

Fig. 45 - Evoluzione della migrazione degli idrocarburi e relativa distribuzione della porosità (da M. D'HEUR, 1984)

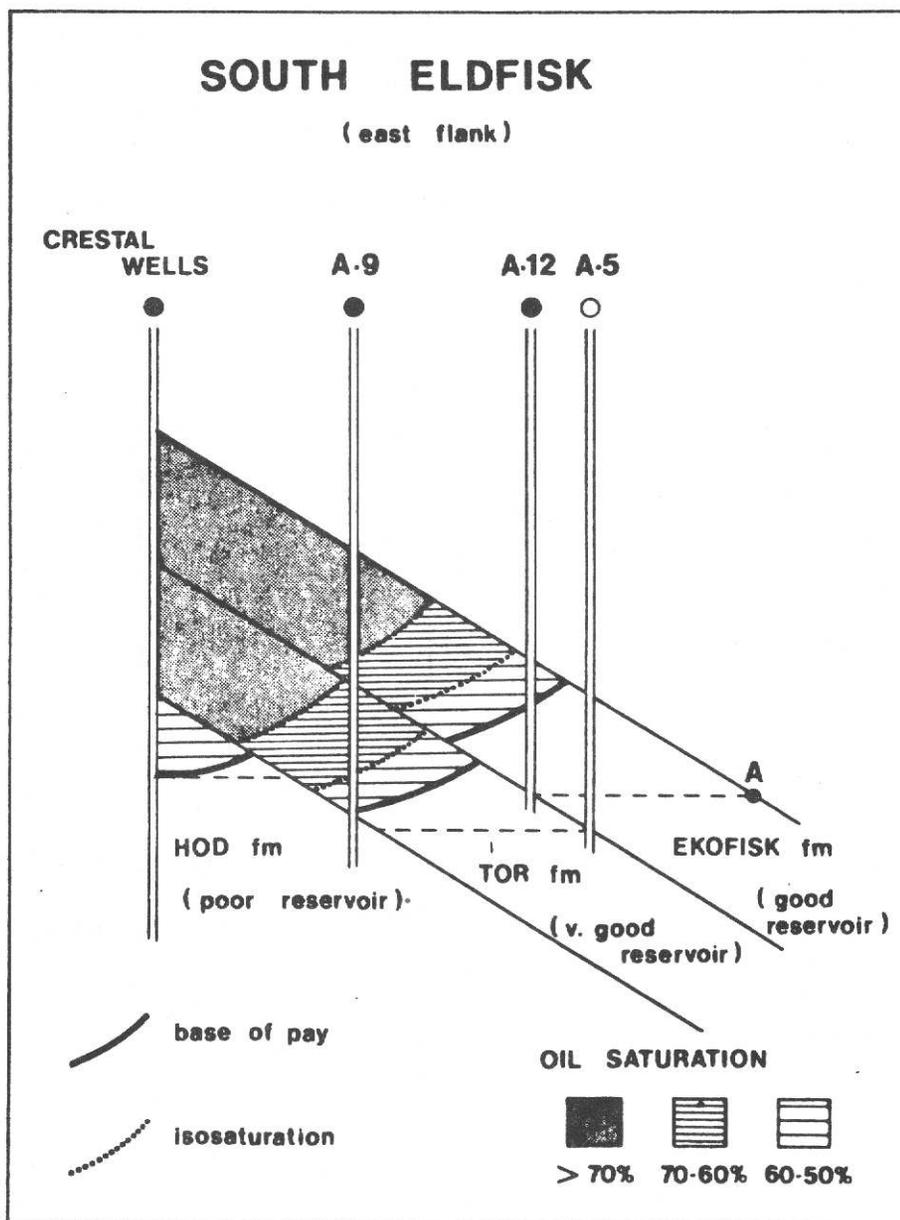


Fig. 46 - Influenza dell'elevazione strutturale e delle variazioni litologiche (deposizionali e tettoniche) sulla distribuzione degli idrocarburi (da M. D'HEUR, 1984)

le e nella diagenesi primaria, la diminuzione della porosità con la profondità dovrebbe avere un andamento regolare in funzione del diverso periodo di arrivo degli idrocarburi o, in altri termini, in funzione del tipo di fluido contenuto nella struttura (Figura 43). Possiamo così concludere che gli idrocarburi sono responsabili della preservazione della porosità.

La variazione verticale della porosità ha inoltre influenzato la configurazione strutturale dei reservoirs di questa area. Molto spesso infatti si verifica che le strutture mineralizzate presentino un maggior spessore nella zona di culmine che non sui fianchi: questo fenomeno si verifica a causa della preservazione della porosità da parte degli idrocarburi contenuti nei pori (Figura 47).

E' possibile suffragare tale interpretazione ricorrendo al concetto di "solid thickness", rappresentato analiticamente dall'espressione $H \times (1 - \phi)$, dove H è lo spessore del livello considerato. Osservando la Figura 48, che compara lo spessore verticale attuale (T.V.T.) con il "solid thickness", si può rilevare che il primo parametro presenta significative variazioni, mentre il secondo non mostra delle evidenti oscillazioni.

Per concludere è necessario sottolineare che la validità di questa metodologia operativa viene confermata dalla presenza dei fenomeni di "pressure solution": infatti essi indicano che non vi è stato un apporto esterno di materiali (cemento) e che quindi la sedimentazione è stata omogenea in tutto il bacino. Dunque le variazioni di spessore dei chalk, rilevabili attualmer

te, non sono relative ad un maggior o minor accumulo di sedimenti in un'area piuttosto che in un'altra, ma sono riconducibili al fenomeno della conservazione della porosità.

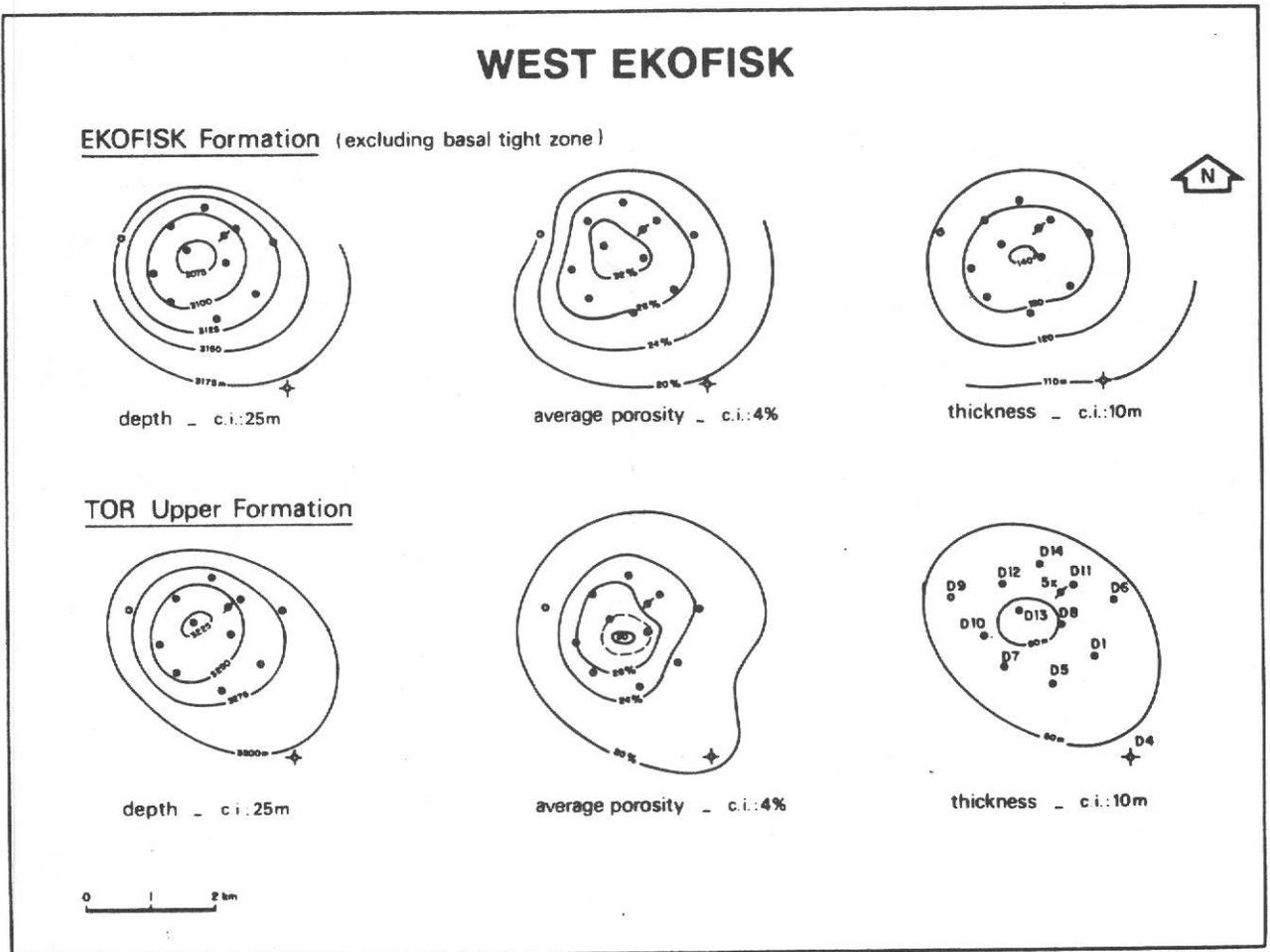


Fig. 47 - Relazioni fra l'elevazione strutturale, la porosità e lo spessore (da M. D'HEUR, 1984)

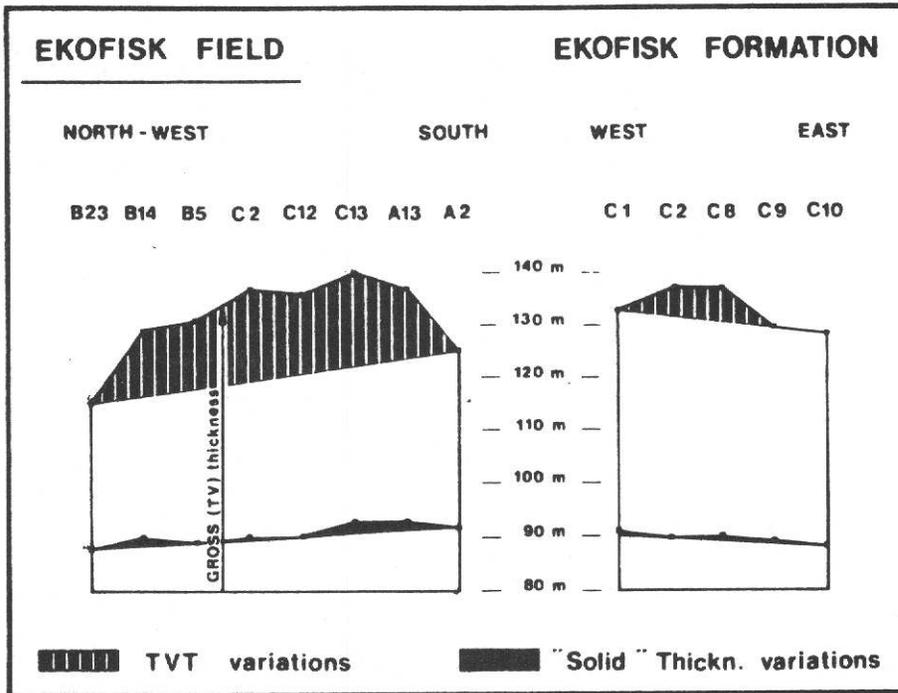


Fig. 48 - Le piccole variazioni del "solid thickness" comparate con le notevoli oscillazioni del vero spessore verticale (T.V.T.), indicano che la gran parte delle variazioni relative allo spessore attuale sono imputabili alla preservazione della porosità (da M. D'HEUR, 1984)

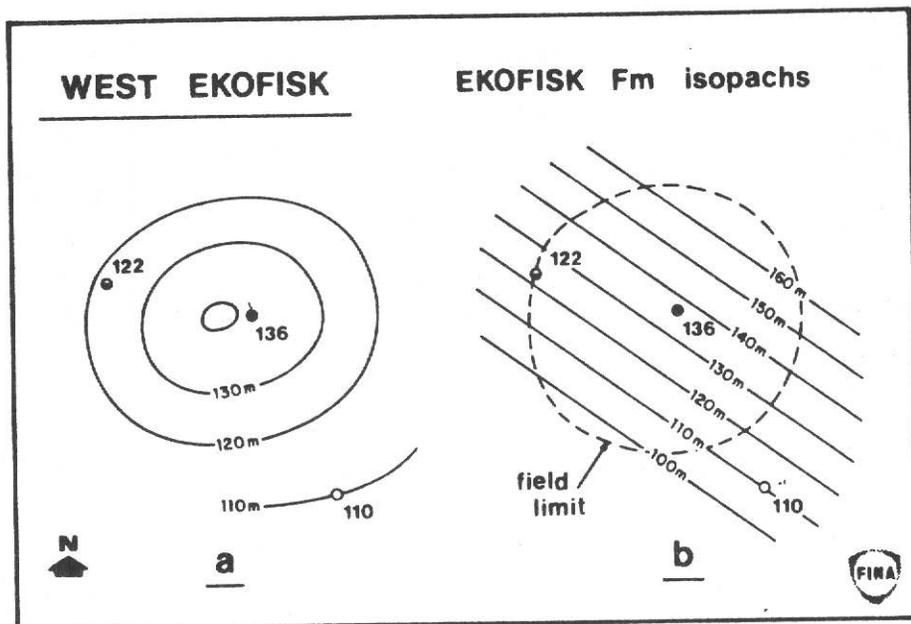


Fig. 49 - Confronto fra due interpretazioni relative agli spessori, basate sui dati di tre pozzi:

- a. le isopache sono state tracciate seguendo il concetto del "solid thickness"; le variazioni di spessore riflettono quindi il diverso grado di conservazione della porosità;
- b. le isopache sono basate solo sullo spessore attuale senza tener presente l'effetto della diminuzione della porosità con la profondità e della conservazione della porosità (da M. D'HEUR, 1984)

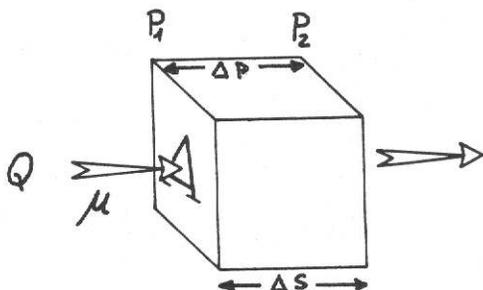
5.b. Permeabilità

La permeabilità (K) di una roccia indica la sua attitudine a lasciarsi attraversare da un fluido.

Per essere permeabile, una roccia deve avere i pori intercomunicanti, deve cioè in sostanza presentare una certa porosità effettiva. In genere le rocce più porose sono anche le più permeabili, ma questa regola è ben lontana dall'essere assoluta (esempio: calcare tipo chalky).

L'unità di misura della permeabilità è il Darcy, la cui definizione è stata così standardizzata dall'AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: "un mezzo poroso ha la permeabilità di 1 darcy, quando un fluido (monofase), avente viscosità di 1 centipoise, si muove in tale mezzo, in condizioni di flusso viscoso alla velocità di 1 cm/sec, attraverso una sezione di 1 cm², con un salto di pressione di 1 atmosfera (760 mm di Hg)".

La permeabilità caratteristica di un mezzo poroso, può essere ricavata dalla legge empirica di flusso laminare e permanente di Darcy:



$$Q = \frac{KA}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta S}$$

dove: Q = volume del flusso (portata), in cm/sec;
 K = costante di permeabilità, in darcy;
 A = area interessata dal flusso, in cm²;
 μ = viscosità del fluido, in centipoise;
 $\Delta P / \Delta S$ = gradiente idraulico.

Si distinguono:

- a) una "permeabilità assoluta", nel caso in cui i pori di una roccia siano riempiti da un singolo fluido;
- b) una "permeabilità relativa", quando in una roccia sono contemporaneamente presenti più fluidi.

La permeabilità relativa, è il rapporto tra la permeabilità effettiva a quel fluido in presenza di un altro fluido (esempio: K_w, K_o, K_g) e la permeabilità assoluta (cioè come se la roccia fosse riempita dal solo fluido):

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K};$$

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K};$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K};$$

dove: K_{rw} = permeabilità relativa all'acqua;
 K_{ro} = permeabilità relativa all'olio;
 K_{rg} = permeabilità relativa al gas.

Trattandosi di un rapporto adimensionale, la permeabilità relativa, varia fra zero e uno, e viene espressa mediante diagrammi in relazione alla saturazione dei fluidi presenti (Figure 52, 53).

La permeabilità viene misurata sia per via sperimentale in laboratorio su campioni di roccia (K_{core}), sia attraverso l'interpretazione delle prove di produzione eseguite in pozzo (K_{test}); non può essere valutata mediante carotaggi elettrici, in quanto è un parametro dinamico.

A causa di questa sua caratteristica, essa dipende dalla direzione in cui viene misurata. Si distinguono così una permeabilità verticale (K_v) ed una permeabilità orizzontale (K_h), che variano in relazione alla distribuzione delle fratture nella roccia nonché alla forma, alla disposizione e alle dimensioni dei granuli (Figure 50, 51).

Negli studi di giacimento è molto importante definire la relazione esistente fra i valori di porosità e di permeabilità ricavati dalle analisi di laboratorio (K_{core} e ϕ_{core}).

Tale relazione viene espressa mediante un diagramma in cui in ascissa vengono riportati i valori di porosità in scala lineare ed in ordinata i corrispondenti valori di permeabilità in scala logaritmica (Figura 54).

Nel caso in cui esista una valida relazione fra le due variabili (lineare nella maggior parte dei casi, talvolta spezzata, raramente curvilinea), sarà possibile ricavare indirettamente i valori di permeabilità in tutti quei pozzi perforati, ma non campionati o campionati parzialmente, partendo dai valori di porosità desunti dai

carotaggi elettrici.

A questo punto è opportuno precisare che le correlazioni K -vs.- ϕ possono essere ritenute valide solo per campioni non interessati da fenomeni di fratturazione (nel listing delle analisi di carote i campioni fratturati vengono indicati con la sigla FR).

Inoltre, conoscendo il valore di permeabilità al di sotto del quale il flusso degli idrocarburi non è più economicamente redditizio (di solito $K_{\text{cut off}} = 0.1 \text{ md}$), si può stabilire un cut off di porosità.

Si riporta, qui di seguito a titolo puramente indicativo, una possibile suddivisione in classi di permeabilità:

< 1 md	SCARSA
1 md - 10 md	DISCRETA
10 md - 100 md	BUONA
> 100 md	OTTIMA

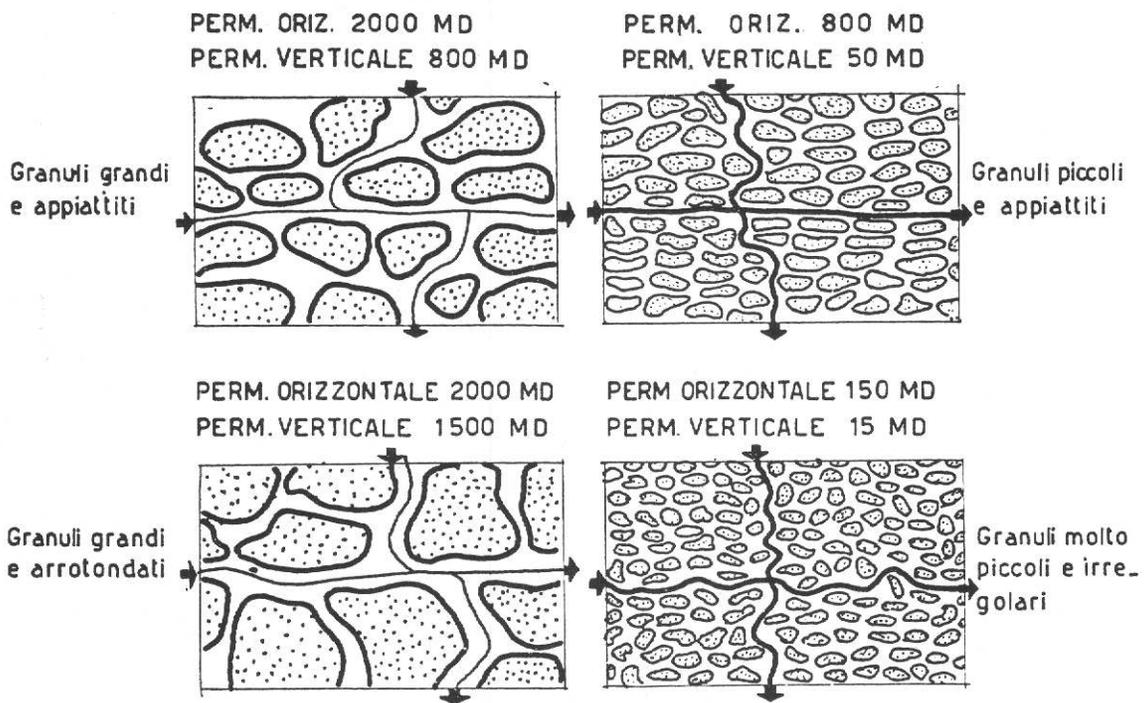


Fig. 50 - Effetto della forma e dimensione dei granuli di sabbia sulla permeabilità (da N.J. CLARK, 1960)

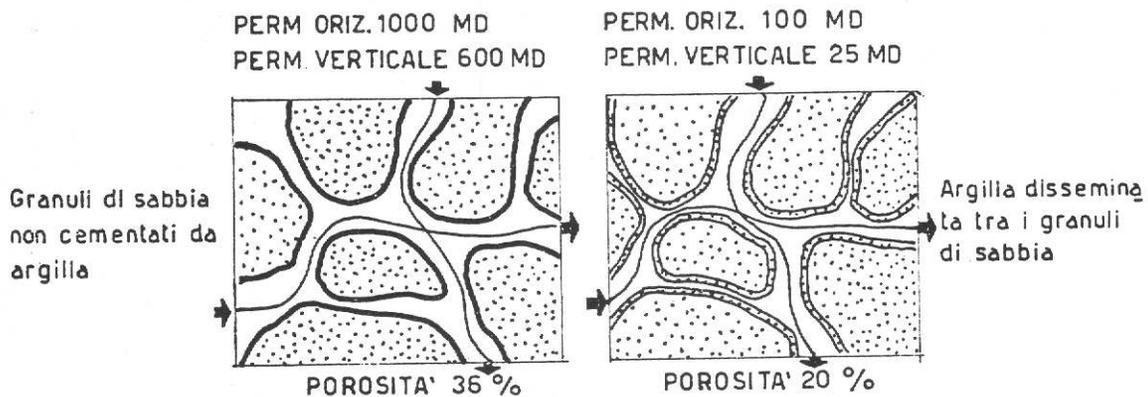


Fig. 51 - Effetto della cementazione dovuta a materiale argilloso sulla porosità e permeabilità (da N.J. CLARK, 1960)

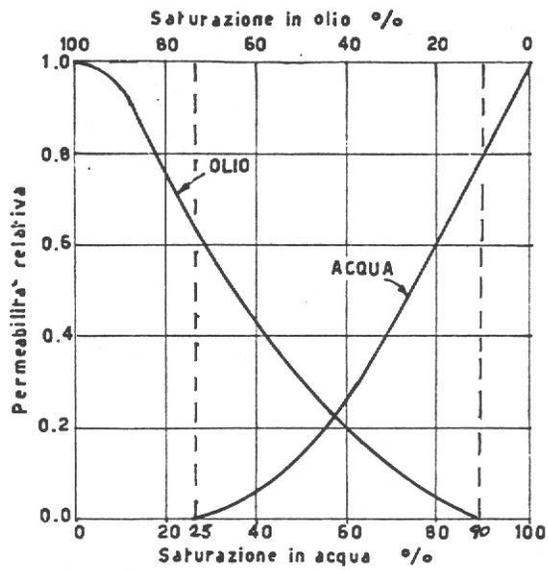


Fig. 52 - SISTEMA OLIO-ACQUA

In una roccia, i cui fluidi hanno le caratteristiche riportate in diagramma, si muoverà solo olio quando la saturazione in acqua è minore del 25 %, solo acqua quando la saturazione in acqua è maggiore del 90 %; si muoveranno olio e acqua nelle condizioni intermedie

