

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

a cura di

RENZO MAZZEI

FASCICOLO 7

**CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI
ORIGINARIAMENTE IN POSTO**

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 7

	Pag.
CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO	1
IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO	2
CLASSIFICAZIONE DELLA RISERVE	10
INDAGINI GEOLOGICHE DA ESEGUIRE PRIMA DI EFFETTUARE UN CALCOLO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO	12
Sezioni Geologiche	12
Sezioni strutturali	12
Sezioni stratigrafiche	15
Diagrammi a pannelli	15
Zonazioni	15
METODI PER IL CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO	24
Metodo delle superfici-altezze	24
Metodo delle isopay	30
Metodo dell'equivalent hydrocarbon column	40
CRITERI D'IMPIEGO DEL PLANIMETRO	47
ALTRO ESEMPIO DI CALCOLO DELL'O.H.I.P DALLA MAPPA DI E.H.C.	50
DATI STATISTICI SULLE RISERVE MONDIALI DI IDROCARBURI	56
BIBLIOGRAFIA	58

CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO

Un'accurata valutazione della quantità d'idrocarburi originariamente in posto (O.H.I.P.) risulta possibile qualora i dati disponibili siano sufficienti per delineare le seguenti caratteristiche:

- litologia;
- deformazioni strutturali e presenza di faglie;
- sviluppo areale e verticale della roccia serbatoio;
- eventuali variazioni di facies della roccia serbatoio;
- caratteristiche petrofisiche della roccia serbatoio (porosità, permeabilità, saturazione in acqua) e loro distribuzione areale e verticale;
- caratteristiche dei fluidi di giacimento (tipo, distribuzione spaziale, dati PVT);
- contatti fra i fluidi: olio-acqua o gas-acqua, gas-olio (giacimenti ad olio con gas cap);
- zonazione del "reservoir".

La conoscenza di queste caratteristiche costituisce nel suo complesso l'oggetto dello studio geologico di dettaglio ("reservoir geology study"), che viene usualmente effettuato al termine della fase esplorativa. Tale tipo di studio costituisce una sintesi dei dati ottenuti, oltre che dalle perforazioni dei pozzi, dalle prospezioni sismiche, carotaggi geofisici, analisi di carote, analisi dei fluidi di giacimento, prove di strato, prove di produzione.

Sulla base di questi dati si procede dapprima all'elaborazione di sezioni geologiche strutturali ("structural cross section"), sezioni stratigrafiche ("stratigraphic cross section") ed eventualmente diagrammi a pannelli ("panel diagram"), che hanno lo scopo di studiare l'andamento degli orizzonti mineralizzati in relazione alle deformazioni ed alle variazioni di facies all'interno del giacimento. Correlando tra loro i "log" originali registrati nei pozzi (o i C.P.I.), si cercherà inoltre di approfondire l'analisi sul "reservoir", al fine di individuare eventuali zonazioni, la cui definizione dipenderà molto dalle conoscenze sul modello sedimentologico.

A questo punto si procede alla costruzione di una serie di mappe (strutturali, di isopache, di iso net/gross, di "isopay", di iso porosità, di iso saturazione in acqua, di iso "equivalent hydrocarbon column", attraverso le quali si arriverà alla valutazione del volume d'idrocarburi originariamente in posto.

E' importante ricordare che lo studio geologico di dettaglio di un giacimento rappresenta il punto di partenza per la realizzazione di modelli matematici oggi molto in uso per simulare il comportamento futuro di un giacimento ("forecast"); tale modello darà infatti risultati tanto più attendibili quanto più realistico sarà il modello geologico su cui è basato.

IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO

Il volume degli idrocarburi originariamente in posto (O.H.I.P.) può essere determinato per via dinamica, mediante calcoli di “material balance” (solo quando un giacimento è stato in produzione per un certo periodo di tempo), oppure per via statica, utilizzando la seguente formula generica:

$$\text{O.H.I.P.} = \frac{\text{G.B.V.} \times \text{Net / Gross} \times \phi \times (1 - \text{Sw})}{\text{F.V.F.}}$$

dove:

G.B.V. = Gross Bulk Volume, che rappresenta il volume lordo di roccia mineralizzata (comprensivo cioè di eventuali livelli argillosi e/o di orizzonti compatti che non contribuiscono alla produzione);

Net/Gross = Rapporto fra lo spessore di roccia che contribuisce effettivamente alla produzione e lo spessore lordo di roccia. E' buona norma considerare un valore medio di campo pesato sugli spessori lordi (“gross pay”) di roccia mineralizzata dei vari pozzi perforati:

$$N / G_{\text{medio}} = \frac{\text{GrossPay}_1 \times N / G_1 + \text{GrossPay}_2 \times N / G_2 + \text{GrossPay}_n \times N / G_n}{\text{GrossPay}_1 + \text{GrossPay}_2 + \text{GrossPay}_n}$$

Φ = Porosità media del “reservoir”. E' un valore medio pesato sullo spessore di roccia dei vari pozzi che contribuisce realmente alla produzione:

$$\phi_{\text{media}} = \frac{h_1 \times \phi_1 + h_2 \times \phi_2 + h_n \times \phi_n}{h_1 + h_2 + h_n}$$

Sw = Saturazione in acqua media del “reservoir”. E' un valore medio pesato sullo spessore di roccia dei vari pozzi che realmente contribuisce alla produzione e sulla porosità ad esso corrispondente:

$$\text{Sw}_{\text{media}} = \frac{h_1 \times \phi_1 \times \text{Sw}_1 + h_2 \times \phi_2 \times \text{Sw}_2 + h_n \times \phi_n \times \text{Sw}_n}{h_1 \times \phi_1 + h_2 \times \phi_2 + h_n \times \phi_n}$$

F.V.F. = “Formation Volume Factor” (Boi per l'olio e Bgi per il gas), utilizzato per esprimere il volume degli idrocarburi originariamente in posto alle condizioni “standard” di superficie, cioè alla pressione di 1 atm e alla temperatura di 15° C.

E' necessario precisare che il volume dell'O.H.I.P. alle condizioni “standard” non deve essere confuso con il volume di idrocarburi recuperabili (“riserva”), cioè il volume di idrocarburi che realmente può essere recuperato da un giacimento. La “riserva”

costituisce infatti solo una frazione del volume d'idrocarburi in posto. E' possibile ricavare tale valore facendo ricorso ad un coefficiente chiamato "fattore di recupero" (R.F.), che prende in considerazione l'elasticità del sistema, le permeabilità relative ai fluidi, l'efficienza dello spiazzamento areale e verticale, l'andamento della pressione di campo, la presenza di un eventuale acquifero attivo. Si può avere un'idea approssimativa del valore del fattore di recupero utilizzando la seguente formula empirica:

$$\text{R.F.}(\%) = 1 - \frac{P_{\text{abb}}}{P_i} \times 100$$

dove la pressione di abbandono (P_{abb}) è relativa alla produzione limite sufficiente per garantire almeno il recupero delle spese di campo e P_i è la pressione iniziale.

Ritornando alla formula precedentemente menzionata, bisogna sottolineare che in uno dei termini che vi compaiano, più precisamente nel rapporto "Net/Gross", è implicito il concetto di "pay" (spessore pagante); con tale termine si vuole indicare lo spessore di roccia interessato dalla mineralizzazione. Solitamente si distingue un "net pay" da un "gross pay". Il "net pay" rappresenta lo spessore di roccia impregnato di idrocarburi, dal quale vengono detratti tutti gli intervalli argillosi e compatti; si tratta quindi della colonna di roccia che realmente partecipa alla produzione. Il "gross pay" costituisce invece lo spessore lordo di roccia mineralizzata (Fig.1).

Nella determinazione del "pay" si utilizza il concetto di "cut off" (tagliare fuori), che rappresenta il valore di un parametro petrofisico al di sopra o al di sotto del quale la roccia non viene più considerata "pay". In pratica si effettua un taglio di tutti quegli intervalli di un "reservoir" che non contengono idrocarburi economicamente producibili.

Usualmente il "cut off" viene impiegato per la porosità e la permeabilità, ma può anche essere impiegato per la saturazione in acqua e l'argillosità; tutti questi "cut off" possono essere introdotti separatamente o contemporaneamente. Facciamo ora un esempio:

- $\phi_{\text{cutoff}} = 8\%$, in tal caso si escludono tutti gli intervalli con porosità inferiore a 8%;
- $Sw_{\text{cutoff}} = 70\%$, vengono eliminati tutti gli intervalli che presentano una saturazione in acqua maggiore del 70%;
- $Vsh_{\text{cutoff}} = 40\%$, non si considerano gli intervalli caratterizzati da una argillosità superiore al 40%.

I dati sperimentali utilizzati nella scelta dei "cut off" provengono principalmente dalle analisi delle carote (Φ , K , curve di capillarità e permeabilità relativa) e dalla elaborazione dei "log" (Φ , Sw , Vsh).

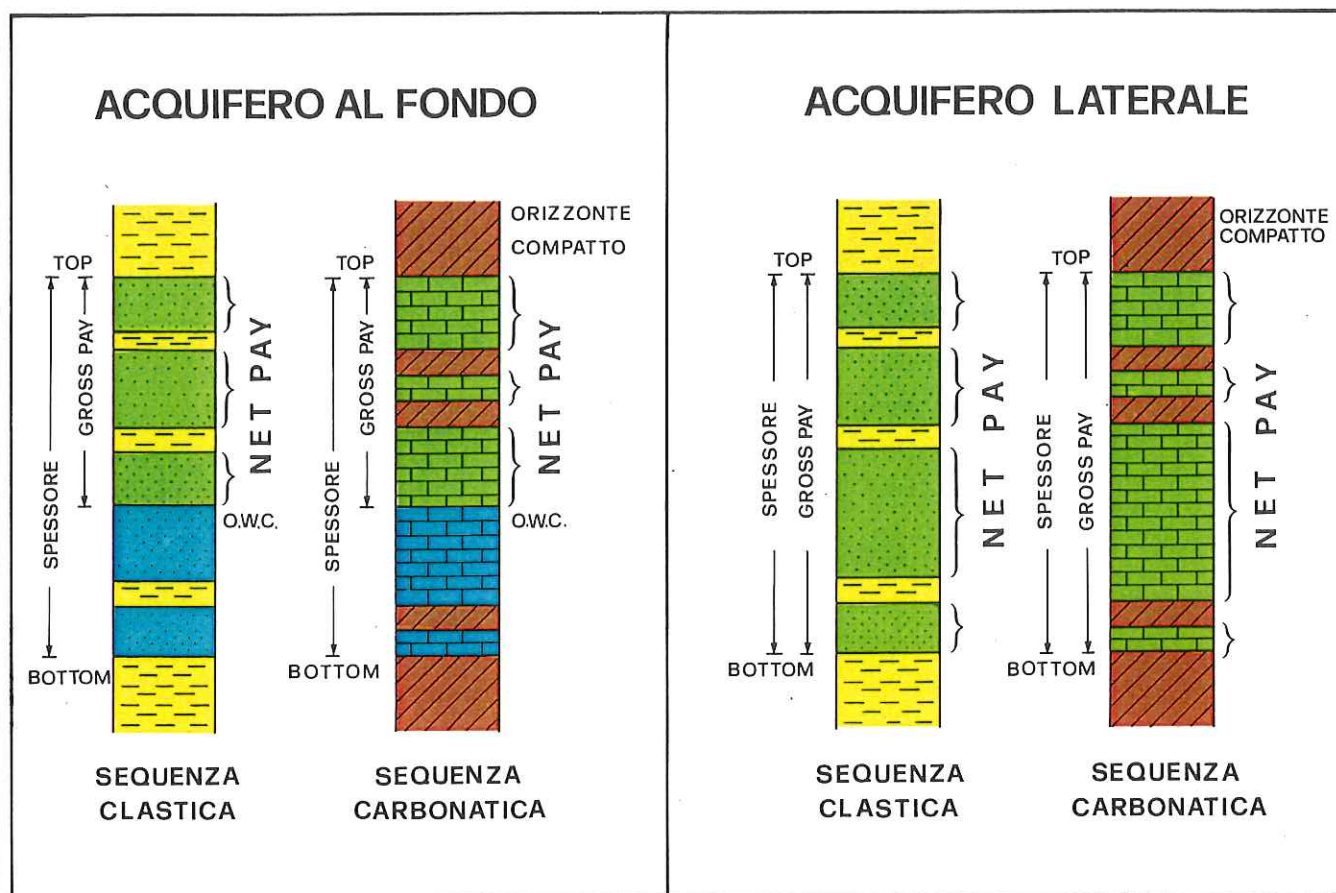


Fig. 1 - Rappresentazione del concetto di "pay" (spessore pagante).

In base a tali informazioni possiamo ad esempio stabilire il "cut off" di porosità, sapendo che normalmente l'olio non è più producibile in quantità economiche per valori di permeabilità inferiori a 0,1 mD.

Su un diagramma semi-logaritmico vengono riportati i valori di porosità, in ascisse, e di permeabilità, in ordinate, ricavate dalle analisi di carote. In tal modo si ottiene una nuvola di punti pressochè allineati; tracciando una linea mediana tra questi punti si è in grado di stabilire il valore limite di porosità corrispondente ad un valore di permeabilità pari a 0,1 mD (Fig. 2).

I "cut off" di saturazione in acqua e di argillosità vengono introdotti per effettuare un ulteriore taglio nell'orizzonte mineralizzato, quando il solo "cut off" di porosità non è sufficiente a discriminare gli intervalli in grado di partecipare effettivamente alla produzione. Per definire i valori di tali "cut off" si dovranno costruire ulteriori diagrammi, legando fra loro la porosità, la saturazione in acqua e l'argillosità (Fig.3).

E' importante sottolineare che il "cut off" di saturazione in acqua ha un significato prevalentemente litologico, per cui deve essere introdotto solo per la zona ad S_w irriducibile. Qualora venga utilizzato anche entro la zona di transizione, esso ha il solo scopo di fissare una tavola d'acqua utile ai fini del calcolo degli idrocarburi in posto

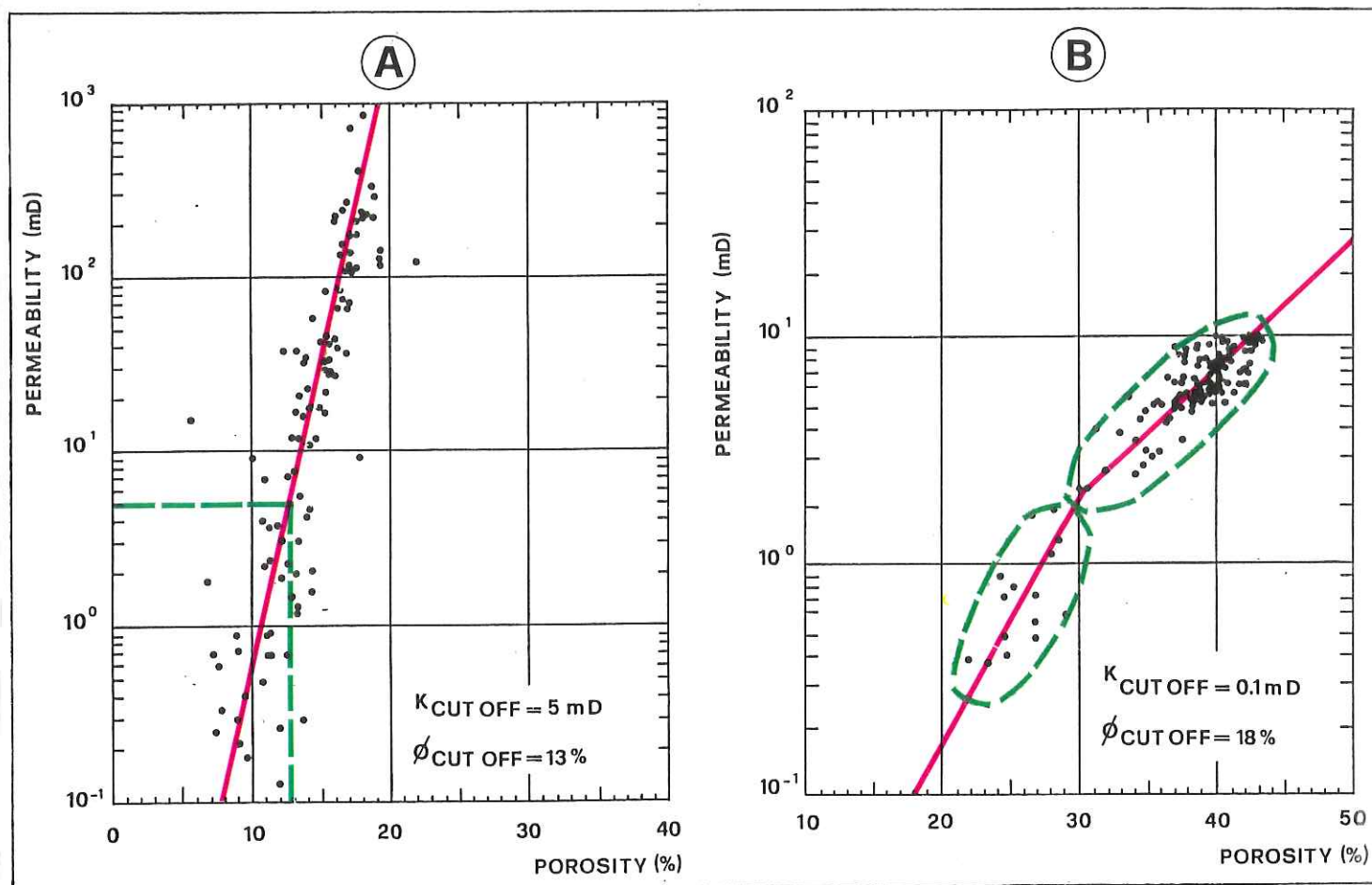


Fig. 2 - Esempi di relazioni lineari (A, arenarie del bacino del fiume "Pearl", Mar della Cina) e spezzata (B, calcari "chalky" del Mare del Nord) fra valori di porosità e di permeabilità da carote.

