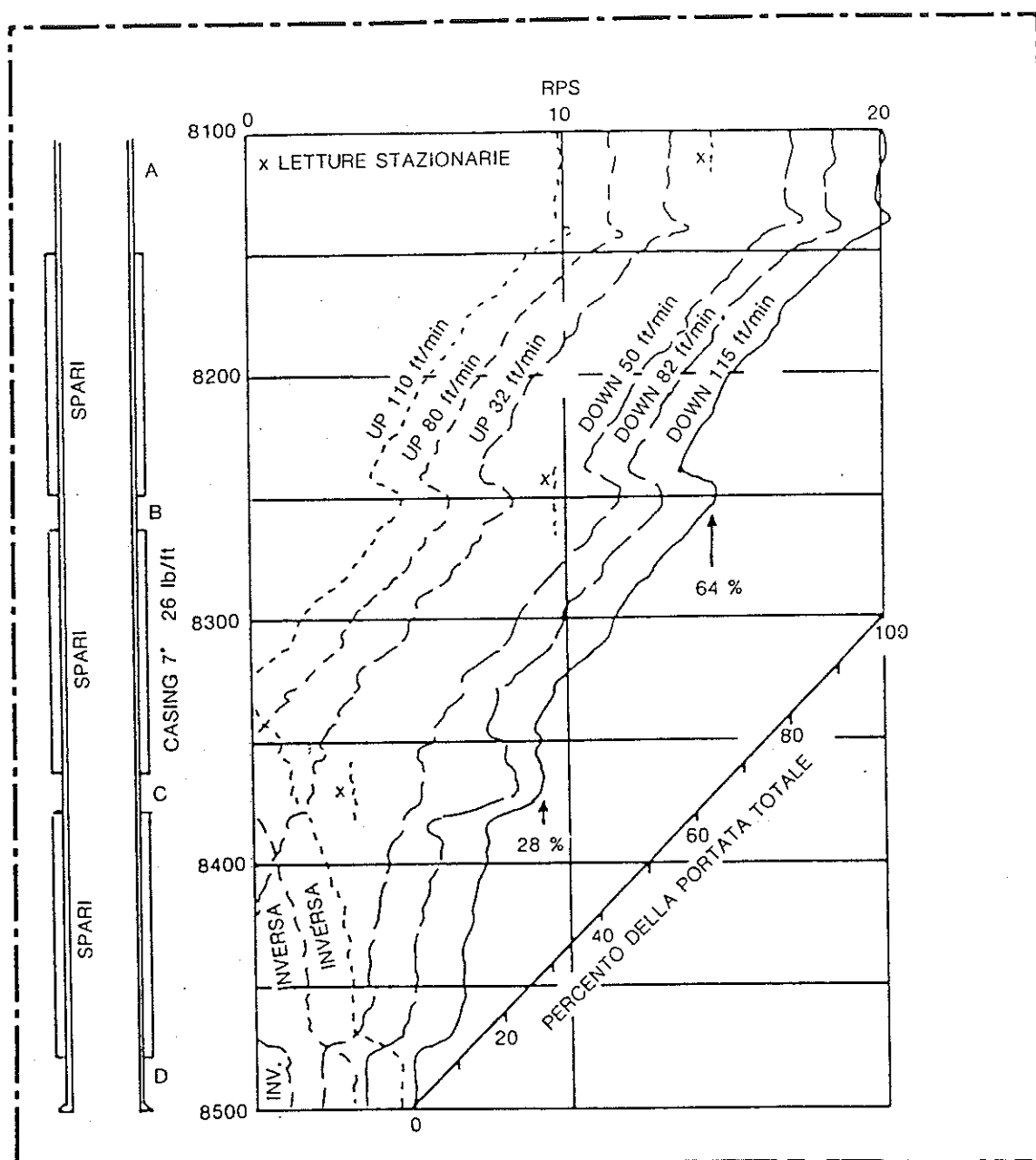


Fig. 52 - Registrazione multipla di uno "spinner" in un pozzo in produzione (da Schlumberger).

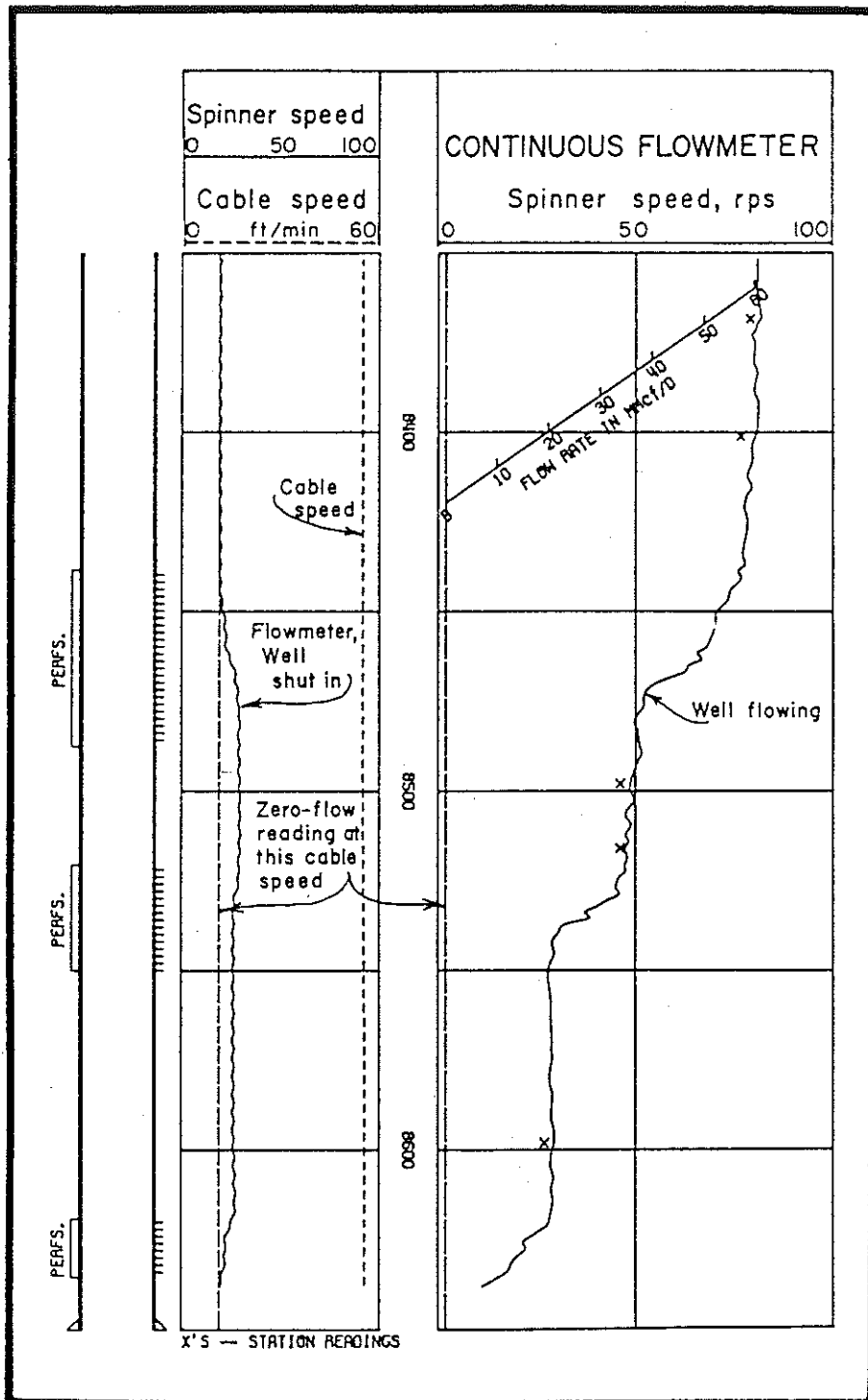


Fig. 53 - Esempio di registrazione del "Flowmeter" in un pozzo a gas, con pozzo in erogazione e a pozzo chiuso (da Schlumberger).

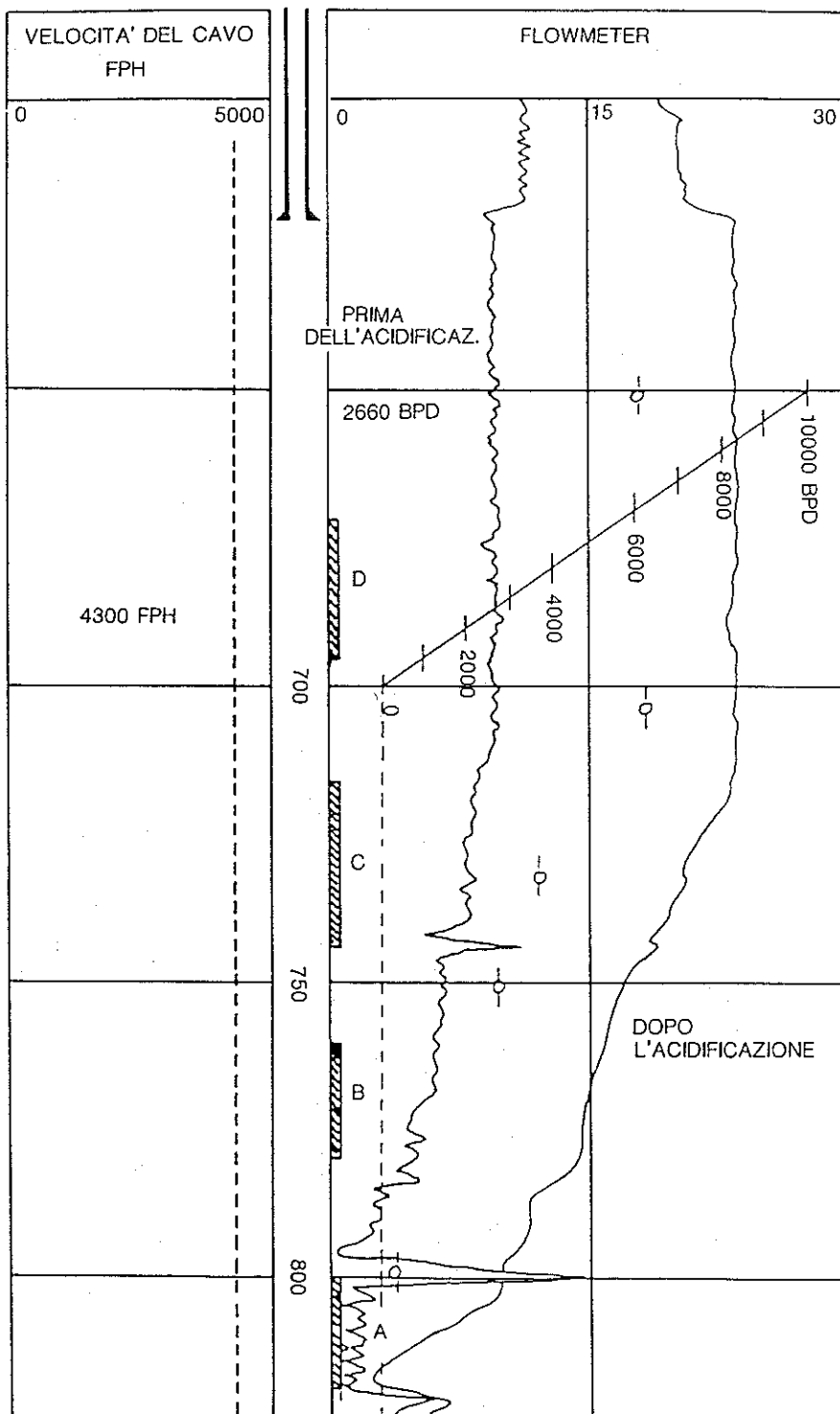


Fig. 54 - Registrazione di un "Flowmeter" prima e dopo l'acidificazione (da Schlumberger).