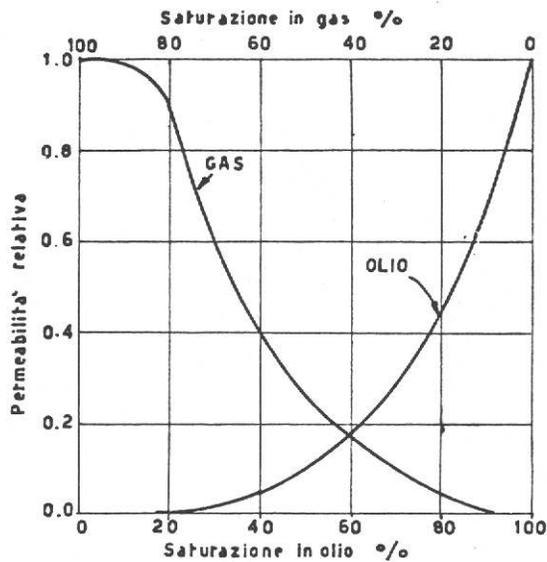
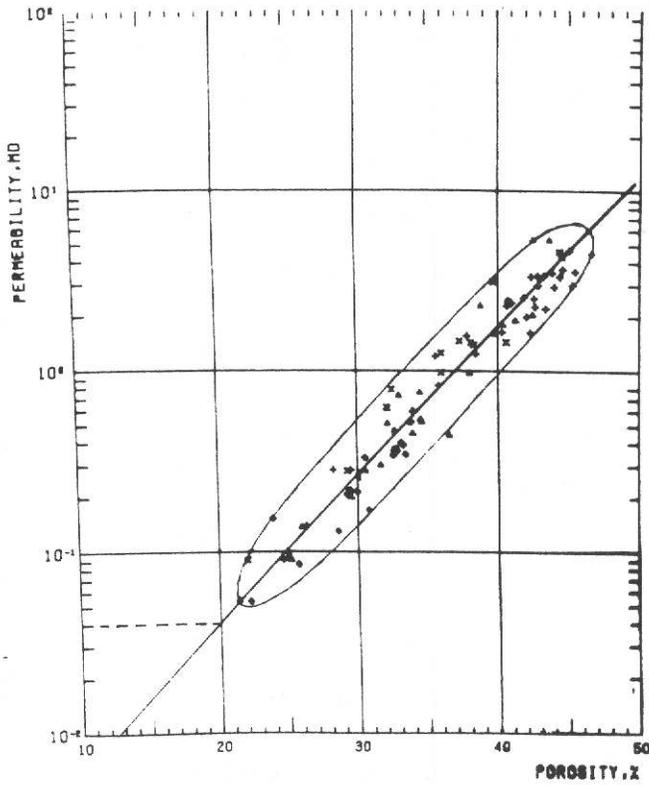
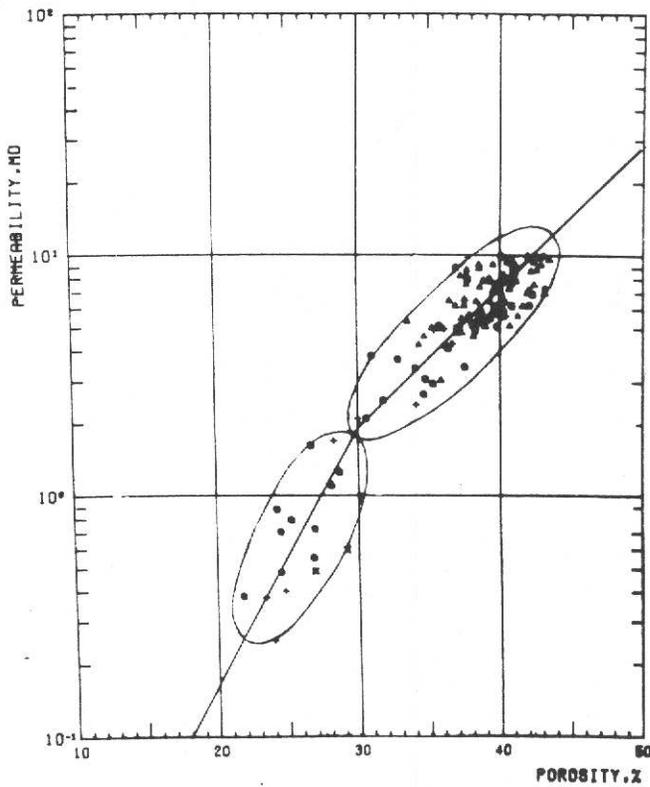


Fig. 53 - SISTEMA GAS-OLIO



CASO A

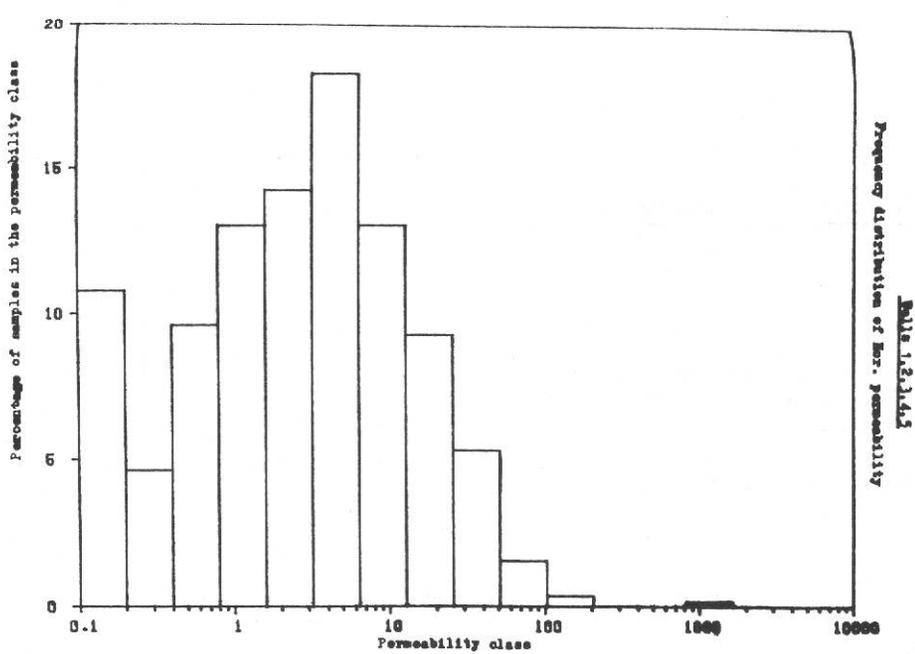
$K_{\text{cut-off}} = 0.04 \text{ md}$
 $\phi_{\text{cut-off}} = 20 \%$



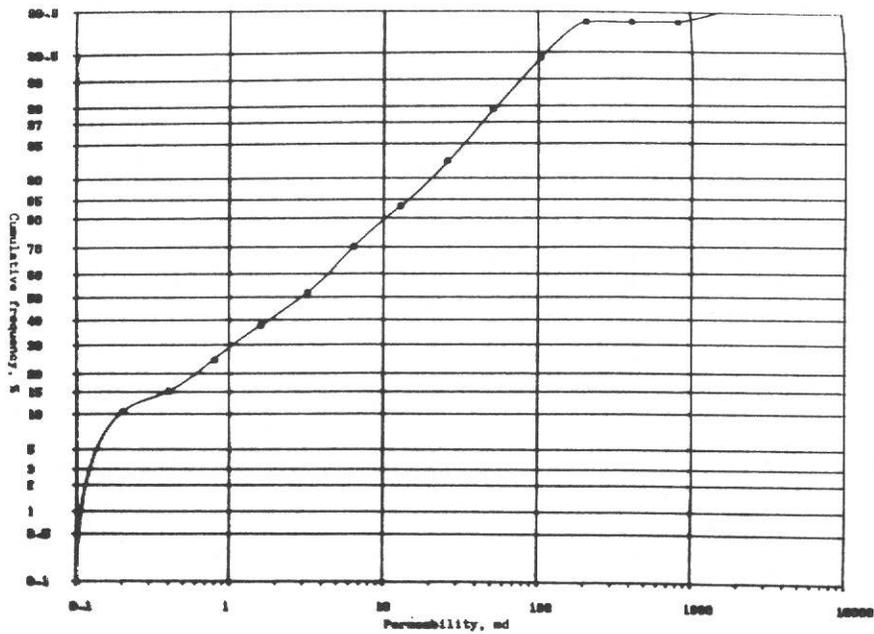
CASO B

$K_{\text{cut-off}} = 0.1 \text{ md}$
 $\phi_{\text{cut-off}} = 18 \%$

Fig. 54 - Esempi di relazione lineare (CASO A) e spezzata (CASO B) fra po-
rosità e permeabilità da carote



A



B

Fig. 55 - A. Istogramma di frequenza della permeabilità orizzontale.

B. Frequenza cumulativa della distribuzione della permeabilità orizzontale in scala probabilistica; anche in tal caso questo diagramma può essere utilizzato per rilevare l'incidenza del cut-off di permeabilità orizzontale sullo spessore mineralizzato (es. $K_{\text{cut-off}} = 1$ md spessore mineralizzato eliminato = 30 %).

5.c. Saturazione in acqua

La saturazione in fluidi di una formazione è rappresentata dalla frazione del volume effettivo dei pori (V_p) che è occupata dal fluido considerato.

Più precisamente la saturazione in acqua (S_w), è la frazione del volume dei pori contenente acqua di formazione (V_w):

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

La saturazione in idrocarburi (S_h) è invece la frazione di volume poroso contenente idrocarburi:

$$S_h = \frac{V_p - V_w}{V_p}$$

cioè:

$$S_h = 1 - S_w$$

La saturazione in acqua di una formazione può variare da valori del 100 % fino a valori teorici del 5 %, in quanto esiste una quantità d'acqua allo stato capillare, detta irriducibile (S_{wi}), che non può essere in nessun caso rimossa; essa altro non è che la parte residua dell'acqua che riempiva completamente i pori della roccia prima che vi migrassero gli idrocarburi.

SATURAZIONE IN ACQUA DELLE ROCCE SERBATOIO

IN ALCUNI TIPICI CAMPI AGIP

C A M P O	% S_w	L I T O T I P O
NIGERIA	$S_{w \min} = 5 - 7$	SABBIE PULITE
MARE DEL NORD	$S_{w \min} = 5 - 7$	CALCARI TIPO CHALKY
VAL PADANA	$S_{w \min} = 15 - 25$	SABBIE PULITE
ADRIATICO	$S_{w \min} = 25 - 30$	SABBIE PULITE
	$S_{w \max} = 30 - 40$	CALCARI FRATTURATI A BASSA POROSITA'
GOLFO PERSICO (ARAB Fm.)	$S_{w \max} = 50 - 60$	SABBIE E ARENARIE PULITE, DOLOMIE
ARABIA (MISHRIF Fm.)	$S_{w \max} = 60 - 70$	CALCARI TIPO CHALKY
ADRIATICO (BARBARA)	$S_{w \max} = 70 - 75$	SABBIE MOLTO ARGILLOSE

L'acqua irriducibile solitamente si rinviene negli interstizi di minori dimensioni o la si ritrova in forma di sottili pellicole che avvolgono i grani della roccia.

La saturazione in acqua è un parametro estremamente critico, in quanto legato ad un elevato numero di fattori, quali la distanza dalla tavola d'acqua, la permeabilità, la porosità, la forma della struttura, l'argillosità, il grado di cementazione della roccia e così via (Figure 56, 57).

Tale parametro può essere descritto mediante le curve di capillarità, determinate sperimentalmente su campioni di roccia; esse permettono di ricavare la variazione di S_w , a partire dal contatto idrocarburo-acqua, in funzione di diversi valori di pressione capillare (P_c). Il diagramma (Figura 59) presenta un andamento verticale asintotico di P_c (valore massimo) in corrispondenza di un valore minimo di saturazione in acqua; al di sopra di tale soglia l'acqua presente è solamente quella irriducibile, mentre al di sotto sarà presente anche acqua mobile.

Per stabilire in modo più preciso la quota alla quale è possibile produrre solo olio e solo acqua, è necessario tenere presente anche la permeabilità relativa del sistema in esame (Figura 60).

Ritornando al diagramma P_c -vs- S_w , si può ancora osservare come la pressione capillare vada a zero, quando incontra la tavola d'acqua (S_w 100 %). L'intervallo, compreso fra la tavola d'acqua e il punto di P_c corrispondente alla S_{wi} , viene chiamato zona di transizione; esso contiene sia acqua che idrocarburi, in percentuali variabili a seconda dell'altezza sul piano d'acqua.

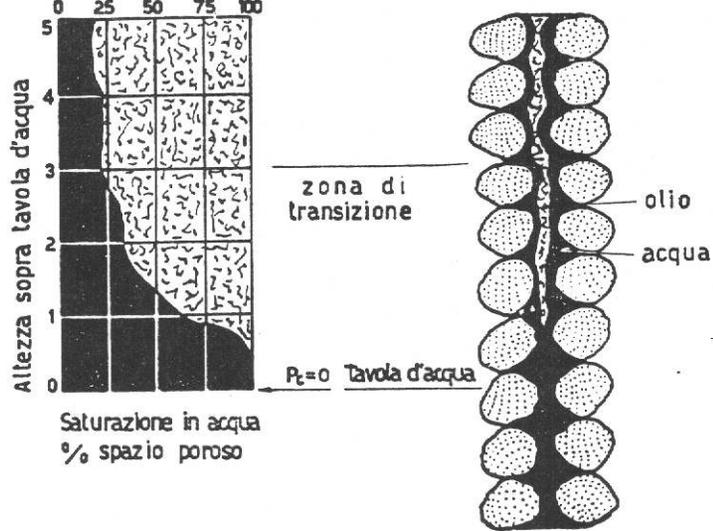


Fig. 56 - Effetti dell'altezza sopra la tavola d'acqua, sul contenuto in acqua connata in sabbia ad olio (da N.J. CLARK, 1960)

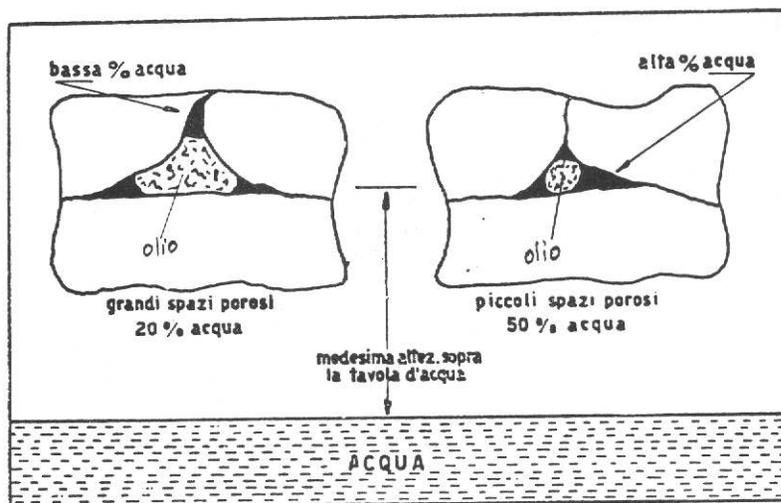


Fig. 57 - Effetto del diametro e della forma degli spazi porosi sul contenuto in acqua connata (da N.J. CLARK, 1960)

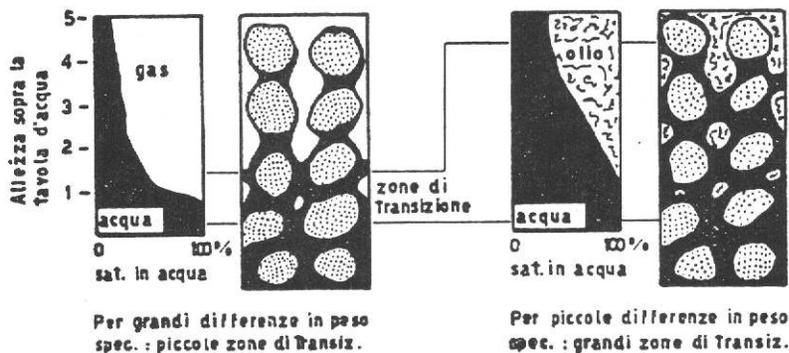


Fig. 58 - Effetto della differenza in peso specifico dei fluidi sull'ampiezza della zona di transizione (da N.J. CLARK, 1960)

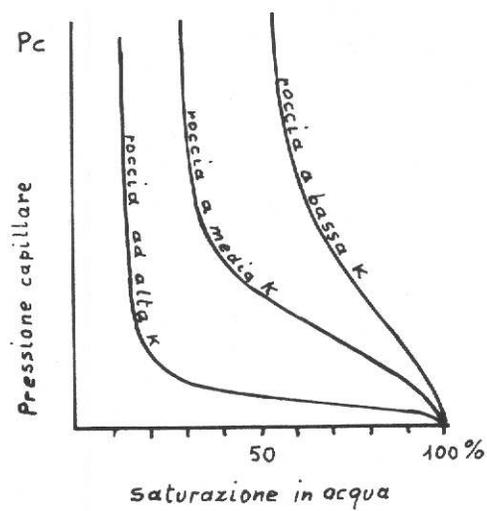
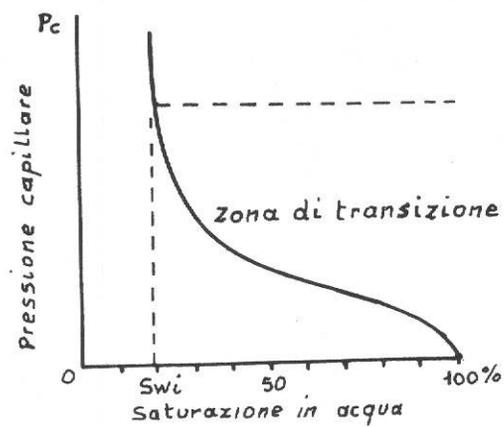


Fig. 59 - Curve di capillarità

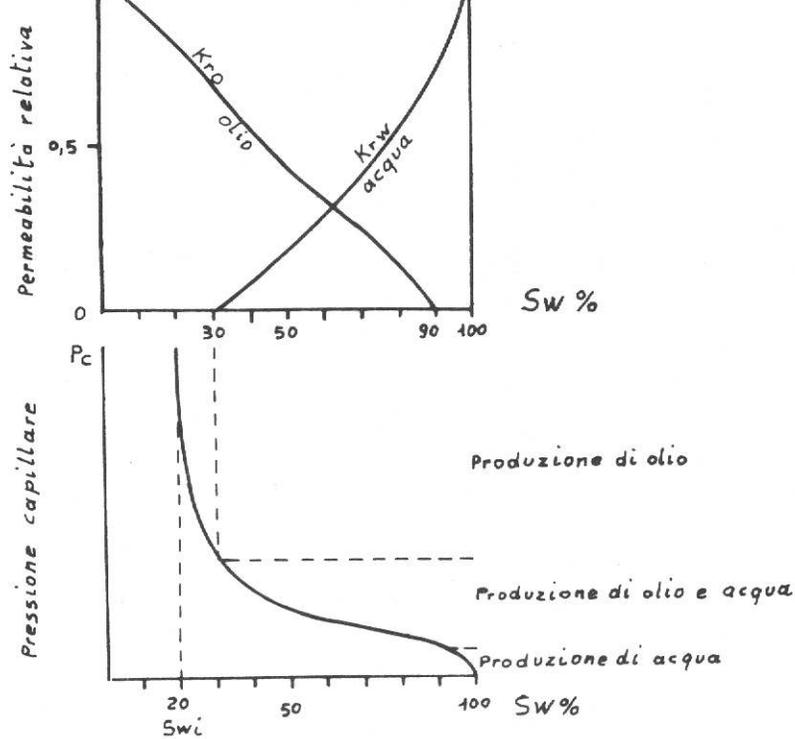


Fig. 60 - Valutazione della quota al di sopra della quale si ha produzione di solo olio.

Nell'esempio riportato, abbiamo una roccia con un valore di S_{wi} pari al 20 %; dalle curve di permeabilità relativa, risulta essere il 30 % il limite di S_w per la mobilità dell'acqua, per cui è chiaro che parte dell'acqua mobile non verrà prodotta, proprio a causa della permeabilità relativa

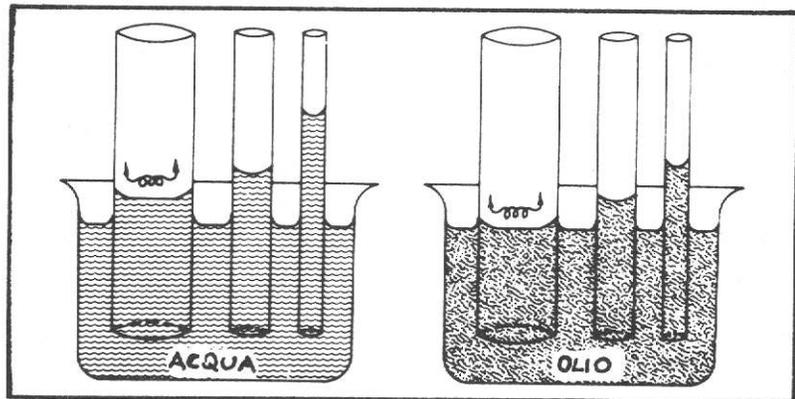


Fig. 61 - Effetto della dimensione di un tubicino sulla risalita, per forze capillari, del liquido in esso contenuto.

Se si identificano i valori di permeabilità di alcune rocce con i vari tubicini (tubicino di diametro maggiore \Rightarrow valore di K maggiore), si può osservare come in una roccia meno permeabile, lo spessore della zona di transizione risulti maggiore che non in una roccia più permeabile (da N.J. CLARK, 1960)

Lo spessore della zona di transizione dipende dalle caratteristiche petrofisiche della roccia ed in particolare della permeabilità.

Rocce molto permeabili presentano una trascurabile zona di transizione, che può invece raggiungere anche spessori di 70 - 80 metri in rocce poco permeabili.

In reservoir a caratteristiche petrofisiche simili, lo spessore della zona di transizione può variare anche in base al tipo di fluidi contenuti: più precisamente sarà tanto più sviluppata quanto minore risulterà la differenza di densità fra i due fluidi a contatto e viceversa (Figura 58).

Per quanto riguarda la definizione della tavola d'acqua, ai fini della valutazione del volume di idrocarburi presenti in giacimento, è necessario precisare se ci si riferisce al contatto $S_w = 100\%$ oppure a quello utile, che rappresenta invece il limite al di sopra del quale si possono produrre solamente idrocarburi.

La tavola d'acqua utile dipende dalle caratteristiche del reservoir, che sono responsabili delle variazioni di spessore della frangia capillare. Qualora tali caratteristiche fossero estremamente variabili da punto a punto, potrebbe verificarsi il caso di un andamento inclinato o irregolare. Bisogna però precisare che tale apparente inclinazione della tavola d'acqua non deve essere confusa con quella realmente possibile, dovuta a fattori dinamici.

Riprendendo l'analisi delle possibili relazioni che legano la saturazione in acqua con altri parametri, è doveroso sottolineare che, in alternativa al diagramma S_w -vs $-P_c$, è possibile usare quello S_w -vs-profondità, che risulta molto utile anche per evidenziare

differenze litologiche (Figura 65). Infine, specialmente quando si deve costruire un modello numerico del reservoir, è necessario verificare se esiste una legge che lega la porosità e la saturazione in acqua nella zona ad acqua irriducibile; non è possibile fare altrettanto per la sottostante zona di transizione, in cui sarà invece valida la legge descritta dalla curva di capillarità. Infatti, in presenza di acqua mobile si nota generalmente una dispersione di punti (Figura 66).

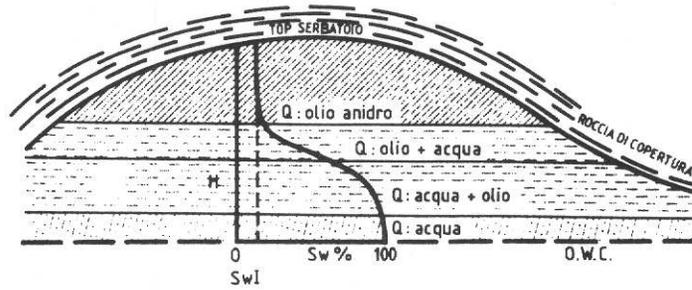


Fig. 62 - Distribuzione schematica della saturazione in acqua in funzione dell'altezza sul piano d'acqua

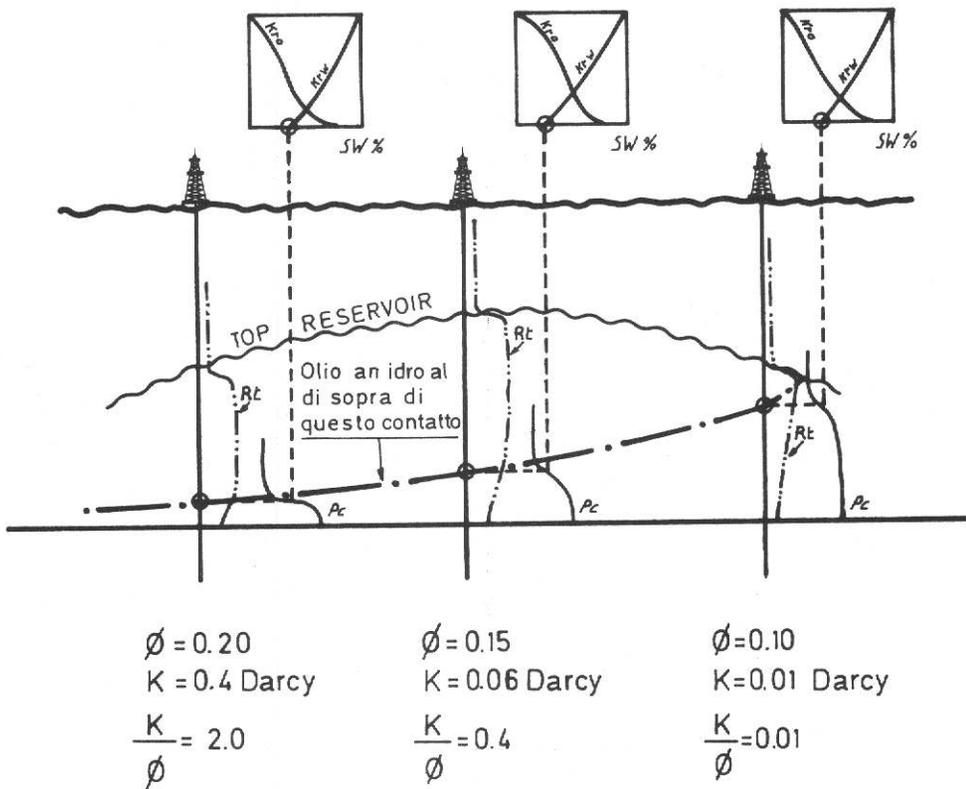


Fig. 63 - Variazione della zona di transizione in funzione delle caratteristiche della roccia.