(ad esempio, quando si vuole eseguire un calcolo volumetrico di O.H.I.P. facendo riferimento al valore di S_w corrispondente al valore di olio residuo, ricavabile dalle curve di permeabilità relativa.

Talvolta può risultare utile eseguire delle elaborazioni statistiche usando diversi valori di "cut off", allo scopo di evidenziare la variabilità del valore di "pay" in relazione ai vari "cut off" impiegati Figg. 4, 5).

Analogamente, anche per il calcolo dell' O.H.I.P. possono essere elaborati dei grafici statistici, in cui vengono riportate le variazioni dei valori di O.H.I.P. in funzione di diversi valori di "cut off". In pratica si determina la variabilità del valore della colonna di olio equivalente totale, sommando le colonne di olio dei vari pozzi (per "equivalent hydrocarbon column" s'intende il prodotto "net pay" $\times \Phi \times Sh$) in funzione dei vari "cut off" applicati. La variazione della colonna di olio equivalente totale così ottenuta, può essere ritenuta rappresentativa della variazione dell' O.H.I.P. (Fig. 6).

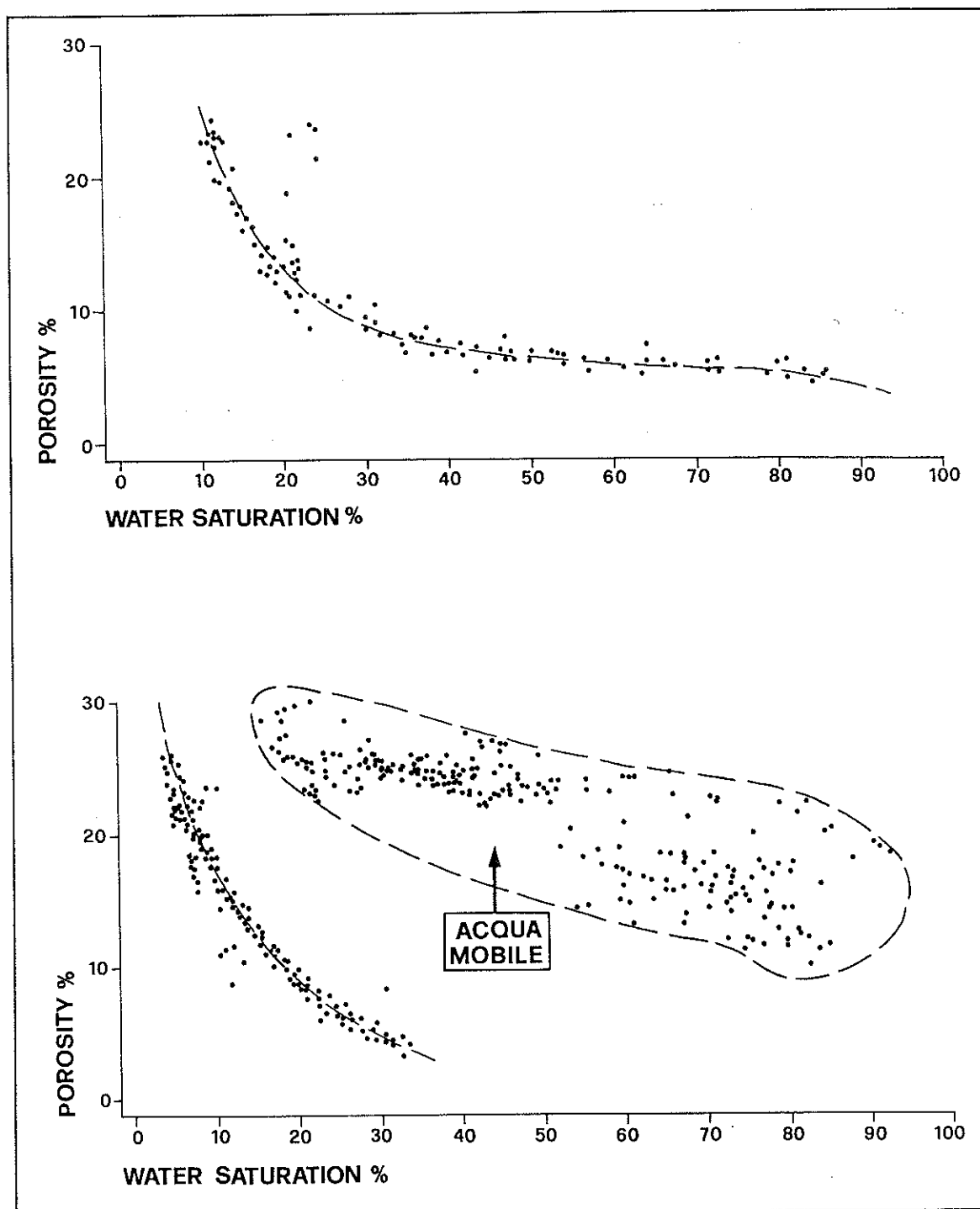


Fig. 3 - Esempi di relazione fra porosità e saturazione in acqua.

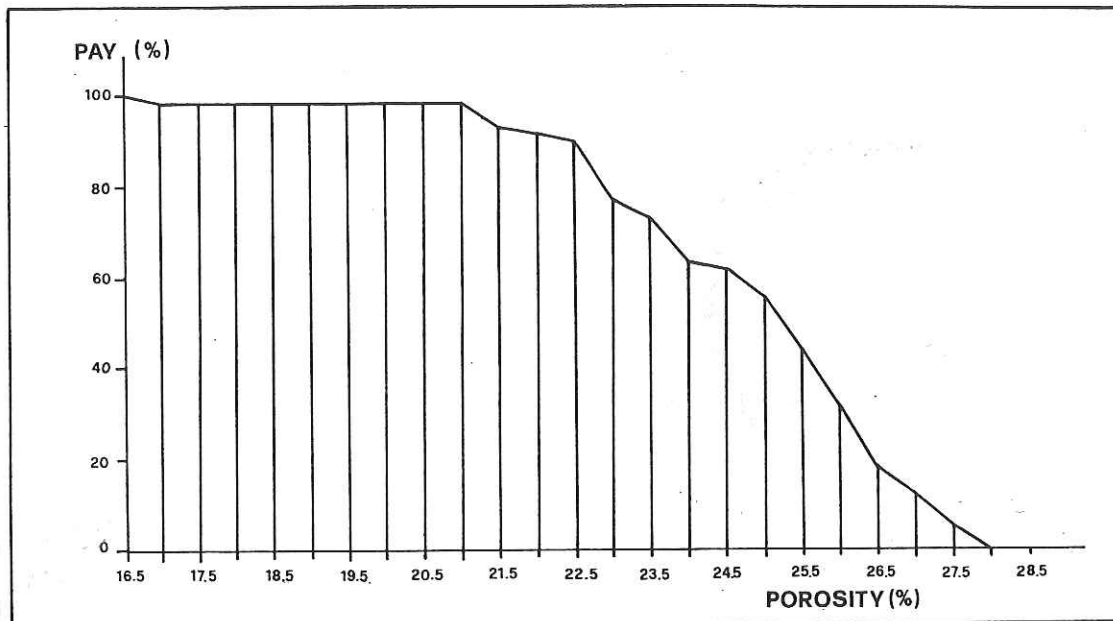


Fig. 4 - Esempio di elaborazione statistica. Variazione del valore del "pay" in funzione di diversi valori di "cut off" di porosità applicati ("reservoir carbonatico iraniano")

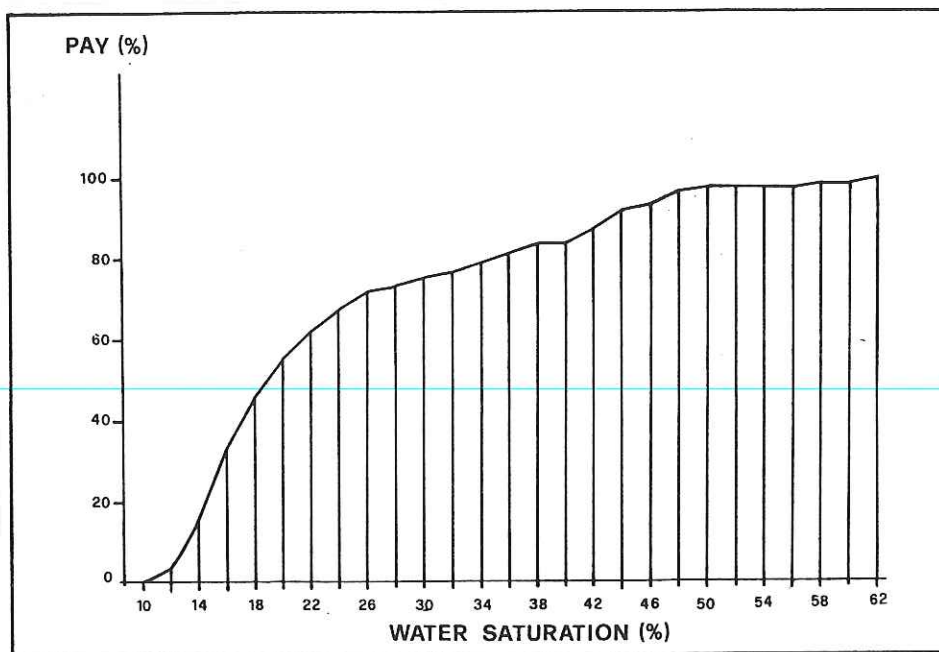


Fig. 5 - Esempio di elaborazione statistica. Variazione del valore del "pay" in funzione di diversi "cut off" di saturazione in acqua applicati ("reservoir carbonatico iraniano").

WELL TOP 2972,56 m VSH Cut-off : 30					
LEVEL BOTTOM 2986,74 m SW Cut-off: 100					
POROSITY CUT OFF	PAY M	PAY %	POROSITY AVERAGE	SW AVERAGE (from PHI)	NET HYD. COLUMN
0.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
0.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
1.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
1.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
2.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
2.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
3.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
3.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
4.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
4.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
5.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
5.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
6.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
6.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
7.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
7.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
8.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
8.5	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
9.0	13.87	97.85	0.146	0.527	0.96
9.5	13.72	96.77	0.147	0.526	-0.95
10.0	13.11	92.47	0.149	0.526	0.93
10.5	12.19	86.02	0.152	0.527	0.88
11.0	11.73	82.80	0.154	0.525	0.86
11.5	10.92	77.42	0.157	0.526	0.82
12.0	10.52	74.19	0.159	0.525	0.79
12.5	10.36	73.12	0.159	0.524	0.79
13.0	10.06	70.97	0.160	0.523	0.77
13.5	9.75	68.82	0.161	0.521	0.75
14.0	9.60	67.74	0.162	0.520	0.74
14.5	8.99	63.44	0.163	0.521	0.70
15.0	8.08	56.99	0.165	0.524	0.63
15.5	6.55	46.24	0.168	0.521	0.53
16.0	6.54	39.78	0.169	0.519	0.46
16.5	4.42	31.18	0.171	0.506	0.37
17.0	2.29	16.13	0.174	0.474	0.21
17.5	0.81	4.30	0.177	0.419	0.06

Tab. 1 - Variazione dei valori del "pay" e della saturazione in acqua relativa a diversi "cut off" di porosità applicati.

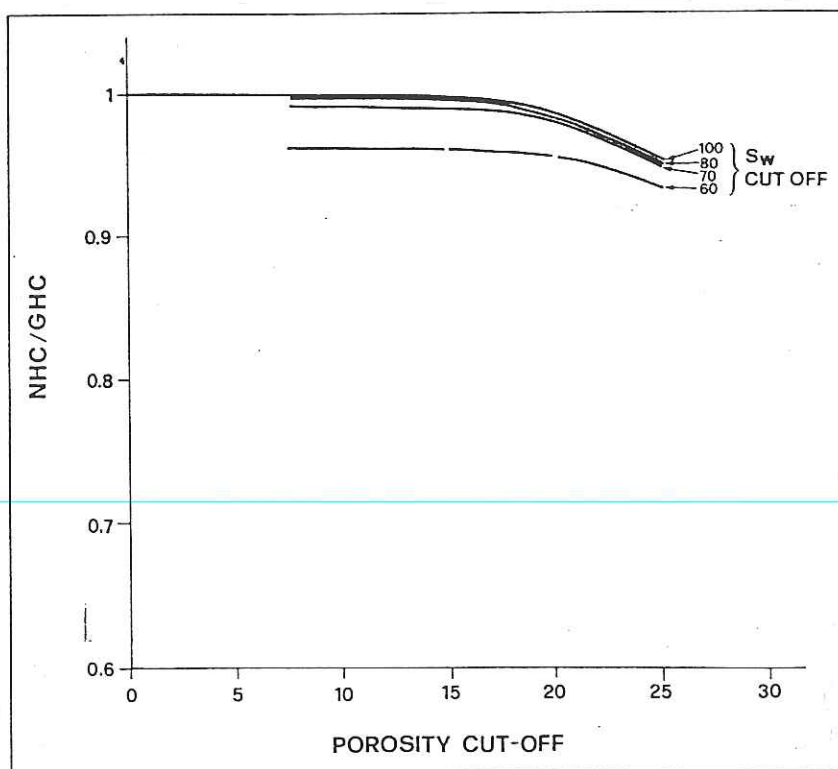


Fig. 6 - Variazione del valore di O.H.I.P. in funzione di diversi "cut off" di porosità e di saturazione in acqua applicati (giacimento del Mare del Nord). La variabilità è espressa mediante il rapporto fra la "net hydrocarbon column" (ricavata applicando uno o più "cut off") e la "gross hydrocarbon column" (ricavata senza l'impiego di alcun "cut off").

FIELD WELL - 2												
CUT-OFF 10.000 < POROSITY < 45.000 0.000 < DENSITY < 0.000 < 0.000 < SW < 100.000 0.000 < VSHALE < 30.000												
WELL	LEVEL	TOP MT M.D	BOTTOM MT M.D	GROSS PAY MT	NET PAY MT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ. HYDR. COLUMN MT	NHC/ GHC	KH MD * MT	K MD
2	2850	2860.50	2862.50	2.00	1.68	0.8382	15.960	56.523	0.116	0.9612	0.00	0.00
2	2875	2880.00	2895.00	15.00	9.75	0.6502	15.466	63.113	0.556	0.9226	0.00	0.00
2	2890	2896.00	2898.50	2.50	1.83	0.7315	15.516	51.550	0.137	0.9037	0.00	0.00
2	2920	2922.00	2932.00	10.00	6.71	0.6706	15.146	52.369	0.484	0.9948	0.00	0.00
2	2970	2972.50	3016.00	43.50	30.18	0.6937	14.910	75.294	1.112	1.0559	0.00	0.00
FIELD WELL - 1												
CUT-OFF: 10.000 < POROSITY < 45.000 0.000 < DENSITY < 0.000 0.000 < SW < 100.000 0.000 < VSHALE < 30.000												
WELL	LEVEL	TOP MT M.D	BOTTOM MT M.D	GROSS PAY MT	NET PAY MT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ. HYDR. COLUMN MT	NHC/ GHC	KH MD * MT	K MD
1	2850	2849.50	2856.00	6.50	4.72	0.7268	15.414	43.471	0.412	0.8504	0.00	0.00
1	2875	2871.00	2885.50	14.50	12.04	0.8303	17.250	39.509	1.256	0.9712	0.00	0.00
1	2890	2887.50	2891.50	4.00	2.90	0.7239	16.337	47.981	0.246	0.9686	0.00	0.00
1	2920	2915.00	2926.00	11.00	7.92	0.7204	15.596	42.206	0.714	0.9684	0.00	0.00
1	2970	2966.50	3008.00	41.50	28.19	0.6794	16.525	59.157	1.903	1.0522	0.00	0.00

Tab. 2 - Esempio di tabulazione dati per lo studio di un giacimento di idrocarburi

CLASSIFICAZIONE DELLE RISERVE

Le riserve costituiscono la frazione di idrocarburi effettivamente recuperabili da un giacimento. Esse vengono suddivise in due principali categorie, le **“riserve accertate”** (“proved reserves”) e le **“riserve non accertate”** (“unproved reserves”) (Fig. 7).

Le riserve di idrocarburi accertate rappresentano la quantità di olio, di gas o di condensati che valutazioni, basate su dati geologici, geofisici e di ingegneria di giacimento, stabiliscono poter essere recuperate in futuro, con ragionevole certezza, da giacimenti già scoperti, alle condizioni economiche esistenti al momento considerato.