## Gradiomanometro

Il Gradiomanometro è uno strumento che viene usato per misurare la densità del fluido in pozzo e, attraverso l'analisi delle variazioni di densità, permette di determinare la natura del fluido che entra in pozzo e la percentuale di ciascun fluido (nel caso di flusso polifase).

Lo strumento consta di due "polmoni" che misurano la differenza di pressione fra due punti distanti tra loro 2 piedi (0,6 m). Tale differenza viene trasformata automaticamente nella densità media del flusso che sta misurando (Fig. 55).

Poiché il "gradiomanometro" è influenzato dalla deviazione del foro, dalla frizione del fluido sulle pareti del "casing" e sullo strumento stesso, e dall'effetto cinetico, per ottenere il valore di densità occorre apportare alcune correzioni.

Il "gradiomanometro" è calibrato per registrare la densità del fluido direttamente in  $\text{g/cm}^3$ . Per distinguere l'olio dall'acqua (in un flusso bifase olio/acqua), tra i quali la differenza di densità è molto piccola (tra gas e liquidi naturalmente sarebbe molto più grande), le misure della differenza di pressione tra i due "polmoni" devono essere molto accurate. Viene perciò registrata dallo strumento anche una seconda curva chiamata "curva amplificata" che è semplicemente una amplificazione elettronica del "gradiomanometro", dove le variazioni sono più pronunciate. Essa ha una sensibilità 5 volte maggiore rispetto alle letture normali del "gradiomanometro".

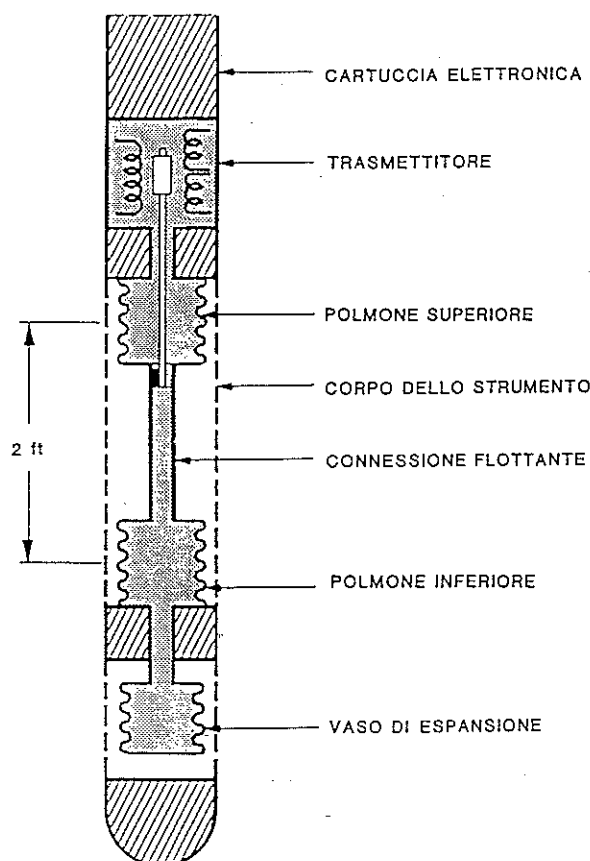


Fig. 55 - Gradiomanometro (da Schlumberger).

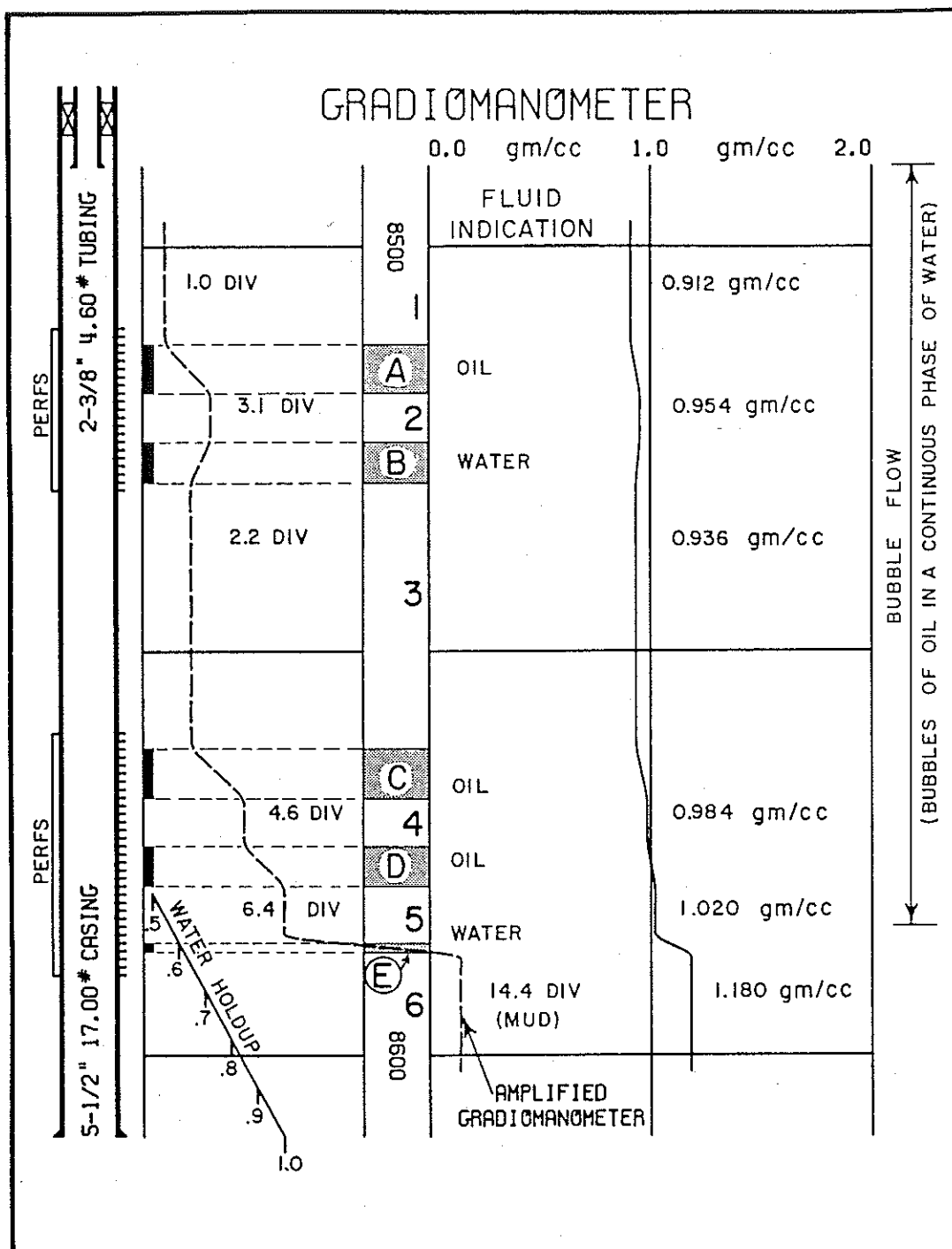


Fig. 56 - Esempio di registrazione di un "gradiomanometro" in un pozzo con livelli ad olio e livelli ad acqua (da Schlumberger).

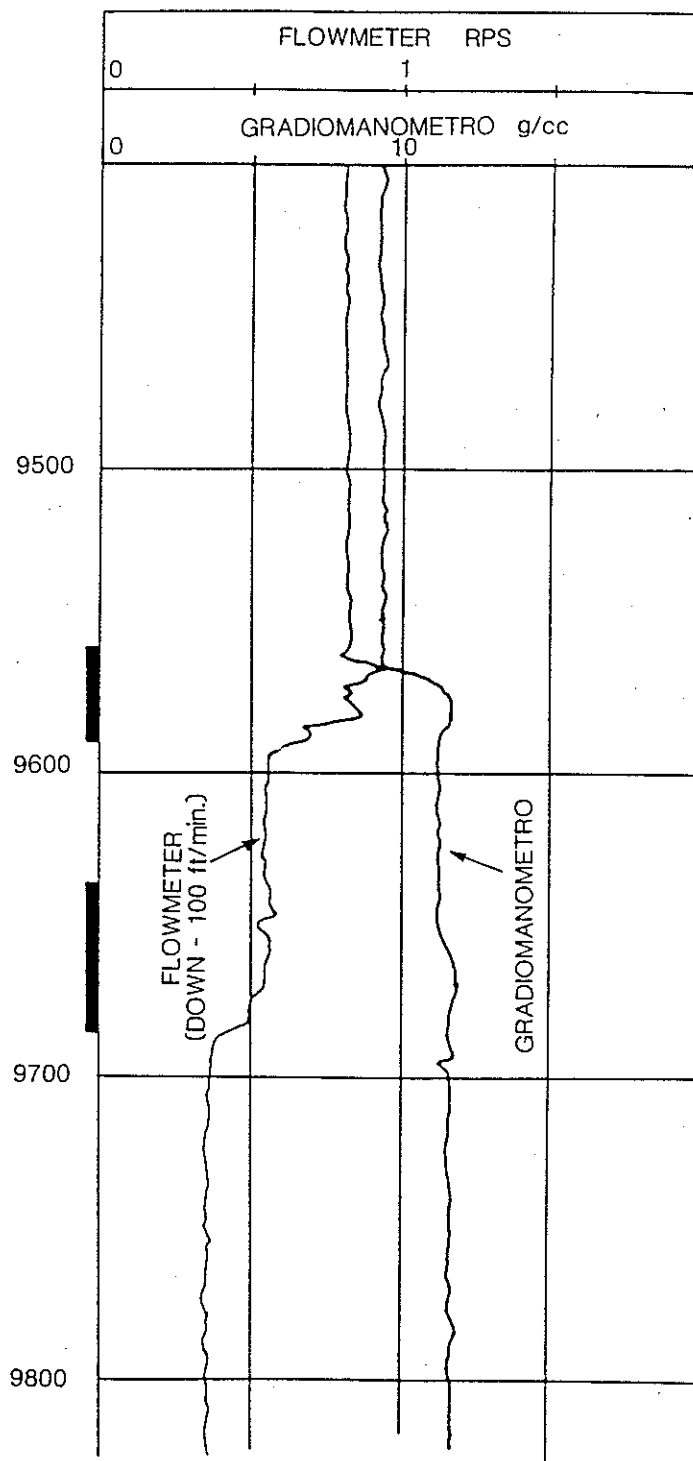


Fig. 57 - Registrazione contemporanea di un "flowmeter" e di un "gradiomanometro" in un pozzo con flusso bifase (da Schlumberger).

## Densimetro

Durante la vita produttiva di un pozzo può accadere che in superficie si cominci a notare la presenza di fluidi non desiderati, quali ad esempio gas o acqua nei pozzi ad olio, o acqua nei pozzi a gas. Tali fluidi potrebbero essere dovuti alla normale risalita della tavola d'acqua o all'espansione del "gas cap", ma talvolta potrebbero essere dovuti a fenomeni di "coning", di "fingering", o anche di canalizzazione del cemento. I "log" di densità, congiuntamente ad altre registrazioni, permettono di individuare gli intervalli responsabili dei suddetti problemi e quindi di intervenire con appropriati "work-overs" per isolarli.