Ad una diminuzione dei valori di ϕ e K , corrisponde un inspessimento della zona di transizione, dovuto all'aumento della pressione capillare (modificata da J.J. ARPS, 1964)

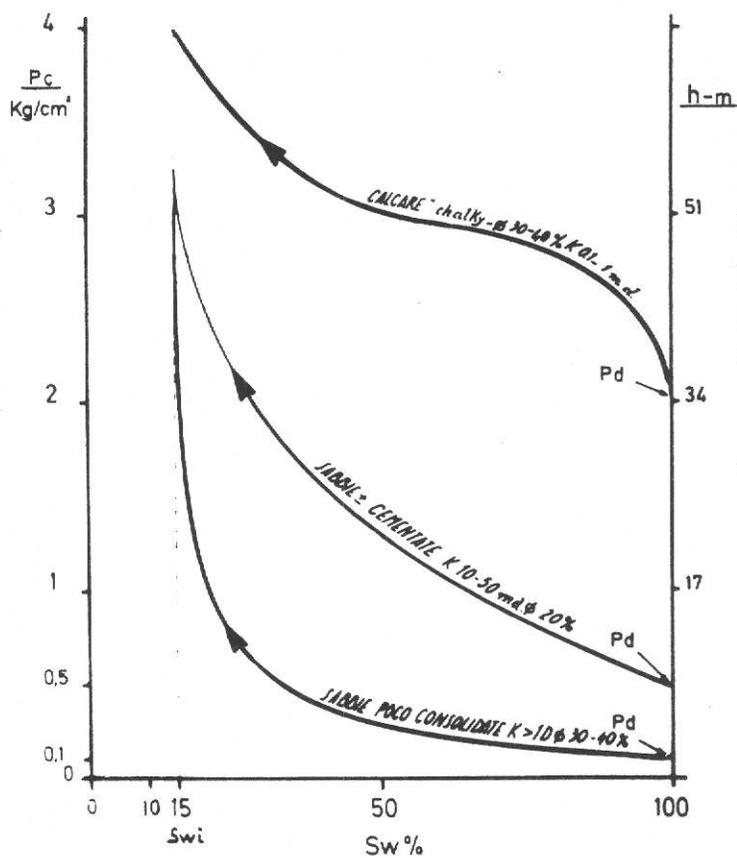


Fig. 64

Diagramma di pressione capillare e relative altezze sul piano d'acqua ($S_w = 100\%$) per litotipi diversi (in figura P_d = pressione di spiazzamento)

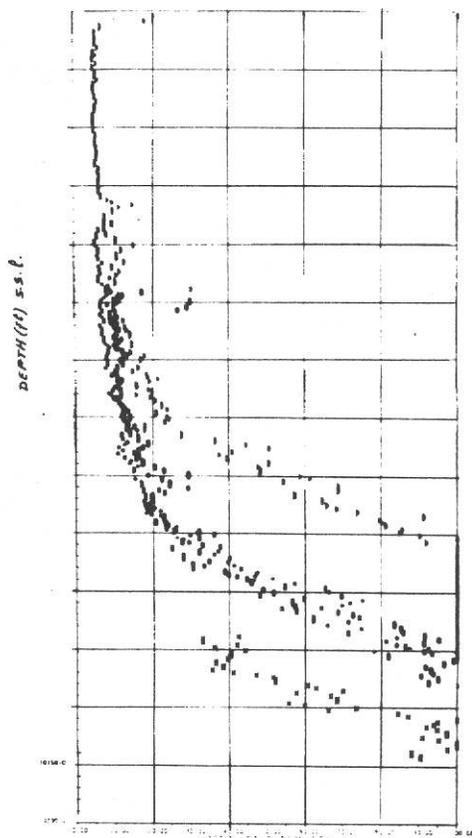


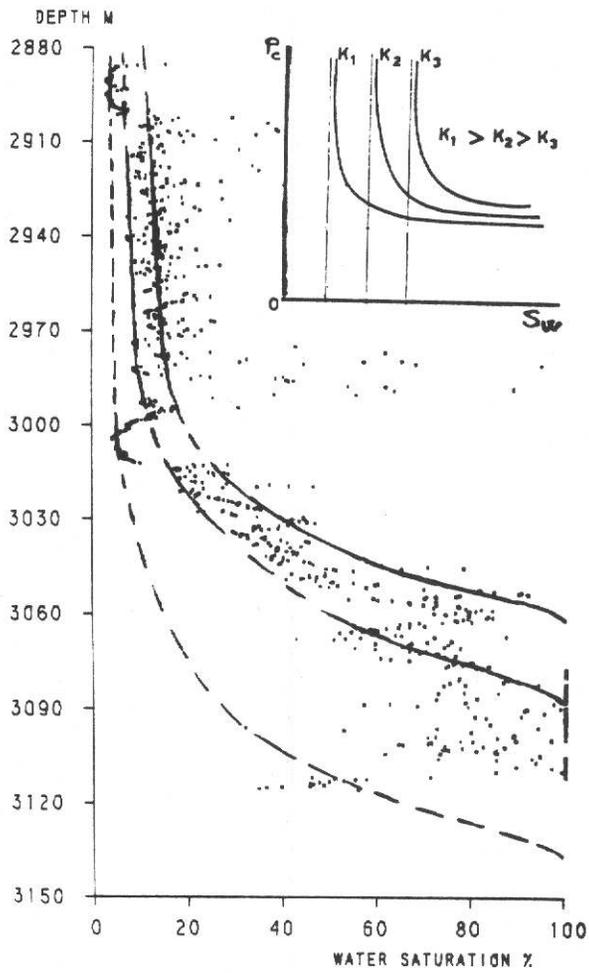
Fig. 65 - Esempi di relazioni S_w - vs - profondità, che evidenziano le diverse caratteristiche di permeabilità delle rocce.

CASO A:

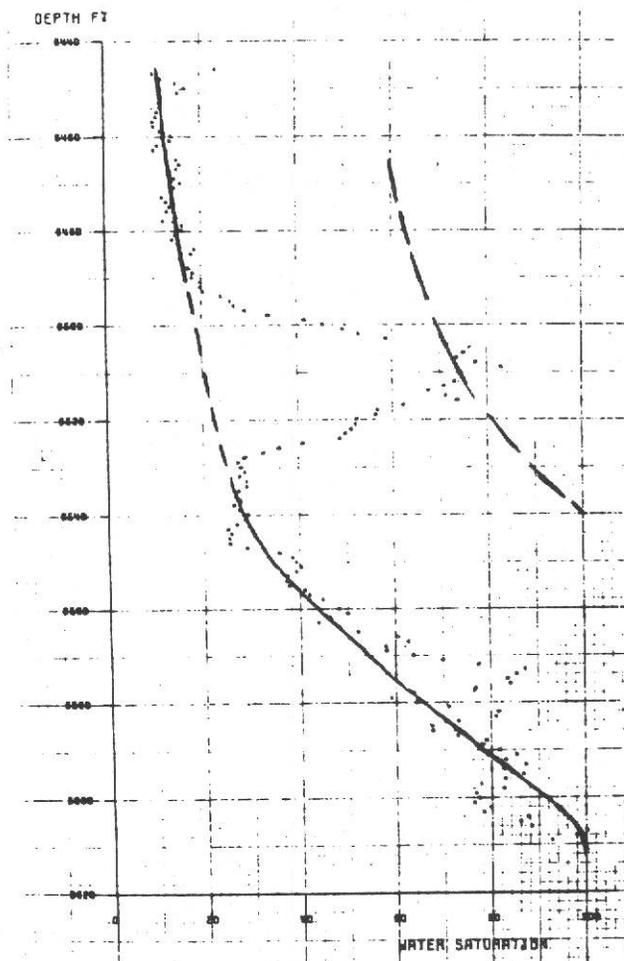
differenti caratteristiche di permeabilità in una stessa formazione;

CASI B e C:

diversi andamenti della permeabilità permettono di individuare diverse litologie.



CASO B



CASO C

POROSITY VS WATER SATURATION

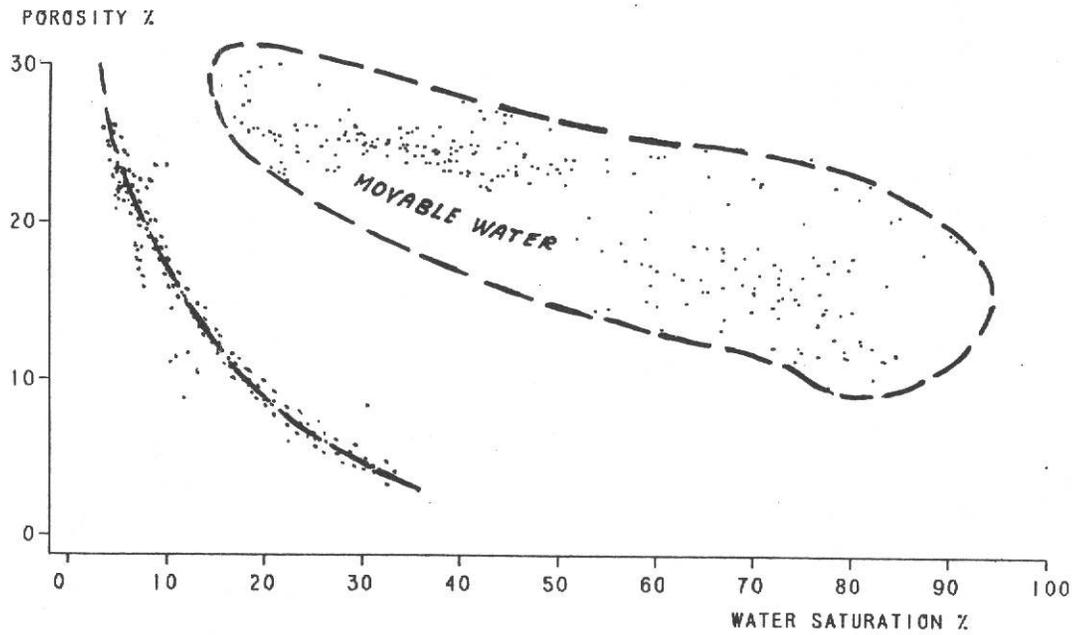
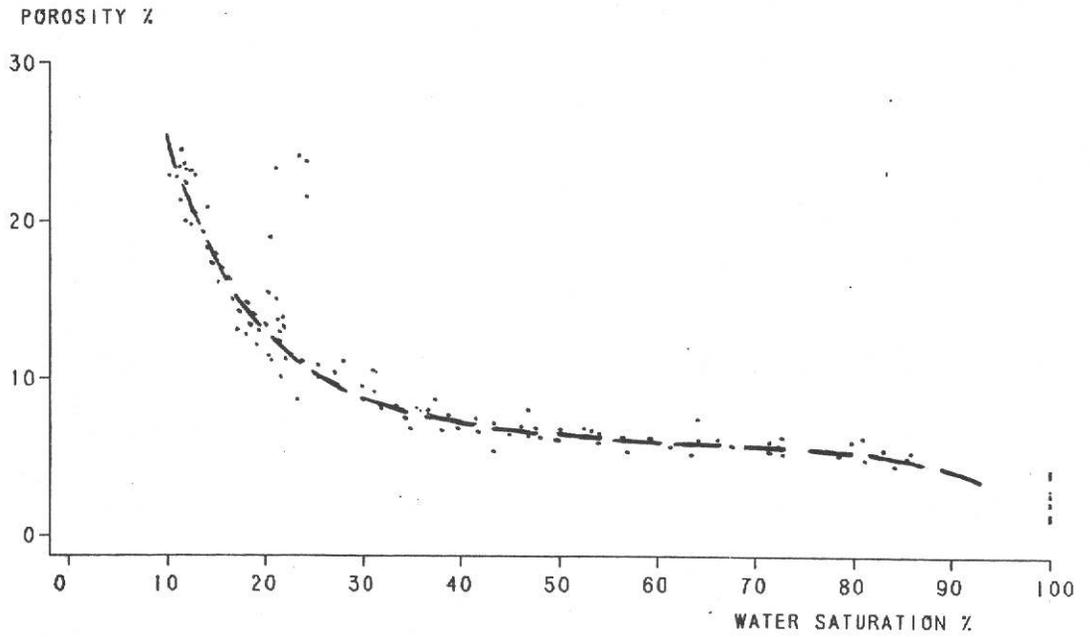


Fig. 66 - Esempi di relazioni S_w contro porosità

SW - VS - PHI

*** TOD FIELD LAYER N3 ***

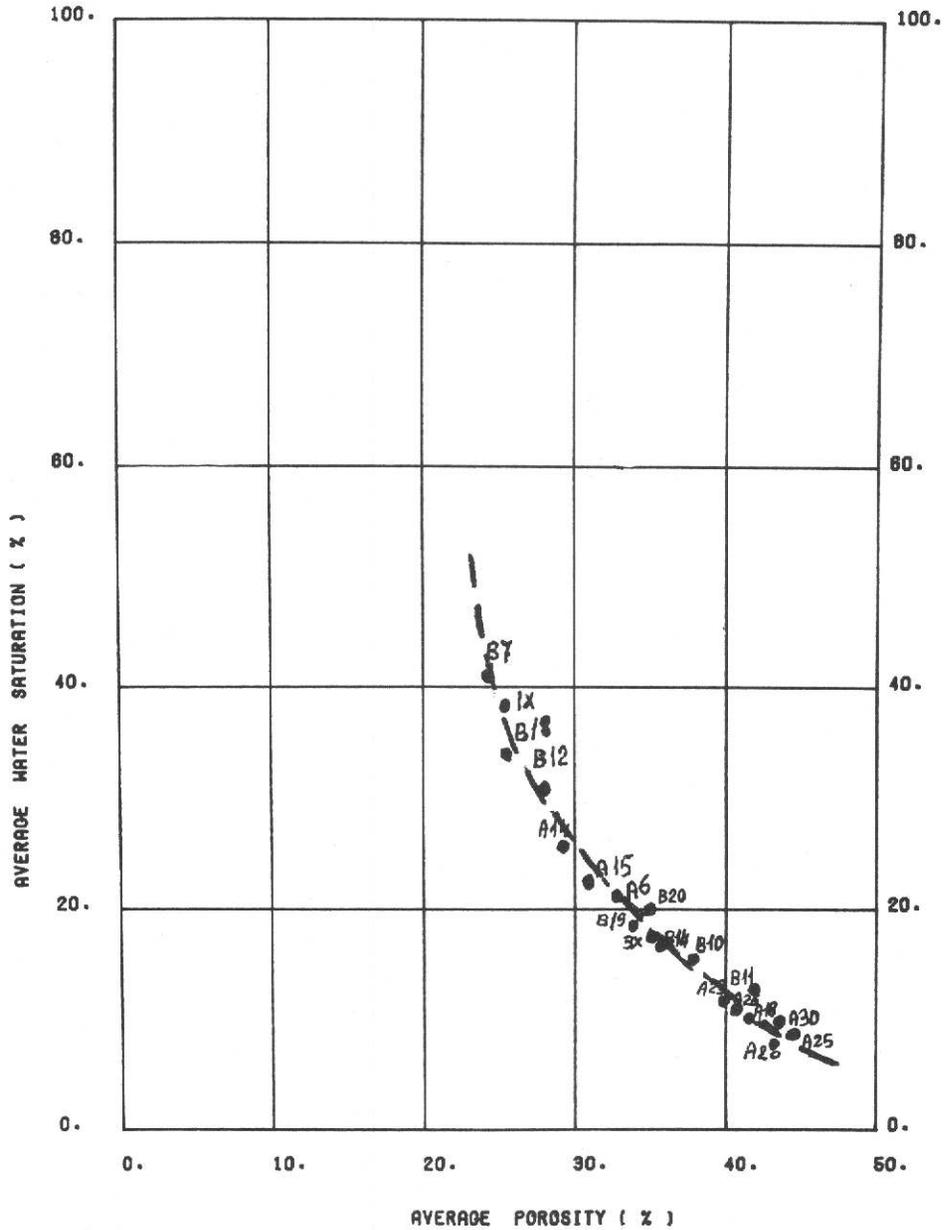


Fig. 67 - Esempio di relazione tra S_w e porosit  in calcari chalky

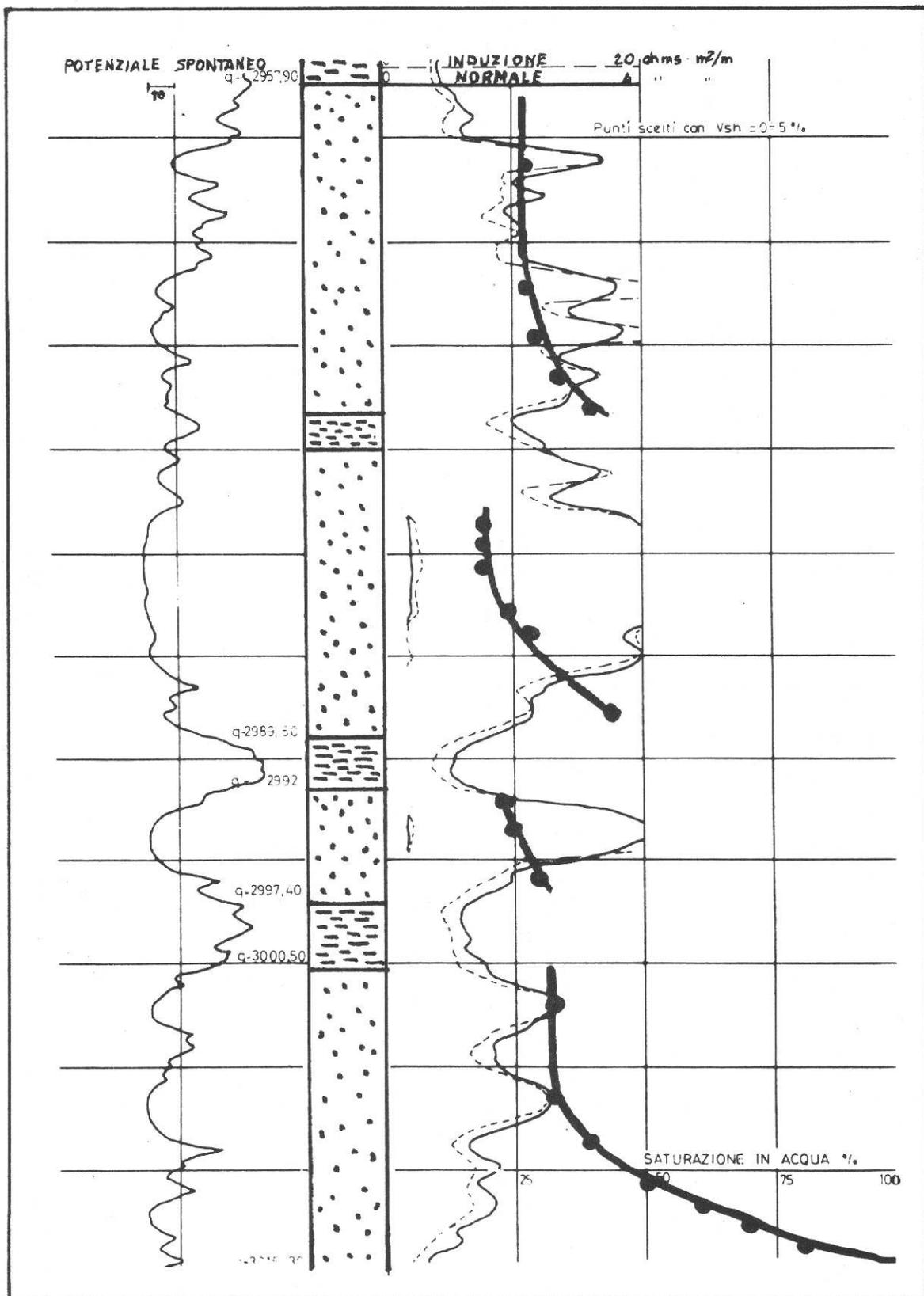


Fig. 68 - Dall'analisi dei valori di S_w si individua la presenza di "multi-reservoirs" in un complesso sabbie-argille

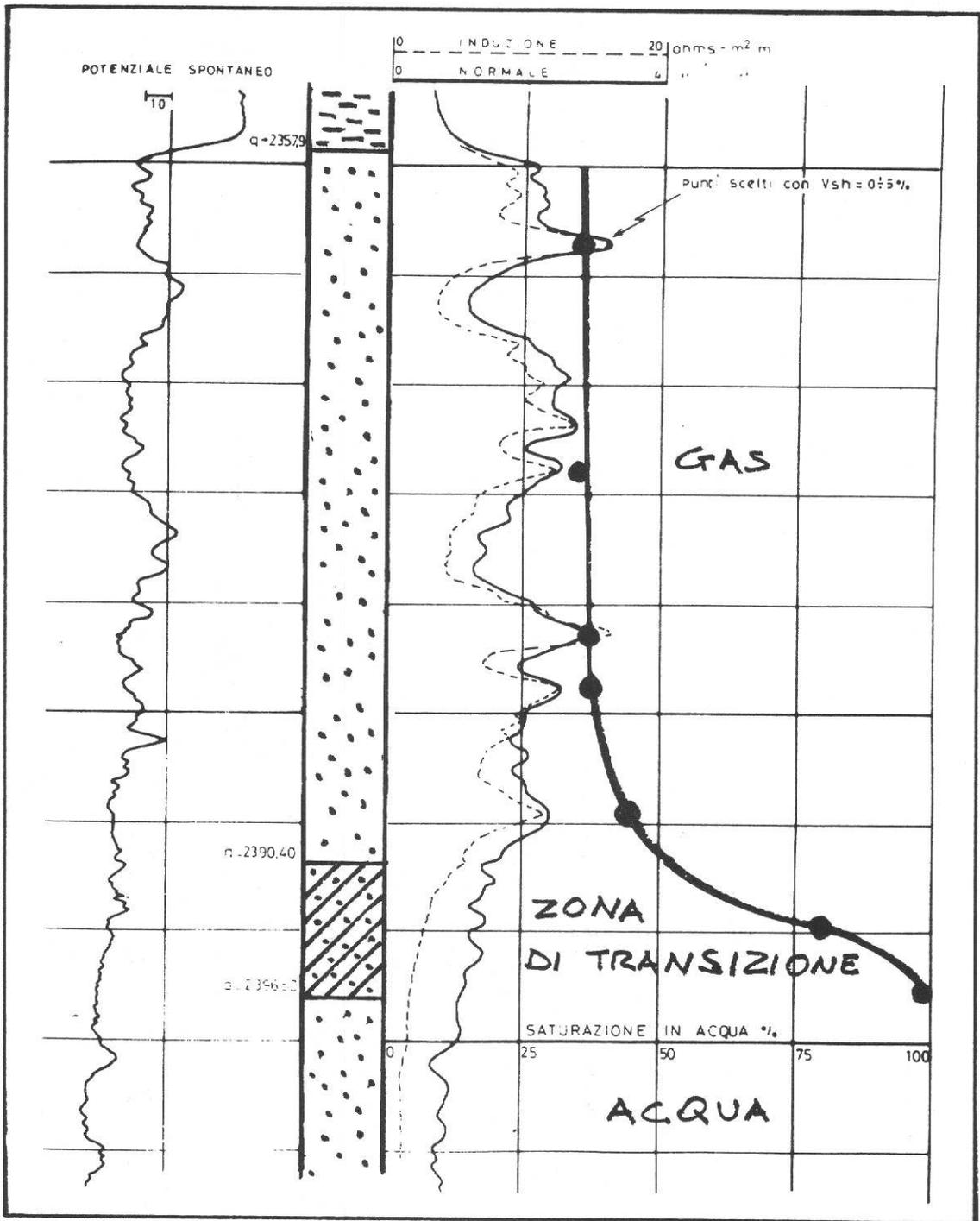


Fig. 69 - Dall'analisi dei valori di S_w si individua in questo caso la presenza di un unico reservoir in un complesso sabbie-argille

6. CENNI SUI LOGS

I logs costituiscono uno dei più validi mezzi di indagine nella esplorazione e nello sviluppo dei campi petroliferi.

Esistono diversi tipi di logs: in base alle caratteristiche registrate essi si suddividono in **elettrici**, **radioattivi** e **sonici**.

I logs elettrici misurano la resistività delle formazioni (inclusi i fluidi contenuti) o i potenziali spontanei che si originano sulla parete del foro.

I logs radioattivi registrano la radioattività naturale (**gamma ray**) o l'effetto di un bombardamento della formazione con radiazioni nucleari (**neutron log, density log, thermal decay time**).

Il log sonico misura la velocità del suono attraverso le formazioni.

I logs ci permettono di determinare con esattezza i limiti delle formazioni e quindi di tracciare le correlazioni tra i pozzi e di definire le caratteristiche petrofisiche della roccia (porosità, saturazione in acqua, argillosità).

6.a. Logs elettrici

6.a. I. Potenziale spontaneo (P.S.) (Figure 70, 71)

La curva del potenziale spontaneo è una registrazione delle forze elettromotrici che si generano spontaneamente tra un elettrodo in superficie e un elettrodo che si muove lungo il foro.

Il P.S. è imputabile a forze elettromotrici che si generano al contatto tra il filtrato del fango di circolazione e l'acqua di formazione dovute a fenomeni elettrochimici e, in minor misura, di elettro-filtrazione. Il P.S. è espresso in millivolt.

Le deflessioni negative della curva registrata corrispondono a strati poroso-permeabili (sabbie od altre rocce), quelle positive definiscono la linea di base (tipica delle argille).

Questo log è quindi soprattutto un log qualitativo ed è molto utile per eseguire correlazioni.

6.a. II. Logs di resistività

Registrano la resistività delle formazioni attraversate dal sondaggio; l'unità di misura è l'ohm m^2/m .

La resistività di uno strato dipende dalla natura litologica, dalla porosità e dalla natura dei fluidi contenuti.

Infatti, una roccia porosa satura di acqua si mostra poco resistiva (è anche il caso delle argille che pur essendo impermeabili sono ricche di acqua interstiziale), mentre uno strato saturo di idrocarburi o acqua dolce presenta alti valori di resistività (cosa che ovviamente avviene anche con una roccia compatta).