Le riserve di un giacimento sono considerate **accertate** quando la loro producibilità, naturalmente in termini economici, è dimostrata da un effettivo periodo di produzione, oppure dall'esito positivo di prove di produzione, oltre che dai dati delle analisi di carote e dell'interpretazione dei “log” registrati in pozzo. Nella valutazione delle riserve accertate si deve inoltre fare riferimento solo all'area del giacimento delimitata dai pozzi perforati e a quelle aree definite dai contatti gas-olio, olio-acqua e gas-acqua, non ancora perforate, ma che possono essere ragionevolmente considerate coltivabili, in termini economici, sulla base delle informazioni geologiche, geofisiche e dinamiche disponibili. In assenza di informazioni relative ai contatti fra i fluidi di strato, i limiti del giacimento vengono assunti coincidenti con le quote del punto più basso nei quali è stata riscontrata la presenza di idrocarburi (“oil down to” o “gas down to”).

Le riserve prodotte mediante l'applicazione di processi di recupero migliorato (“improved reserves”) vengono comprese fra le riserve accertate solamente se lo studio di ingegneria di giacimento, che definisce il progetto di coltivazione mediante recupero migliorato, è basato sul risultato positivo di un progetto pilota o di un programma operativo già realizzato sullo stesso giacimento o su un altro giacimento caratterizzato da rocce serbatoio e fluidi di strato simili.

Nell'ambito delle riserve accertate si distinguono due sottocategorie, le **“riserve accertate già sviluppate”** (“proved developed reserves”) e le **“riserve accertate non ancora sviluppate”** (“proved undeveloped reserves”). Le **prime** rappresentano le riserve che ci si può attendere verranno recuperate attraverso i pozzi già esistenti, impiegando attrezzature e metodi già ben sperimentati. Le riserve ottenibili con l'impiego dei processi di recupero migliorato possono essere assegnate a questa categoria solamente dopo l'avvio del progetto di recupero migliorato.

Le **riserve accertate non ancora sviluppate** sono invece quelle che ci si aspetta verranno recuperate mediante la perforazione di pozzi addizionali, l'approfondimento dei pozzi esistenti fino a raggiungere un diverso “reservoir” e la messa in esercizio di un progetto di recupero migliorato.

L'altra principale categoria in cui sono state suddivise le riserve è quella che prende il nome di **“riserve non accertate”** (“unproved reserves”). Si tratta di quelle quantità di idrocarburi che valutazioni, basate su dati geologici, geofisici e di ingegneria di giacimento, indicano poter essere economicamente recuperabili, con un grado di certezza sufficiente per suggerire la probabilità o la possibilità della loro esistenza. Le

riserve non accertate vengono dunque suddivise in “riserve probabili” (“probable reserves”) e “riserve possibili” (“possible reserves”).

Sono definite **probabili** quelle riserve per le quali si assume che la probabilità di produrle entro limiti economici non sia stata ancora individuata in maniera sufficientemente sicura da permettere di comprendere tali riserve fra quelle accertate. Si tratta ad esempio del caso di “reservoir” produttivi in campi già esistenti, che ci si aspetta risponderanno positivamente all’impiego di tecniche di recupero migliorato o di aree del giacimento non ancora perforate ma che dati geologici e geofisici sembrano indicare positive con un buon grado di probabilità.

Gli accumuli di idrocarburi, la cui esistenza non è stata accertata dalla perforazione di pozzi ma è semplicemente ipotizzata, vengono infine classificati come “riserve possibili”. A questa categoria appartengono, ad esempio, “pool” ubicati al di sotto o lateralmente rispetto al “reservoir” già in produzione oppure possibili giacimenti in trappole non ancora perforate, ma che si trovano nella stessa regione in cui è presente un campo già in produzione.

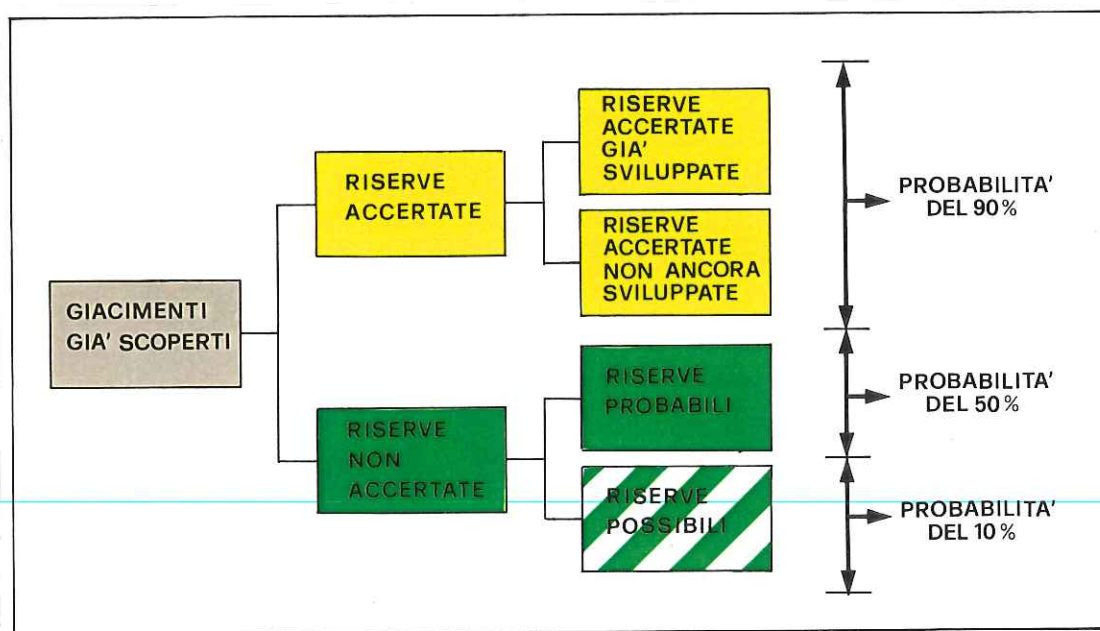


Fig. 7 - Classificazione delle riserve

INDAGINI GEOLOGICHE DA ESEGUIRE PRIMA DI EFFETTUARE UN CALCOLO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO

Sezioni Geologiche

Le sezioni geologiche (“geological cross sections”) costituiscono un importante mezzo di indagine, in grado di evidenziare le relazioni, sia orizzontali che verticali, esistenti fra le varie formazioni; esse vengono quindi impiegate per risolvere problemi strutturali e stratigrafici.

La loro principale limitazione è individuabile nel fatto che rappresentano una particolare configurazione geologica lungo una sola direzione; le sezioni geologiche non possono quindi illustrare quelle variazioni che non coincidono con il loro allineamento. Per ovviare a questo inconveniente si realizzano, quando è possibile, reticoli di più sezioni che forniscono una raffigurazione tridimensionale del giacimento. Questo tipo di elaborati costituisce un valido strumento per illustrare eteropie di facies, troncamenti per erosione e “pinch-out”.

La costruzione di una sezione implica una scelta oculata della scala da utilizzare, che devono essere tali da permettere una precisa ed agevole preparazione.

Le sezioni costruite con ugual scala orizzontale e verticale vengono definite “normali”, ed hanno il pregio di non distorcere l’inclinazione e lo spessore degli strati. Sulle sezioni “normali” è dunque possibile misurare direttamente lo spessore e l’inclinazione reale delle unità stratigrafiche nonché l’esatta ubicazione di eventuali faglie.

Qualora si vogliano invece evidenziare variazioni litologiche nell’ambito del giacimento, quali ad esempio discontinuità, eteropie, incuneamenti, possono risultare utili sezioni a scale diversificate. Naturalmente in questo tipo di sezioni gli angoli riportati non sono quelli reali; infatti strati che s’immergono dolcemente possono assumere un aspetto piuttosto ripido (quando la scala verticale è più ampia rispetto a quella orizzontale) e tanto più accentuata è l’inclinazione, tanto minore risulterà il loro spessore apparente rispetto a quello reale.

Sezioni strutturali

Si tratta del tipo di sezioni geologiche realizzato per rappresentare le formazioni che caratterizzano il giacimento nella loro posizione e per localizzare qualsiasi altro intervallo che risulti significativo ai fini dello studio in corso.

Nelle sezioni strutturali (“structural cross sections”) vengono riportati tutti gli elementi tettonici rilevabili in giacimento, per cui esse lo riproducono nella sua attuale configurazione geo-strutturale (Fig. 8). Praticamente, per ottenere un simile risultato, è necessario riportare i vari livelli riferendoli ad un piano orizzontale (normalmente il livello del mare). Tali sezioni risultano molto utili anche per lo studio dinamico del giacimento in quanto permettono di evidenziare la posizione dei contatti fra i fluidi di giacimento e la relativa ubicazione degli intervalli in produzione (Fig. 9).

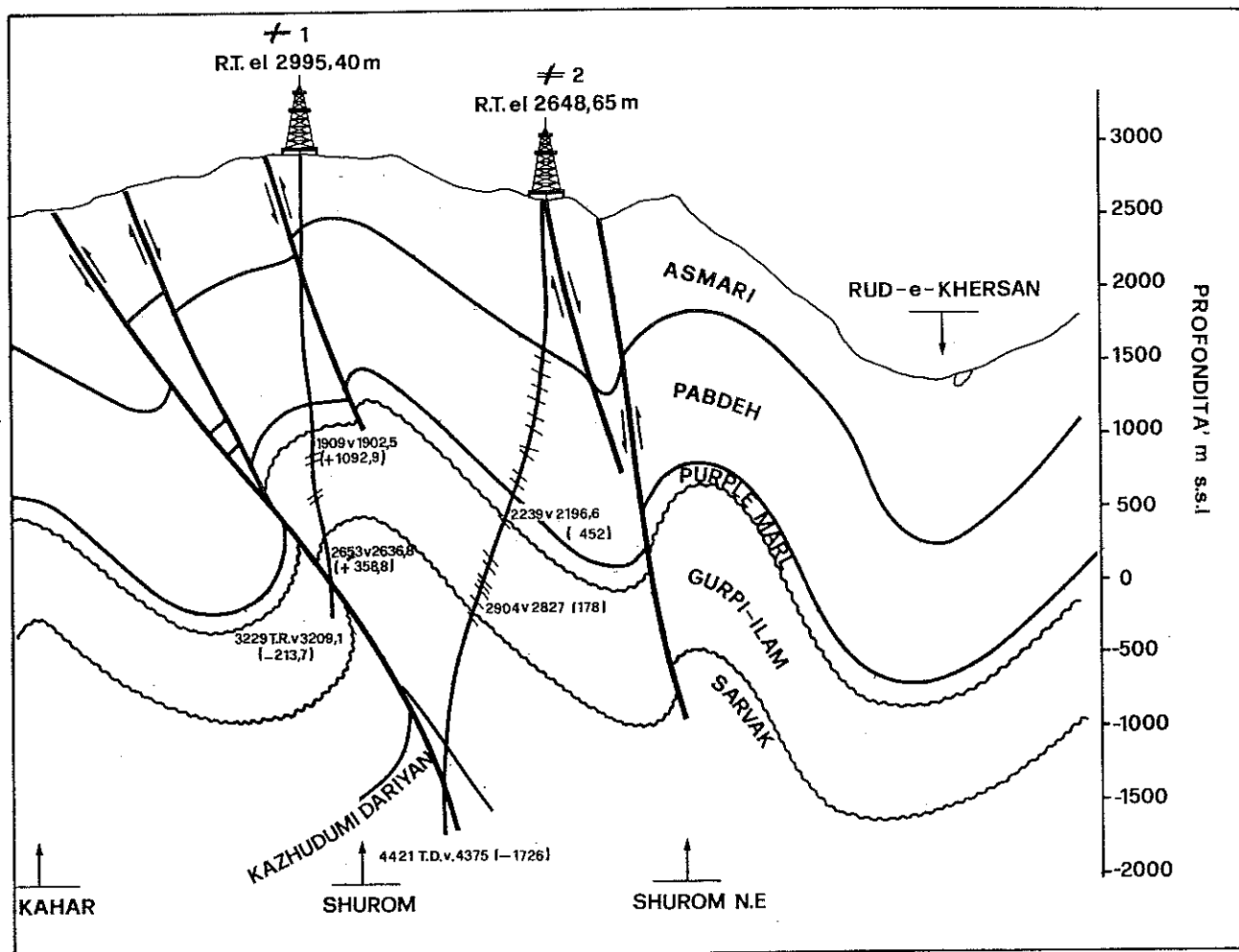


Fig. 8 - Esempio di sezione geo-strutturale (giacimento petrolifero ubicato nella catena dei Monti Zagros, Iran).

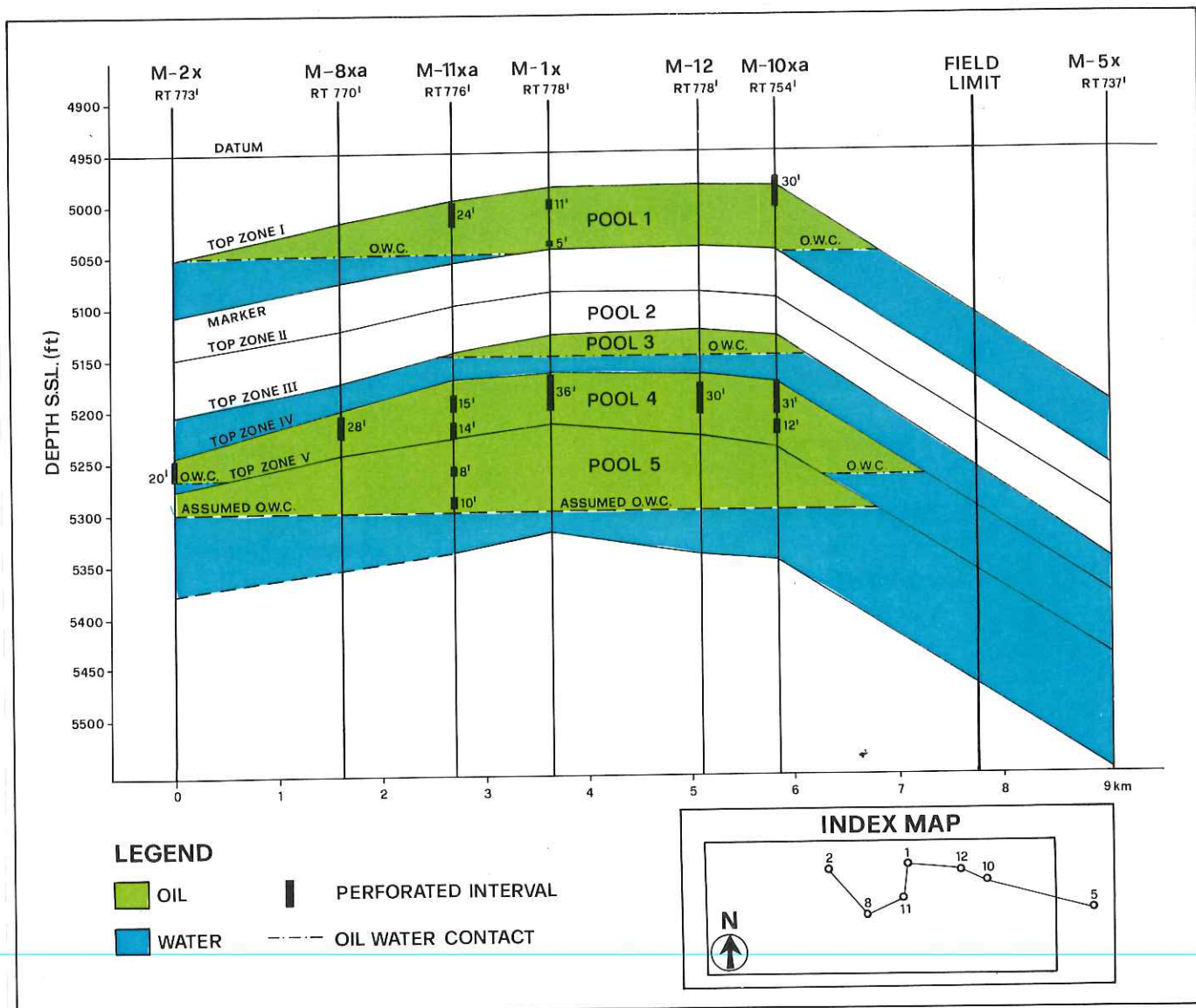


Fig. 9 - Esempio di sezione strutturale in cui viene riportata la distribuzione dei fluidi ("reservoir" terrigeno egiziano).

Sezioni stratigrafiche

Nelle sezioni stratigrafiche (“stratigraphic cross sections”) vengono visualizzati i rapporti esistenti fra le formazioni presenti in un giacimento; perciò esse rappresentano un valido strumento per lo studio del loro ambiente deposizionale (Fig. 10).

Si differenziano dalle sezioni strutturali per il fatto che utilizzano, come piano di riferimento, un particolare orizzonte stratigrafico (“marker”), quale ad esempio la sommità o la base di una formazione, oppure una superficie di trasgressione. Quindi, in una sezione stratigrafica, le varie formazioni vengono approssimativamente rimesse nella posizione originaria, cioè al tempo della deposizione.

Tale tipo di sezioni mette dunque in rilievo le variazioni di spessore degli strati, trascurando la situazione strutturale reale. È importante sottolineare che generalmente variazioni di spessore sono evidenti sia negli strati immediatamente sovrastanti che in quelli sottostanti il piano di riferimento; è questo un importante aspetto da tenere in considerazione nella scelta del piano di riferimento. Una trasgressione può ad esempio essere utilizzata per evidenziare gli strati troncati dall’erosione nonché lo sviluppo dei sedimenti.