Uno degli strumenti più comunemente usati per misurare la densità è quello della Western-Atlas (Fig. 58) che misura la densità del fluido a fondo pozzo mediante l'irradiazione del fluido con raggi gamma. Lo strumento consta di una sorgente radioattiva di Cesio 137 che irradia il fluido che passa in una camera di campionamento lunga 6 pollici. I raggi gamma che non vengono assorbiti, vengono registrati da un contatore Geiger situato alla testa della camera di campionamento. L'intensità delle radiazioni varia inversamente alla densità del fluido in esame, secondo una relazione esponenziale che lega il numero delle particelle registrate alla densità espressa in  $\text{g/cm}^3$ .

## Manometro

Il manometro normalmente usato per registrazioni con batteria in movimento è costituito da un tubo a spirale che tende a raddrizzarsi per effetto della pressione, sollecitando un potenziometro.

La sensibilità dello strumento è dell'ordine di 10 psi. Per ottenere misure ad alta precisione durante la risalita della pressione, cioè quando non intervengono importanti variazioni di temperatura, viene utilizzato un sensore Hewlett Packard al quarzo. Un cristallo di quarzo sottoposto a compressione emette un impulso di corrente che è tanto più grande quanto maggiore è la compressione. Esso viene utilizzato anche con strumento in movimento ma, dato che la temperatura varia continuamente con la profondità, le misure di pressione devono essere corrette con quelle del termometro che registra contemporaneamente la temperatura.

## Termometro

I misuratori di temperatura oggi in uso sono costituiti da un filamento metallico la cui resistenza varia al variare della temperatura (in passato venivano usati strumenti basati sull'espansione del gas). Il filamento è collegato con un circuito a ponte oppure ad un circuito a corrente continua, di modo che si ottiene una tensione di corrente proporzionale alla temperatura (Fig. 59).



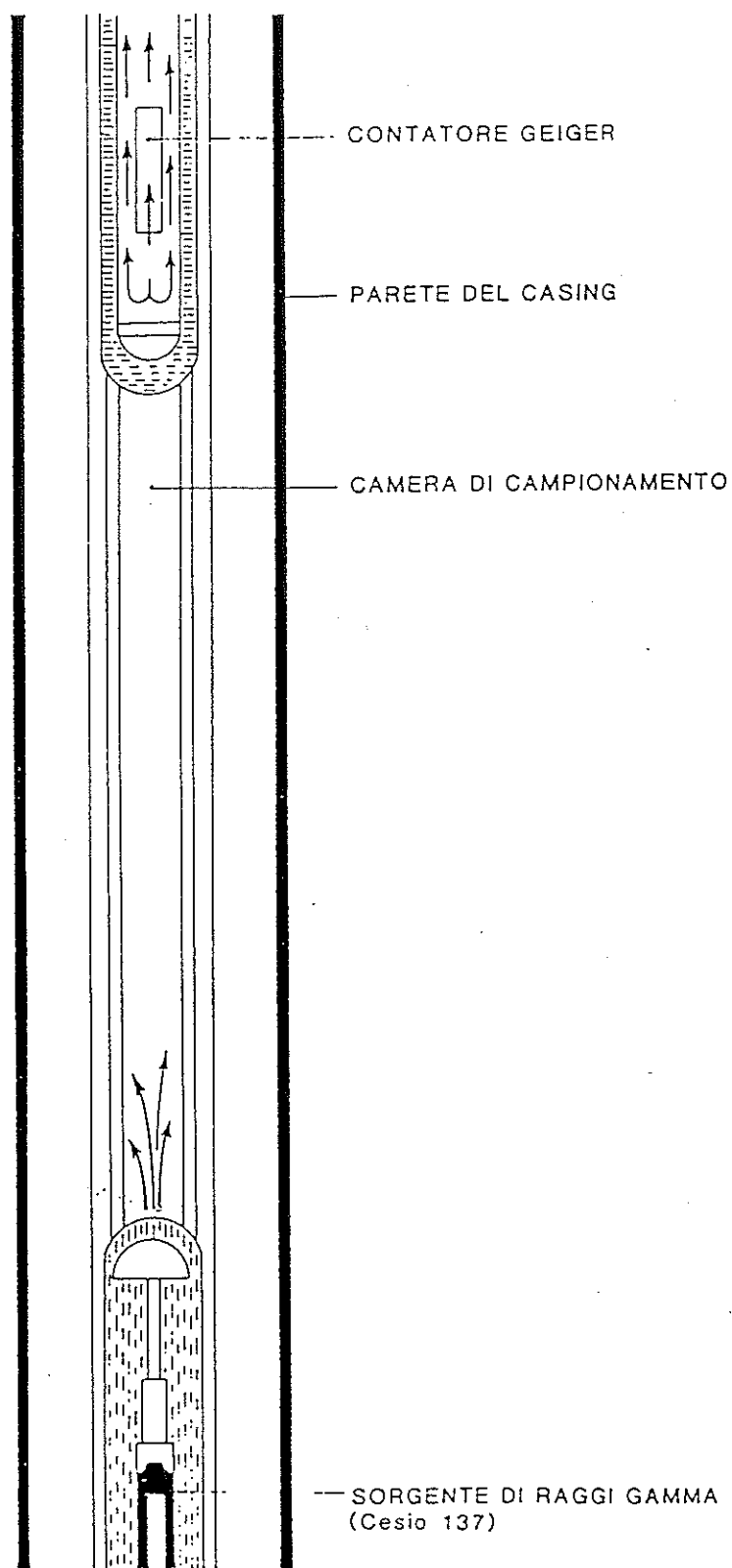


Fig. 58 - Schema di un misuratore di densità della Western-Atlas.

La tensione di corrente registrata dallo strumento viene convertita in un segnale di frequenza che viene trasmesso in superficie, dove è riconvertito in tensione di corrente e registrato.

L'accuratezza dello strumento non è molto alta, dell'ordine di  $2,5^{\circ}\text{C}$  ( $5^{\circ}\text{F}$ ) in valore assoluto, ma è buona in termini di risoluzione; infatti, registra variazioni dell'ordine di  $0,025^{\circ}\text{C}$  ( $0,05^{\circ}\text{F}$ ) (Fig. 60). Il misuratore di temperatura viene normalmente inserito nella batteria di PLT che comprende altri strumenti, quali il "flowmeter", il "tracciante radioattivo", il "manometro", ecc.

Il profilo di temperatura di un pozzo viene registrato normalmente in fase di produzione e d'iniezione stabilizzate (Fig. 61) oppure, a intervalli di tempo costanti, a pozzo chiuso (Fig. 62). Esso varia in funzione del tempo, della portata e del completamento (Figg. 63, 64, 65).

Il "log" di temperatura può trovare utili applicazioni, oltre che per individuare gli intervalli che contribuiscono alla produzione (Figg. 66, 67, 68) e quelli che hanno assorbito durante l'iniezione (Figg. 69, 70), anche per la valutazione dell'efficienza di una fratturazione, per l'individuazione di eventuali punti di entrata di gas (Fig. 71), per la verifica dell'eventuale rottura del "casing" (Fig. 72), per la verifica di movimento di fluidi alle spalle del "casing" per mancanza di cemento (Figg. 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80), ecc.

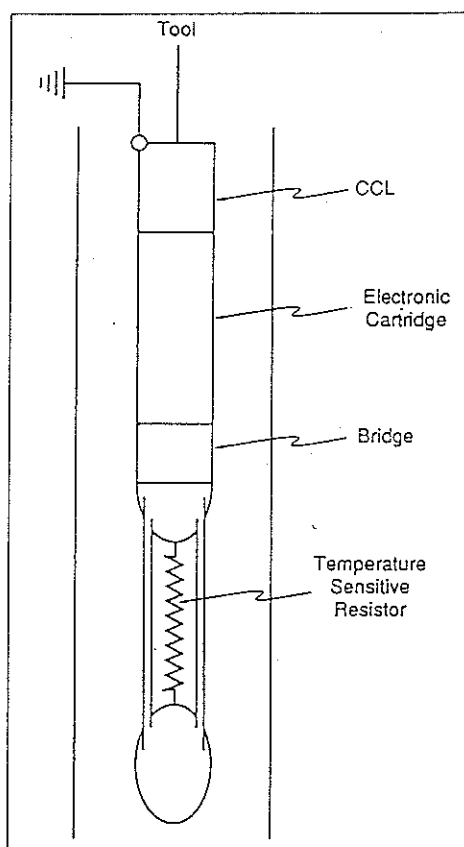


Fig. 59 - Schema di un misuratore di temperatura (da Hill-SPE).

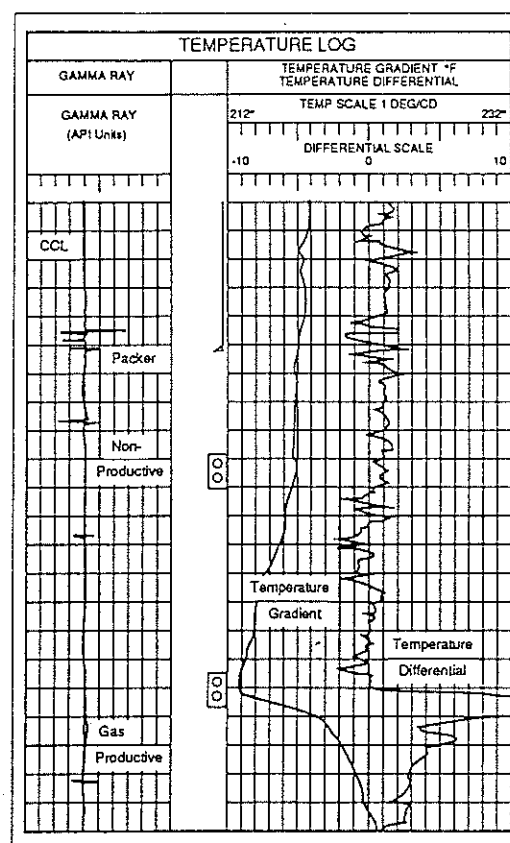


Fig. 60 - Tipico "log" di temperatura (Western -Atlas).

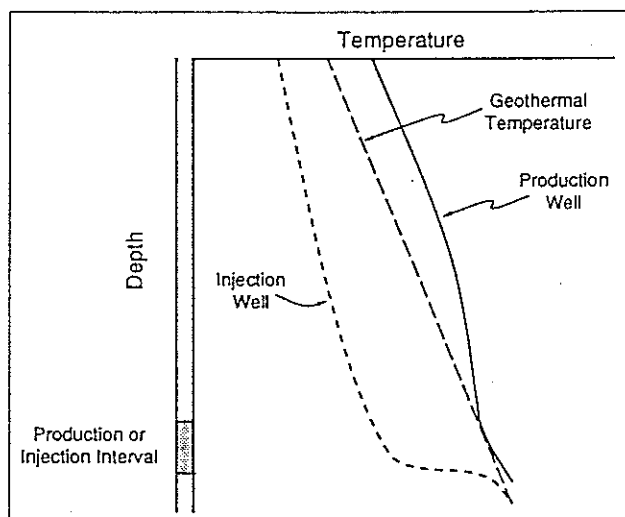


Fig. 61 -Log di temperatura in un pozzo iniettore e in un pozzo produttore (da Hill - SPE).

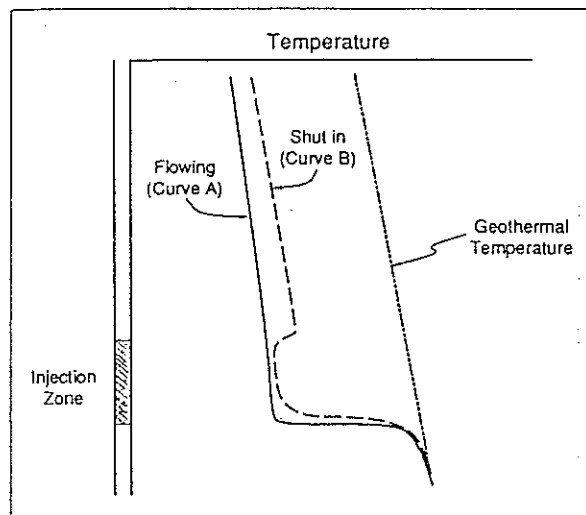


Fig. 62 - Log di temperatura con pozzo in erogazione e a pozzo chiuso (da Hill - SPE).