I log di resistività si dividono in log di macroresistività e log di microresistività.

- Log di macroresistività: (Figure 70, 71).

Si chiamano così perchè hanno un raggio di investigazione profondo e misurano quindi la resistività della zona incontaminata dal filtrato di fango (zona vergine).

Si dividono in carotaggi elettrici convenzionali (E.S.), induttivi (I.E.S.) e a corrente focalizzata, questi ultimi anche chiamati laterolog (L.L.).

- Log di microresistività:

I log di microresistività sono usati per rilevare la resistività della formazione nelle immediate vicinanze delle pareti del foro e, talvolta, per riconoscere meglio i limiti di sottili livelli permeabili.

I più comunemente usati sono il microlaterolog (M.L.L.), il Proximity (P.L.) e il Microspherically Focused Log (M.S.F.L.).

6.a.III. Utilizzazione dei dati di resistività

Le misure di resistività servono per calcolare le S_w sia nella zona vergine che in quella flussata dal fango, utilizzando la formula di ARCHIE.

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

$$S_{Xo} = \frac{F R_{mf}}{R_{xo}}$$

dove: R_w = resistività delle acque di strato;

R_{mf} = resistività del filtrato di fango;

R_t = macroresistività;

R_{xo} = microresistività;

F = fattore di formazione.

Il fattore di formazione si ricava dalla relazione:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

dove: a = costante determinata empiricamente;

ϕ = porosità;

m = fattore di cementazione ricavabile dall'analisi carote.

Generalmente si utilizzano le seguenti relazioni:

$$F = \frac{0.65}{\phi^{2.15}} \quad \text{oppure} \quad \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{per sabbie ed arenarie}$$

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{per i carbonati}$$

Una volta noti S_w e S_{xo} , è possibile risalire immediatamente alle saturazioni in idrocarburi totale (S_h), e residui (S_{rh}):

$$S_h = (1 - S_w)$$

$$S_{rh} = (1 - S_{xo})$$

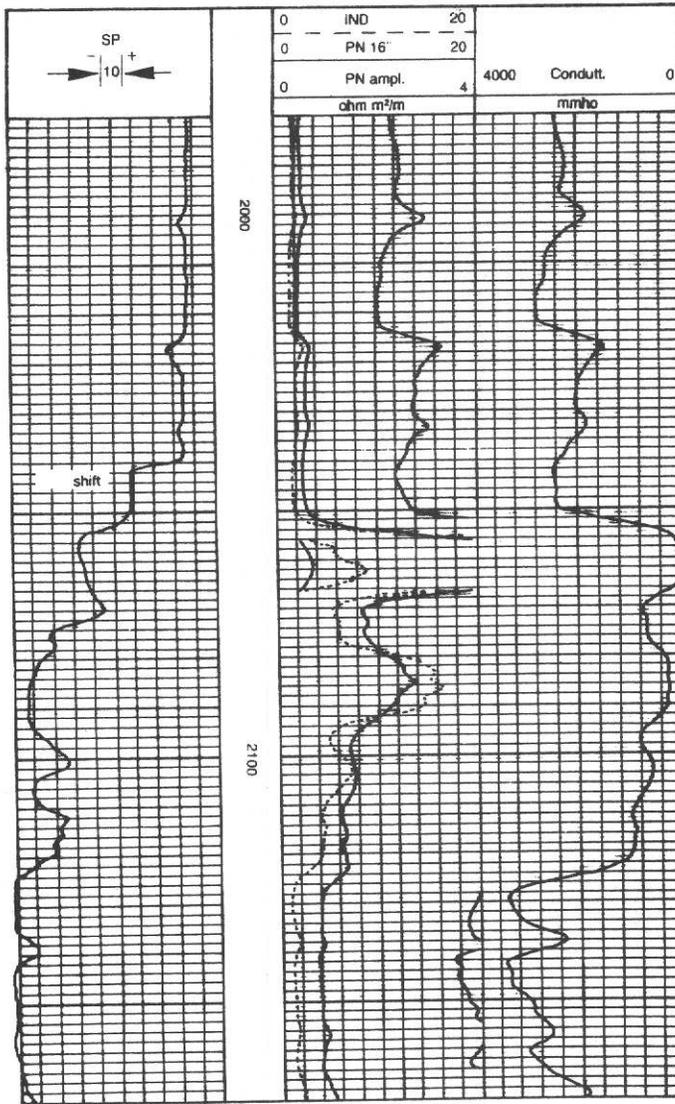


Fig. 70 - Esempio di carotaggio elettrico induttivo (I.E.S.)

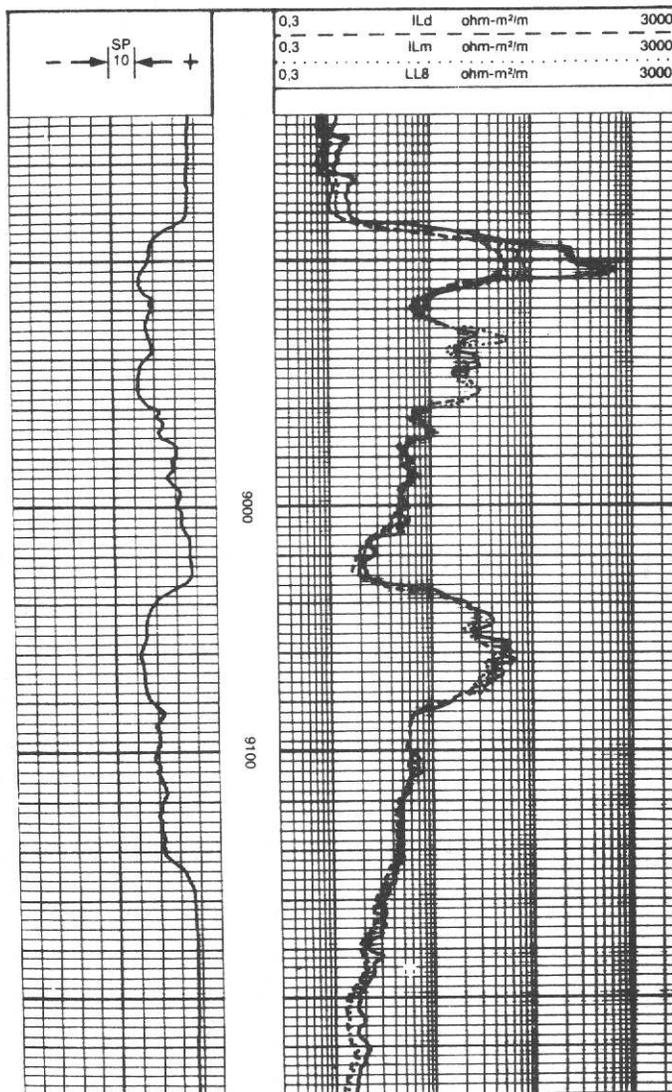


Fig. 71 - Dual Induction - Laterolog 8 - Potenziale Spontaneo (DIL - LL8 - SP) (da K. VERRIA, 1982)

6.b. Logs radioattivi

6.b. I. Gamma Ray (G.R.) (Figura 72)

Il G.R. misura la radioattività spontanea delle rocce.

Alcuni elementi radioattivi, come ad esempio il potassio, tendono a concentrarsi in gran quantità nelle argille per cui esse presentano alti livelli di G.R..

Arenarie, calcari e dolomie invece sono generalmente povere di elementi radioattivi (esistono comunque delle eccezioni).

Il G.R. quindi evidenzia soprattutto la presenza di argille, pertanto questo log è un ottimo strumento per correlazioni tra pozzi.

6.b. II. Neutron Log (G.N.T. - S.N.P. - C.N.L.) (Figura 73)

Mediante una sorgente radioattiva si sottopone a un bombardamento neutronico la formazione in esame.

Questi neutroni dopo un certo numero di collisioni perdono parte della loro energia e vengono catturati da nuclei idrogeno e cloro.

Lo strumento misura il numero di neutroni che hanno subito la massima caduta di energia.

Tale numero è proporzionale alla quantità di idrogeno e cloro presente nella formazione che a sua volta è funzione della ρ , poichè l'idrogeno indica la presenza di fluidi in strato.

Occorre però tener presente che:

- 1) le argille ricche di acque interstiziali e di cristallizzazione presentano alti valori di ρ , ma come è noto non sono permeabili;
- 2) le formazioni mineralizzate a gas presentano porosità misurate più basse di quelle effettive, poichè a parità di volume il gas contiene meno atomi di idrogeno dell'acqua e dell'olio.

Il neutron è comunque un buon log di porosità ed ha il pregio di poter essere registrato anche in fori tubati.

Grazie a questa sua caratteristica e tenendo presente quando detto al punto n° 2, il neutron è un ottimo strumento per rilevare la presenza di gas, per controllare la risalita del contatto gas-acqua ed eventuali fenomeni di **interfingering** (Figura 74).

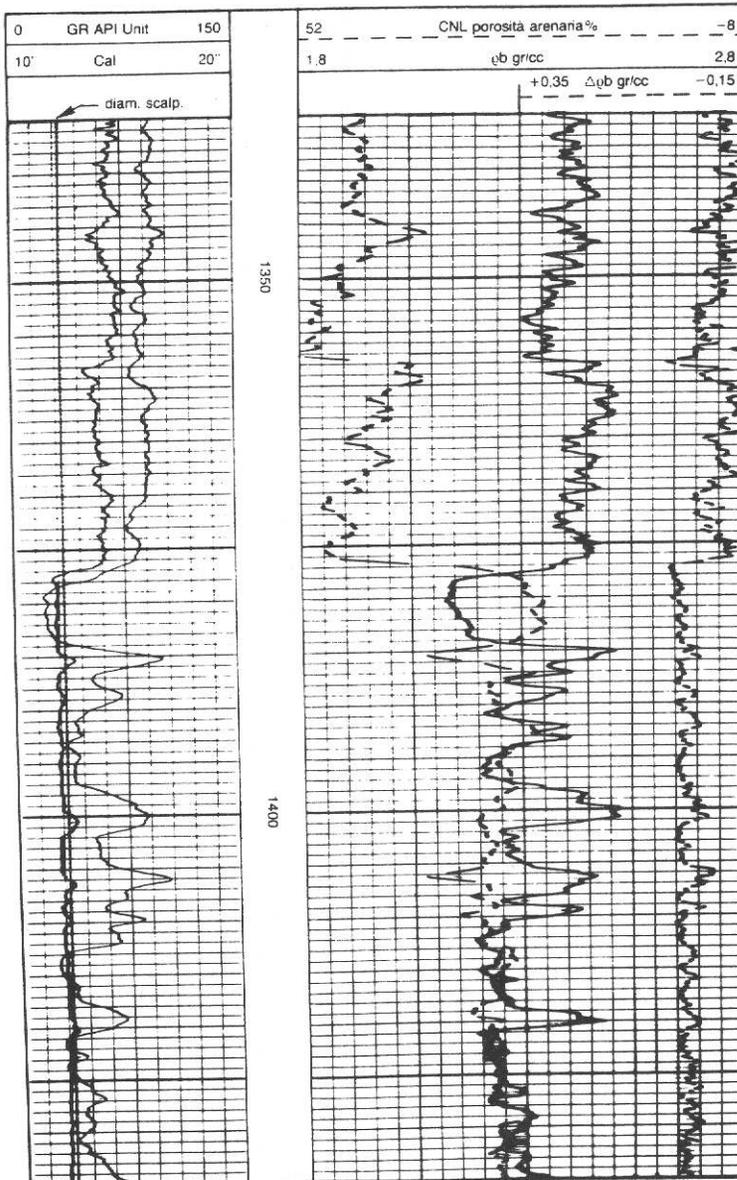


Fig. 72 - Esempio di Formation Density Compensated - Compensated Neutron Log - Gamma Ray (FDC - CNL - GR) (da K. VERRIA, 1982)

6.b.III. Density Log (F.D.C.) (Figura 72)

Il **density log** è un carotaggio radioattivo che misura la densità delle formazioni.

Esso è costituito da una sorgente che emette raggi gamma i quali, scontrandosi con gli elettroni della formazione, perdono parte della loro energia. Un detector registra la frazione che non ha subito rallentamenti, quindi il **density log** risponde in termini di densità della formazione (matrice + fluido contenuto) che è inversamente proporzionale alla porosità. Il **density log** risulta essere quindi un buon strumento di porosità.

La relazione che lega la porosità alla densità è la seguente:

$$\rho = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

in cui: ρ_{ma} = densità della matrice;
 ρ_b = densità totale (misurata dal density log);
 ρ_{fl} = densità del fluido (acqua di strato).

6.b. IV. Thermal Decay Time (T.D.T.)

Consiste in una registrazione di raggi gamma emessi da una formazione bombardata a intermittenza con neutroni veloci. I neutroni collidono con i nuclei degli elementi contenuti nella

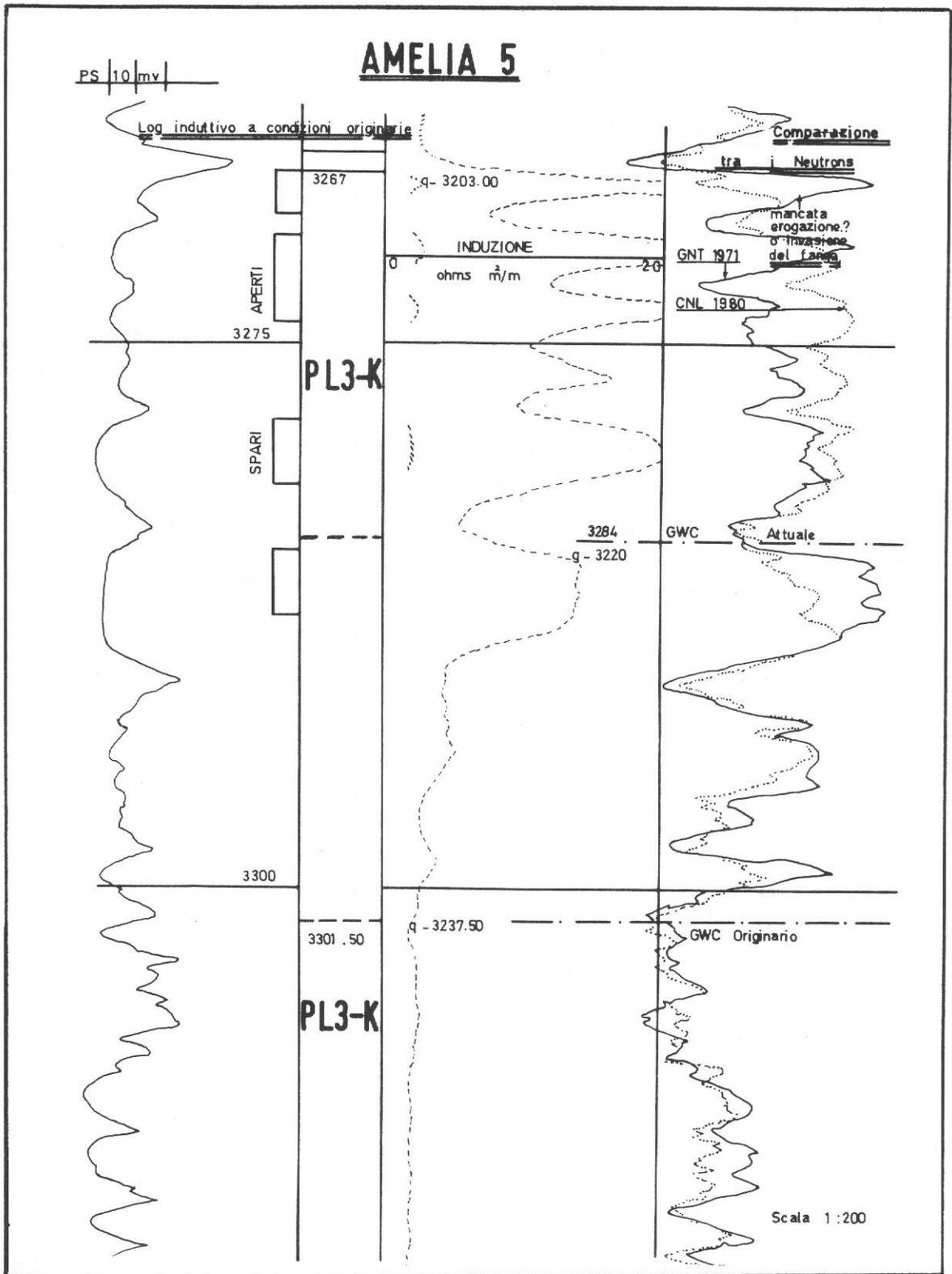


Fig. 73 - Controllo della risalita del contatto gas-acqua mediante il neutron

formazione e perdono energia fino ad essere catturati, con emissione di raggi gamma.

In pratica si misura il tempo che intercorre tra una emissione e la cattura di neutroni (τ) e la quantità di neutroni catturati (σ).

Poichè il cloro è di gran lunga l'elemento che maggiormente assorbe i neutroni, il responso del T.D.T. è fortemente influenzato dalla presenza di acqua salata nello strato.

Questo log può essere considerato l'equivalente di un log di resistività e, per il fatto che può essere registrato in foro tubato, è molto utile per determinare variazioni di saturazione in acqua (risalita della tavola d'acqua e fenomeni di interfingering) durante la vita produttiva di un pozzo (Figura 74).

Il T.D.T. può essere quindi utilizzato per analisi quantitative dei log (C.P.I.).

6.c. Log Sonico (B.H.C.)

Il **log sonico** misura la velocità di propagazione del suono nelle formazioni attraversate dal sondaggio (Figura 75).

In pratica si misurano i tempi di propagazione (Δt) per piede di formazione (Msec/feet).

Questi tempi sono proporzionali alla porosità della roccia e alle proprietà elastiche di fluido e matrice.

Rocce compatte avranno quindi Δt più piccoli che non rocce tenere o porose.

Esiste una relazione tra ϕ e Δt :

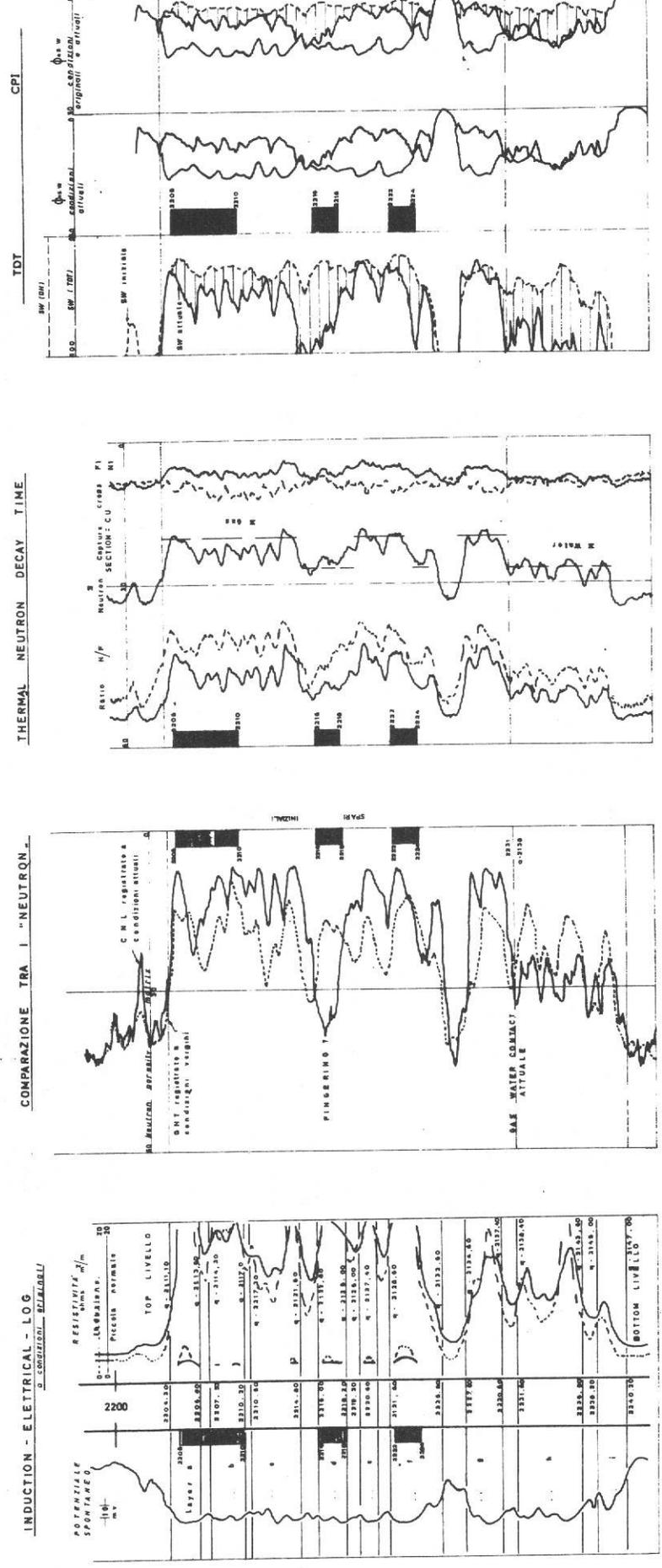
$$\phi = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

in cui: Δt_{\log} = tempo di transito da sonic;

Δt_{ma} = tempo di transito della matrice;

Δt_{fl} = tempo di transito del fluido (acqua di strato).

Sullo stesso principio del **sonic** si basano il **C.B.L.** ed il **V.D.L.**, utilizzati per valutare la qualità della cementazione alle spalle del casing.



Log convenzionale (Resistività) di litologia e mineralizzazione registrato a condizioni di giacimento originarie.

Logs di produzione (Neutronici) con i quali si controlla la situazione mineraria del giacimento ad un tempo x di produzione.

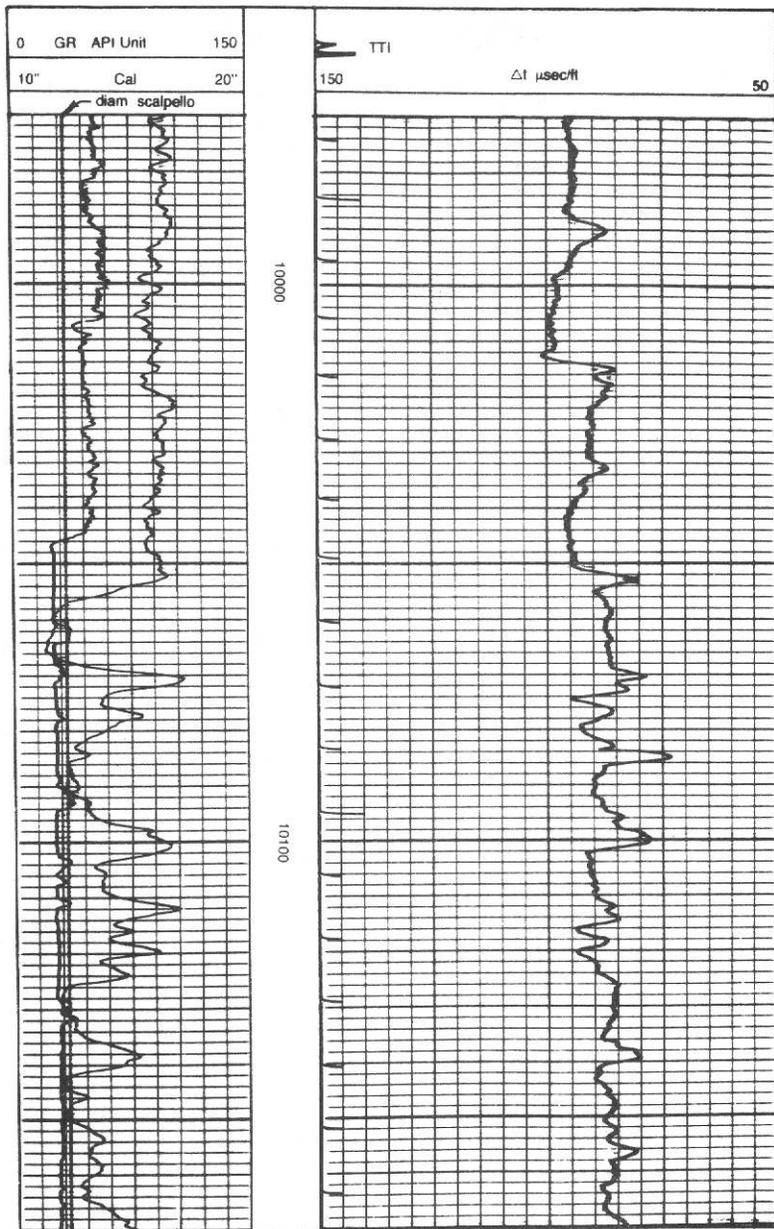


Fig. 75 - Esempio di Sonic Log BHC

6.d. H.D.T. (High Resolution Dipmeter Tool)

E' uno strumento atto a misurare con continuità la pendenza degli strati lungo il foro. Esso consiste in 4 pattini disposti a 90° che registrano contemporaneamente 4 curve di microresistività (lo strumento ovviamente deve essere orientato).

Correlando tra loro le registrazioni, è possibile quindi ricostruire le pendenze degli strati.

I risultati vengono riportati su listing o su diagrammi di vario tipo che permettono tra l'altro di definire la presenza di faglie, di distinguere le pendenze regionali da quelle strutturali e di individuare la presenza di strutture sedimentarie; tali informazioni sono molto utili per la ricostruzione dei modelli geologici (Figura 76).