Diagrammi a pannelli

I diagrammi a pannelli (“Panel diagrams”) sono elaborati tridimensionali che visualizzano le relazioni esistenti fra tutti i pozzi perforati in un giacimento.

In pratica si tratta di una serie di sezioni eseguite su due allineamenti, tra di loro ortogonali, e rappresentate insieme secondo un angolo di vista. Esse possono essere indifferentemente stratigrafiche o strutturali (Fig. 11). Poiché sono difficilmente realizzabili utilizzando la stessa scala orizzontale e verticale, sono da ritenersi rappresentazioni di tipo diagrammatico.

Zonazione

Come si è potuto constatare, le sezioni strutturali e stratigrafiche forniscono un primo quadro della configurazione geologica di un giacimento petrolifero.

Per effettuare una corretta valutazione delle riserve e perciò per ottimizzare i progetti di sviluppo, è però necessario conoscere con la massima accuratezza possibile, compatibilmente con i dati disponibili, la geometria interna del giacimento (Fig. 12). Infatti, un’accurata conoscenza della geometria permetterà una valida previsione del comportamento futuro del giacimento e quindi una corretta valutazione del fattore di recupero.

L’indagine geologica di dettaglio ha soprattutto lo scopo di individuare quegli orizzonti che, in base alle loro caratteristiche litologiche e petrofisiche, possono essere considerati effettivamente dei “reservoirs” e di verificare la presenza e lo sviluppo di

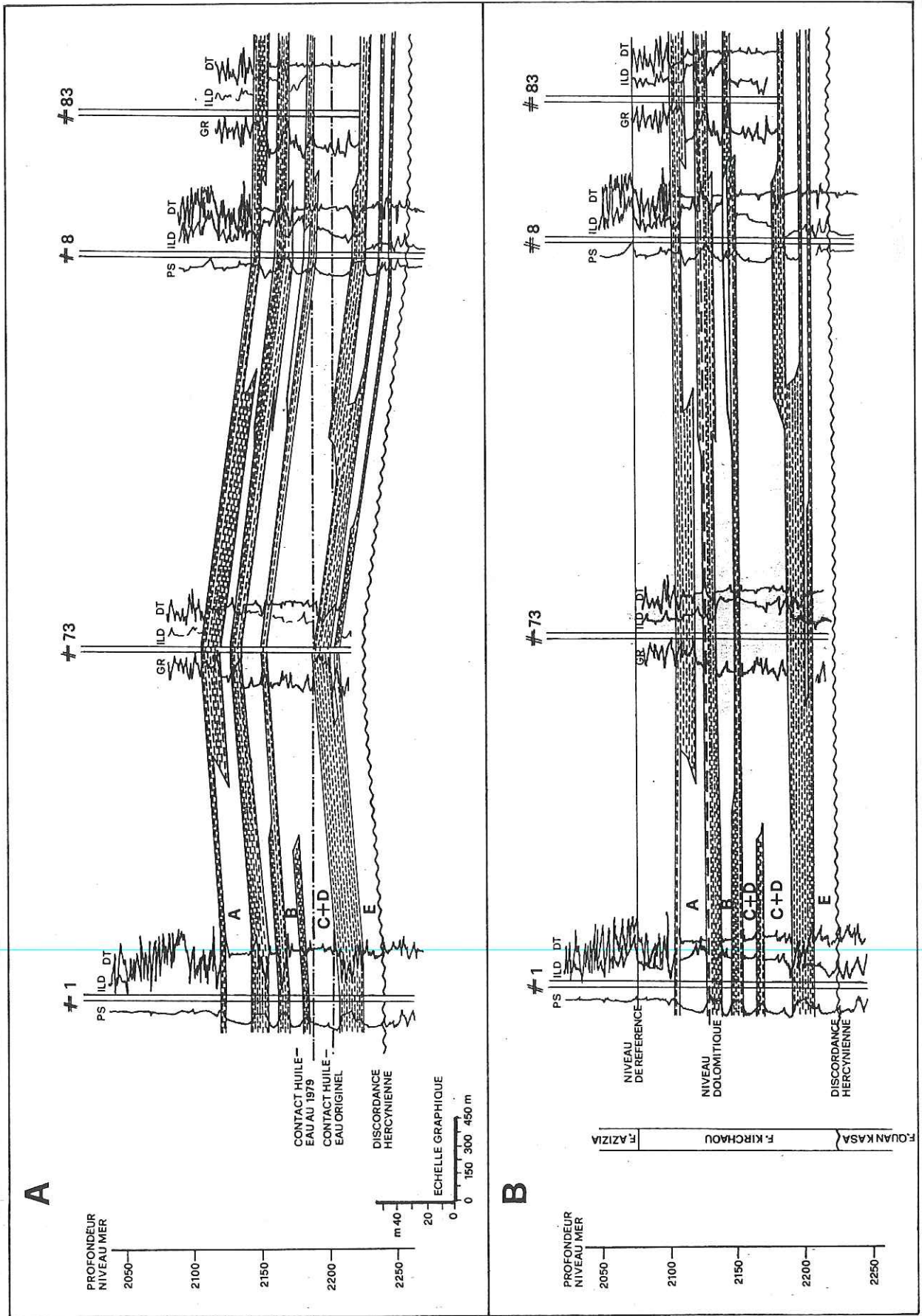
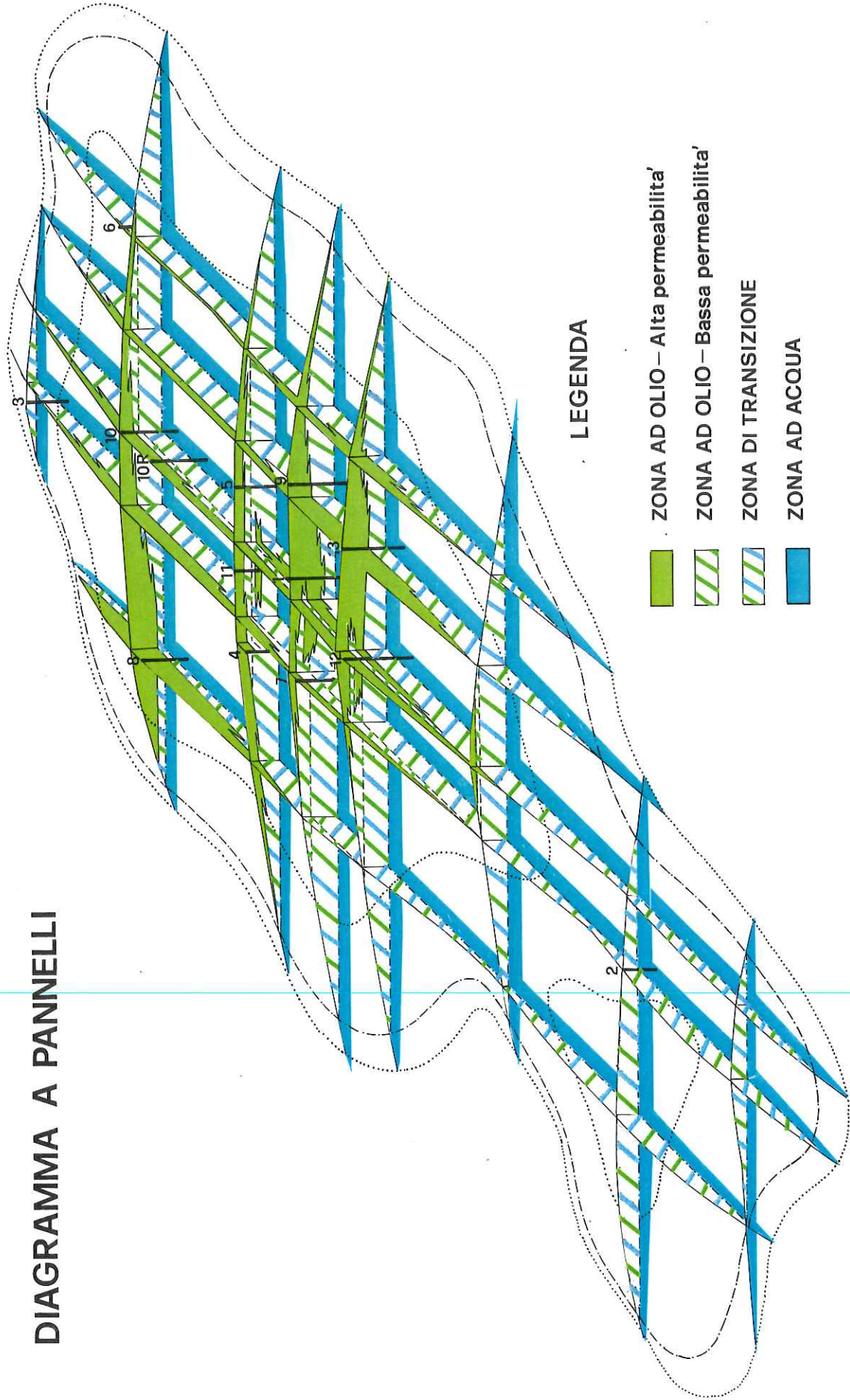


Fig. 10 - Confronto fra una sezione strutturale (A) ed una stratigrafica (B) di un giacimento tunisino

DIAGRAMMA A PANNELLI



LEGENDA

- ZONA AD OLIO - Alta permeabilita'
- ZONA AD OLIO - Bassa permeabilita'
- ZONA DI TRANSIZIONE
- ZONA AD ACQUA

Fig. 11 - Diagramma a pannelli relativo ad un giacimento iraniano la cui roccia serbatoio è costituita da una formazione carbonatica

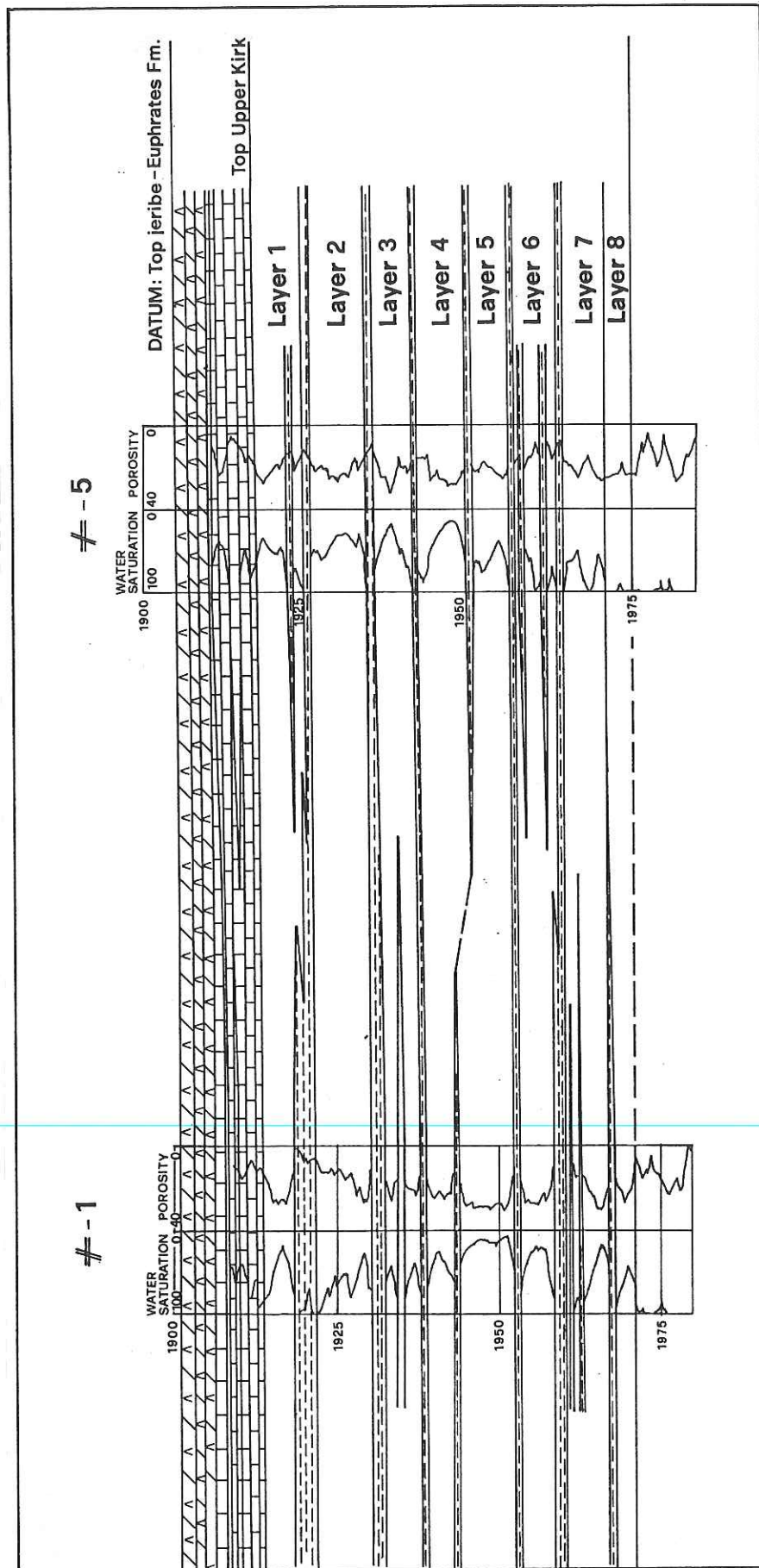


Fig. 12 - Esempio di zonazione realizzata utilizzando i CPI (reservoir carbonatico di un giacimento iracheno)

livelli impermeabili (o a bassa permeabilità).

Un ulteriore affinamento dell'indagine potrà portare alla definizione, nell'ambito dei livelli mineralizzati, di quegli orizzonti che in maggior misura contribuiscono alla produzione (zone più permeabili).

La metodologia da seguire per caratterizzare geometricamente un giacimento è basata soprattutto sull'analisi e l'elaborazione dei "log" più rappresentativi e sulle carote.

La procedura più immediata e speditiva per zonare un giacimento si basa sulla comparazione fra i "log" (o fra i CPI) dei vari pozzi, quando si tratta di una semplice sequenza di livelli porosi intercalati da livelli compatti o argillosi. Quando invece la zonazione è caratterizzata da variazioni nelle proprietà petrofisiche delle varie zone porose, siano esse variazioni di facies (variazioni litologiche), di granulometria, ecc., la selezione delle zone dovrà essere fatta sulla base di studi petrofisici e sedimentologici eseguiti su carote, calibrando successivamente i "log" su tali informazioni. La distribuzione delle varie zone su tutta l'area del giacimento dovrà poi essere estrapolata attraverso correlazioni fra i "log". Molto raramente infatti sono disponibili carote in tutti i pozzi perforati.

La distribuzione delle varie zone in quelle aree del giacimento non interessate da pozzi, può essere talvolta facilitata (specialmente quando le zone hanno un certo spessore, presentano una buona porosità e si trovano a profondità ragionevoli) dall'aiuto di studi di sismica stratigrafica.

Oggi è possibile effettuare delle zonazioni mediante l'impiego di programmi statistici che utilizzano tutti i dati da "log" registrati nei pozzi e attraverso i quali vengono individuate delle "log-facies".

Con il termine di "log-facies" viene indicato un insieme di responsi "log" che caratterizzano in modo univoco un tipo di sedimento. Per tale scopo la SCHLUMBERGER adotta il programma "Faciolog", mentre l'AGIP ha elaborato un tipo di "processing" chiamato "Classlog". La principale differenza fra questi tipi di programmi è da individuarsi nel fatto che, mentre il "Faciolog" compie le elaborazioni basandosi sui "log" dei singoli pozzi, il "Classlog" esegue invece le zonazioni utilizzando contemporaneamente i dati di tutti i pozzi del giacimento.

Successivamente, quando sono disponibili informazioni derivate dallo studio delle carote, è possibile attribuire alle varie zone precedentemente identificate un preciso significato litologico e sedimentologico, passando così dal concetto di "log-facies" a quello di "lito-facies".

Come esempio di zonazione possiamo citare un giacimento ad olio tunisino. Il "reservoir" in questo caso è costituito dalla sovrapposizione di quattro principali cicli di aggradazione fluviale, ognuno dei quali è costituito da una parte prevalentemente arenacea e da una parte superiore argillosa. La parte arenacea di ogni livello rappresenta il riempimento di una serie di canali, mentre la parte argillosa è riconducibile ad un ambiente di piana d'inondazione. L'indagine statistica, condotta mediante il programma "Classlog", ha permesso di individuare, all'interno del "reservoir" sei "log-facies". Un'analisi litologica, petrofisica e sedimentologica ha portato alla seguente caratterizzazione delle classi:

- Classe 1 : arenaria media;
- Classe 2 : arenaria fine, silt;
- Classe 3 : silt, silt argilloso;
- Classe 4 : arenaria;
- Classi 5 e 6: argilla.

La successione delle classi individuate nei pozzi ha reso possibile il riconoscimento dei cicli sedimentari e quindi la ricostruzione dei modelli deposizionali. E' stato così possibile fare una distinzione fra livelli appartenenti ad un ambiente di tipo prevalentemente meandriforme (Fig. 13) ed altri invece riconducibili ad un corso d'acqua anastomizzato (Fig. 14).