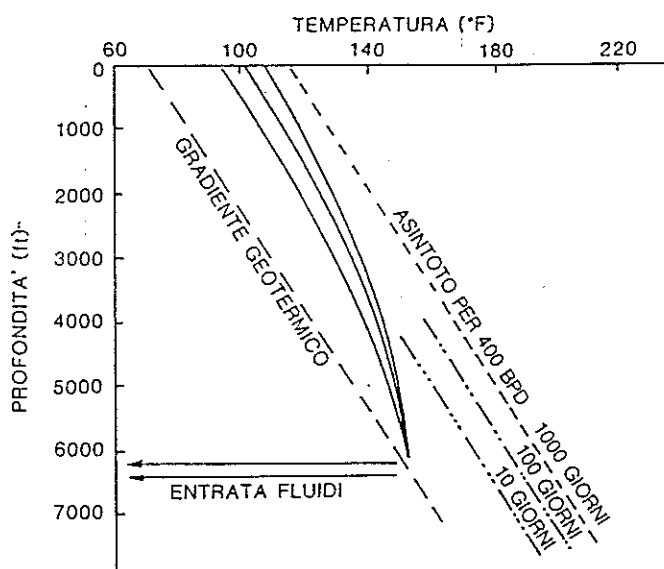


Fig. 63 - Variazione della temperatura nel tempo in un pozzo in produzione (da Schlumberger).

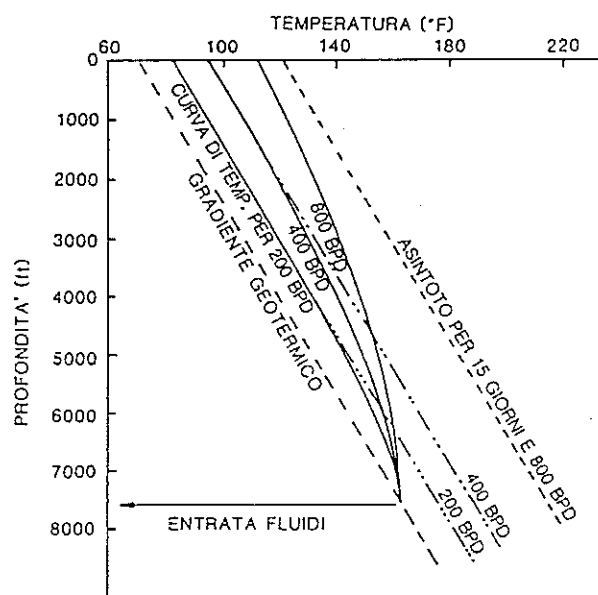


Fig. 64 -Variazione della temperatura con il tempo e la portata in un pozzo in produzione (da Schlumberger).

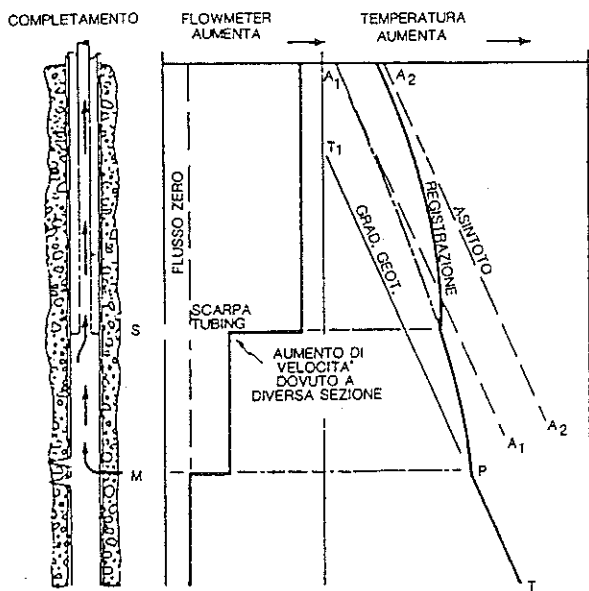


Fig. 65 - Variazione della temperatura in un pozzo produttore di liquidi, con un solo punto di entrata e attraverso il "tubing" (da Schlumberger).

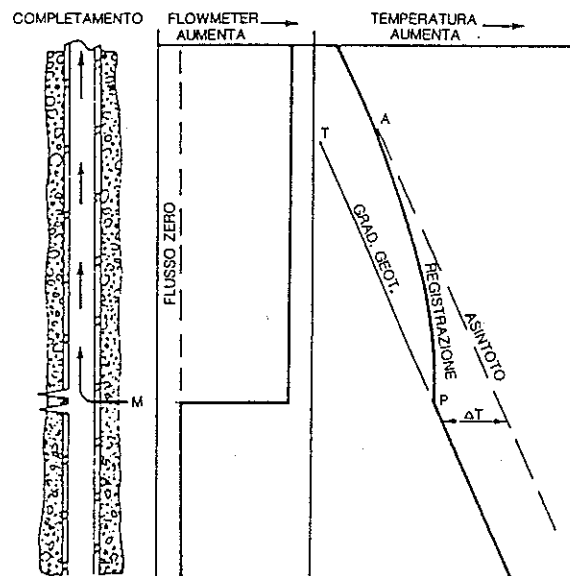


Fig. 66 - Log di temperatura in un pozzo produttore di liquidi, con un solo punto di entrata (da Schlumberger).

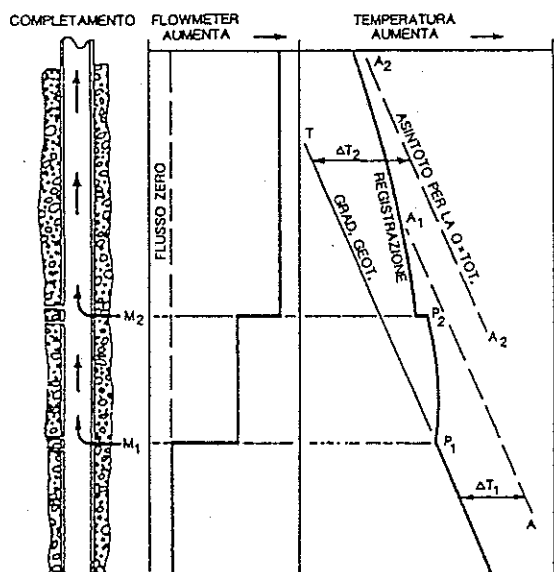


Fig. 67 - Log di temperatura in un pozzo produttore di liquidi, con due punti di entrata (da Schlumberger).

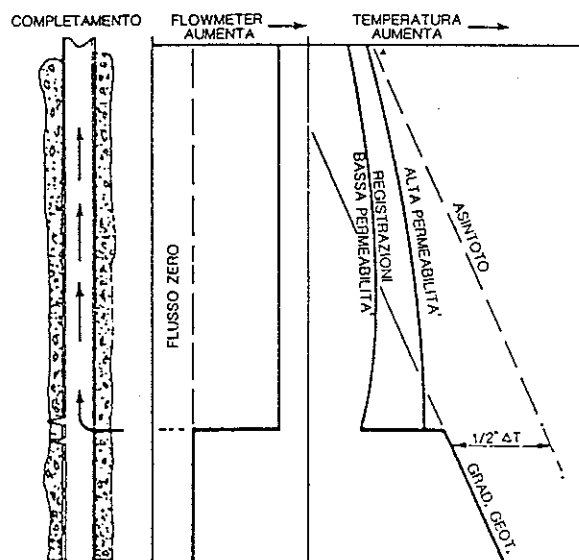


Fig. 68 - Log di temperatura in un pozzo produttore di gas, con un punto di entrata (da Schlumberger)

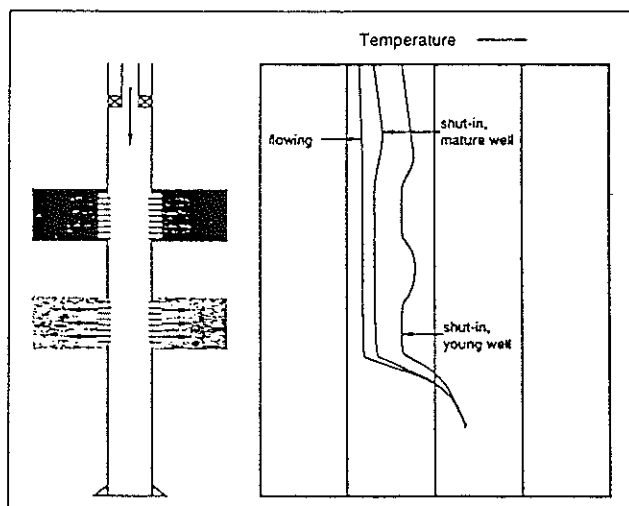


Fig. 69 - Log di temperatura in un pozzo iniettore d'acqua, con due punti di uscita (da Hill - SPE).

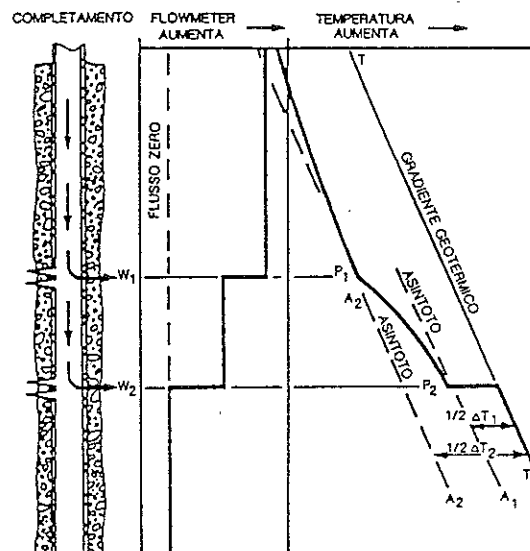


Fig. 70 - Log di temperatura in un pozzo iniettore di gas, con due punti di uscita (da Schlumberger).

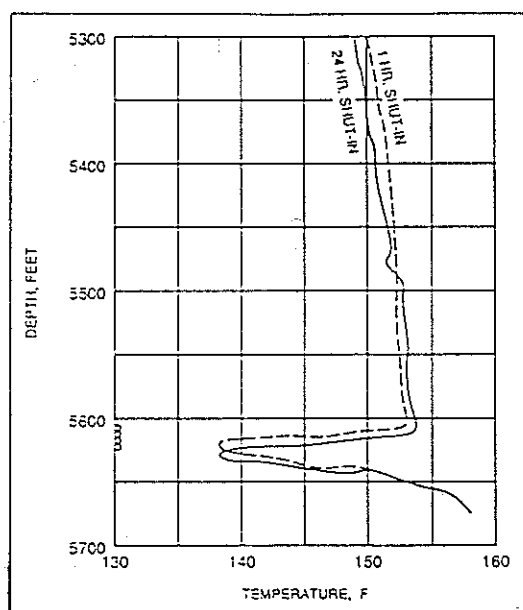


Fig. 71 - Anomalia nel profilo di temperatura di un pozzo causata da un influsso di gas (da Mc Kinley - SPE).