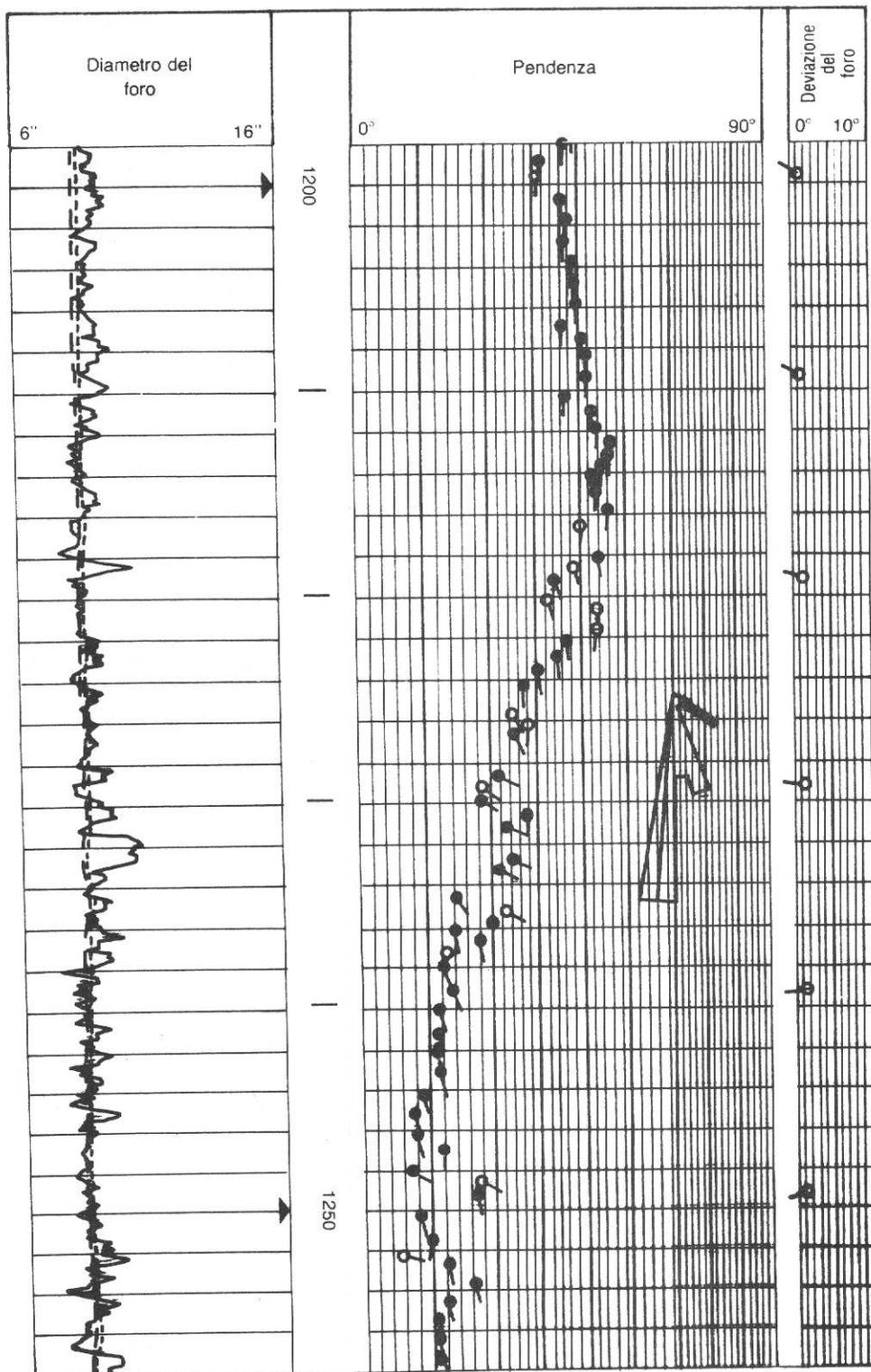


Fig. 76 - Arrow Plot (H.D.T.)

6.e. C.P.I. (Computer Processing Interpretation)

Viene indicato con la sigla C.P.I. (da Figura 77 a Figura 82) il risultato di un'analisi quantitativa dei log.

L'interpretazione dei log può essere distinta in 2 fasi:

- a) fase preliminare, in cui si determinano a grandi linee le litologie e i fluidi di formazione;
- b) fase quantitativa, mediante elaborazioni di più log (esistono programmi specifici per le diverse litologie).

Fra i dati ottenuti con i C.P.I. ricordiamo:

- porosità;
- saturazione in acqua (dello strato);
- saturazione in acqua della zona flussata;
- argillosità;
- densità di matrice (litologia).

6.f. Riepilogo log

- Log prevalentemente qualitativi
 - * GAMMA RAY
 - * POTENZIALE SPONTANEO

- Log prevalentemente quantitativi
 - * POROSITA'
 - SONIC
 - DENSITY
 - NEUTRON
 - * SATURAZIONE
 - RESISTIVITA'
 - T.D.T.

DEPTH M	VCL %	ROMAV G/C3	SW %	SXO %	POR. %	CUM. THICK	CUM.PHI *THICK	CUM.PHI *SW*TH.
2291.3	8.2	2.71	27.3	77.1	15.9	15.54	1.188	Ø.182
2291.6	1.5	2.69	25.7	76.2	19.3	15.85	1.159	Ø.197
2291.9	Ø.4	2.69	23.9	75.1	18.4	16.15	1.215	Ø.211
2292.2	6.8	2.72	23.4	74.8	18.3	16.46	1.271	Ø.224
2292.6	Ø.Ø	2.69	23.Ø	74.5	2Ø.6	16.76	1.334	Ø.238
2292.9	Ø.Ø	2.7Ø	2Ø.8	73.Ø	2Ø.2	17.Ø7	1.395	Ø.251
2293.2	Ø.Ø	2.69	19.1	71.8	22.Ø	17.37	1.462	Ø.264
2293.5	Ø.Ø	2.69	15.5	68.9	21.5	17.68	1.528	Ø.274
2293.8	Ø.Ø	2.68	11.5	64.9	2Ø.9	17.98	1.591	Ø.281
2294.1	Ø.Ø	2.68	1Ø.9	64.2	19.7	18.29	1.651	Ø.288
2294.4	Ø.Ø	2.69	1Ø.5	63.7	19.5	18.59	1.711	Ø.294
2294.7	Ø.Ø	2.69	11.9	65.3	21.4	18.9Ø	1.776	Ø.3Ø2
2295.0	Ø.Ø	2.7Ø	14.2	67.7	19.5	19.2Ø	1.835	Ø.31Ø
2295.3	Ø.Ø	2.68	15.6	69.Ø	19.7	19.51	1.895	Ø.32Ø
2295.6	Ø.Ø	2.7Ø	16.1	69.4	22.3	19.81	1.963	Ø.331
2295.9	32.8	2.8Ø	2Ø.Ø	72.5	15.3	2Ø.12	2.Ø1Ø	Ø.34Ø
2296.2	48.8	2.86	21.Ø	73.2	13.Ø	2Ø.42	2.Ø5Ø	Ø.348
2296.5	2.5	2.71	23.4	74.8	22.9	2Ø.73	2.12Ø	Ø.365
2296.8	Ø.Ø	2.69	17.3	7Ø.4	21.8	21.Ø3	2.186	Ø.376
2297.1	2.9	2.72	18.6	71.4	2Ø.3	21.34	2.248	Ø.388
2297.4	6.1	2.72	19.3	72.Ø	19.1	21.64	2.3Ø6	Ø.399
2297.7	Ø.7	2.7Ø	19.3	71.9	2Ø.1	21.95	2.368	Ø.411
2298.Ø	Ø.Ø	2.7Ø	19.5	72.1	2Ø.6	22.25	2.43Ø	Ø.423
2298.3	7.9	2.72	22.7	74.4	18.5	22.56	2.487	Ø.436
2298.6	47.4	2.83	23.4	74.8	1Ø.4	22.86	2.518	Ø.443
2299.Ø	16.Ø	2.73	29.4	78.3	15.1	23.16	2.564	Ø.457
2299.3	34.3	2.79	33.7	8Ø.5	8.2	23.47	2.589	Ø.465
2299.6	33.3	2.8Ø	27.3	77.1	16.9	23.77	2.641	Ø.479
2299.9	Ø.Ø	2.68	26.6	76.8	24.1	24.Ø8	2.714	Ø.499
23ØØ.2	Ø.Ø	2.69	2Ø.Ø	72.5	23.4	24.38	2.785	Ø.513
23ØØ.5	Ø.Ø	2.7Ø	19.Ø	71.7	23.8	24.69	2.858	Ø.527
23ØØ.8	Ø.Ø	2.68	15.4	68.8	24.1	24.99	2.931	Ø.538
23Ø1.1	Ø.Ø	2.7Ø	14.2	67.7	24.4	25.3Ø	3.ØØ6	Ø.549
23Ø1.4	Ø.Ø	2.69	13.8	67.3	24.4	25.6Ø	3.Ø8Ø	Ø.559
23Ø1.7	Ø.Ø	2.69	14.Ø	67.5	21.5	25.91	3.146	Ø.568
23Ø2.Ø	Ø.Ø	2.75	31.1	79.2	7.Ø	26.21	3.167	Ø.575
23Ø2.3	Ø.Ø	2.78	4Ø.7	83.5	3.4	26.52	3.177	Ø.579
23Ø2.6	Ø.Ø	2.8Ø	14.2	67.6	13.9	26.82	3.22Ø	Ø.585
23Ø2.9	8.5	2.79	18.6	71.4	22.Ø	27.13	3.287	Ø.597
23Ø3.2	13.4	2.76	24.9	75.8	2Ø.1	27.43	3.348	Ø.613
23Ø3.5	17.6	2.75	23.9	75.1	19.2	27.74	3.4Ø7	Ø.627
23Ø3.8	8.3	2.75	24.9	75.7	2Ø.4	28.Ø4	3.469	Ø.642
23Ø4.1	5.9	2.73	23.7	75.Ø	2Ø.7	28.35	3.532	Ø.657
23Ø4.4	5.3	2.7Ø	21.5	73.5	2Ø.3	28.65	3.594	Ø.67Ø
23Ø4.7	Ø.Ø	2.69	18.8	71.6	21.2	28.96	3.658	Ø.683
23Ø5.1	Ø.7	2.69	18.3	71.2	21.3	29.26	3.723	Ø.694
23Ø5.4	2.9	2.7Ø	19.5	72.1	2Ø.8	29.57	3.787	Ø.7Ø7
23Ø5.7	Ø.7	2.7Ø	19.5	72.1	21.4	29.87	3.852	Ø.72Ø
23Ø6.Ø	Ø.Ø	2.69	18.7	71.5	21.1	3Ø.18	3.916	Ø.732
23Ø6.3	8.1	2.72	2Ø.5	72.8	18.9	3Ø.48	3.974	Ø.743

Fig. 77 - Esempio di un tabulato di un C.P.I. AGIP

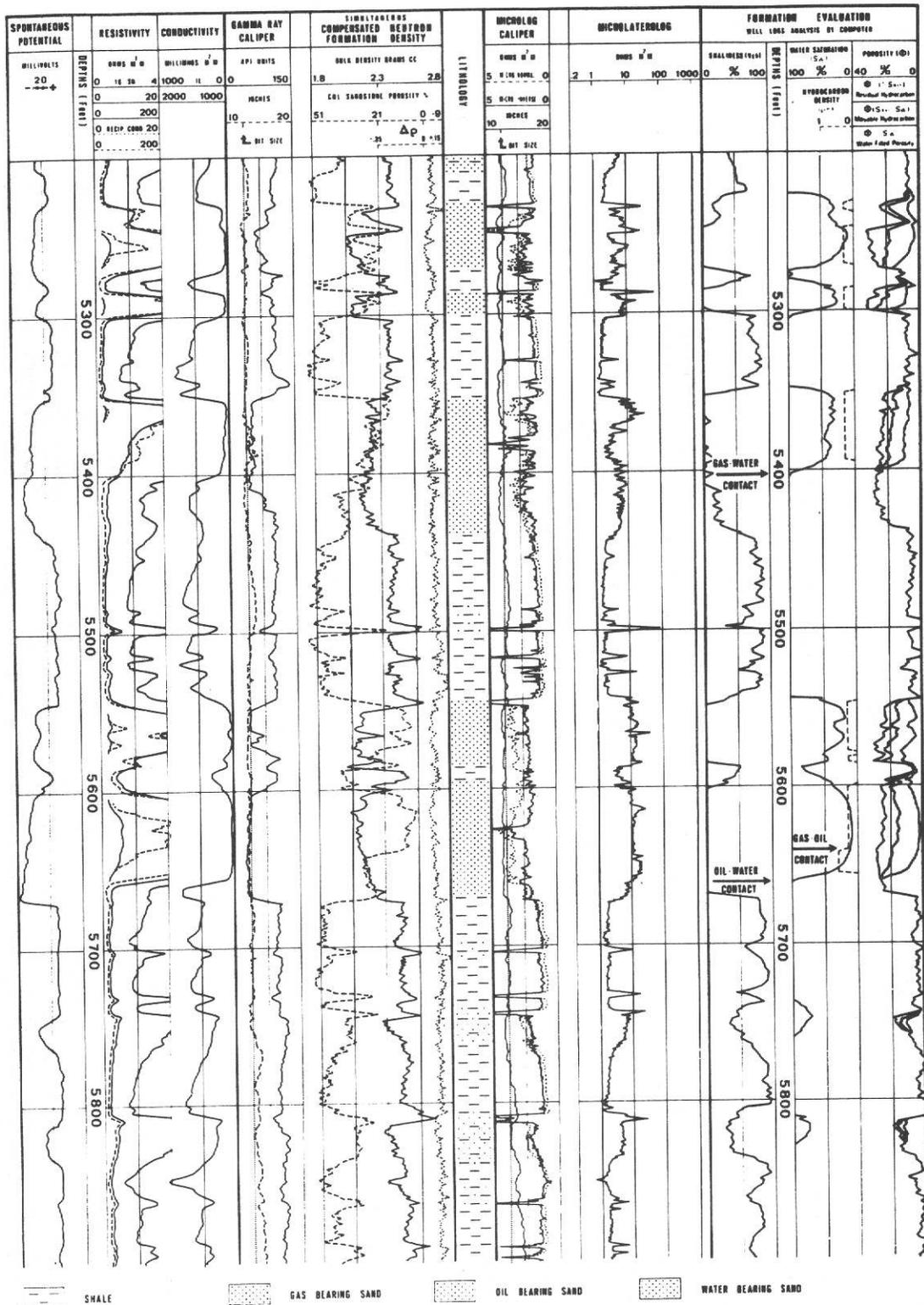


Fig. 79 - Esempio di interpretazione dei log con programma AGIP per sabbie argillose

CLIENT: AGIP

WELL: 25

DEPTH FT	VCL %	ROMA G/C3	SW %	SX0 %	POR %	SPI %	POR/ FT	CUMULATIVE HC/ FT
143369.0	1	2.67	10	10	12.6	0	18.90	7.25
143368.5	1	2.66	11	11	11.9	0	18.96	7.30
143368.0	1	2.67	10	10	13.0	0	19.03	7.36
143367.5	0	2.66	16	10	13.8	0	19.10	7.42
143367.0	1	2.66	12	12	11.4	0	19.15	7.47
143366.5	2	2.67	15	15	9.3	0	19.20	7.51
143366.0	5	2.67	15	15	9.4	0	19.25	7.55
143365.5	7	2.67	14	14	9.7	0	19.30	7.59
143365.0	8	2.68	16	16	9.0	0	19.34	7.63
143364.5	9	2.68	18	18	8.0	0	19.38	7.66
143364.0	8	2.67	15	15	9.8	0	19.43	7.71
143363.5	7	2.68	12	12	11.7	0	19.49	7.76
143363.0	5	2.67	11	11	12.6	0	19.55	7.81
143362.5	4	2.67	11	11	13.3	0	19.62	7.87
143362.0	3	2.67	10	10	13.9	0	19.69	7.94
143361.5	4	2.68	10	10	14.4	0	19.76	8.00
143361.0	4	2.67	9	9	14.6	0	19.83	8.07
143360.5	3	2.67	8	8	15.1	0	19.91	8.14
143360.0	3	2.67	8	8	15.2	0	19.98	8.21
143359.5	3	2.67	8	8	15.8	0	20.06	8.28
143359.0	3	2.67	8	8	15.0	0	20.14	8.35
143358.5	2	2.67	7	7	16.0	0	20.22	8.42
143358.0	1	2.67	7	7	17.3	0	20.30	8.50
143357.5	0	2.67	7	7	17.2	0	20.39	8.58
143357.0	0	2.66	7	7	15.9	0	20.47	8.66
143356.5	0	2.67	8	8	15.2	0	20.55	8.73
143356.0	0	2.67	9	9	13.8	0	20.61	8.79
143355.5	1	2.67	10	10	12.6	0	20.68	8.85
143355.0	3	2.67	12	12	11.0	0	20.73	8.90
143354.5	4	2.67	14	14	10.4	0	20.78	8.94
143354.0	4	2.67	16	16	10.5	0	20.84	8.98
143353.5	3	2.67	15	15	11.9	0	20.90	9.03
143353.0	3	2.67	17	17	11.9	0	20.96	9.08
143352.5	3	2.67	21	21	11.0	0	21.01	9.13
143352.0	3	2.67	28	28	9.7	0	21.06	9.16
143351.5	7	2.68	35	35	8.9	0	21.10	9.19
143351.0	8	2.67	48	48	7.1	0	21.14	9.21
143350.5	7	2.68	42	42	8.0	0	21.18	9.23
143350.0	5	2.68	37	37	8.7	0	21.22	9.26
143349.5	3	2.67	31	31	10.0	0	21.27	9.29
143349.0	2	2.66	26	26	10.8	0	21.33	9.33
143348.5	1	2.67	20	20	12.1	0	21.39	9.38
143348.0	0	2.66	17	17	12.6	0	21.45	9.43
143347.5	0	2.66	14	14	13.8	0	21.52	9.49
143347.0	0	2.66	12	12	14.1	0	21.59	9.56
143346.5	0	2.67	11	11	13.5	0	21.66	9.62
143346.0	0	2.66	12	12	11.8	0	21.72	9.67
143345.5	1	2.67	13	13	10.3	0	21.77	9.71
143345.0	2	2.67	17	17	8.8	0	21.81	9.75

Fig. 80 - Esempio di un tabulato di un C.P.I. SCHLUMBERGER

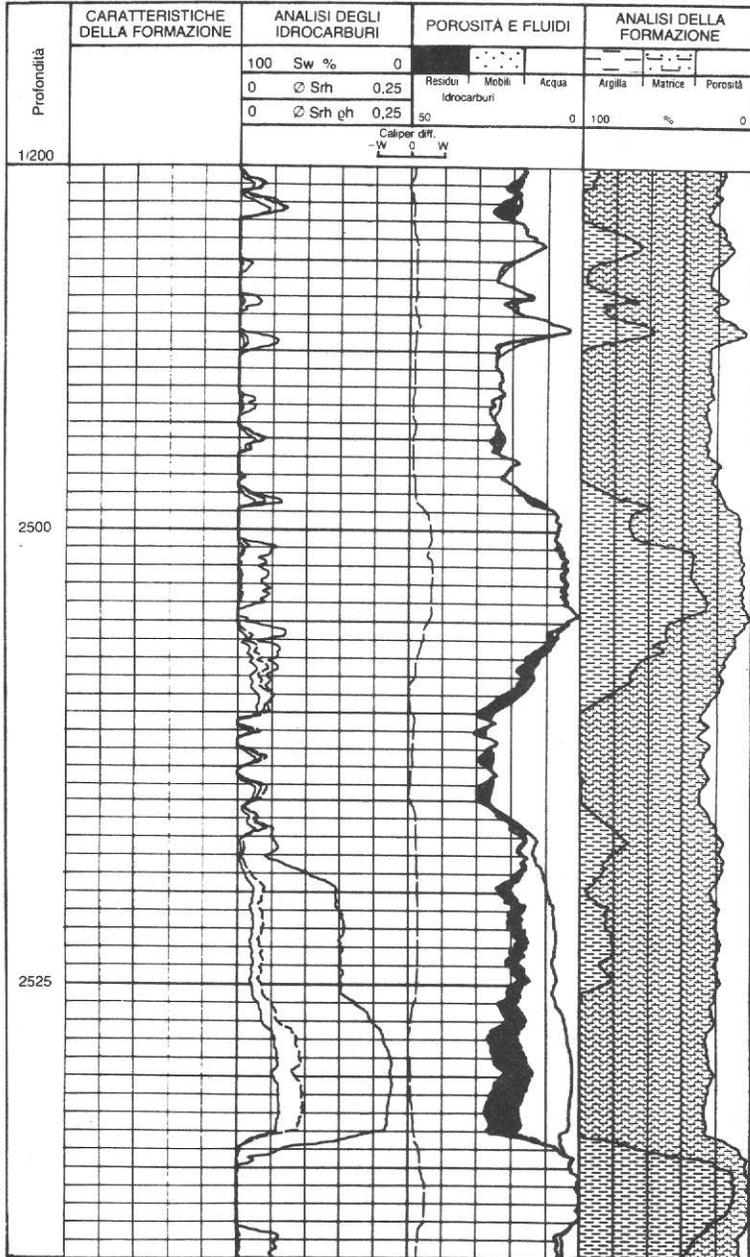


Fig. 81 - Esempio di interpretazione dei log con programma SCHLUMBERGER per sabbie argillose (SIRIBAND)

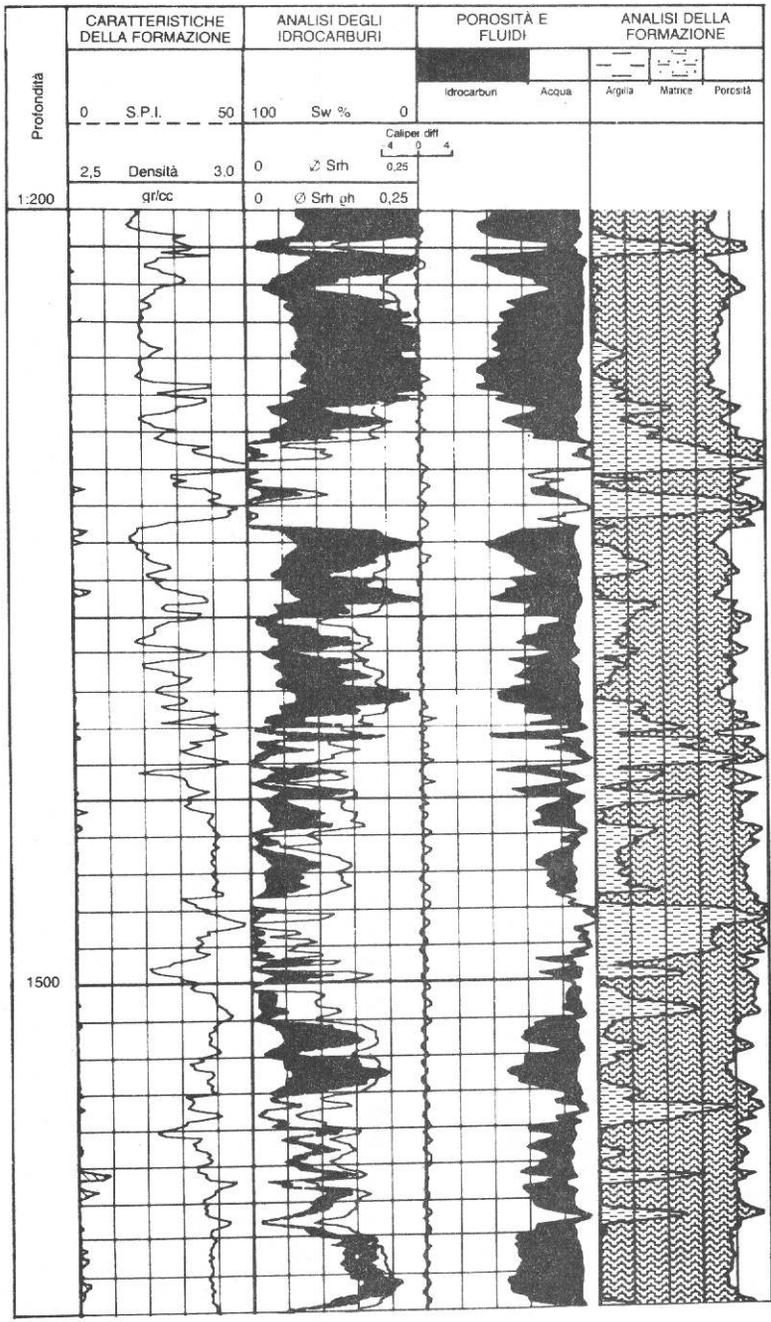


Fig. 82 - Esempio di interpretazione dei log con programma SCHLUMBERGER per litologie miste (CORIBAND)