La classificazione statistica ha inoltre permesso di distinguere una "Classe 2", con caratteristiche di arenaria fine, da una "Classe 3", con caratteristiche di silt argilloso e quindi non definibile come reservoir. L'interpretazione tradizionale non era infatti in grado di discernere le due classi e le aveva considerate entrambe costituite da silt.

Per ogni classe è stata infine determinata una correlazione fra permeabilità e porosità, basandosi sui dati provenienti dall'analisi delle carote. E' stato così possibile effettuare una ripartizione del "reservoir" in sottoinsiemi estremamente omogenei dal punto di vista petrofisico e a realizzare quindi una zonazione dell'intero "reservoir" utile per uno studio dinamico.

Per concludere, vista l'importanza dell'argomento, riportiamo qui di seguito i principali "step" su cui si articola la metodologia per definire la zonazione di un "reservoir" attraverso il programma di "Classlog" (o di "Faciolog"):

- acquisizione dati ("log", carote);
- scelta dei pozzi chiave (un pozzo chiave presenta come caratteristiche un carotaggio di fondo sufficientemente esteso nel "reservoir", un numero di "log" comuni a tutti i pozzi che posseggano una registrazione di buona qualità attraverso tutto il **reservoir** ed infine una buona rappresentatività areale);
- correzione dei "log" per diametro del foro, scavamento, tipo di fango, salinità, temperatura, ecc.);
- messa in quota dei vari "log";
- costruzione di sezioni geologiche;
- determinazione delle "log-facies" (CPI, "Faciolog", "Classlog");
- caratterizzazione delle "log-facies" mediante analisi sedimentologiche e petrofisiche;
- analisi quantitativa dei "log" (determinazione dei valori medi di Φ e S_w per ogni zona individuata) (Fig. 15).

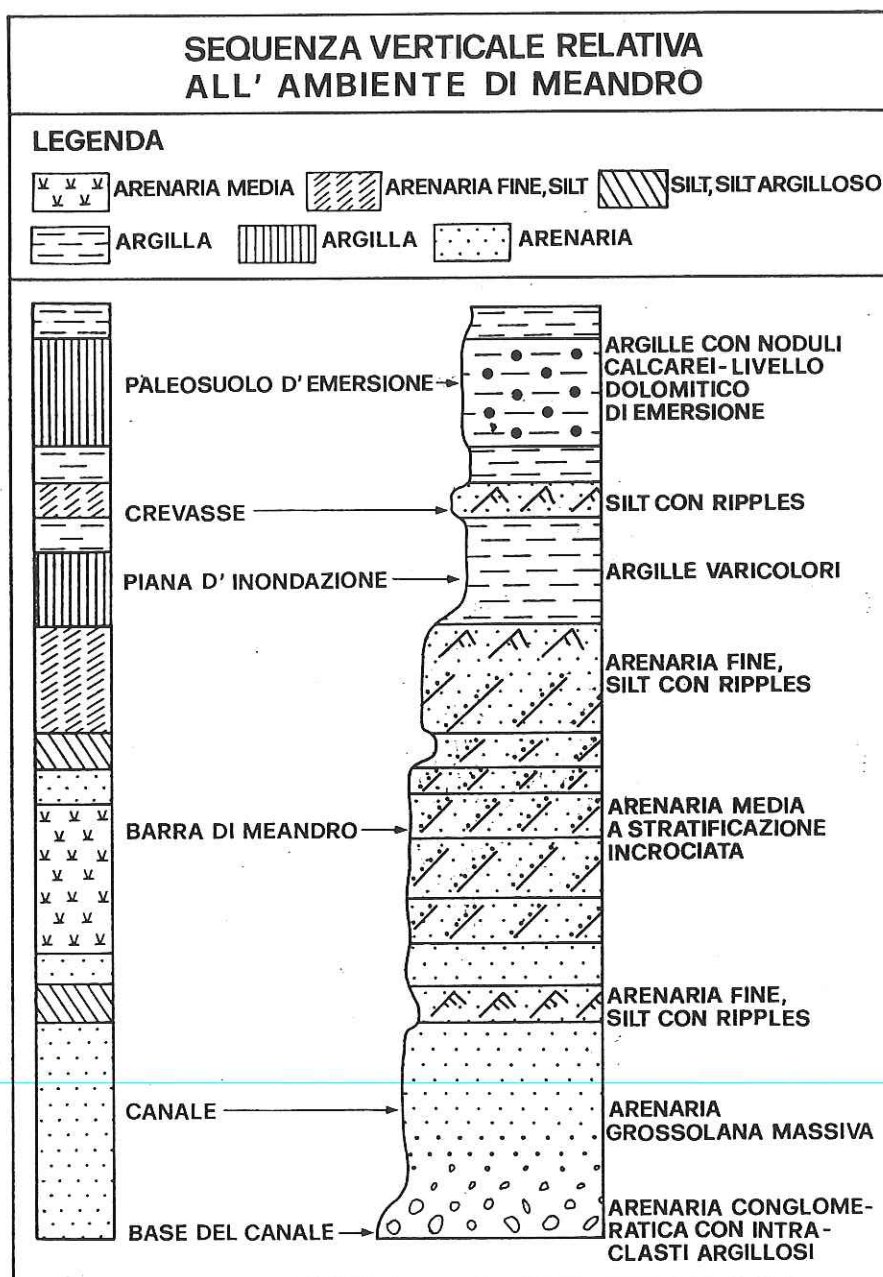


Fig. 13 - Ricostruzione della sequenza stratigrafica relativa all'ambiente di meandro mediante l'elaborazione statistica dei "log" (giacimento ad olio tunisino).

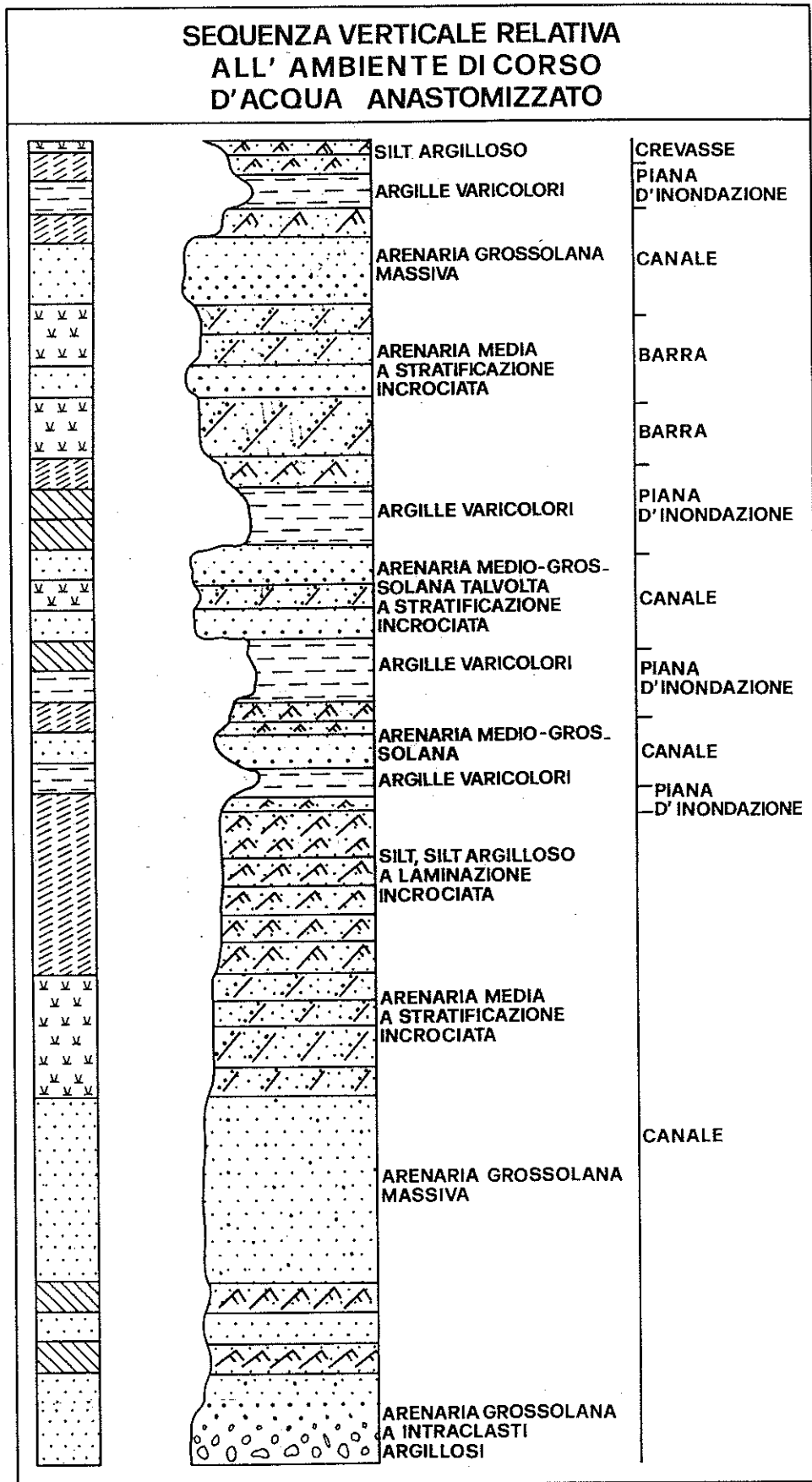


Fig. 14 - Ricostruzione della sequenza stratigrafica relativa all'ambiente di corso d'acqua anastomizzato mediante l'elaborazione statistica dei "log" (giacimento tunisino).

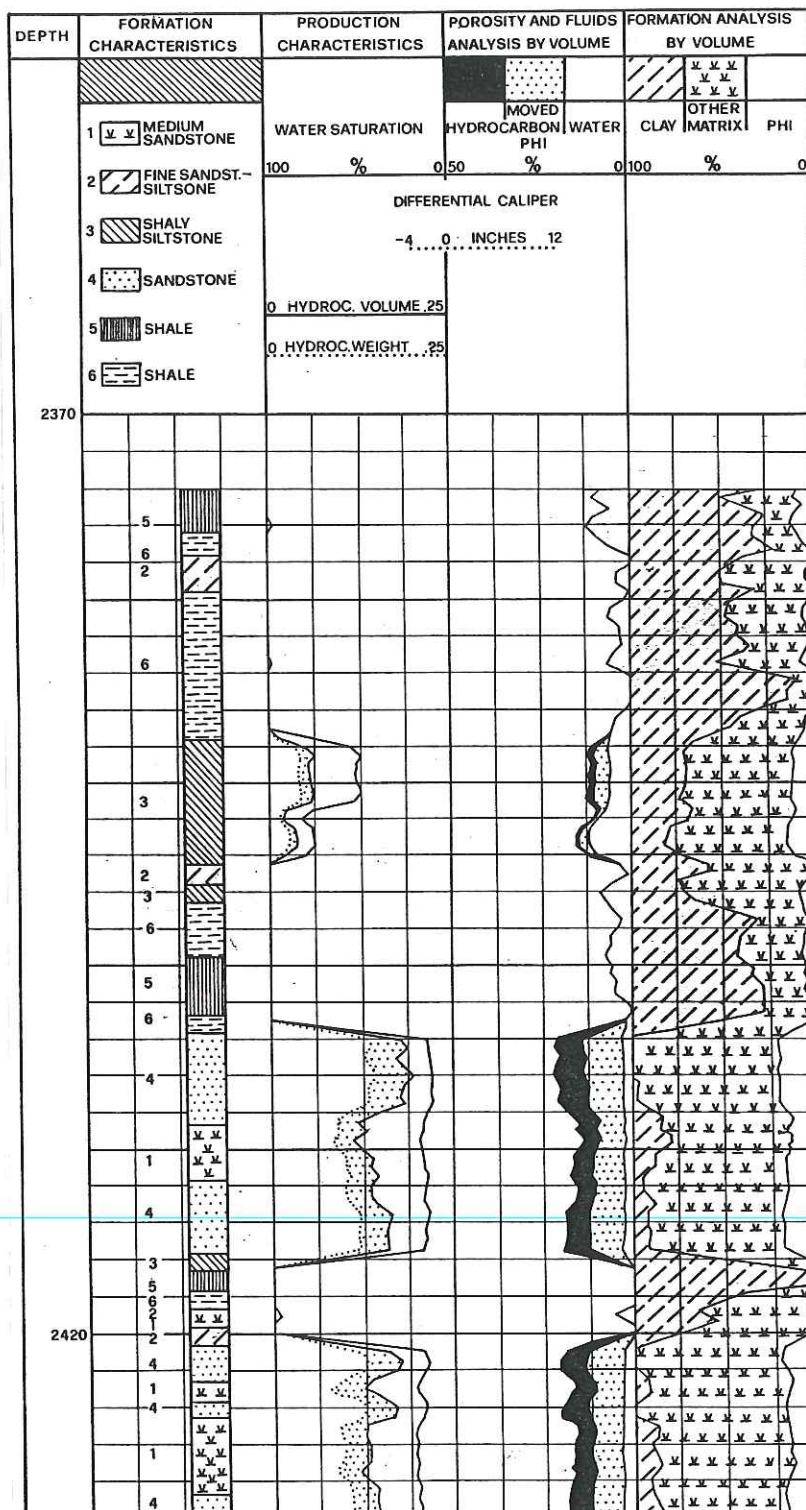


Fig. 15 - Analisi quantitativa dei "log" (CPI) tarata mediante l'impiego di una elaborazione di tipo statistico (giacimento ad olio tunisino).

METODI PER IL CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO

Per eseguire il calcolo volumetrico degli idrocarburi originariamente in posto in un giacimento petrolifero, possono essere seguite tre diverse procedure:

- **metodo delle superfici-altezze**, nei casi in cui si abbiano a disposizione pochi dati oppure si sia in presenza di un "reservoir" estremamente omogeneo;
- **metodo delle isopay**, che è quello più comunemente usato, qualora si abbia a disposizione un cospicuo numero di dati ma il "reservoir" non è molto eterogeneo;
- **metodo dell'equivalent hydrocarbon column**, quando si ha a disposizione un buon numero di dati ed il "reservoir" risulta piuttosto eterogeneo.

Metodo delle superfici-altezze

Il **metodo delle superfici-altezze** rappresenta la procedura di calcolo più semplice e speditiva per valutare il volume di roccia mineralizzata di un giacimento ad idrocarburi. Viene di solito impiegato per eseguire valutazioni relative a strutture non perforate ("prospect"), a giacimenti in cui siano stati trivellati solamente uno o due pozzi oppure nel caso in cui il "reservoir" è estremamente omogeneo, sia in termini di spessore che di caratteristiche petrofisiche (per esempio nel caso di sabbie turbiditiche distali).

Innanzitutto è necessario disporre di una mappa strutturale riferita al "top" del "reservoir" ("structural contour map on top"), costruita attraverso dati di pozzo e dell'interpretazione sismica (Fig. 16). La prima operazione da compiere è quella di misurare, con l'aiuto del "planimetro" oppure mediante scomposizione in triangoli e rettangoli, le aree racchiuse da ciascuna isobata (Fig. 17). Il valore di ogni area verrà poi riportato su un diagramma in funzione della quota cui si riferisce; più precisamente, le aree verranno riportate in ascissa e le relative quote in ordinata, scegliendo di volta in volta scale adeguate ai valori a disposizione. Unendo tra loro i punti che compaiono sul diagramma, si otterrà una linea spezzata (tale linea in realtà dovrebbe essere continua) che, in riferimento alla linea base, riprodurrà la variazione di volume della struttura in funzione di varie quote (Fig. 18).

A questo punto bisognerà distinguere il caso di un contatto idrocarburi-acqua al fondo dal caso di un contatto laterale. Se ci troviamo in presenza di un contatto al fondo sarà sufficiente disporre di una mappa strutturale riferita al "top" del livello, mentre sarà necessario avere anche una mappa riferita al "bottom" del livello, se il contatto idrocarburi-acqua è laterale (Figg. 18, 19). In quest'ultimo caso si misureranno anche le aree relative ad ogni isobata della mappa strutturale del "bottom" e se ne riporteranno i valori sullo stesso diagramma in cui si trovano quelli riferiti al "top" del livello.