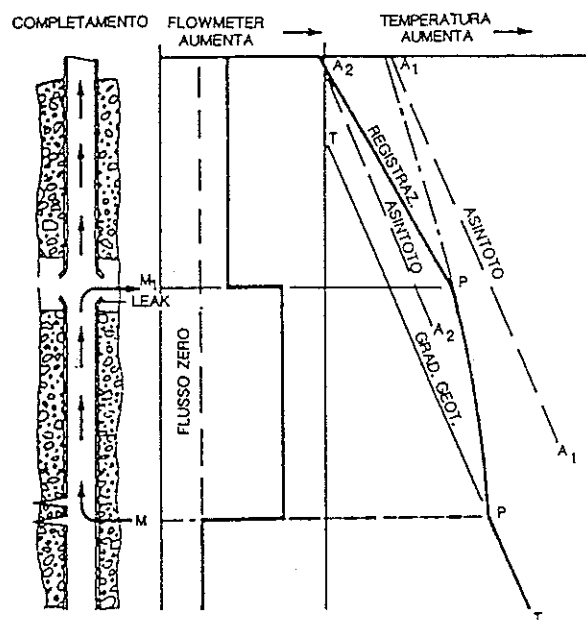


Fig. 72- Log di temperatura in un pozzo produttore di liquidi, con rottura del "casing" (da Schlumberger).

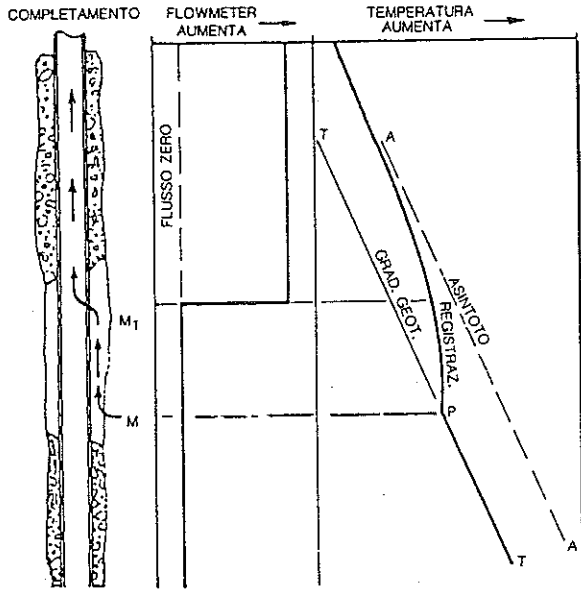


Fig. 73 - Log di temperatura in un pozzo produttore di liquidi, con flusso verso l'alto alle spalle del "casing" (da Schlumberger).

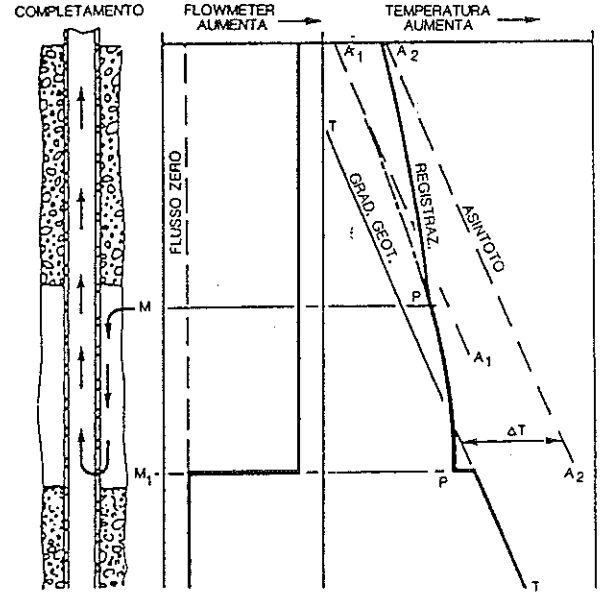


Fig. 74 - Log di temperatura in un pozzo produttore di liquidi, con flusso verso il basso alle spalle del "casing" (da Schlumberger).

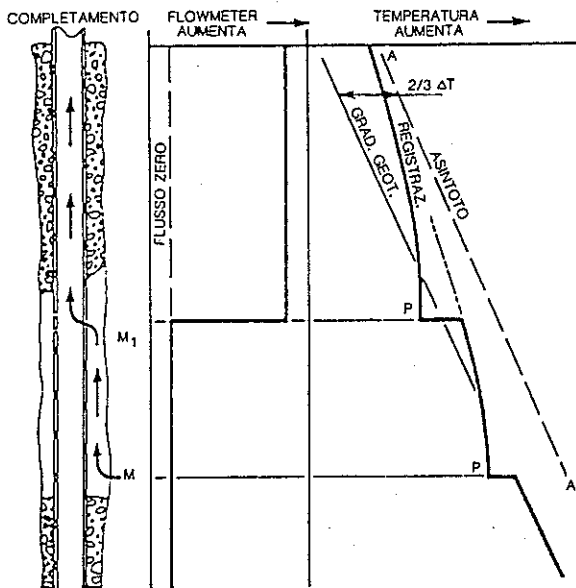


Fig. 75 - Log di temperatura in un pozzo produttore di gas, con flusso verso l'alto alle spalle del "casing" (da Schlumberger).

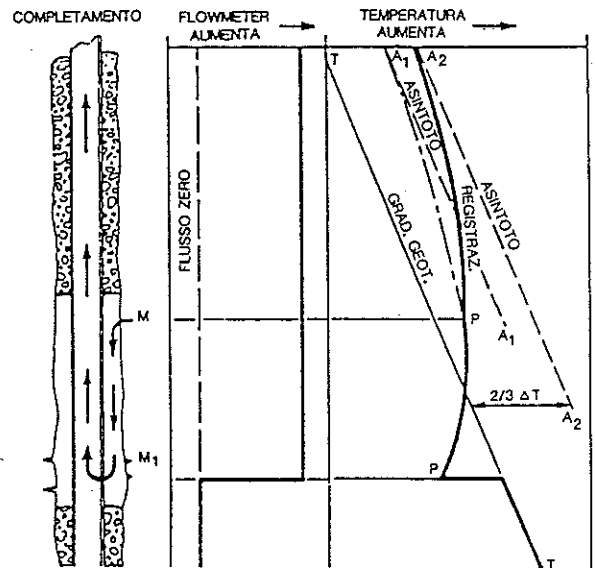


Fig. 76 - Log di temperatura in un pozzo produttore di gas, con flusso verso il basso alle spalle del "casing" (da Schlumberger).

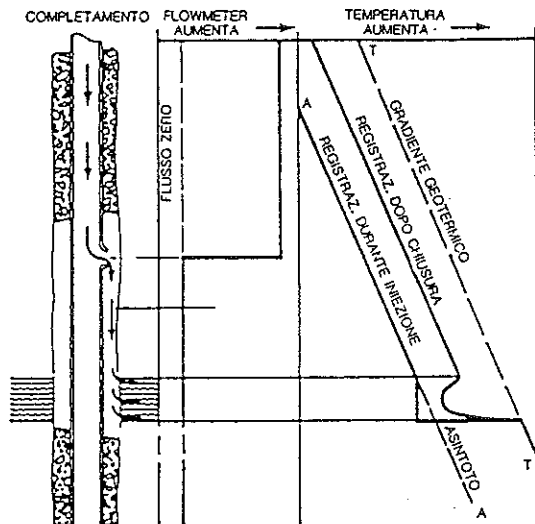


Fig. 77 - Log di temperatura in un pozzo iniettore d'acqua, con un punto di uscita e flusso alle spalle del "casing" (da Schlumberger).

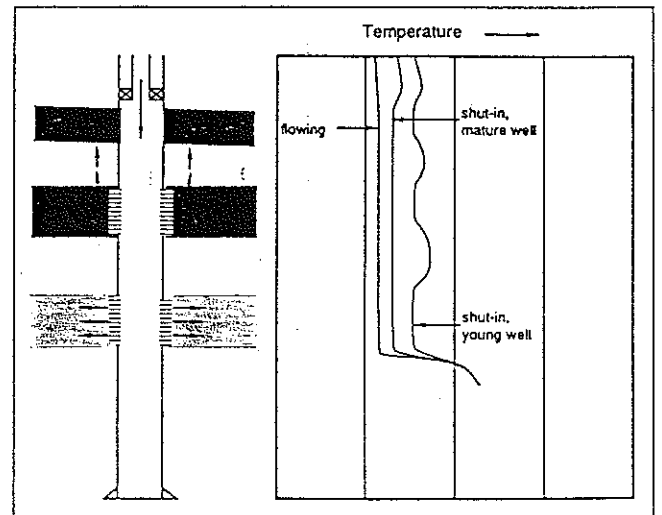


Fig. 78 - Log di temperatura in un pozzo iniettore d'acqua, con due punti di uscita e flusso verso l'alto alle spalle del "casing" (da Hill -SPE).

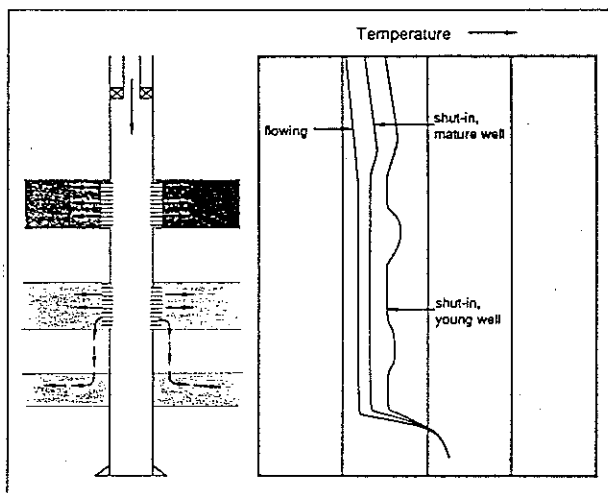


Fig. 79 - Log di temperatura in un pozzo iniettore d'acqua, con due punti di uscita e flusso verso il basso alle spalle del "casing" (da Hill -SPE).

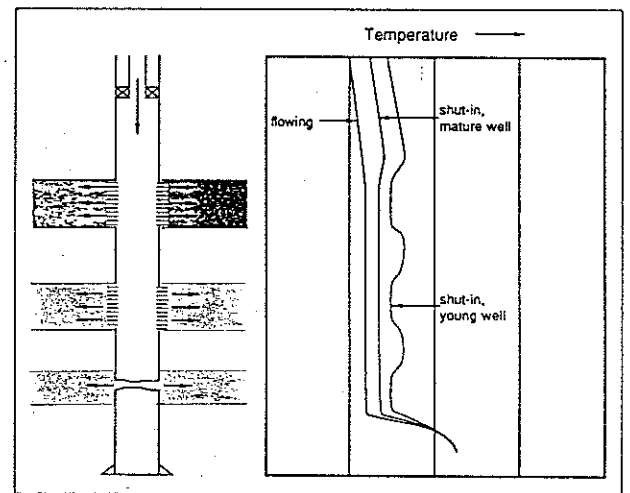


Fig. 80 - Log di temperatura in un pozzo iniettore d'acqua, con due punti di uscita e rottura del "casing". In questo caso l'andamento della temperatura è simile a quello di Fig. 79 (da Hill - SPE).

## Traccianti radioattivi

La tecnica dei **traccianti radioattivi**, inizialmente introdotta per determinare il profilo di iniezione nei pozzi iniettori d'acqua, è stata poi utilizzata anche per determinare il profilo di flusso nei pozzi produttori, specialmente quelli con basse portate e che producono olio pesante. Infatti, se il fluido è molto denso e viscoso, con il "flowmeter" non è possibile determinare nessun profilo di flusso in quanto le eliche di tale strumento non possono ruotare e quindi indicare gli intervalli che erogano.