6X

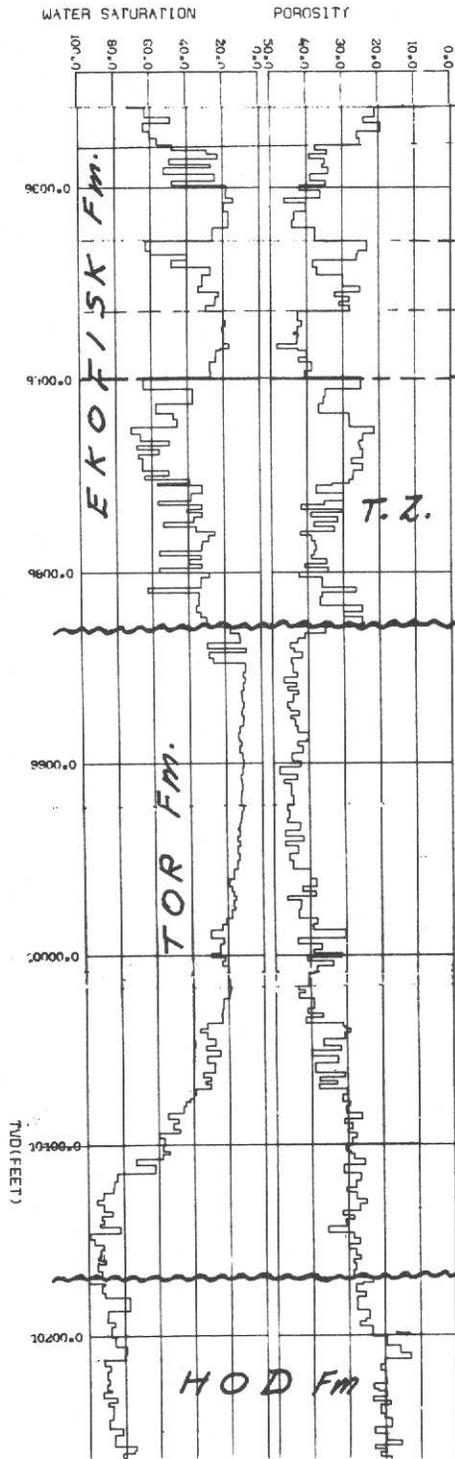


Fig. 83 - Esempio d'interpretazione di log con programma FRANLAB

PROF.	PR VERT.	PR.VERT LIV.MAR	PROGR.DEVIP A G I P			COS	
			SCOST	AMEN	TI		
10101.	9521.9	9384.9	1707.3	S	2519.9	E	0.944
10103.	9523.8	9386.8	1707.8	S	2520.3	E	0.944
10105.	9525.7	9388.7	1708.3	S	2520.7	E	0.944
10107.	9527.6	9390.6	1708.8	S	2521.1	E	0.944
10109.	9529.5	9392.5	1709.4	S	2521.5	E	0.944
10111.	9531.4	9394.4	1709.9	S	2521.8	E	0.944
10113.	9533.2	9396.2	1710.4	S	2522.2	E	0.944
10115.	9535.1	9398.1	1711.0	S	2522.6	E	0.944
10117.	9537.0	9400.0	1711.5	S	2523.0	E	0.944
10119.	9538.9	9401.9	1712.0	S	2523.4	E	0.944
10121.	9540.8	9403.8	1712.6	S	2523.8	E	0.944
10123.	9542.7	9405.7	1713.1	S	2524.2	E	0.944
10125.	9544.5	9407.5	1713.6	S	2524.6	E	0.944
10127.	9546.4	9409.4	1714.1	S	2525.0	E	0.944
10129.	9548.3	9411.3	1714.7	S	2525.3	E	0.944
10131.	9550.2	9413.2	1715.2	S	2525.7	E	0.944
10133.	9552.1	9415.1	1715.7	S	2526.1	E	0.944
10135.	9553.9	9416.9	1716.3	S	2526.5	E	0.944
10137.	9555.8	9418.8	1716.8	S	2526.9	E	0.944
10139.	9557.7	9420.7	1717.3	S	2527.3	E	0.944
10141.	9559.6	9422.6	1717.8	S	2527.7	E	0.944
10143.	9561.5	9424.5	1718.4	S	2528.1	E	0.944
10145.	9563.4	9426.4	1718.9	S	2528.5	E	0.944
10147.	9565.2	9428.2	1719.4	S	2528.8	E	0.944
10149.	9567.1	9430.1	1720.0	S	2529.2	E	0.944
10151.	9569.2	9432.2	1720.5	S	2529.6	E	0.945
10153.	9571.0	9434.0	1721.0	S	2530.0	E	0.945
10155.	9572.9	9435.9	1721.6	S	2530.4	E	0.945
10157.	9574.8	9437.8	1722.1	S	2530.8	E	0.945
10159.	9576.7	9439.7	1722.6	S	2531.1	E	0.945
10161.	9578.6	9441.6	1723.2	S	2531.5	E	0.945
10163.	9580.5	9443.5	1723.7	S	2531.9	E	0.945
10165.	9582.3	9445.3	1724.2	S	2532.3	E	0.945
10167.	9584.2	9447.2	1724.7	S	2532.7	E	0.945
10169.	9586.1	9449.1	1725.3	S	2533.1	E	0.945
10171.	9588.0	9451.0	1725.8	S	2533.4	E	0.945
10173.	9589.9	9452.9	1726.3	S	2533.8	E	0.945
10175.	9591.8	9454.8	1726.9	S	2534.2	E	0.945
10177.	9593.6	9456.6	1727.4	S	2534.6	E	0.945
10179.	9595.5	9458.5	1727.9	S	2535.0	E	0.945
10181.	9597.4	9460.4	1728.5	S	2535.3	E	0.945
10183.	9599.3	9462.3	1729.0	S	2535.7	E	0.945
10185.	9601.2	9464.2	1729.5	S	2536.1	E	0.945
10187.	9603.1	9466.1	1730.0	S	2536.5	E	0.945
10189.	9604.9	9467.9	1730.6	S	2536.9	E	0.945
10191.	9606.8	9469.8	1731.1	S	2537.2	E	0.945
10193.	9608.7	9471.7	1731.6	S	2537.6	E	0.945
10195.	9610.6	9473.6	1732.2	S	2538.0	E	0.945
10197.	9612.5	9475.5	1732.7	S	2538.4	E	0.945

Fig. 84 - Esempio di un tabulato del programma DEVIP ("Deviation Program")

7. CARATTERISTICHE P.V.T.

Le caratteristiche P.V.T. (pressione, volume, temperatura) costituiscono gli elementi di base per la simulazione del comportamento volumetrico dei fluidi di giacimento.

Esse sono costituite da una serie di tabulati che correlano la pressione ai diversi parametri rappresentativi della variazione di volume dei fluidi.

Nel caso di giacimenti a gas, tali parametri sono:

a) fattore di comprimibilità del gas (Z):

è un fattore di correzione del comportamento volumetrico di un gas reale rispetto a quello di un gas perfetto, che dipende dalla temperatura, dalla pressione e dalla composizione del gas considerato (Figura 85). Quindi nel caso di gas reale, la legge di stato diventa:

$$P V_m = Z RT$$

dove: P = pressione assoluta (atm);
V_m = volume molare (l);
T = temperatura assoluta (°K);
R = costante universale dei gas;
Z = fattore di comprimibilità.

b) viscosità del gas (μ_g):

rappresenta la resistenza tangenziale offerta dalle particelle del gas al moto. Aumentando la pressione il gas diventa sempre più

denso per cui subisce un incremento anche la sua viscosità (Figura 86);

c) fattore di volume del gas (B_g):

è il rapporto fra il volume del gas in giacimento (V_{RC}) ed il volume che lo stesso gas ha in condizioni standard (V_{SC}), cioè a pressione atmosferica e a 15°C (Figura 87):

$$B_g = \frac{V_{RC}}{V_{SC}} < 1 = \frac{Z}{P} \times \frac{T}{T_0} \times P_0$$

dove: Z = fattore di comprimibilità

P = pressione di giacimento

P_0 = pressione cond. stand. (1 atm)

T = temperatura giacimento (°K)

T_0 = temperatura cond. stand. ($273^\circ + 15^\circ = 288^\circ\text{K}$)

Tale fattore è influenzato dalla comprimibilità, dalla temperatura e dalla pressione di giacimento:

$$B_g = 0.0034636 \frac{Z T}{P}$$

Nel caso di giacimenti ad olio, oltre ai dati P.V.T. sopra riportati, riferiti alla frazione gassosa che si libera durante la produzione, ve ne sono altri che riguardano il comportamento volumetrico dell'olio e l'interazione che esiste fra le due fasi:

a) fattore di volume dell'olio (B_o):

è il rapporto fra il volume di olio in condizioni di giaci-

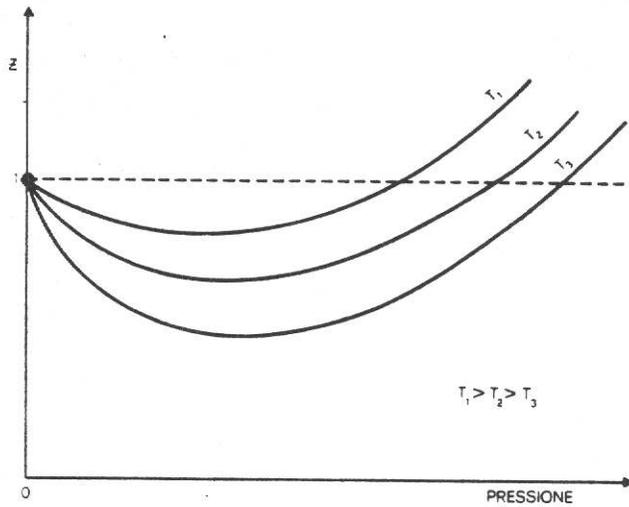


Fig. 85

Andamento del fattore di comprimibilità (Z) del gas in funzione della pressione

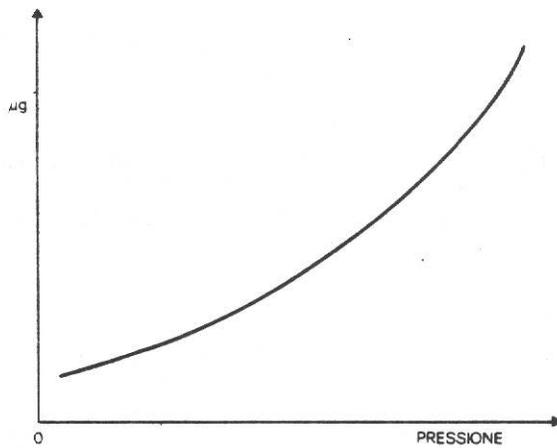


Fig. 86

Andamento della viscosità del gas (μ_g) in funzione della pressione

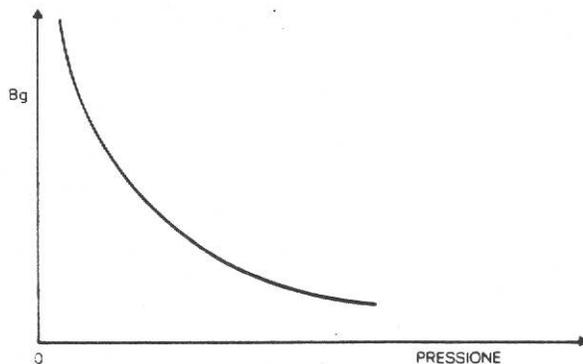


Fig. 87

Andamento del fattore di volume del gas (B_g) in funzione della pressione

mento (V_{RC}) e il volume dello stesso olio in condizioni standard (V_{SC}); esso dipende dalla quantità del gas disciolto e quindi è funzione della composizione molare del sistema, della pressione e della temperatura (Figura 88):

$$B_o = \frac{V_{RC}}{V_{SC}} > 1$$

b) viscosità dell'olio (μ_o):

in tal caso aumentando la pressione diminuisce la viscosità dell'olio, poichè entra del gas in soluzione (Figura 89);

c) solubilità del gas nell'olio (R_s):

è il rapporto fra il volume di gas ed il volume di olio contenuti in una miscela di idrocarburi in condizioni standard (Figura 90):

$$R_s = \frac{m^3 \text{ gas in condizioni standard}}{m^3 \text{ olio in condizioni standard}}$$

d) fattore bifasico (olio e gas) di formazione (B_t):

è la somma del volume di olio residuo e di gas liberato per un salto di pressione Δp_i , a condizioni di giacimento (Figura 88):

$$B_{ti} = B_{oi} + B_{gi} (R_{so} + R_{si})$$

dove: B_{ti} = fattore bifasico di formazione ad una pressione i ;
 B_{oi} = fattore di volume dell'olio ad una pressione i ;
 B_{gi} = fattore di volume del gas ad una pressione i ;
 R_{so} = solubilità del gas nell'olio alla pressione

originale del giacimento;

R_{si} = solubilità del gas nell'olio alla pressione p_i del giacimento;

$(R_{so} + R_{si}) =$ quantità di gas liberato per un salto di pressione Δp .

Tutti questi dati vengono ricavati sperimentalmente su campioni di idrocarburi prelevati in pozzo (a condizioni originali) e servono a caratterizzare i fluidi durante la vita produttiva del giacimento.

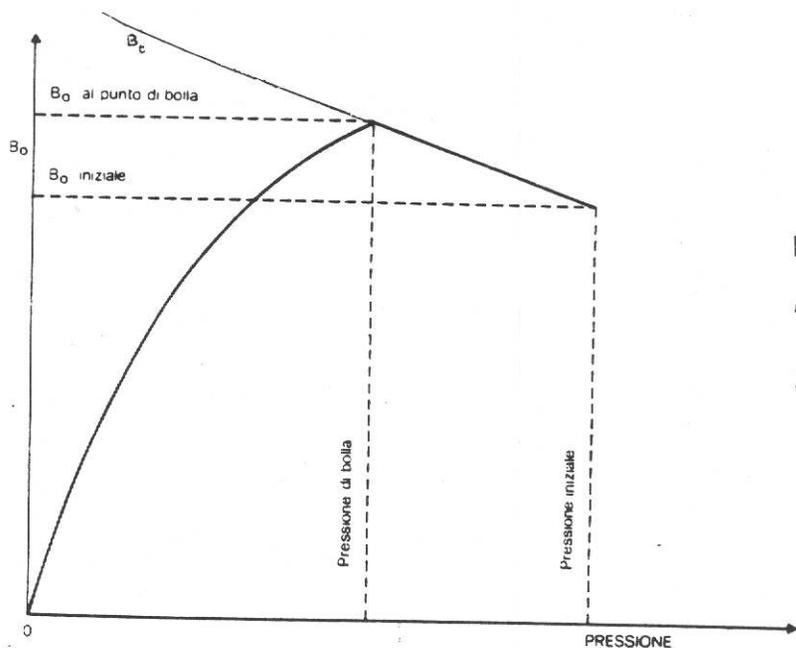


Fig. 88

Andamento del fattore di volume dell'olio (B_o) in funzione della pressione

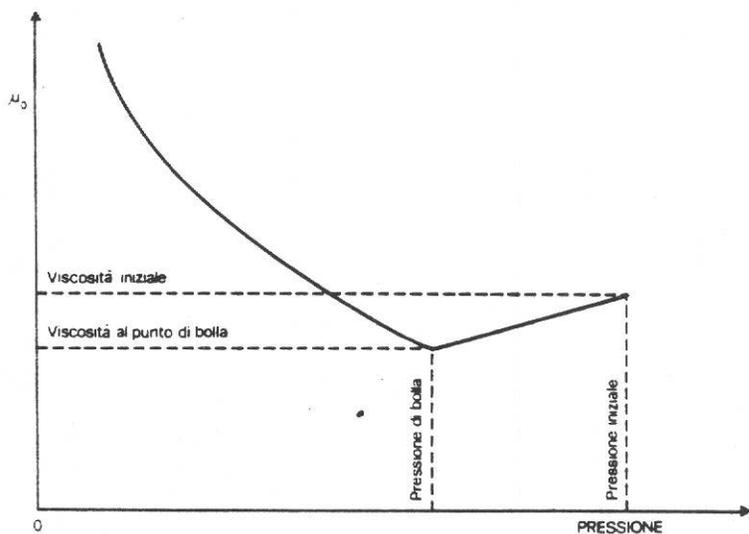


Fig. 89

Andamento della viscosità dell'olio (μ_o) in funzione della pressione

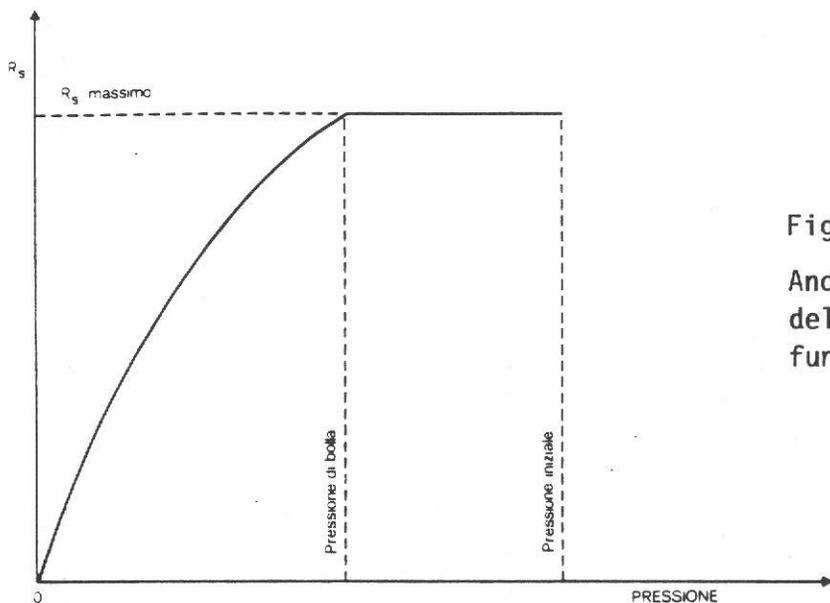


Fig. 90

Andamento della solubilità del gas nell'olio (R_s) in funzione della pressione

8. CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI D'IDROCARBURI

8.a. Diagramma di fase

Per poter formulare una classificazione dei giacimenti d'idrocarburi è necessario introdurre il diagramma di fase, in grado di evidenziare come il fluido che si trova in giacimento possa essere monofase (liquido o gassoso) o bifase (liquido e gassoso), a seconda della temperatura e della pressione cui è sottoposto.

Analizzando il diagramma di fase dei fluidi, possiamo individuare le seguenti caratteristiche (Figura 91):

a) CURVA DEI PUNTI DI BOLLA (Bubble Points Line):

termine con cui si indica la linea che congiunge i punti dai quali inizia la formazione di gas, a partire da una monofase liquida (tratto A - C);

b) CURVA DEI PUNTI DI RUGIADA (Dew Points Line):

termine con cui si indica la linea che congiunge i punti dai quali inizia la formazione di liquido, a partire da una monofase gassosa (tratto C - D);

c) PUNTO CRITICO (C):

punto di congiunzione delle curve dei Bubble Points e dei Dew Points, caratterizzato da una P_c e una T_c critici;

d) CRICONDENTHERM (C'):

temperatura massima alla quale è ancora possibile una bifase oltre il punto critico;

e) CRICONDENBAR (C''):

pressione massima alla quale è ancora possibile la coesistenza delle due fasi oltre il punto critico.

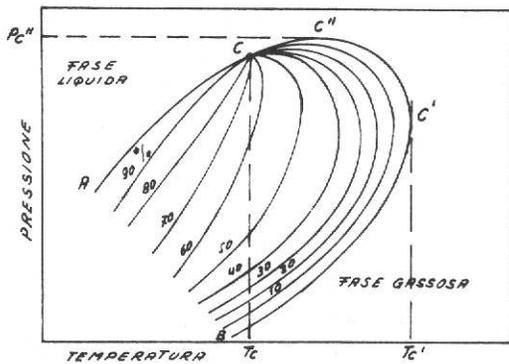


Fig. 91 - Diagramma di fase per una miscela a due componenti (da G. FIAMMENO, 1977)

Osservando quindi il diagramma di fase di un composto d'idrocarburi, per pressioni superiori a quelle della curva dei punti di bolla, in giacimento si trova olio monofase e di conseguenza non esiste gas libero; abbassando la pressione si oltrepassa tale linea ed inizia così la segregazione di gas dalla fase liquida, in quantità sempre crescenti parallelamente alla diminuzione della pressione.

8.b. Classificazione dei giacimenti

Dopo questa breve premessa, è possibile suddividere i giacimenti di idrocarburi nel seguente modo:

a) GIACIMENTI AD OLIO ($T_g < T_c$):

il sistema d'idrocarburi alle condizioni di pressione (P_g) e temperatura (T_g) di giacimento si trova in fase liquida.

Si possono distinguere due tipi di giacimenti ad olio (Figure 92, 93):

. giacimenti ad olio saturo : la pressione iniziale di giacimento è approssimativamente uguale alla pressione di saturazione della miscela di idrocarburi, per cui una piccola diminuzione di pressione comporta una liberazione di gas dall'olio monofase. In questo tipo di giacimento si può avere la presenza di un gas cap originario;

. giacimenti ad olio sottosaturo: la pressione iniziale è notevolmente superiore alla pressione di saturazione del sistema. Non si verifica mai la presenza di un gas cap originario;

b) GIACIMENTI A GAS SECCO ($T_g > T_c$):

alle condizioni di giacimento il sistema si trova in monofase

gassosa, cioè la temperatura di giacimento è superiore a quella cricondentermica, per cui non è possibile alcuna condensazione di liquido in giacimento (Figura 95);

c) GIACIMENTI A GAS CONDENSATO ($T_c < T_g < T_c'$):

giacimenti la cui temperatura è compresa fra la temperatura critica e quella cricondentermica del particolare sistema d'idrocarburi in esso contenuto. In un simile campo di temperature, dopo l'entrata in produzione del campo si avrà una diminuzione di pressione, per cui il sistema passerà dalla monofase gassosa originaria ad una bifase liquido-gas e la comparsa delle prime goccioline di liquido coinciderà con l'attraversamento della curva di Dew Points nel tratto CC' di Figura 91. Col decrescere della pressione si avrà in un primo tempo un aumento della percentuale di fase liquida e, successivamente, una rievaporazione parziale o totale della stessa (Figura 94).

Se analizziamo il fenomeno della condensazione retrograda nell'ambito del pozzo, si potrà constatare che questo funziona da separatore, in quanto la fase liquida inizierà a condensare al suo interno in percentuali sempre più alte, parallelamente alla risalita del fluido nel tubing. Per evitare che la fase liquida condensi in strato è necessario mantenere la pressione al di sopra di quella di Dew Points, cosa che può essere realizzata mediante l'iniezione di gas secco in giacimento (cycling).

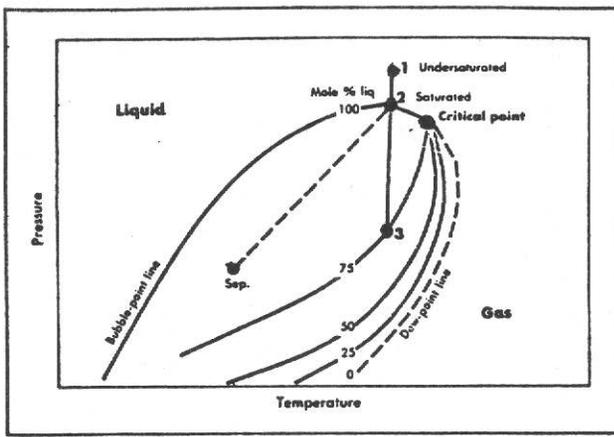


Fig. 92

Diagramma di fase per giacimenti ad olio pesante (G.O.R. basso) (da N.J. CLARK, 1960)

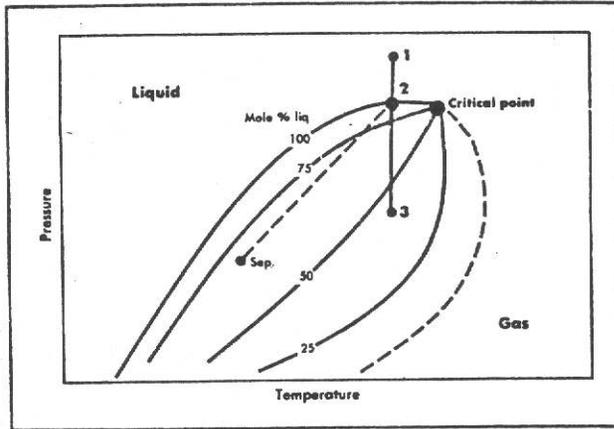


Fig. 93

Diagramma di fase per giacimenti ad olio leggero (G.O.R. alto) (da N.J. CLARK, 1960)

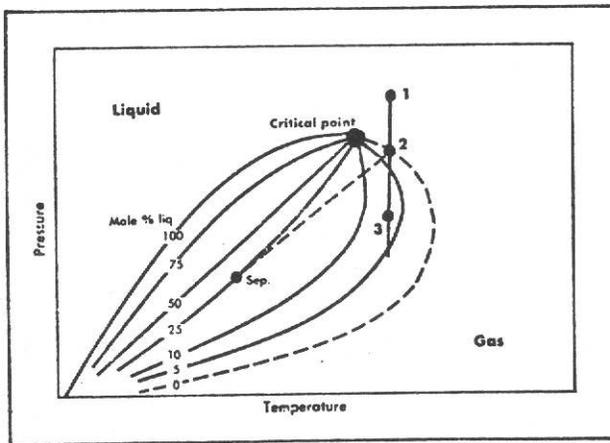


Fig. 94

Diagramma di fase per giacimenti a gas condensato (da N.J. CLARK, 1960)

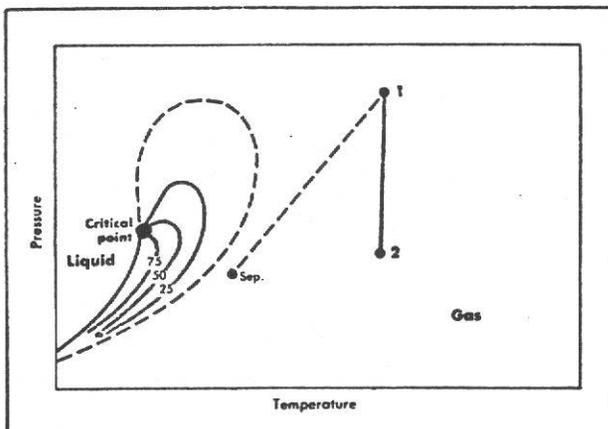


Fig. 95

Diagramma di fase per giacimenti a gas secco (da N.J. CLARK, 1960)

8.c. Possibili tipi di contatto fra i fluidi di giacimento

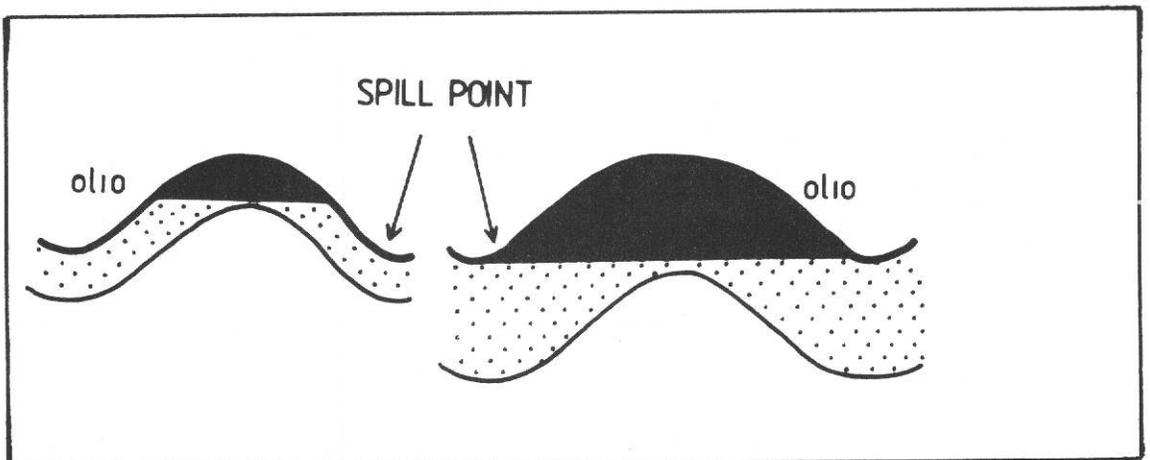
Indipendentemente dal tipo di trappola (assumiamo per semplicità un pool rappresentato da un livello di sabbie isopaco piegato ad anticlinale) e a seconda che lo spessore dello strato mineralizzato sia superiore o meno alla chiusura strutturale (Spill Point) e che la struttura sia più o meno riempita, potremo avere due principali tipi di contatto fra i fluidi di giacimento: di fondo e laterale.