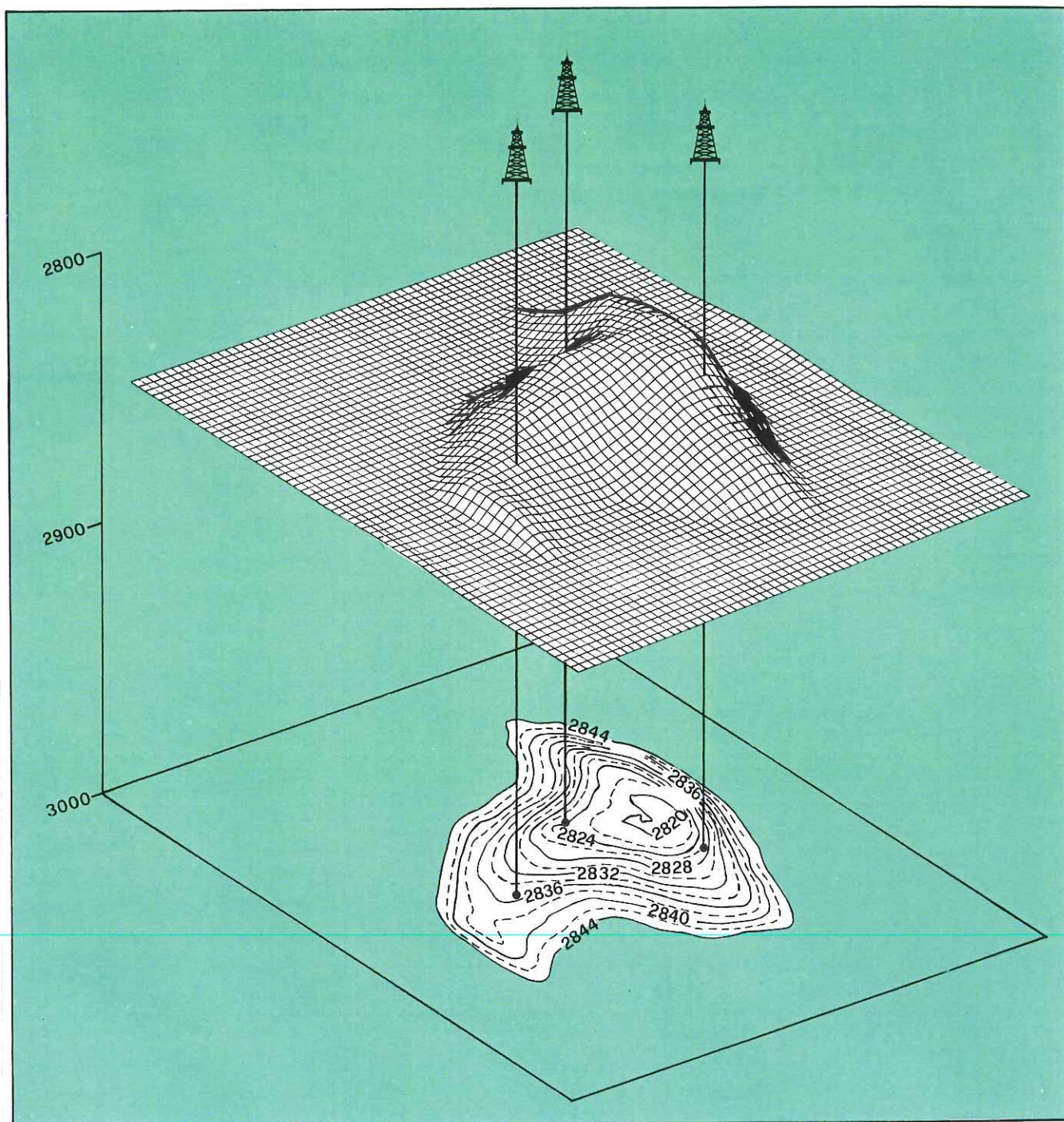
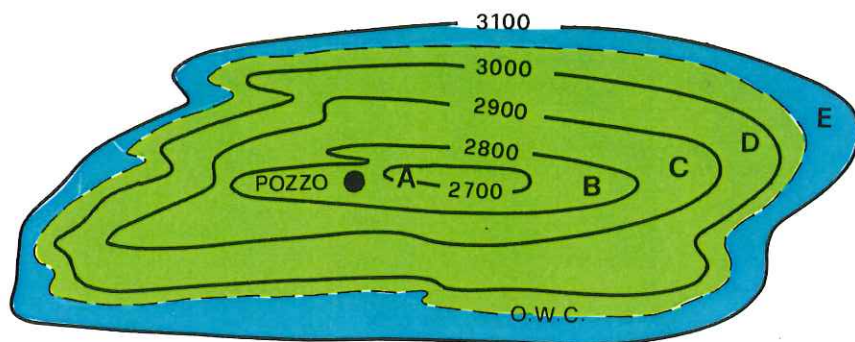


Fig. 16 - Mappa strutturale riferita al "top" del livello mineralizzato

MAPPA STRUTTURALE DEL "TOP" DEL GIACIMENTO



$5 \times 10^6 \text{ m}^2$ 2700 m AREA A

$15 \times 10^6 \text{ m}^2$ 2800 m AREA B

$20 \times 10^6 \text{ m}^2$ 2900 m AREA C

$25 \times 10^6 \text{ m}^2$ 3000 m AREA D

$30 \times 10^6 \text{ m}^2$ 3100 m AREA E

O.W.C.

Fig. 17 - Esempio di calcolo volumetrico degli idrocarburi in posto con il "metodo delle superfici-altezze".

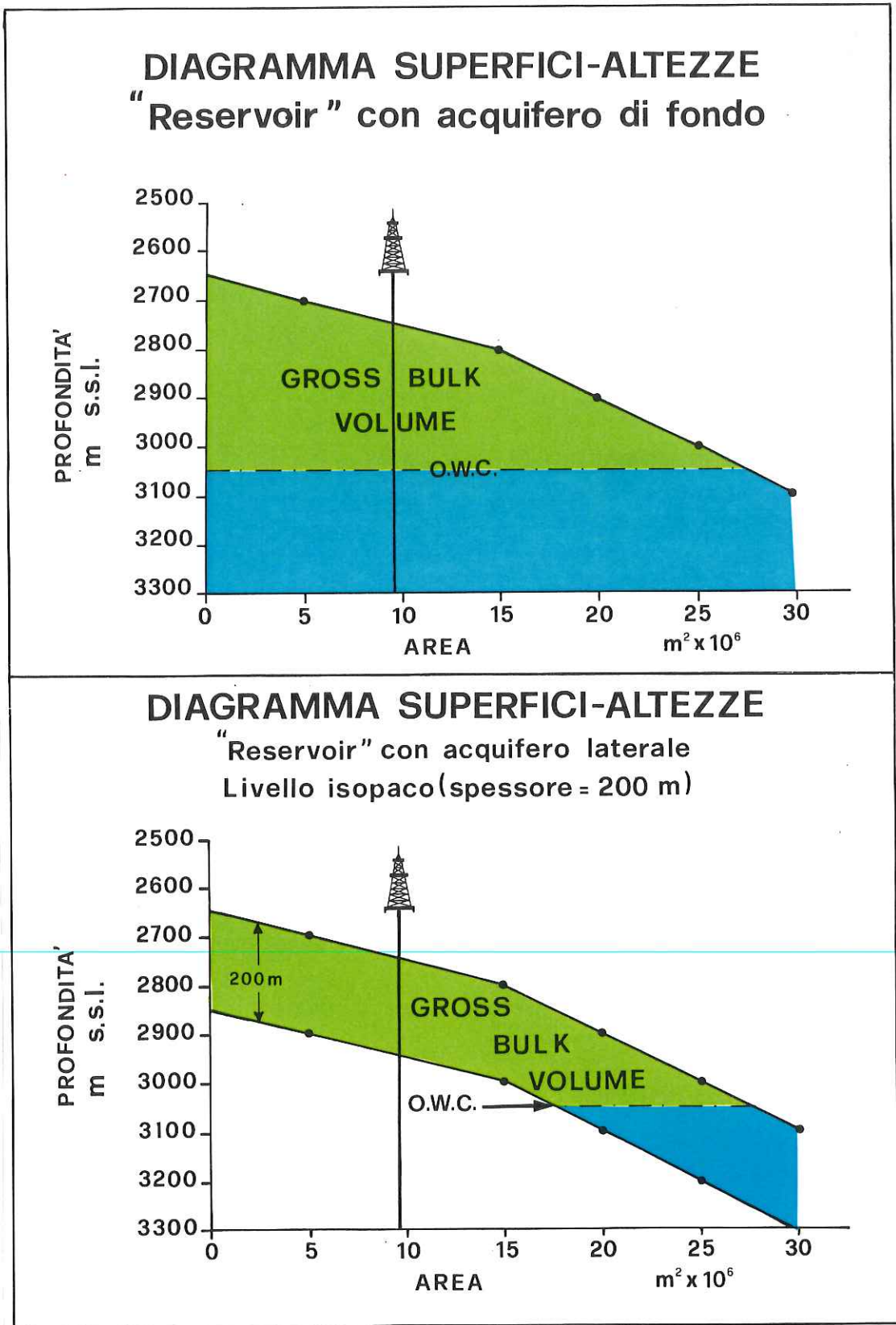


Fig. 18 - Diagrammi superfici-altezze relativi a due diversi tipi di contatto idrocarburi-acqua.

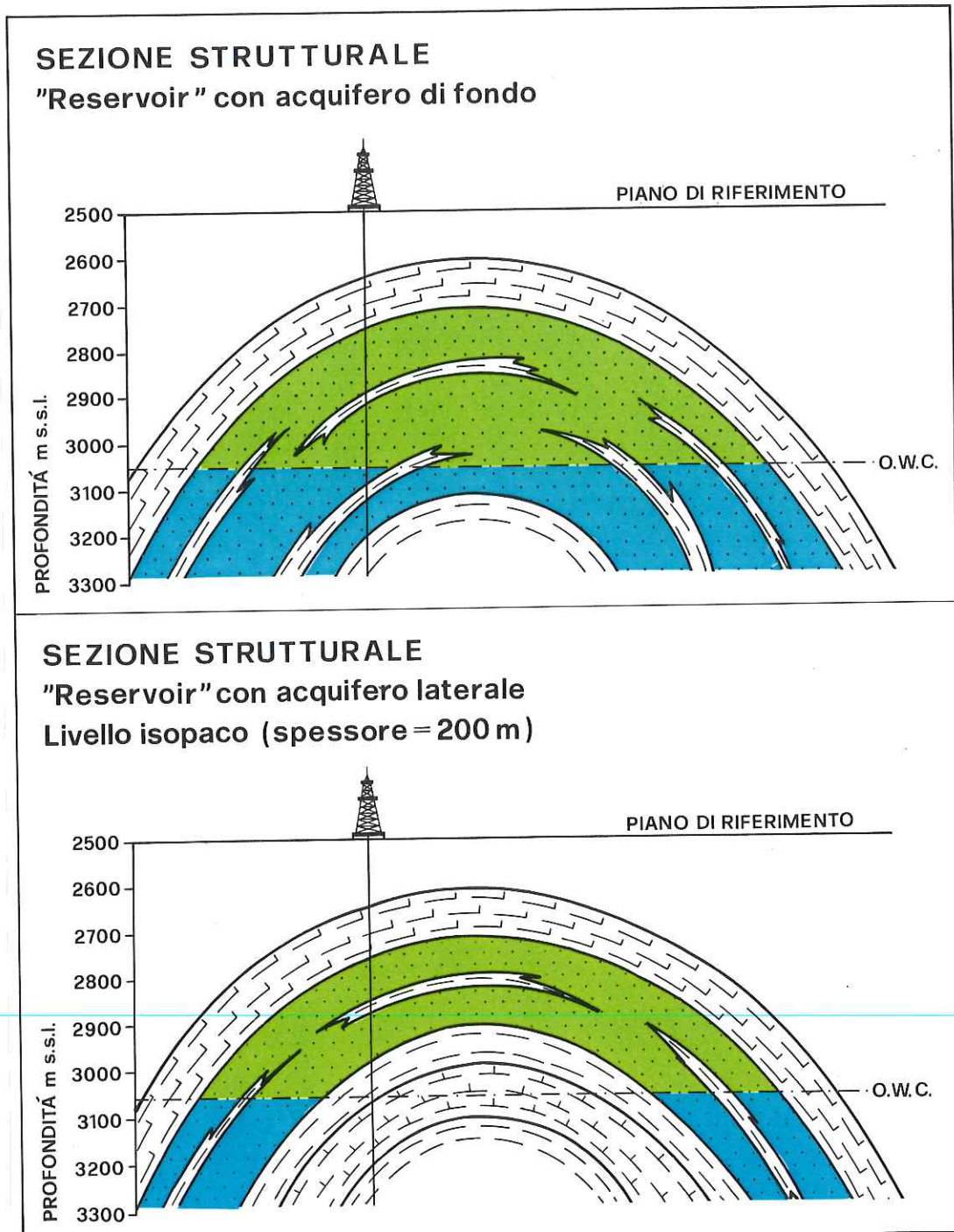


Fig. 19 - Esempio di possibili tipi di contatto idrocarburi-acqua

Qualora non fosse disponibile la mappa riferita al "bottom", la si potrà ricavare sovrapponendo alla mappa strutturale del "top" una mappa di isopache del livello ("isopach map"), costruita utilizzando dati di pozzo e di geologia regionale, nonché informazioni sismiche. In ogni punto d'incontro tra le curve rappresentanti le isobate del "top" e quelle rappresentanti le isopache si otterranno, per somma di valori, le relative quote riferite al "bottom" del livello. Sarà poi facile fra tutti questi nuovi valori ricostruire una mappa riferita al "bottom" del livello.

Un altro modo di operare, più approssimativo rispetto al precedente, ma che si può adottare in mancanza di informazioni, è quello di assumere per il livello mineralizzato uno spessore costante; in questo caso le due linee spezzate rappresentative del "top" e del "bottom" sul diagramma, risulteranno tra loro parallele.

L'area delimitata dalle linee spezzate e dal contatto idrocarburi-acqua rappresenta graficamente il volume lordo di roccia mineralizzata, cioè il "**gross bulk volume**". Per ricavare il valore di tale volume (in m³), basterà moltiplicare l'area misurata sul diagramma (in mm²) per la costante del diagramma stesso. Tale costante verrà stabilita in base alle scale adottate per la costruzione del diagramma. Se ad esempio è stato usato 1 mm lineare pari a 100.000 m² per la scala delle aree (ascisse) ed 1 mm pari ad 1 m per la scala relativa alle quote (ordinate), la costante sarà:

$$100.000 \text{ m}^2 \times 1 \text{ m} = 100.000 \text{ m}^3$$

cioè ogni mm² del diagramma corrisponderà a 100.000 m³ di roccia.

Una volta ricavato il "gross bulk volume", per risalire al volume netto di roccia mineralizzata ("**net bulk volume**"), sarà necessario conoscere il valore del rapporto "net/gross", infatti:

$$\text{N.B.V.} = \text{G.B.V.} \times \text{N/G}$$

Nel caso in cui sia stato perforato almeno un pozzo nella struttura, tale rapporto verrà stimato per la sezione attraversata dal pozzo ed estrapolato a tutto il giacimento; naturalmente se i pozzi perforati sono due o più, verrà applicata una media dei valori di N/G. Se la struttura non è ancora stata perforata (caso di un "prospect") il valore del rapporto "**net/gross**" potrà essere desunto da studi relativi a giacimenti simili.

Lo stesso modo di procedere verrà seguito anche per ricavare i valori medi di porosità e saturazione in acqua, che verranno utilizzati per calcolare il volume d'idrocarburi in posto in base alla formula:

$$\text{O.H.I.P.} = \text{G.B.V.} \times \text{N/G} \times \Phi \times (1 - S_w)$$

Per concludere, si ricorda che per snellire la procedura di calcolo successiva alla planimetrazione delle aree, le Unità di Studio Giacimenti utilizzano un programma denominato "GIAC 92".

Metodo delle isopay

Il **metodo delle isopay** è quello più frequentemente utilizzato per calcolare il volume netto di roccia mineralizzata (**“net bulk volume”**). Tale valore viene ricavato direttamente da una mappa di “isopay”, che può essere realizzata seguendo due diverse procedure, in relazione ai dati che si hanno a disposizione.

Se è stato perforato un discreto numero di pozzi in ogni parte della struttura e per ognuno di essi è stato calcolato il valore di **“net pay”**, la costruzione di una mappa di “isopay” risulterà immediata sulla base dei dati dei singoli pozzi. Qualora invece non si disponga di un numero sufficiente di dati ed il “reservoir” mostri variazioni di spessore piuttosto sensibili, sarà opportuno procedere ad una realizzazione per gradi della mappa di “isopay”.

Come per il “metodo delle superfici-altezze”, il punto di partenza per questa ricostruzione è costituito dalla mappa strutturale relativa al “top” dell’orizzonte mineralizzato. Si procede quindi alla costruzione di una mappa di isopache utilizzando dati di pozzo, informazioni sismiche, studi di geologia regionale e modelli sedimentologici. Questo tipo di mappa descrive, mediante linee di contorno (“contour lines”), le variazioni di spessore del “reservoir”, fornendone così una rappresentazione geometrica tridimensionale. Per questo motivo essa riveste una notevole importanza anche per il calcolo dinamico dei fluidi presenti in giacimento.

Sovrapponendo la mappa delle isopache a quella strutturale riferita al “top”, nei punti d’intersezione delle linee di contorno delle due mappe si otterranno, per somma di valori, le quote relative al “bottom” del “reservoir” (Fig. 20). Un metodo più pratico potrebbe essere quello di utilizzare un “grid” a maglie fitte e di eseguire la sommatoria di valori in corrispondenza dei nodi delle maglie.

Congiungendo i punti di ugual quota, si potrà ricostruire una mappa strutturale riferita al “bottom”, che risulterà utile qualora il giacimento sia caratterizzato da un acquifero laterale. In tal caso, tracciando su tale mappa la curva corrispondente al contatto idrocarburi-acqua, sarà infatti possibile distinguere l’area del giacimento entro la quale si trovano solo idrocarburi (**“oil zone”**) da quella in cui sono presenti idrocarburi e acqua (**“edge zone”**). Il successivo passaggio consiste nella realizzazione di una mappa di **“iso gross pay”**, con la quale vengono rappresentate le variazioni di spessore lordo di roccia mineralizzata nell’ambito del giacimento.