Lo strumento tipico che utilizza i "traccianti radioattivi" è costituito da un iniettore di tracciante radioattivo e da due rilevatori di "raggi gamma" distanti tra loro 1 metro (Fig. 81). I traccianti utilizzati sono isotopi radioattivi che decadendo emettono "raggi gamma". L'isotopo generalmente usato è lo "Iodio 131" che decade nello stato stabile (Xenon) attraverso l'emissione di 5 particelle "beta" e 6 "raggi gamma" a diversa energia. Lo "Iodio 131" ha una *half life* di 8,1 giorni e viene generalmente diluito in soluzioni acquose, per pozzi iniettori o oleose, per pozzi produttori.

Recentemente è stato utilizzato un altro "tracciante radioattivo", il "Tecnezio 99" (Sodio Pertecnetato), che ha una *half life* di sole 6-8 ore e quindi non dà grandi problemi di contaminazione radioattiva per le attrezzature e gli operatori.

Il principio di funzionamento dei "traccianti radioattivi" è molto semplice: il tracciante viene iniettato per circa 20 millisecc (circa 1 cm<sup>3</sup>) nella corrente di fluido, a strumento fermo; i due rilevatori di "raggi gamma" registrano il tempo di transito del tracciante e permettono di effettuare il calcolo della velocità del fluido (Fig. 82).

L'AGIP ha utilizzato con successo la tecnica dei "traccianti radioattivi" con lo "Iodio 131" in Sicilia alla fine degli anni '70 (Gela e Ragusa), mentre il "Tecnezio 99" è stato utilizzato nel pozzo orizzontale Emilio 7 nel 1990.

Lo strumento che utilizza i "traccianti radioattivi" può talvolta essere utilizzato anche per alte portate; in tal caso però la distanza tra i due rilevatori di "raggi gamma" deve essere aumentata.

Lo strumento costruito dalla Schlumberger si chiama **Tracer Ejector Tool (TET)**, quello della Western Atlas **Nuclear Flolog (NFL)** e quello della Welex-Halliburton **Fluid Travel Log (FTL)**.

Per quanto l'utilizzo dei "traccianti radioattivi" non comporti particolari problemi, se vengono rispettate le procedure di sicurezza previste, c'è sempre una certa riluttanza ad un loro impiego. Per questo motivo la Schlumberger ha recentemente introdotto sul mercato un nuovo strumento, il **Phase Velocity Logging (PVL)**, che pur essendo stato studiato per determinare il profilo di flusso nei pozzi orizzontali, può essere utilizzato anche nei pozzi ad olio pesante.

Lo strumento permette di misurare la velocità dell'olio a fondo pozzo tramite l'utilizzo di "markers" chimici solubili in olio. Esso è costituito da un iniettore e da un rilevatore posto ad una certa distanza; misurando il tempo di transito del "marker" (che si mescola con il fluido di pozzo) dal punto di iniezione a quello del rilevatore, è possibile determinare la velocità del fluido. Ovviamente con questo strumento è possibile effettuare solo misure stazionarie.



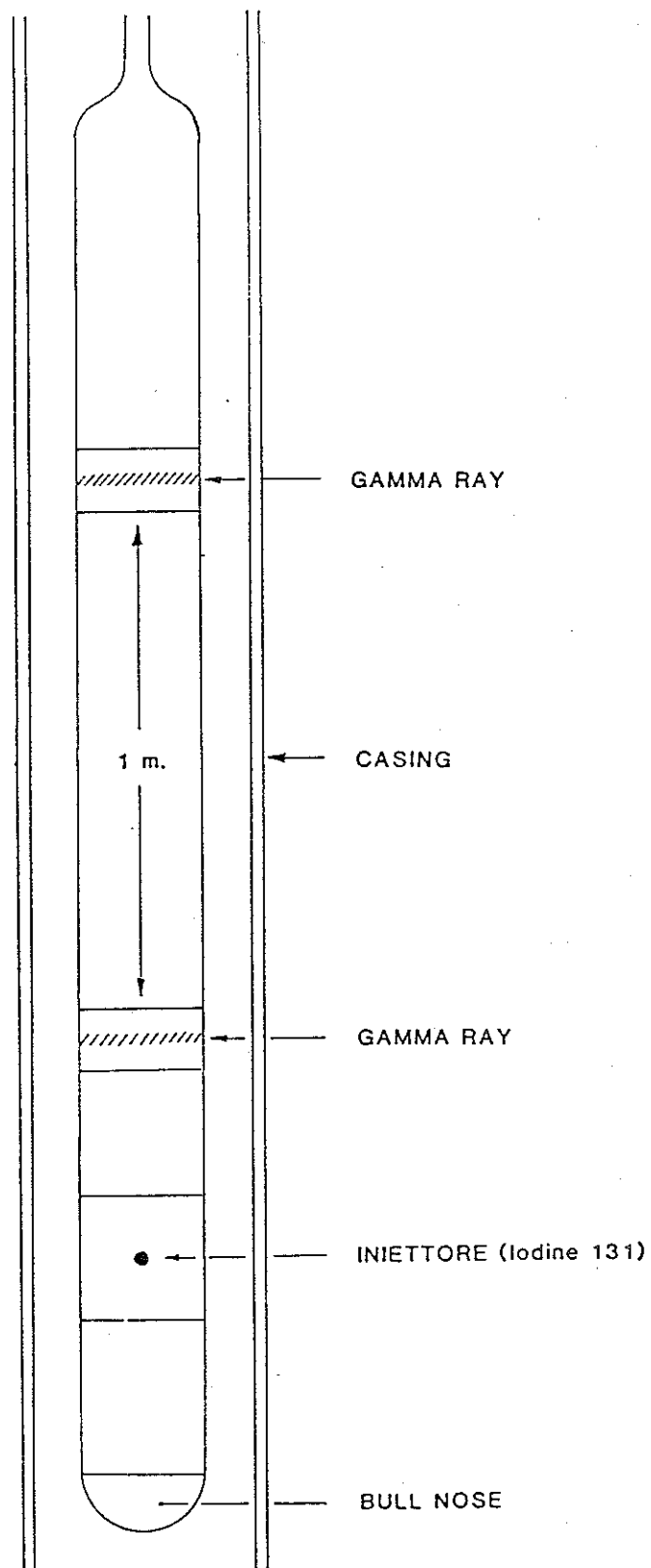


Fig. 81 - Schema di un "Tracer Ejector Tool" (da Schlumberger).

Per quanto introdotto da poco tempo, il "PVL" è già stato utilizzato con successo in diversi pozzi e si prevede che esso possa sostituire del tutto i "traccianti radioattivi", almeno nel caso di pozzi produttori.

L'attrezzo standard ha un diametro di 11/16" e può essere utilizzato in qualsiasi tipo di pozzo (con esclusione dei pozzi completati con "slotted liner" nei quali è possibile un movimento di fluido nell'"anulus"). E' inoltre importante sottolineare che questo attrezzo può essere utilizzato anche in flusso bifase (acqua-olio), in quanto il "marker" chimico utilizzato (Gadolinio) può essere reso solubile anche in acqua; in tal caso possono essere misurate indipendentemente le velocità dell'olio e dell'acqua.

Esperimenti di laboratorio hanno evidenziato che il "PVL" è in grado di misurare velocità comprese fra 3 m/min e 160 m/min (in "casing" da 7" e portate comprese tra 550 BPB e 29.300 BPD).

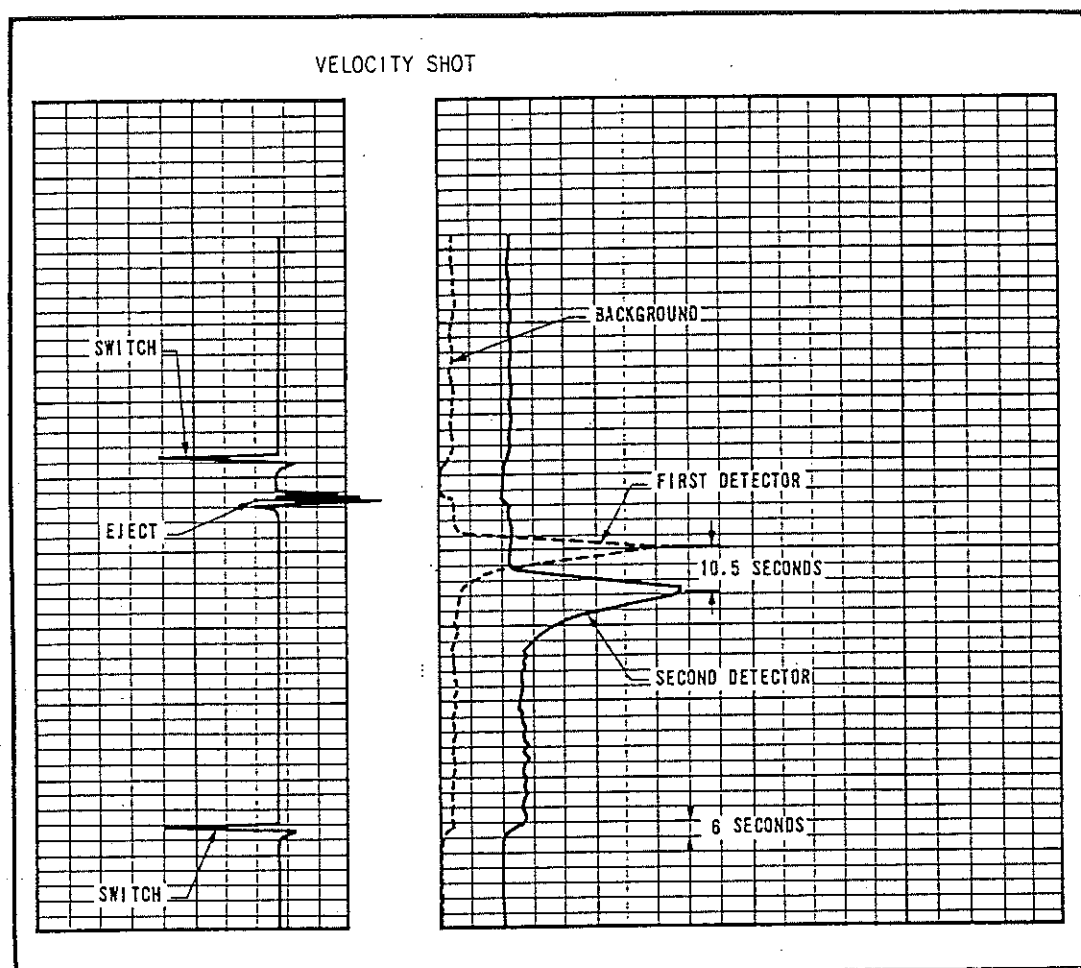


Fig. 82 - Tipica registrazione ottenuta con lo strumento che utilizza i "traccianti radioattivi" (da Hill - SPE).

### Oxygen Activation

Questo strumento viene utilizzato nei pozzi che producono con basso "water cut". La procedura di registrazione si basa sull'attivazione dell'Ossigeno contenuto nell'acqua per mezzo di una sorgente di "neutroni" (Minitron) (Fig. 83).