8.c. I. Acquifero di fondo (Bottom Water)

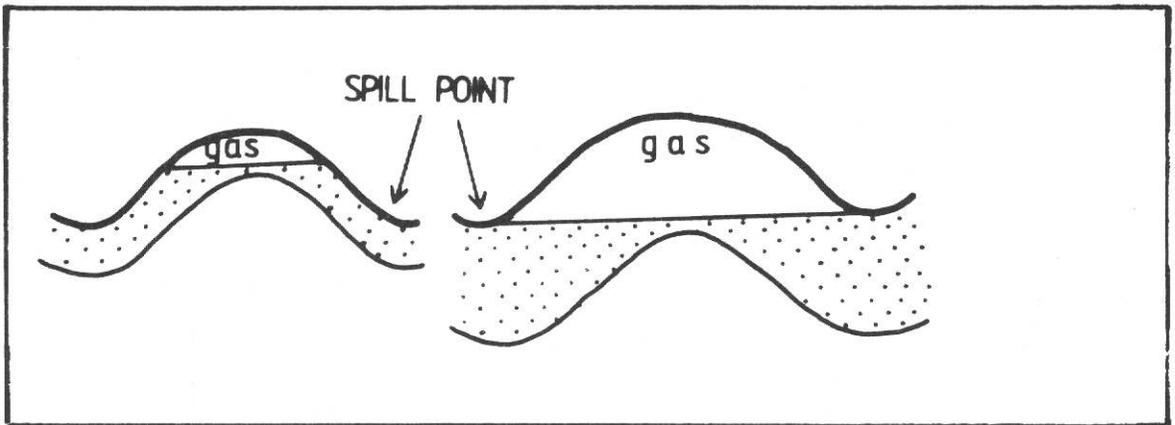
Si riscontrerà sempre un contatto di questo tipo quando lo spessore dello strato mineralizzato risulterà superiore alla chiusura strutturale.

Vediamo ora i possibili casi che si possono presentare:

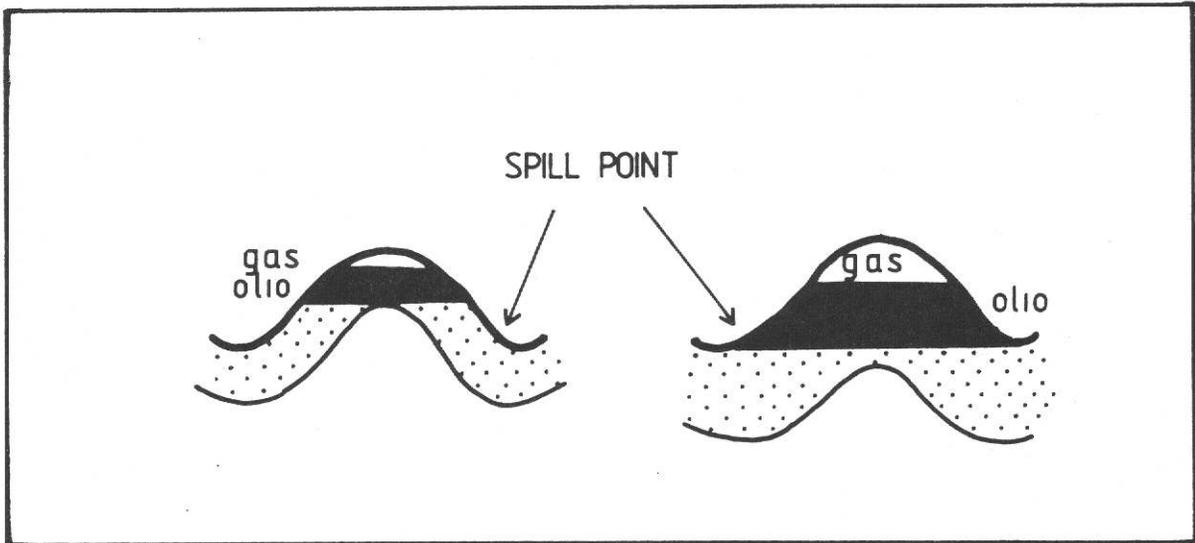
- contatto olio-acqua (O.W.C.) al fondo (giacimento ad olio sottosaturo)



- contatto gas-acqua (G.W.C.) al fondo (giacimento a gas)



- contatti gas-olio (G.O.C.) e olio-acqua entrambi al fondo (giacimento a olio saturo)

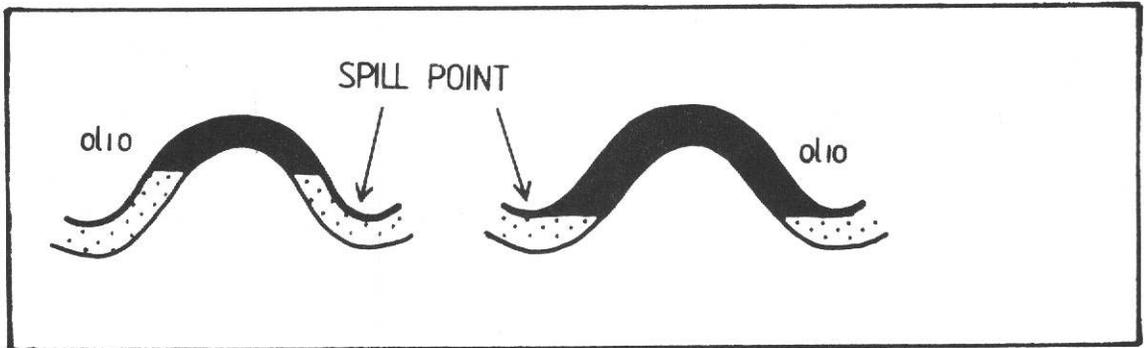


8.c. II. Acquifero laterale (Edge Water)

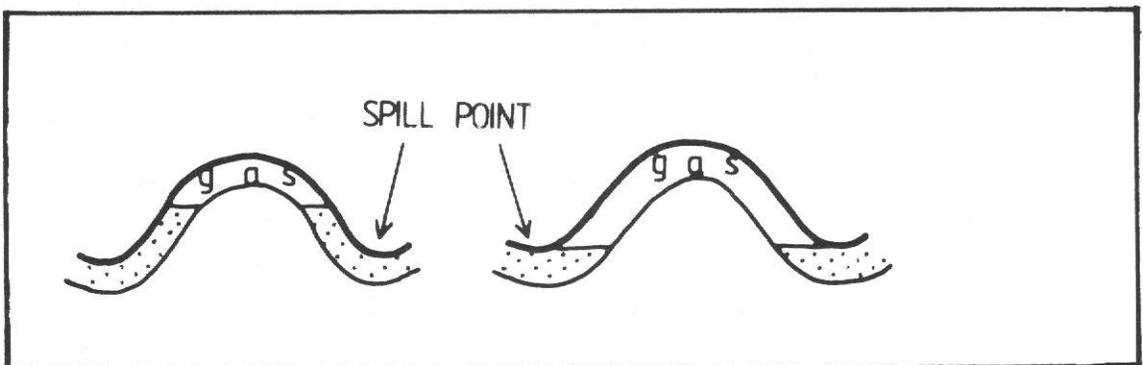
Si verificheranno contatti di questo tipo quando lo spessore della colonna d'idrocarburi risulterà superiore a quello dello strato mineralizzato.

Riportiamo qui di seguito i possibili casi che si possono incontrare:

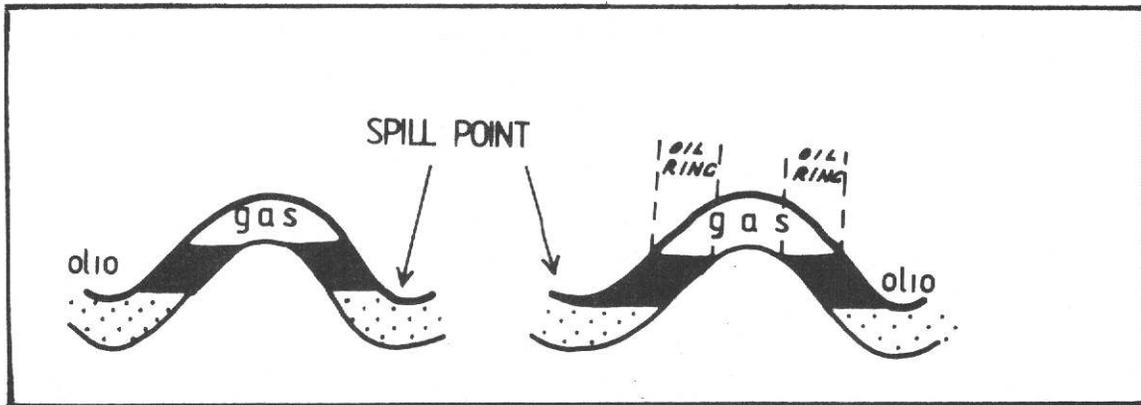
- contatto olio-acqua laterale (giacimento a olio sottosaturo)



- contatto gas-acqua laterale (giacimento a gas)

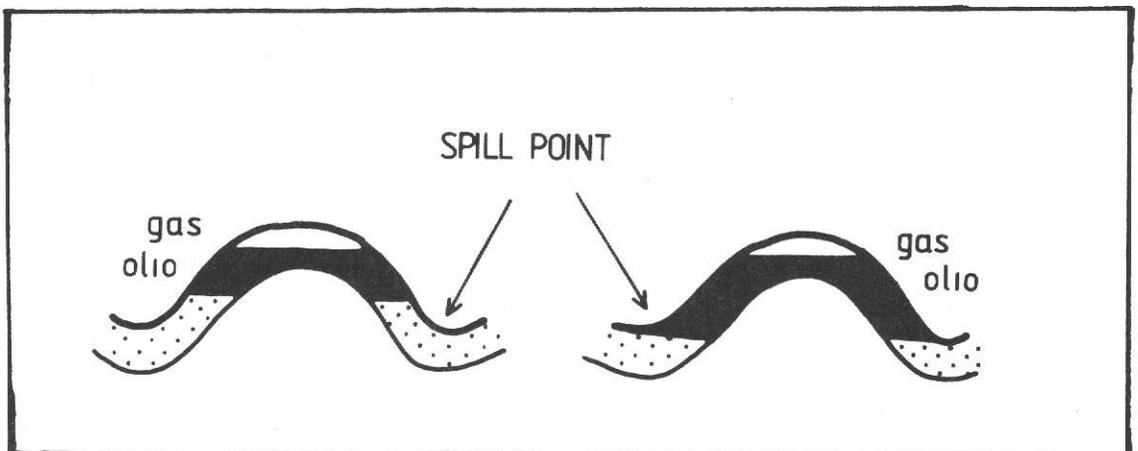


- contatti gas-olio e olio-acqua ambedue laterali (giacimento a olio saturo): in questo caso esiste una zona ad olio che corre



tutto intorno alla struttura (Oil Ring).

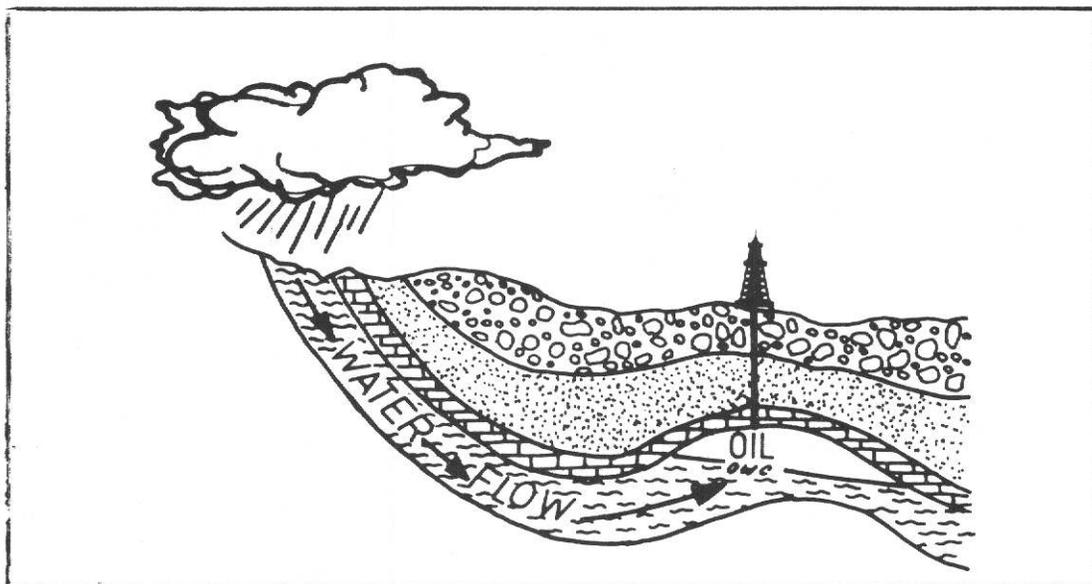
Potranno inoltre verificarsi dei casi in cui coesista un



contatto al fondo (gas-olio) ed un contatto laterale (acqua-olio).

Di solito i vari tipi di contatto sono orizzontali, eccettuate alcune particolari situazioni, in cui presentano un andamento inclinato ed irregolare:

- a) se i fluidi in giacimento non si trovano in condizioni statiche, poichè esiste un prelievo od una fuoriuscita degli stessi in una zona relativamente vicina, i contatti potranno risultare inclinati nel senso della direzione del flusso;



- b) fingering : fenomeno di avanzamento differenziale del fluido spiazzante (acqua o gas), dovuto a variazioni di permeabilità della roccia serbatoio, durante la fase di produzione. Esso comporta l'instaurarsi di tubi di flusso preferenziali ad alta permeabilità, che danno luogo ad avanzamenti piuttosto irregolari del fluido spiazzante (Figure 96, 97, 98);
- c) coning: fenomeno che si verifica in presenza di contatti al fondo durante l'erogazione, quando la portata di un pozzo supera il valore critico. In una simile situazione si viene a creare una notevole depressione nell'intervallo in produzione, per cui le fasi del gradiente viscoso risultano maggiori di quelle del gradiente gravitazionale. A ciò corrisponde una variazione nella disposizione del piano d'acqua che, nei dintorni del pozzo, dove la differenza di gradiente è maggiore, tende ad assumere una

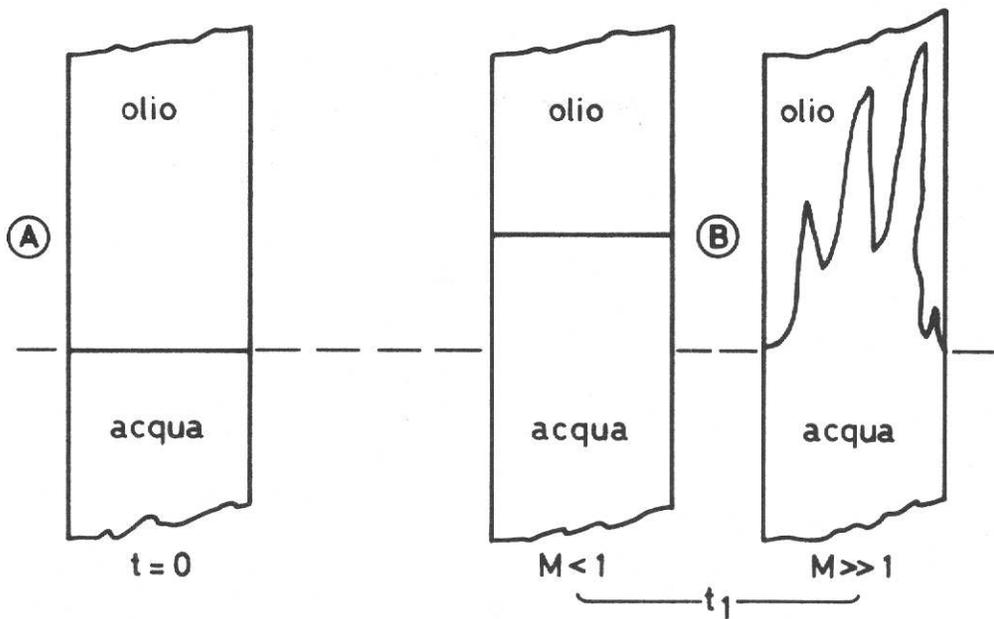


Fig. 96 - L'instabilità del fronte provoca fenomeni di fingering di acqua in olio.

A. Situazione iniziale in equilibrio.

B. Situazione dopo l'avanzamento del fronte d'acqua (da G.L. CHIERICI, 1980).

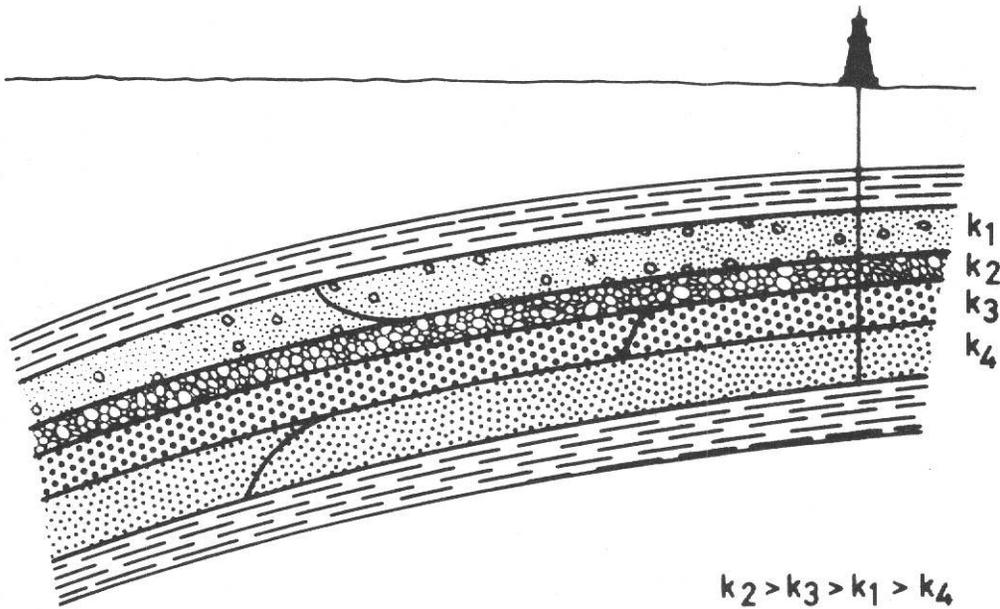


Fig. 97 - Avanzamento differenziale del fronte d'acqua in un reservoir stratificato (da G.L. CHIERICI, 1980)

NOTA: $M = \frac{K_1 / \mu_1}{K_2 / \mu_2}$ rapporto di mobilità della fase spiazzante rispetto a quella spiazzata

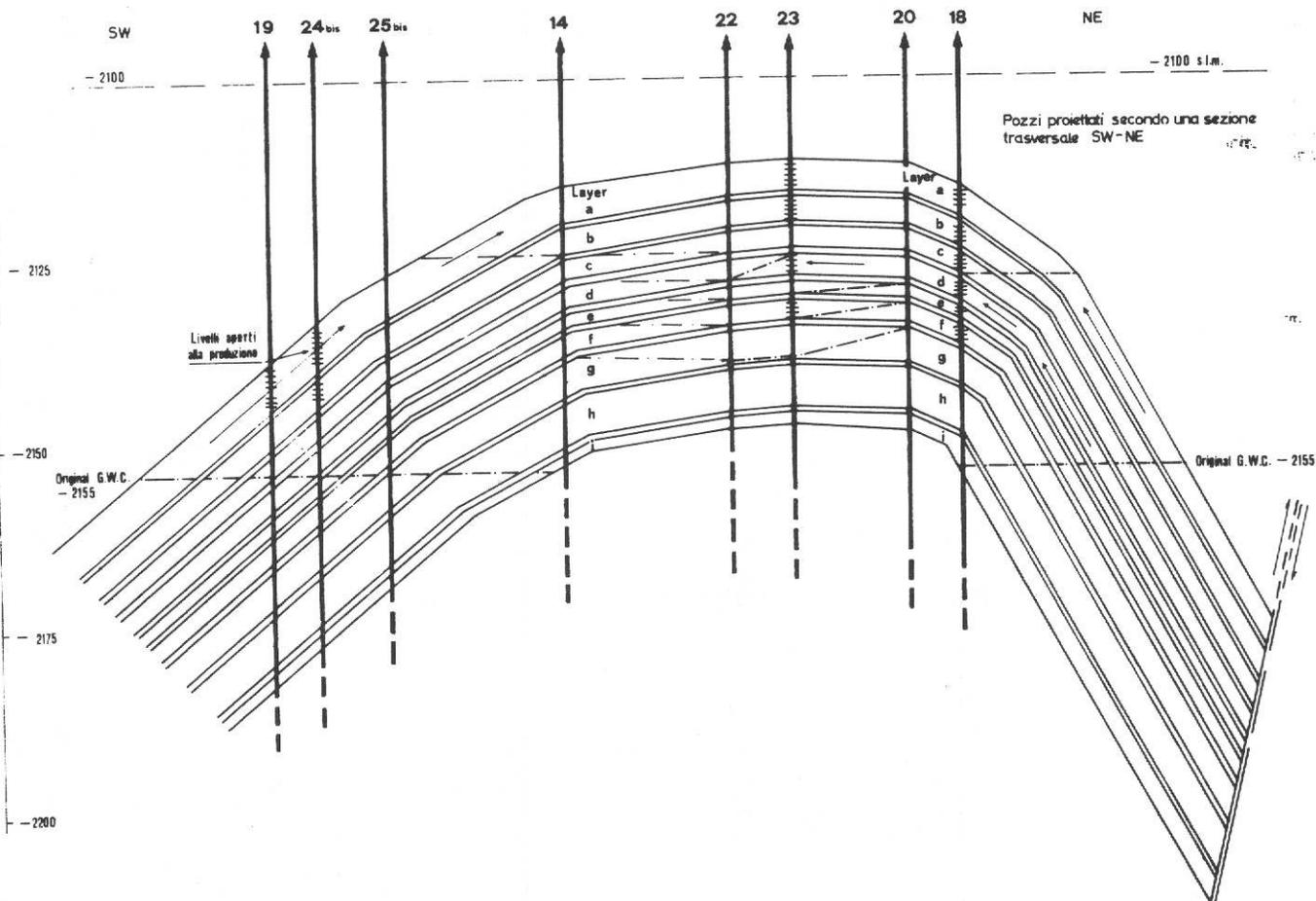


Fig. 98 - Caso reale di fingering (PORTO CORSINI MARE - Livello PL2.A + A1) - Comportamento del G.W.C. nei vari layers durante la prima fase di produzione

classica forma conica. Allorchè la portata del pozzo venga mantenuta oltre il valore limite, il cono d'acqua (o di gas) raggiunge l'intervallo in produzione, dando luogo ad un brusco aumento di produzione di acqua (water cut) o di gas (Figura 99).