Se è presente un acquifero di fondo il “gross pay” diminuisce gradualmente dall’alto strutturale verso i fianchi della struttura. Qualora ci si trovi in presenza di un acquifero laterale, per costruire la mappa di “iso gross pay” bisognerà ricorrere al metodo di “Wharton”, che prevede una variazione del “trend” delle curve di “iso gross pay” in corrispondenza della linea di contorno del contatto idrocarburi-acqua tracciata sulla mappa riferita al “bottom” strutturale (Fig. 28). Un giacimento con acquifero laterale è infatti caratterizzato da un’area interna (“oil zone”), dove l’intero spessore del “reservoir” è saturato ad idrocarburi, e da una fascia marginale conosciuta col nome di “zona cuneiforme” (“edge zone”), in cui parte del “reservoir” è saturato ad idrocarburi e parte ad acqua. Nella “oil zone”, che si sviluppa all’interno del contatto idrocarburi-acqua relativo alla mappa strutturale del “bottom”, le curve di “iso gross pay”

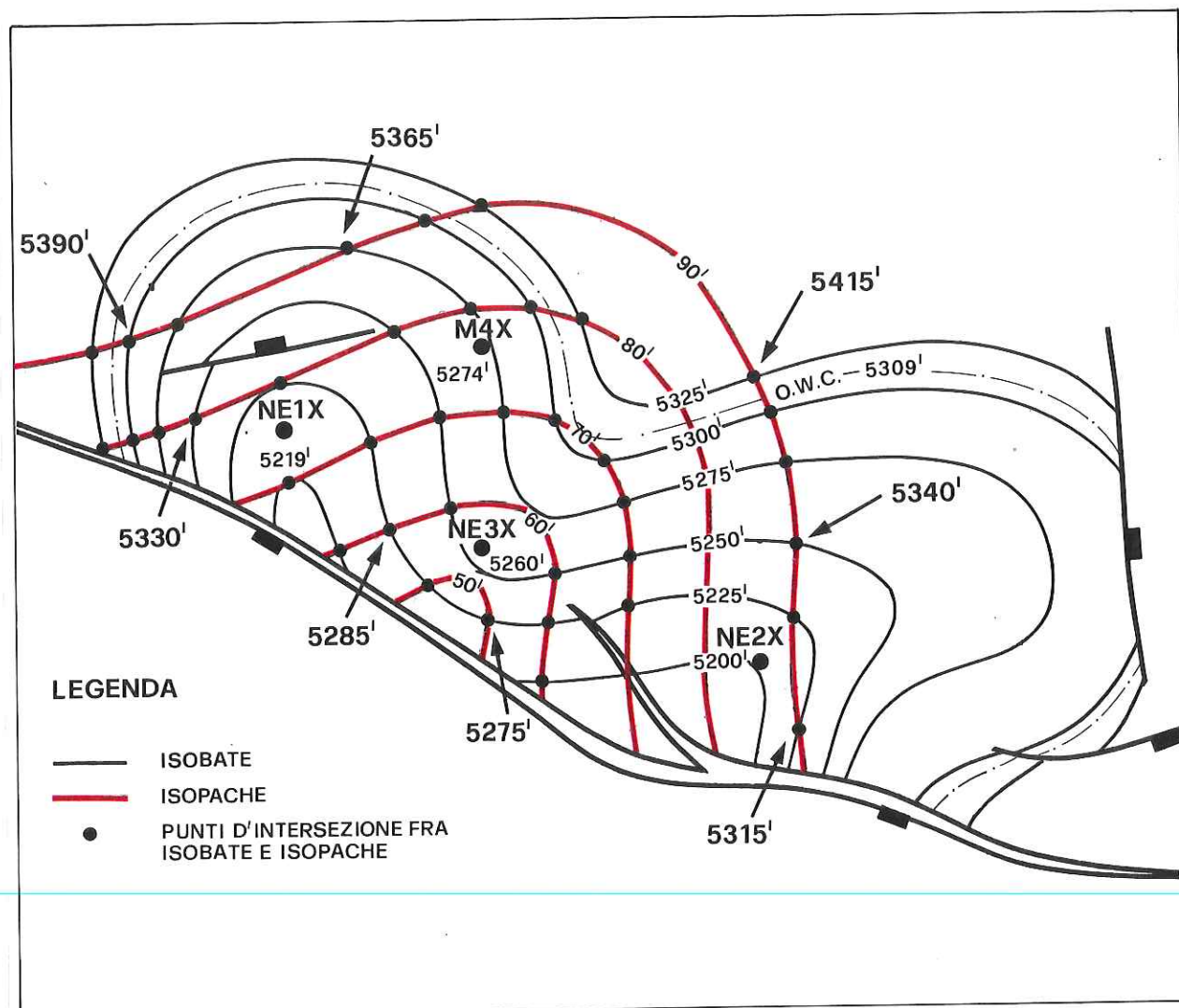


Fig. 20 - Sovrapposizione della mappa strutturale del "top" con la mappa delle isopache. Sommando, nei punti d'intersezione, i valori relativi ai due tipi di curve, si otterranno le quote relative al "bottom" del livello mineralizzato.

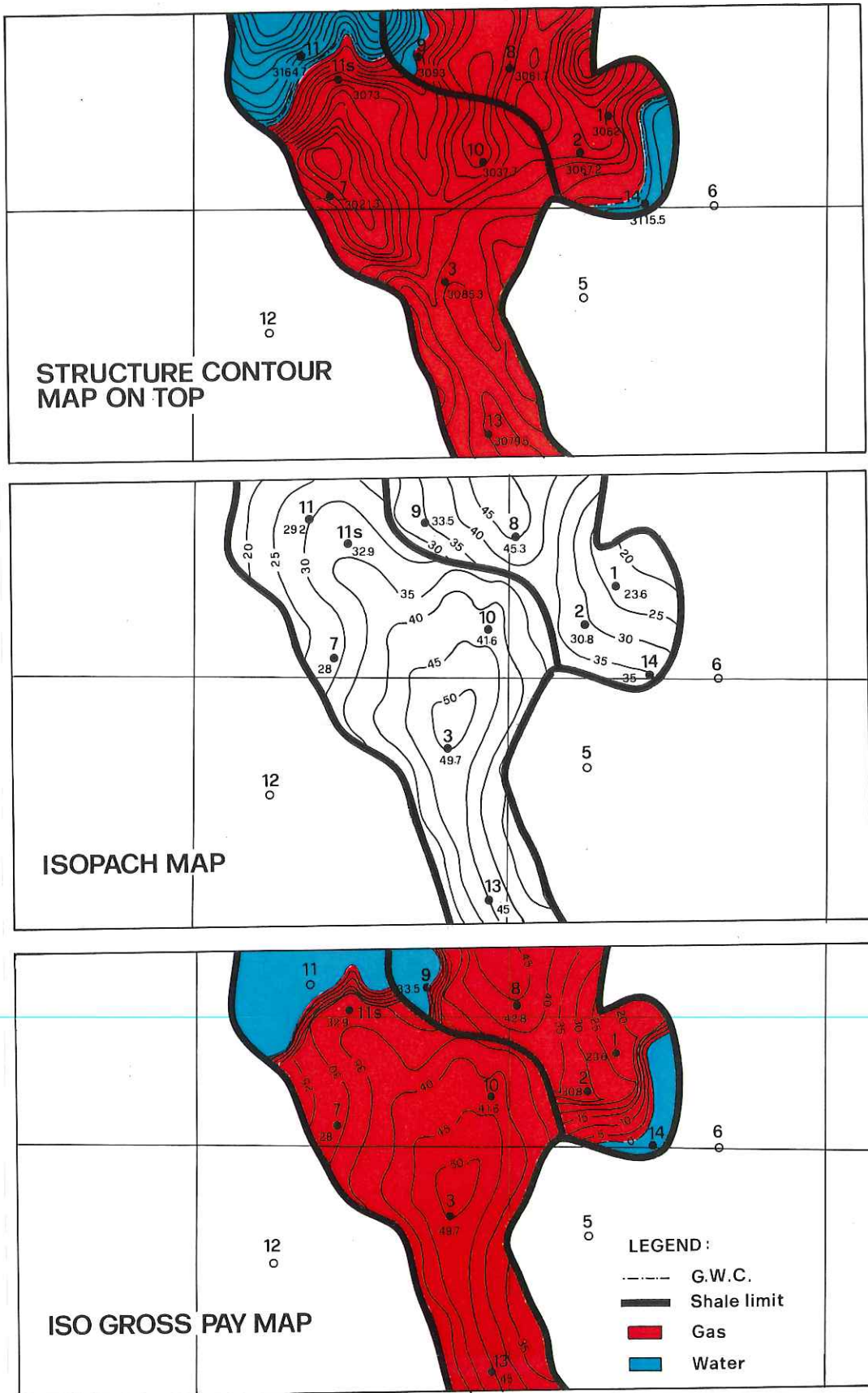


Fig. 21 - Ricostruzione di una mappa di "iso gross pay" in un giacimento con acquifero laterale ("reservoir" terrigeno egiziano).

coincideranno con quelle delle isopache; entro la "zona cuneiforme" esse saranno parallele alle isobate ed il loro valore sarà determinato sottraendo il valore della tavola d'acqua a quello delle isobate. Le curve di ugual valore appartenenti ai due "trend" si raccorderanno in maniera repentina e non arrotondata, poichè i punti d'incontro rappresentano l'intersezione del piano d'acqua con il "bottom" (Fig. 28).

Una volta tracciata la mappa di "iso gross pay", verrà elaborata una mappa di "iso net/gross pay", tenendo presente i valori di pozzo e le informazioni sedimentologiche e di geologia regionale. Nell'elaborazione di questo tipo di mappa, soprattutto nel caso in cui siano stati perforati pochi pozzi in un giacimento caratterizzato da una litologia relativamente uniforme, si utilizza il "metodo delle strike lines". Si tratta di un metodo grafico molto semplice in grado di fornire risultati abbastanza realistici (Fig.22).

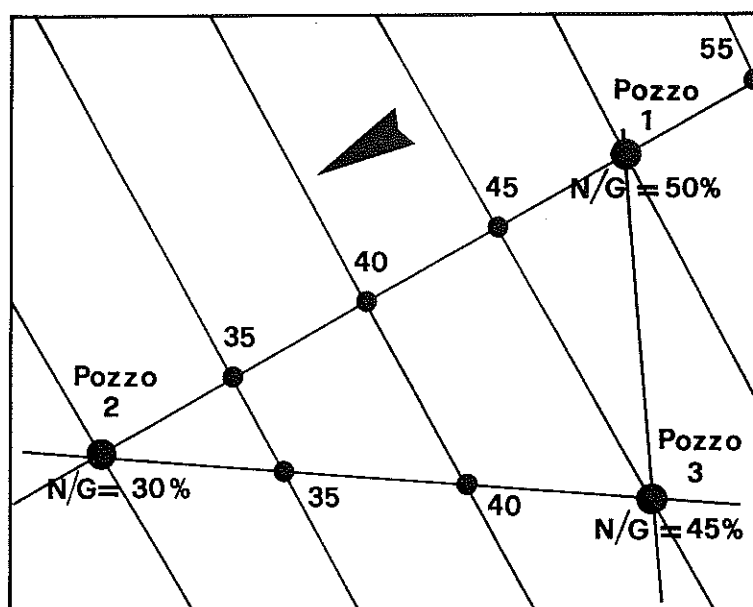


Fig. 22 - Esempificazione del "metodo delle strike lines"

Supponiamo ad esempio di avere tre pozzi e di conoscere per ciascuno di essi il relativo valore di "net/gross pay". Unendo tra loro i tre pozzi con delle rette e graduandole opportunamente in base ai valori conosciuti, non rimarrà che congiungere i punti omologhi per ottenere immediatamente la mappa desiderata.

Se i tre valori non sono molto vicini, risulta abbastanza semplice individuare un "trend", che ci permetterà di volta in volta di ipotizzare variazioni di facies o di fornire indicazioni utili per l'ubicazione di nuovi pozzi. Naturalmente, aumentando il numero di pozzi, la figura andrà via via complicandosi, perdendo in linearità ma guadagnando in precisione.

Sovrapponendo la mappa di "iso net/gross pay" così ottenuta alla quella di "iso gross pay", nei punti d'intersezione dei due complessi di curve sarà possibile ricavare, mediante prodotto, tanti valori di "net pay" distribuiti su tutta la struttura. Tali valori

verranno impiegati per costruire una dettagliata mappa di “**iso net pay**”, tenendo sempre presente il “metodo di Wharton” precedentemente descritto. Nelle figure dalla n° 25 alla n° 30 viene riportata una sequenza di mappe relative alla procedura sopra descritta.

A questo punto si procederà al calcolo del “**net bulk volume**”, misurando per mezzo di un planimetro ciascuna area racchiusa dalle linee di “iso net pay” ed applicando la seguente formula:

$$V = h_{\max} \times A + \sum_{h_0}^{h_{\max}} \frac{h_n + h_{n+1}}{2} \times (A_{n+1} - A_n)$$

in cui:

V = net bulk volume;

h_{\max} = valore della curva di “iso net pay” corrispondente al massimo spessore (m);

A = area della curva di “iso net pay” corrispondente al massimo spessore (m²);

h_{n+1} = spessore corrispondente alla curva (n+1) dove $h_{n+1} < h_n$;

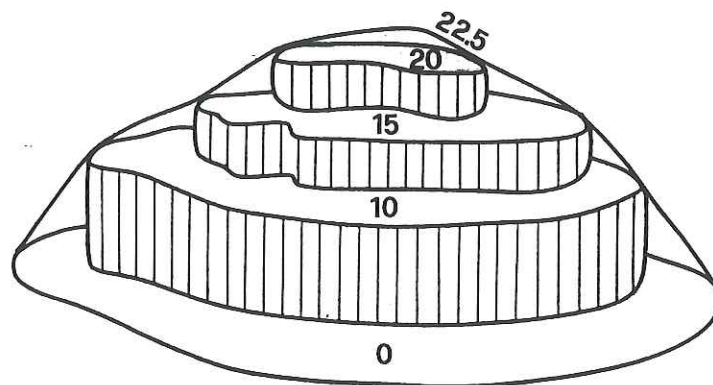
h_n = spessore corrispondente alla curva di “iso net pay” (m) dove $h_n > h_{n+1}$;

A_n = area della ennesima curva di “iso net pay” (m²) dove $A_{n+1} > A_n$;

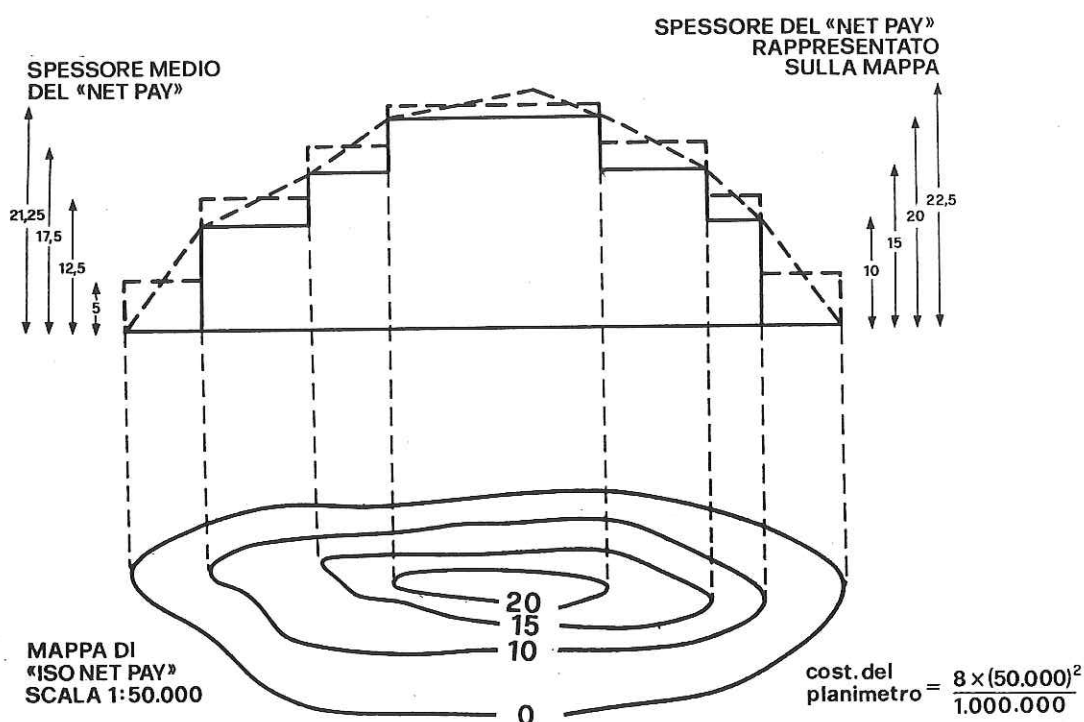
A_{n+1} = area della curva di “iso net pay” (n+1) (m²) dove $A_n < A_{n+1}$.