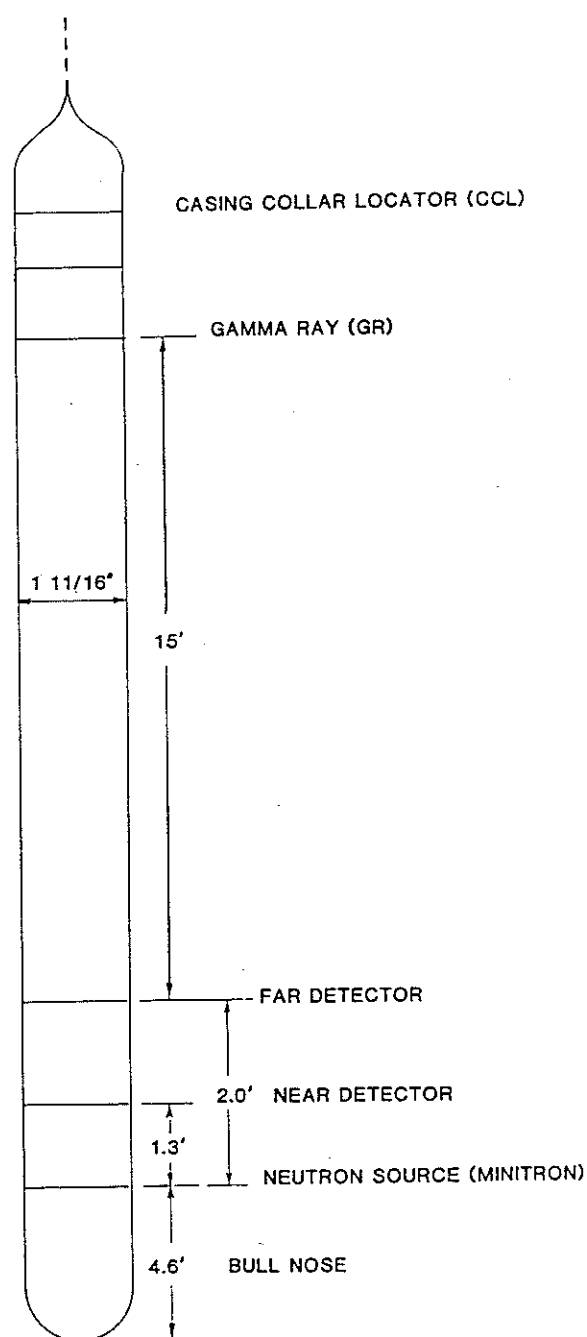


Fig. 83 - Schema dello strumento "Oxygen Activation Tool" (da Schlumberger).

## Caliper

Di questo strumento abbiamo già parlato all'inizio del capitolo riguardante i "logs" in genere e quindi ne sono già stati illustrati sia i principi di funzionamento che le relative curve registrate. In questo capitolo riguardante i "Log di Produzione", nel quale abbiamo citato il **Caliper** come ausiliario dei "Log di Produzione", ci limitiamo a presentare solamente lo schema dello strumento (Fig. 84).

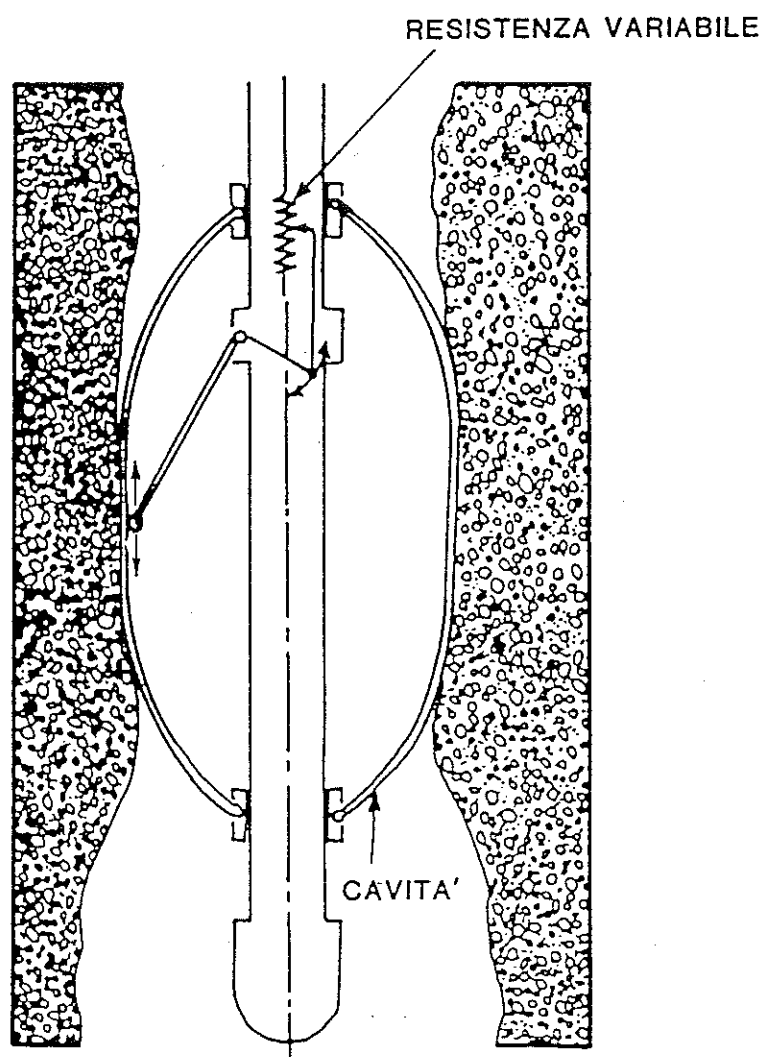


Fig. 84 - Schema dello strumento "Caliper" (da Schlumberger).

A conclusione del paragrafo sui "Log di Produzione", nel quale sono stati illustrati i principi di funzionamento di ciascun singolo strumento, ricordiamo che oggi esistono strumenti capaci di registrare tutti i "Logs" simultaneamente (Fig. 85) sia in condizioni statiche che dinamiche. Di seguito riportiamo due esempi di registrazioni multiple simultanee (Figg. 86, 87) e un esempio di registrazione simultanea con relativa interpretazione grafica (Fig. 88).

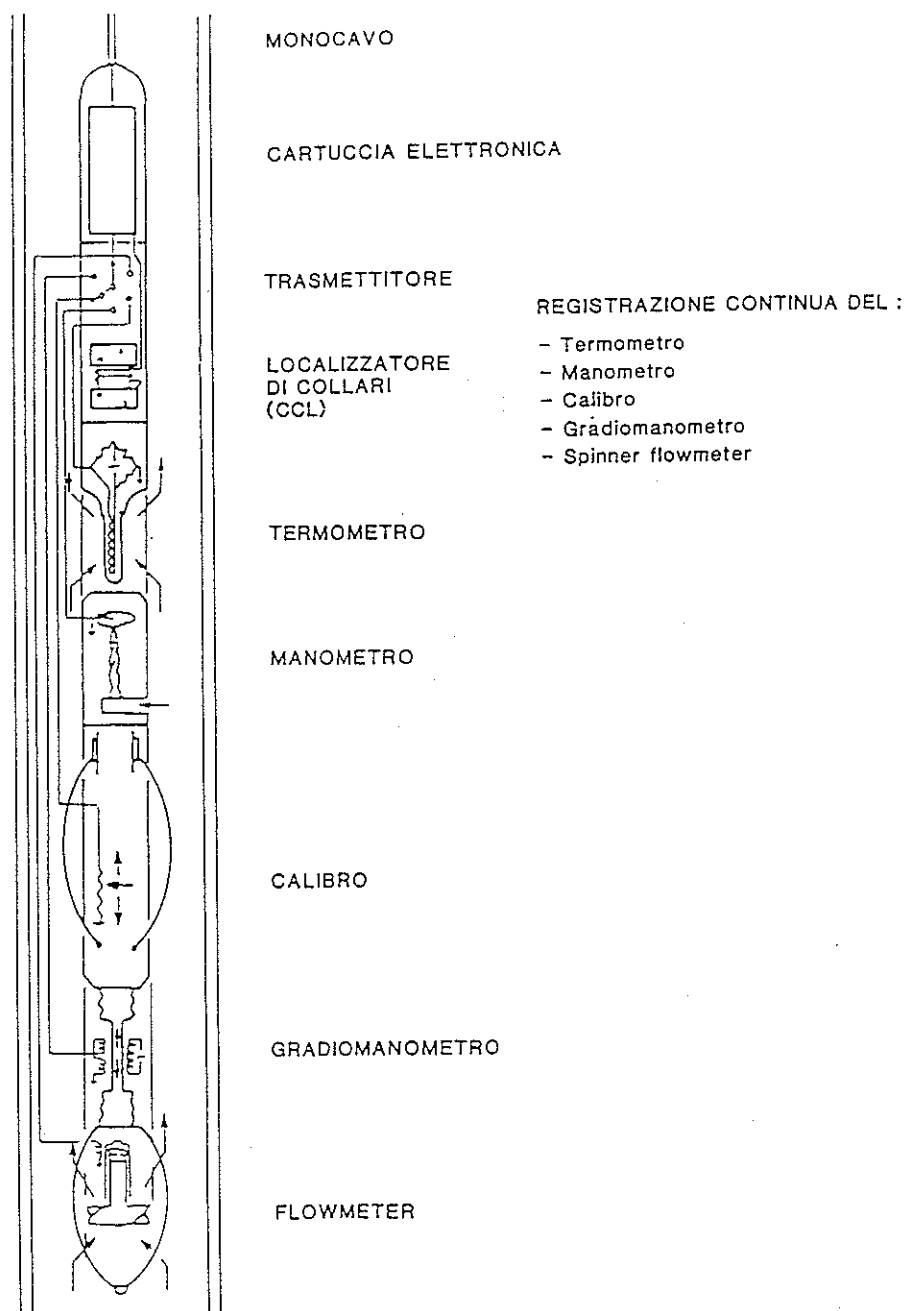


Fig. 85 - Composizione di una batteria per la registrazione dei "Log di Produzione" in pozzi ad alta portata (da Schlumberger).