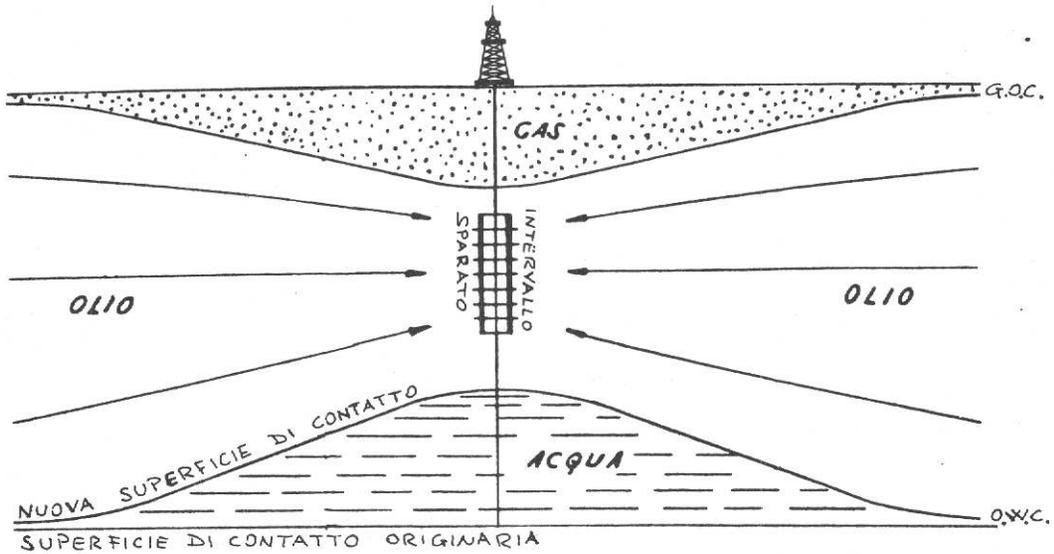


Fig. 99 - Fenomeno di coning

9. MECCANISMI DI PRODUZIONE

Gli idrocarburi contenuti negli strati mineralizzati costituiscono ciò che nel linguaggio tecnico, si chiama "Olio Originariamente in Posto" (O.O.I.P.), oppure "Gas Originariamente In Posto" (O.G.I.P.), a seconda del tipo di giacimento. Solamente una parte degli idrocarburi in posto può però venire prodotta; questo quantitativo costituisce la "riserva" del giacimento.

La produzione degli idrocarburi dai "reservoirs" avviene sfruttando, per quanto è possibile, l'energia naturale del giacimento stesso. Qualora tale energia non fosse sufficiente a portare i fluidi in superficie, si interviene dall'esterno (Artificial Lifting) o con iniezioni di fluido in pozzo (gas lift) o con pompe.

I fenomeni che governano la produzione d'idrocarburi vengono indicati come meccanismi di drenaggio o di spinta. Ne esistono alcuni che sono legati al tipo di idrocarburi presenti in giacimento (depletion, dissolved gas drive, segregation drive); altri invece sono solo parzialmente dipendenti, o non lo sono affatto, dalla composizione della miscela d'idrocarburi e la loro azione esercita una spinta aggiuntiva al meccanismo di drenaggio naturale del giacimento (gas cap drive, water drive).

9.a. Meccanismi di spinta legati alle caratteristiche chimico-fisiche della miscela di idrocarburi

a) SEMPLICE ESPANSIONE (Depletion):

è un fenomeno che avviene con la diminuzione della pressione in fase di produzione in giacimenti ad olio sottosaturo o a gas, dove lo stesso fluido che si espande viene anche prodotto.

Tale meccanismo di produzione determina fattori di recupero molto bassi per l'olio e molto alti per il gas. Essi risultano tanto più elevati quanto maggiore è la pressione iniziale del giacimento; in campi ad olio si può arrivare ad un recupero massimo del 5 - 6 % degli idrocarburi originariamente in posto, mentre in campi a gas il recupero può salire fino a valori del 90 %, a causa dell'elevata compressibilità del gas;

b) GAS DI SOLUZIONE (Dissolved Gas Drive):

è un fenomeno che si verifica maggiormente in giacimenti ad olio saturo ed è dovuto alla semplice espansione del gas originariamente in soluzione nell'olio, che comporta una rapida diminuzione della pressione del giacimento. Il gas che si libera spazzerà un equivalente volume di olio, fintanto che la sua saturazione non abbia raggiunto il valore critico.

Le condizioni geologiche che favoriscono tale meccanismo sono:

- . lente sabbiosa di piccole dimensioni con chiusura totale, cioè immersa in una formazione impermeabile;
- . assenza di un gas cap libero o di un acquifero;
- . struttura appiattita con stratificazione che previene l'effettiva segregazione dei fluidi necessari per la formazione di un gas cap .

c) SEGREGAZIONE GRAVITAZIONALE (Gravity Segregation Drive):

questo fenomeno, che impropriamente si definisce meccanismo di spinta, consiste nel fatto che, quando il gas è in grado di muoversi, può verificarsi una migrazione di parte di esso verso la zona alta del giacimento anzichè verso i pozzi.

Questa migrazione è legata al fatto che il gas è più leggero dell'olio.

Il fenomeno è tanto più importante, quanto più è elevata la permeabilità del sistema. In queste condizioni, se non vi sono pozzi di produzione nella parte alta della struttura, il gas migrato viene a formare un gas cap secondario che contribuisce, con la sua espansione, a produrre l'olio.

Per il verificarsi di questo fenomeno è molto importante che il giacimento abbia una sufficiente permeabilità verticale, in modo da permettere al gas di segregarsi verso la zona superiore del giacimento.

9.b. Altri meccanismi di spinta

a) SPINTA PER GAS CAP (Gas Cap Drive):

la produzione in questo caso è legata alla forza espansiva del gas libero presente nel gas cap che spiazza l'olio, allorchè la pressione in quest'ultimo si abbassi. Poichè il gas si espande più facilmente dell'olio, esso invade la zona occupata dall'olio e tende a mantenervi la pressione durante la fase produttiva. Il mantenimento della pressione impedisce una eccessiva liberazione del gas disciolto e determina quindi un'alta saturazione in olio nella parte non ancora invasa dal gas, conservando così la capacità produttiva dei pozzi.

Le principali condizioni richieste affinché un gas cap, di adeguate dimensioni, possa nel miglior modo spiazzare l'olio e mantenere una soddisfacente pressione nello strato sono:

- . alta e uniforme permeabilità del serbatoio;
- . struttura piegata in maniera molto pronunciata;
- . strato poroso continuo e uniforme;
- . produzione e rapporti gas-olio controllati;
- . evitare di produrre gas dal gas cap.

b) SPINTA DELL'ACQUIFERO (Water Drive):

lo spiazzamento dell'olio e del gas per water drive implica l'ingresso dell'acqua nella zona mineralizzata a mano a mano che l'olio o il gas vengono prodotti. L'acqua spiazza l'olio e mantiene la pressione del giacimento; il grado di conservazione della pressione iniziale dipende dalla quantità di olio, di gas e di acqua che escono dal giacimento e dalla quantità di acqua che entra dall'acquifero nella zona mineralizzata.

Ci sono due tipi di water drive:

- . flusso artesiano, entro uno strato permeabile affiorante in superficie a distanza relativamente breve dal giacimento con rifornimento di acqua dell'acquifero dalla superficie;
- . espansione dell'acqua di un acquifero sottostante alla zona a olio o gas, accompagnata dall'espansione della roccia dello strato e di eventuale gas disciolto nell'acqua. Quest'ultimo meccanismo è probabile in molti giacimenti e la sua efficienza dipende dalle dimensioni dell'acquifero. Tuttavia uno spiazamento appropriato mediante water drive, normalmente lascia in giacimento una certa quantità d'olio residuo che non può essere recuperata, se non con sistemi di recupero assistiti.

Le condizioni favorevoli per un efficiente water drive sono:

- . lo strato mineralizzato deve avere una continuità con l'acquifero, oppure con uno strato affiorante nelle vicinanze del campo che permetta un continuo rifornimento di acqua in sostituzione di quella entrata nello strato mineralizzato;
- . la permeabilità della roccia deve essere sufficientemente alta in modo da permettere un adeguato avanzamento del fronte d'acqua, onde mantenere una pressione sufficiente per una normale produzione;
- . la quantità d'olio prodotta deve essere limitata (per la massima efficienza dello spiazamento) ad un livello che impedisca

la canalizzazione da parte dell'acqua che avanza.

Il water drive è considerato come il meccanismo di spinta più efficiente, non solo perché il rapporto fra le viscosità dell'acqua e dell'olio è in generale più favorevole che non negli altri meccanismi, ma anche perché le azioni delle forze capillari diventano operanti quando è l'acqua ad essere l'agente spazzante.

Per concludere, si riporta nella pagina seguente un tabulato dove vengono fornite le principali caratteristiche dei vari meccanismi di produzione.

Naturalmente nella maggior parte dei casi i giacimenti di idrocarburi saranno soggetti a meccanismi di spinta combinati.

In generale solo i giacimenti di natura lenticolare (e quindi isolati) presentano un unico tipo di meccanismo interno dipendente dal tipo di fluido contenuto nel giacimento.

Tutti gli altri giacimenti saranno soggetti alla combinazione di almeno un meccanismo di spinta interno e della spinta d'acqua più o meno efficiente.

Per giacimenti ad olio con gas cap, ad esempio, i meccanismi di spinta identificabili sono tre: due meccanismi interni (semplice espansione del gas e spinta di gas di soluzione dell'olio) e la spinta d'acqua.

	CARATTERISTICHE	ANDAMENTO
Giacimenti a gas a natural depletion	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pressione di giacimento 2. Produzione di gas 3. Produzione acqua 4. Recupero previsto 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Declina rapidamente proporzionalmente alla produzione 2. Declina continuamente o è mantenuta costante finchè la pressione lo permette 3. Nessuna 4. 80-90 % del gas originale in posto
Giacimenti a gas a spinta d'acqua	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pressione di giacimento 2. Produzione di gas 3. Produzione acqua 4. Comportamento pozzo 5. Recupero previsto 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Declina inizialmente poi si stabilizza 2. Costante 3. Inizia dopo un certo tempo con andamento crescente 4. Tendenza accumulo acqua nel tubing 5. 50-80 % del gas originariamente in posto
Giacimenti a olio a spinta di gas di soluzione	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pressione di giacimento 2. Rapporto gas-olio 3. Produzione acqua 4. Comportamento pozzo 5. Recupero previsto 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Declina rapidamente 2. Prima basso, poi aumenta fino a un max., poi cade 3. Nessuna 4. Richiede presto pompamento 5. 5-30 % dell'olio originariamente in posto
Giacimenti a olio a spinta di gas cap	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pressione di giacimento 2. Rapporto gas-olio 3. Produzione acqua 4. Comportamento pozzo 5. Recupero previsto 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cade lentamente 2. Aumenta lentamente 3. Assente 4. Erogazione spontanea 5. 20-40 % dell'olio originariamente in posto
Giacimenti a olio a spinta d'acqua	<ol style="list-style-type: none"> 1. Pressione di giacimento 2. Rapporto gas-olio 3. Produzione acqua 4. Comportamento pozzo 5. Recupero previsto 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Resta alta 2. Resta basso 3. Inizia presto e aumenta <u>considerevolmente</u> 4. Eroga finchè la produzione di acqua non diviene eccessiva 5. 35-50 % dell'olio originariamente in posto

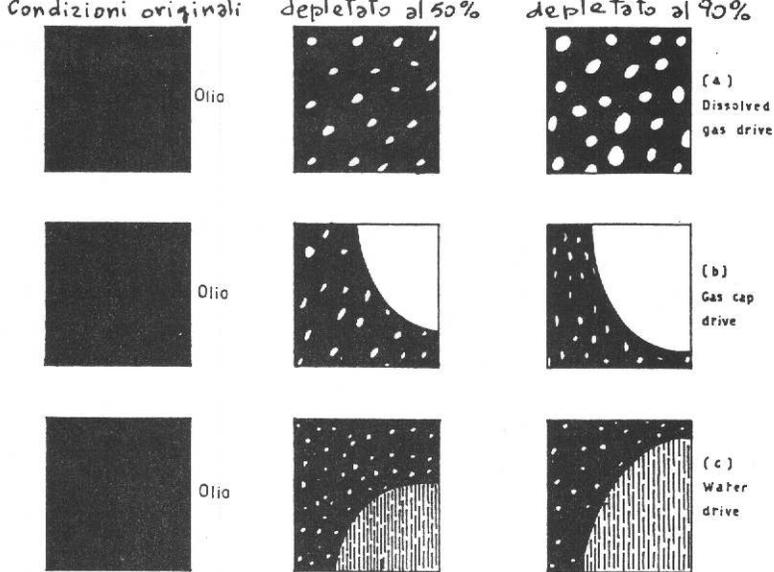


Fig. 100 - Effetto dei vari meccanismi di produzione sulla distribuzione dei fluidi in zone occupate in origine dall'olio, per stadi diversi di produzione

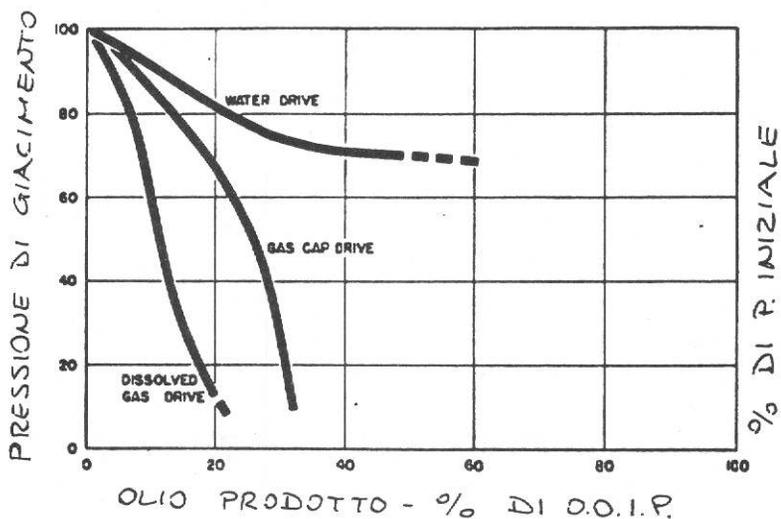


Fig. 101 - Andamento delle pressioni di giacimento per diversi tipi di spinta (da N.J. CLARK, 1960).

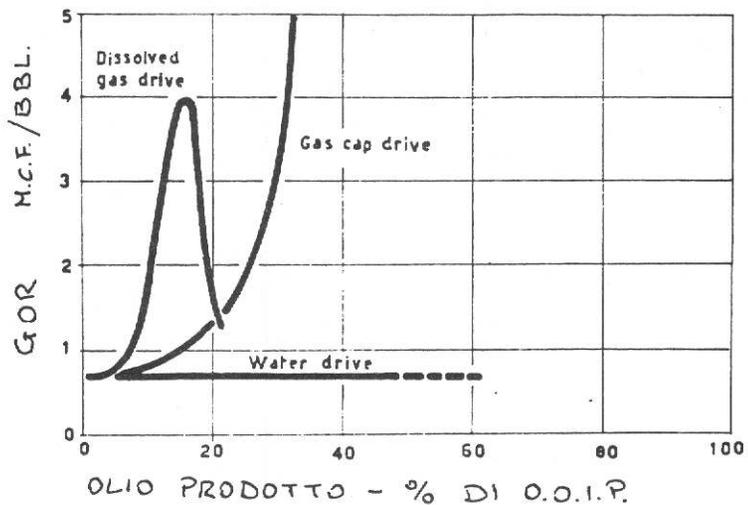


Fig. 102 - Andamento del rapporto gas-olio (G.O.R.) per diversi tipi di spinta (da N.J. CLARK, 1960)

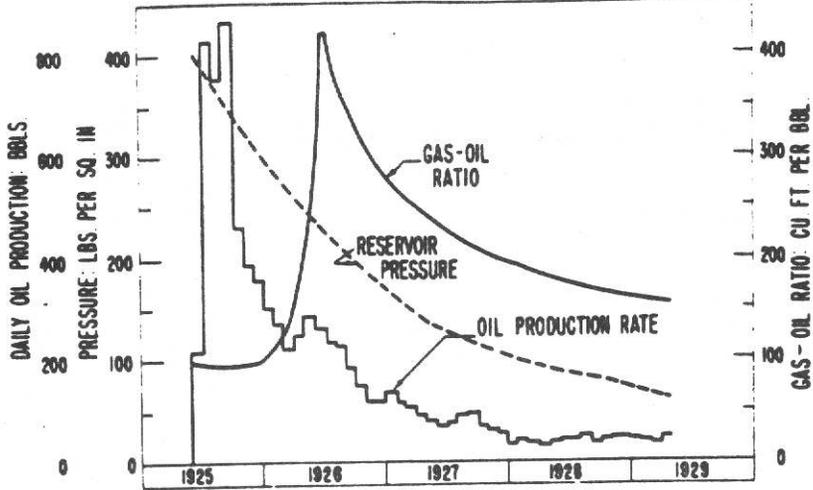


Fig. 103 - Dati di produzione - Giacimetro con spinta per gas di soluzione (da N.J. CLARK, 1960)

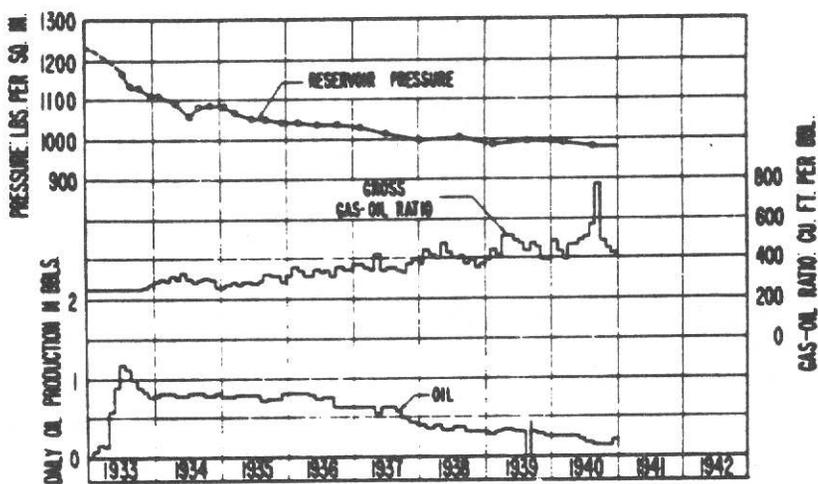


Fig. 104 - Dati di produzione - Giacimento con spinta per gas cap (da N.J. CLARK, 1960)

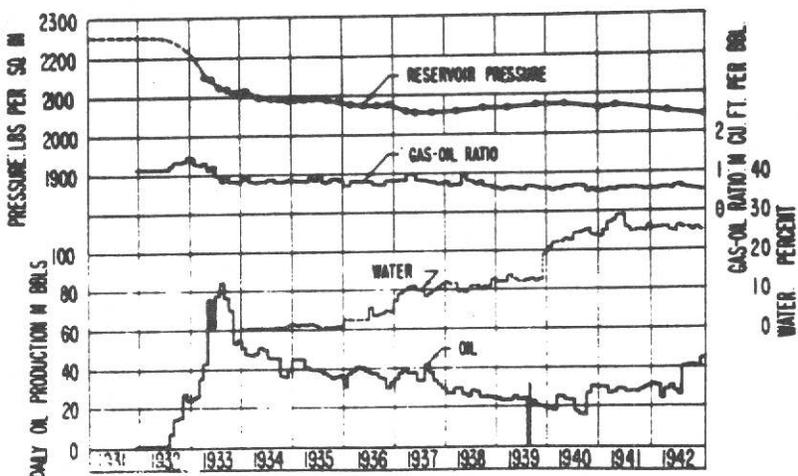


Fig. 105 - Dati di produzione - Giacimento con spinta d'acqua (da N.J. CLARK, 1960)

10. SPIAZZAMENTO

Il drenaggio degli idrocarburi, oltre che per espansione delle fasi fluide, può avvenire, come si è visto nel precedente capitolo, anche per le azioni di spinta esercitate da una cappa di gas o da un acquifero in espansione. Si parla in tal caso di spiazzamento, come pure si parla di spiazzamento quando si iniettano fluidi ai fini del recupero assistito.

E' stato quindi introdotto un termine chiamato "displacement efficiency" (D.E.), la cui funzione è quella di quantizzare la capacità di un fronte d'acqua o di gas, che si muove partendo dalla posizione originale di tavola d'acqua o di contatto di gas-olio, di pulire la roccia attraversata e di spingere gli idrocarburi verso i pozzi.

L'efficienza dello spiazzamento è dunque uno dei termini che maggiormente influiscono sul "fattore di recupero" (R.F.) che rappresenta il rapporto fra la quantità di olio o di gas che può essere estratto e il volume totale d'idrocarburi presenti in giacimento.

La sua espressione matematica è il risultato del prodotto di tre fattori:

$$DE = MDE \times CF \times ASE$$

dove: MDE = microscopic displacement efficiency;

CF = conformance factor;

ASE = areal sweep efficiency.

10.a. Microscopic Displacement Efficiency (M.D.E.)

Si riferisce alla diversa efficacia che posseggono l'acqua od il gas nello spiazzare gli idrocarburi. Infatti, analizzando in dettaglio il reservoir, è possibile verificare come l'acqua tenda a spiazzare gran parte dell'olio presente nei pori (Figura 106-B), mentre invece il gas lasci dei veli d'olio a contatto della pellicola d'acqua interstiziale (Figura 106-A).

Si può inoltre osservare come il gas, fluido non bagnante dotato di una notevole mobilità, eviti i canali di flusso più piccoli, nei quali le forze di attrito trattengono l'olio (Figura 107).

D'altra parte invece l'acqua predilige le vie di flusso di minor diametro, essendovi attirata dalle forze capillari (Figura 108); per questo motivo l'olio procede più lentamente nei canali di maggiori dimensioni. A questo punto definiremo il **Microscopical Displacement Efficiency** come:

$$\text{MDE} = \frac{\text{acqua o gas entrati}}{\text{olio originariamente in posto}}$$

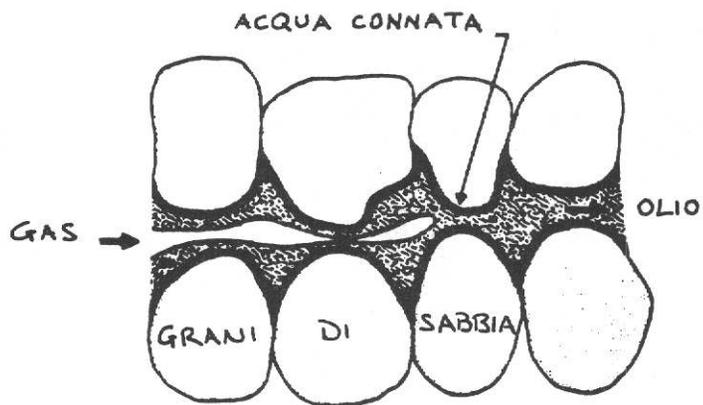


Fig. 106-A - Spiazzamento dell'olio ad opera del gas (da N.J. CLARK, 1960)

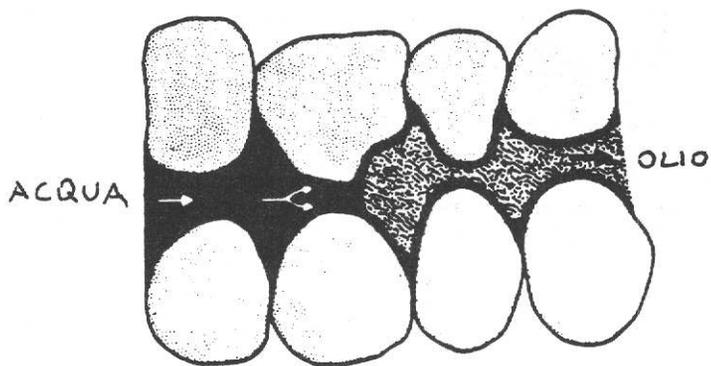


Fig. 106-B - Spiazzamento dell'olio ad opera dell'acqua (da N.J. CLARK? 1960)

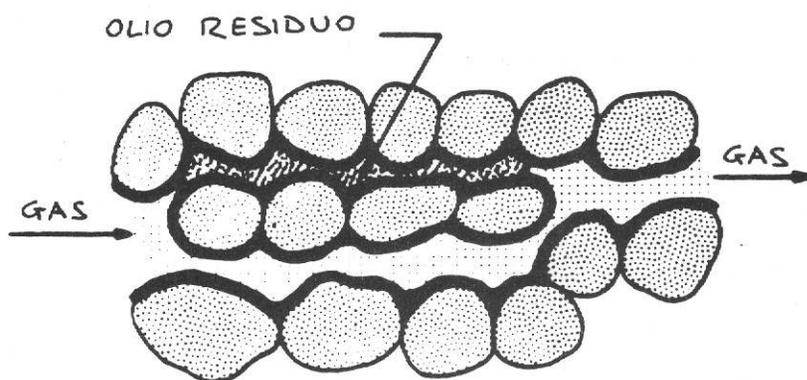


Fig. 107 - Lo spiazzamento dell'olio da parte del gas avviene a partire dai canali di flusso a più alta permeabilità. Nei canali porosi a bassa permeabilità rimane olio residuo (da N.J. CLARK, 1960)

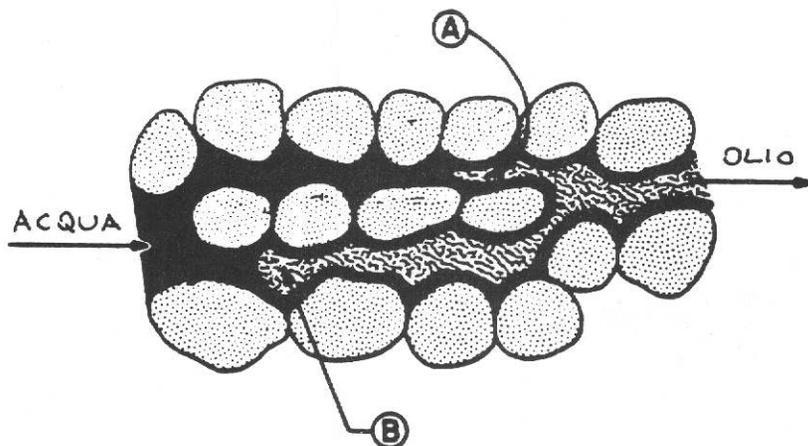


Fig. 108 - L'acqua fluisce più rapidamente nei canali di minor diametro (A) a causa delle forze di capillarità (da N.J. CLARK, 1960)