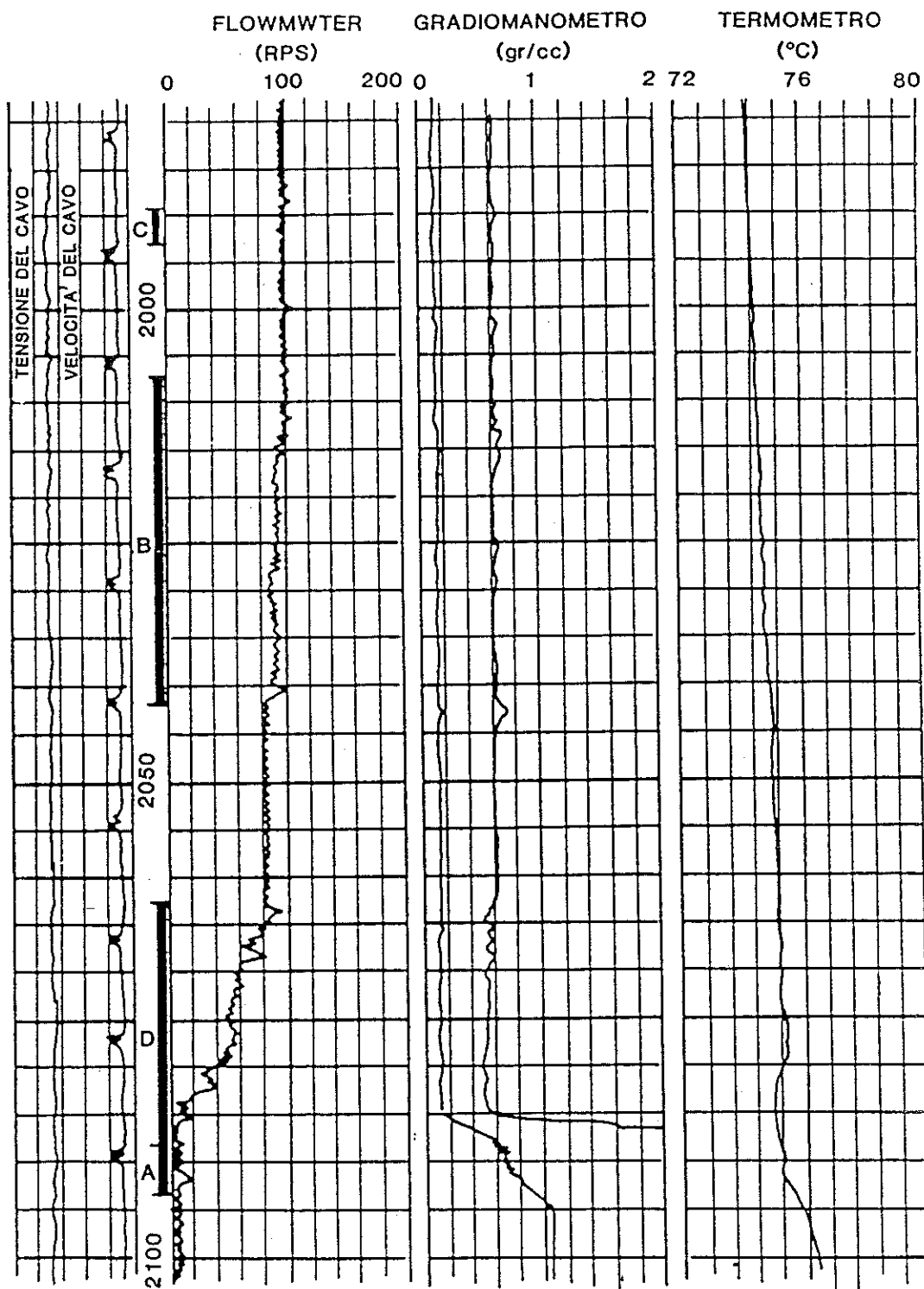


Fig. 86 - Esempio di registrazione simultanea del "Flowmeter", "Gradiomanometro" e "Termometro" in un pozzo a gas in produzione (da Schlumberger).

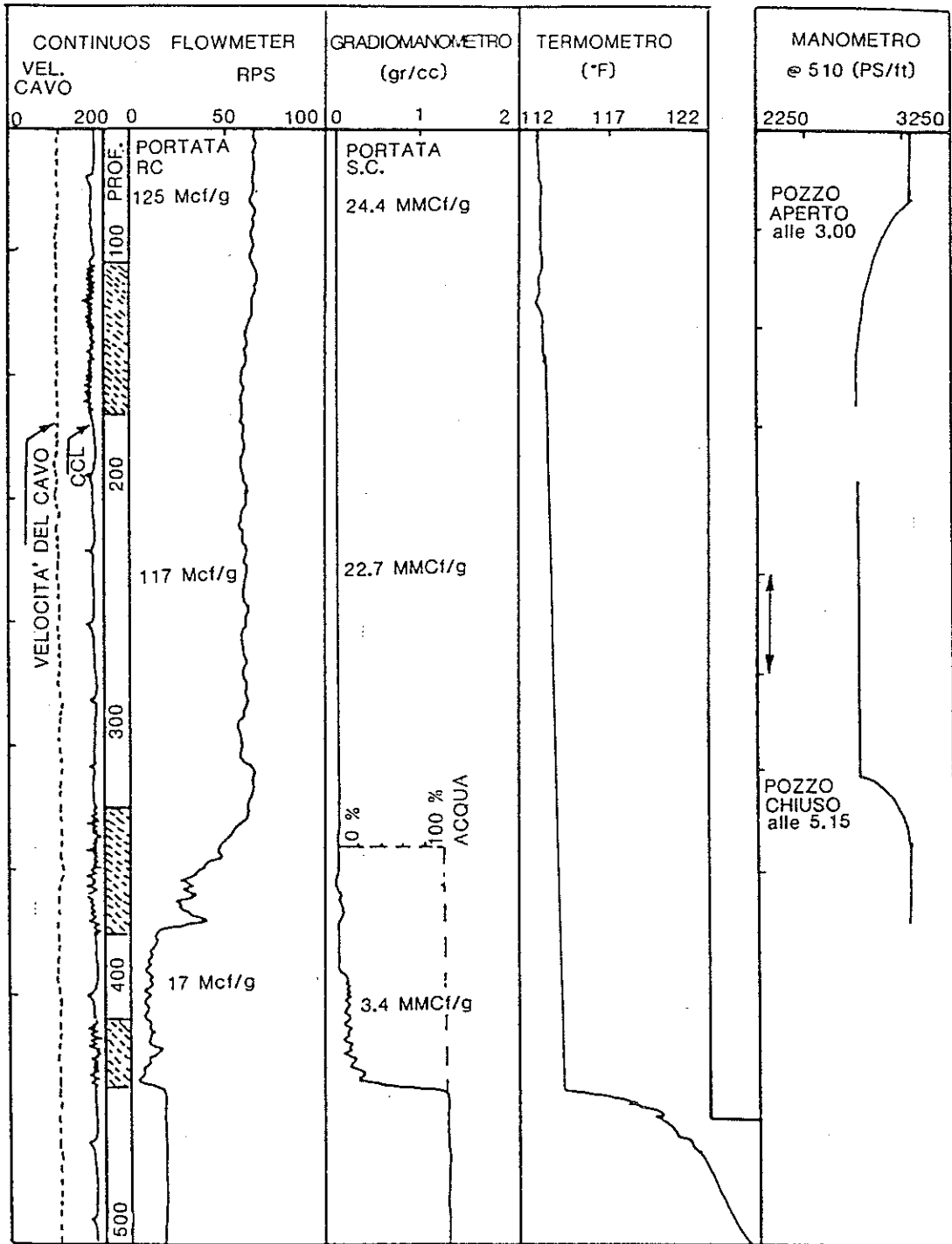


Fig. 87 - Esempio di registrazione simultanea di "Flowmeter", "Gradiomanometro", "Termometro" e "Manometro" in un pozzo a gas in produzione (da Schlumberger).

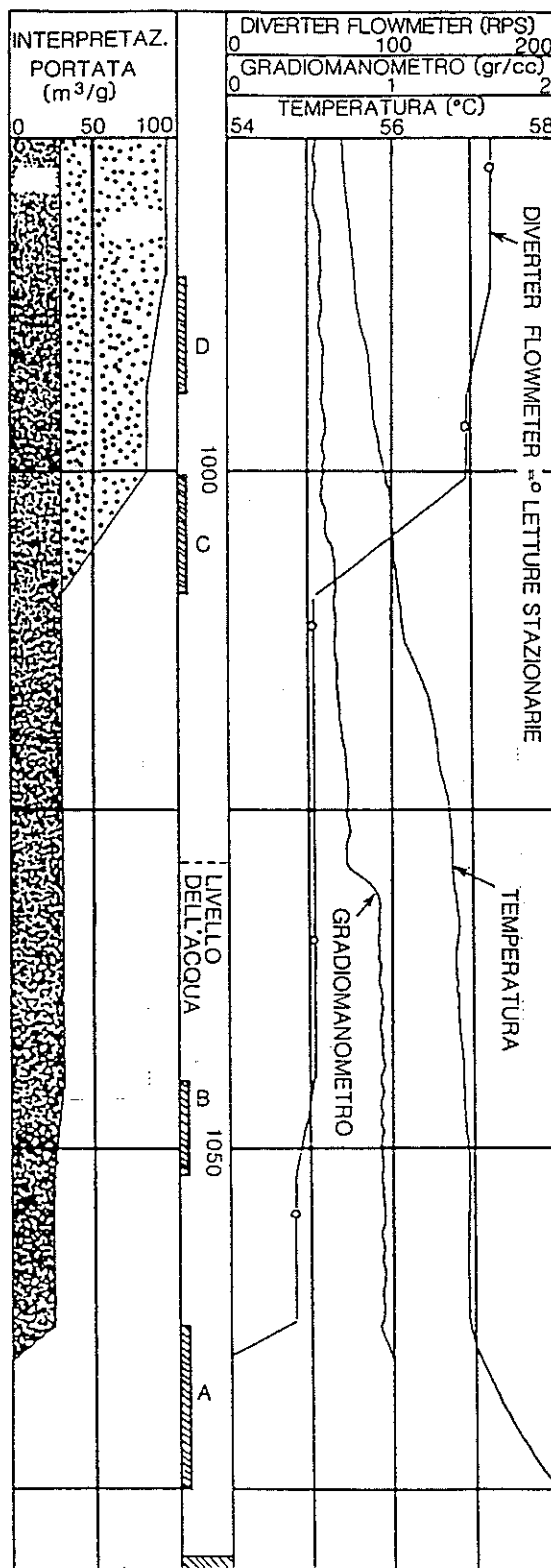


Fig. 88 - Esempio di registrazione simultanea di "Flowmeter", "Gradiomanometro" e "Termometro" e relativa interpretazione grafica (da Schlumberger).



**BIBLIOGRAFIA**

- **R. P. Alger, C. A. Doh, M. P. Tixier:** Sonic Logging - Journal of Petroleum Technology, 1959.
- **H. G. Doll:** The SP Log: Theoretical Analysis and Principles of Interpretation - Petroleum Technology, Vol. 11, 1948.
- **H. G. Doll:** Introduction to Induction Logging and Application to Logging of Wells Drilled with Oil Base Mud - Journal of Petroleum Technology, Vol. 1, N° 6, 1949.
- **H. G. Doll:** The Microlog - A new Electrical Logging Method for Detailed Determination of Permeable Beds - AIME, 1950.
- **H. G. Doll:** The Laterolog - A New Resistivity Logging Method with Electrodes using an Automatic Focusing System - Journal of Petroleum Technology, Vol. 3, N° 11, 1951.
- **J. L. Dumanoir, J. S. Gardner:** Litho Density Log - Interpretation - Schlumberger Limited, 1980.
- **B. Froelich, D. Pittman, B. Seeman:** Cement Evaluation Tool - A New Approach to Cement Evaluation - SPE, 1981.
- **J. F. Goetz, J. F. Logar, W. J. Prins:** Reservoir Delineation by Wireline Techniques - Schlumberger Limited, 1977.
- **A. D. Hill:** Production Logging - Theoretical and Interpretative Elements - SPE Monograph Vol. 14, 1990.
- **F. P. Kohesh:** Gamma Ray Logging - Oil and Gas Journal, 1951.
- **A. Poupon:** A contribution of the Formation Density Log and the other Porosity Logs to Formation Evaluation - Association Francaise des Techniciens du Petrole, 1962.
- **B. Santalmasi:** Il Dipmeter - Lo strumento, i risultati, l'interpretazione geologica - AGIP, Assistenza Geologica, 1986.
- **Schlumberger, Services Techniques:** Log Interpretation - Principles - Schlumberger Limited, 1972.
- **Schlumberger, Services Techniques:** Log Interpretation - Charts - Schlumberger Limited, 1984.

- **Schlumberger, Services Techniques:** Dipmeter Interpretation - Schlumberger Limited, 1981.
- **Schlumberger:** Production Log Interpretation - 1973 Edition.
- **H. Sherman, J. Tittman:** The Sidewall Epithermal Neutron Porosity Log - SPE, 1965.
- **M. Spezzaferri:** Logs per la produzione - Manuale di interpretazione - AGIP, TECN/TEOP, 1989.
- **K. Verria:** Interpretazione quantitativa dei carotaggi in foro scoperto - AGIP, Geologia del Sottosuolo, 1982.