Con questa equazione si determina il volume totale della struttura, facendo calcoli parziali per settori cilindrici concentrici, come viene graficamente illustrato nella figura 23. Una volta ricavato il valore del “net bulk volume”, si calcolerà il volume di idrocarburi in posto con la consueta formula:

$$\text{O.H.I.P.} = \text{N.B.V.} \times \Phi \times (1 - S_w)$$



RAPPRESENTAZIONE SCHEMATICA TRIDIMENSIONALE DEL VOLUME NETTO DI ROCCIA MINERALIZZATA



CURVE DI ISO NET PAY	LETTURA (da planimetro)	AREA = cost. x LETTURA
20	30	$A_1 = 600.000$
15	100	$A_2 = 2.000.000$
10	260	$A_3 = 5.200.000$
0	530	$A_4 = 10.600.000$

DIFFERENZA AREE m^2	h MEDIA m	VOLUME m^3
$A_1 = 600.000$	$\frac{22,5+20}{2} = 21,25$	12.750.000
$A_2 - A_1 = 1.400.000$	$\frac{20+15}{2} = 17,5$	24.500.000
$A_3 - A_2 = 3.200.000$	$\frac{15+10}{2} = 12,5$	40.000.000
$A_4 - A_3 = 5.400.000$	$\frac{10+0}{2} = 5$	27.000.000
TOTALE		104.250.000

Fig. 23 - Esempio di calcolo volumetrico degli idrocarburi in posto con il metodo delle "iso pay"

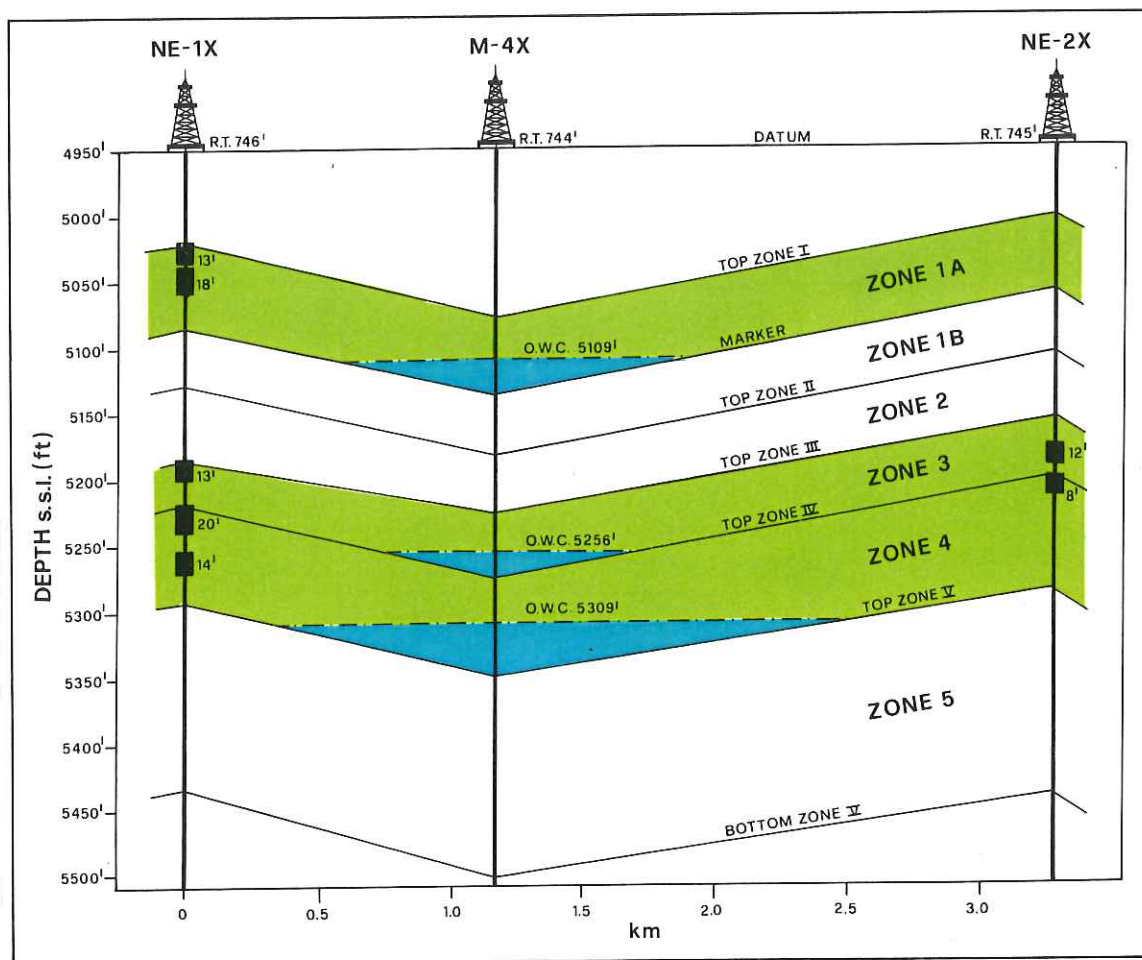


Fig. 24 - Esempificazione della procedura impiegata per costruire la mappa di "iso net pay" di un giacimento petrolifero caratterizzato da un acquifero laterale. Sezione rappresentativa del campo ("reservoir" terrigeno egiziano).

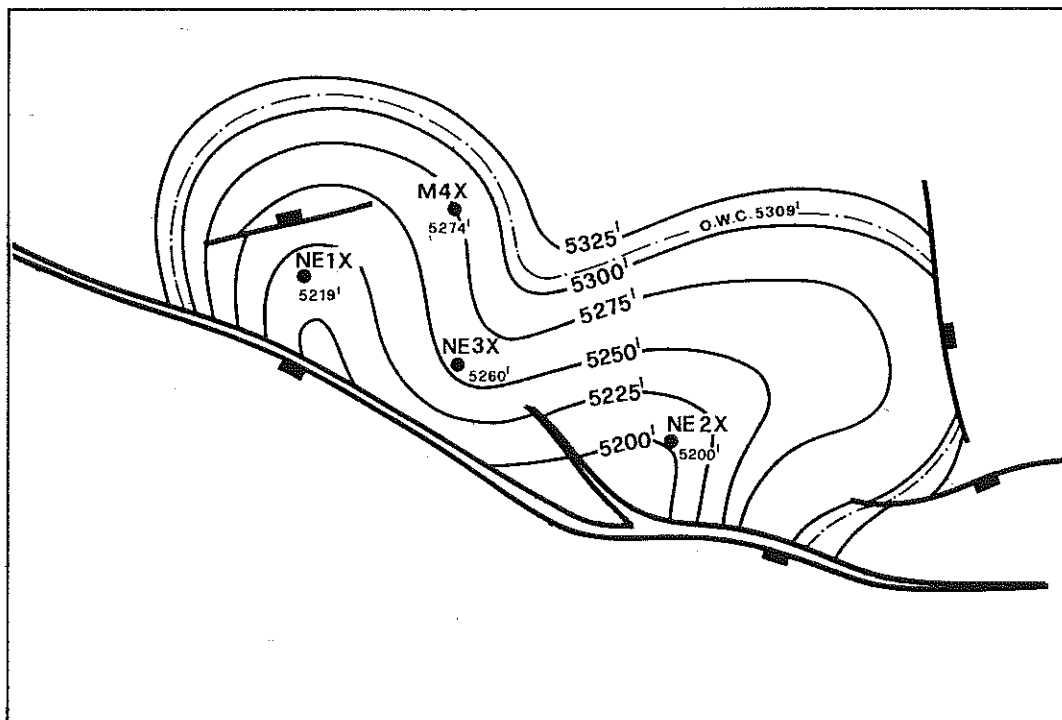


Fig. 25 - Mappa strutturale del "top" del livello mineralizzato

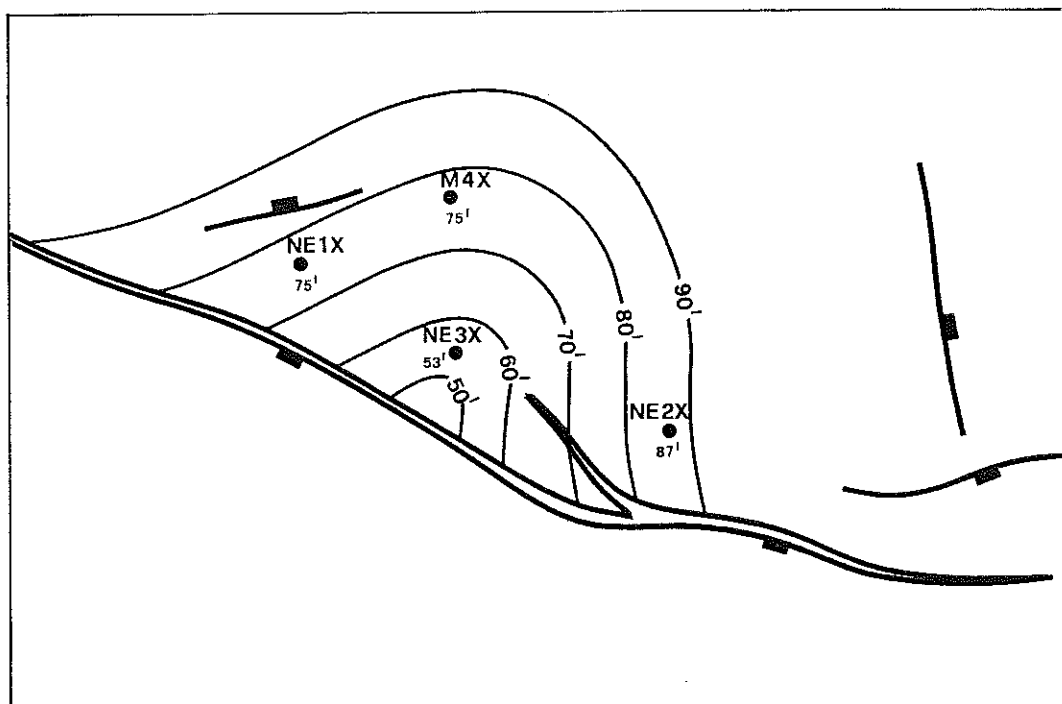


Fig. 26 - Mappa delle isopache

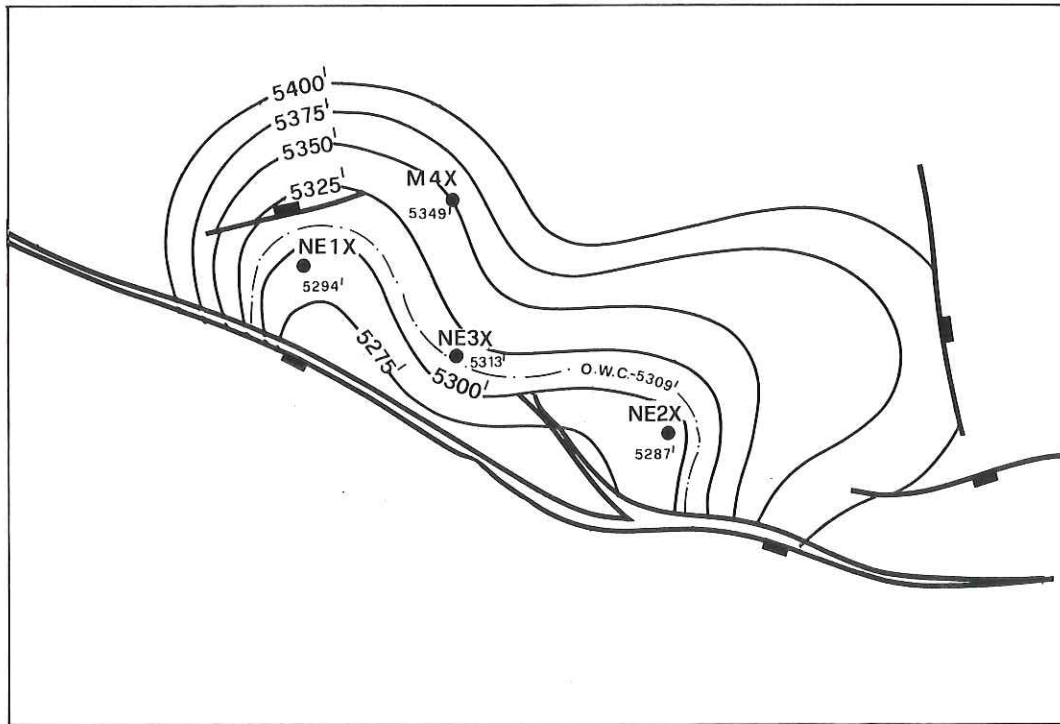


Fig. 27 - Mappa strutturale riferita al "bottom" del livello mineralizzato

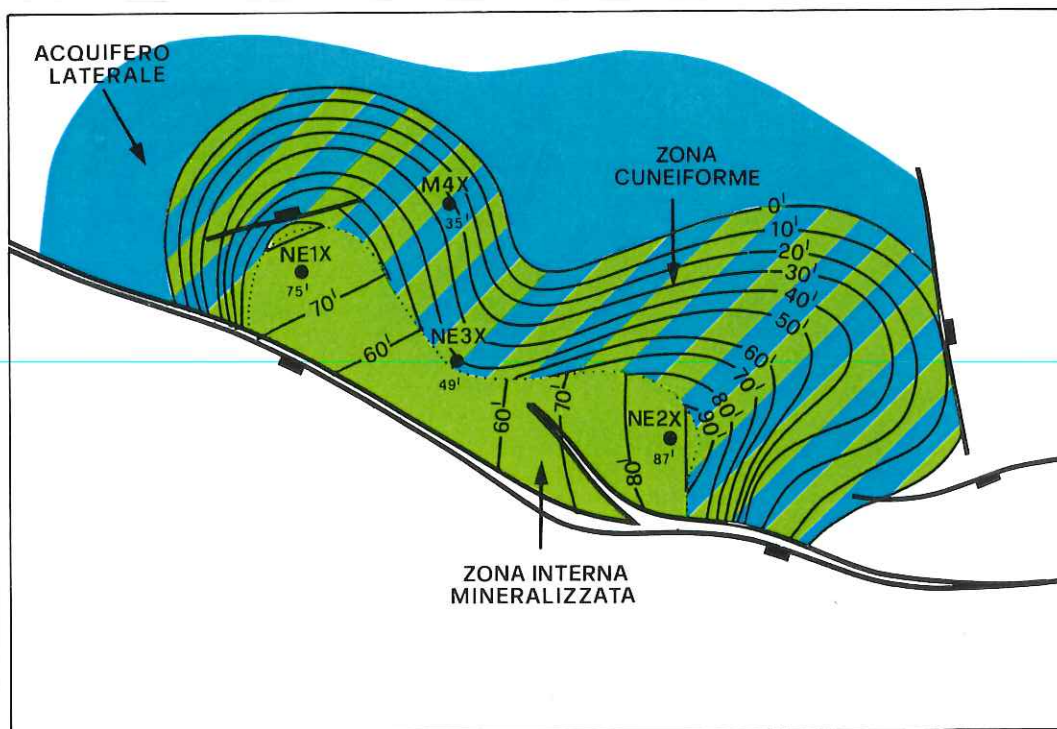


Fig. 28 - Mappa di "iso gross pay"

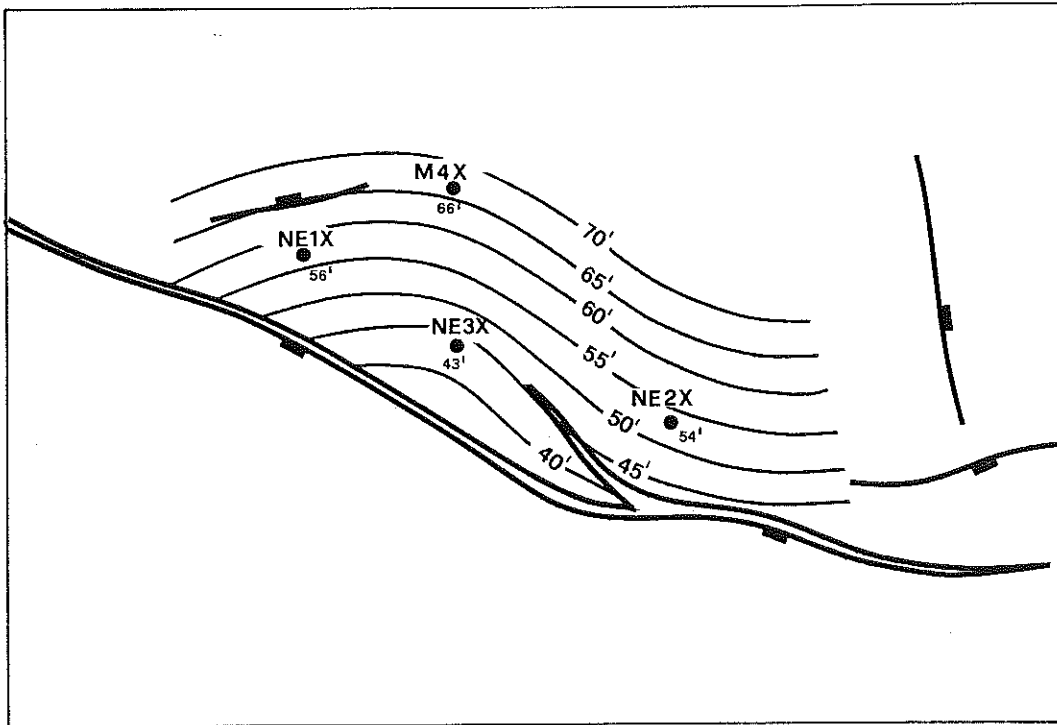


Fig. 29 - Mappa di "iso net/gross pay"

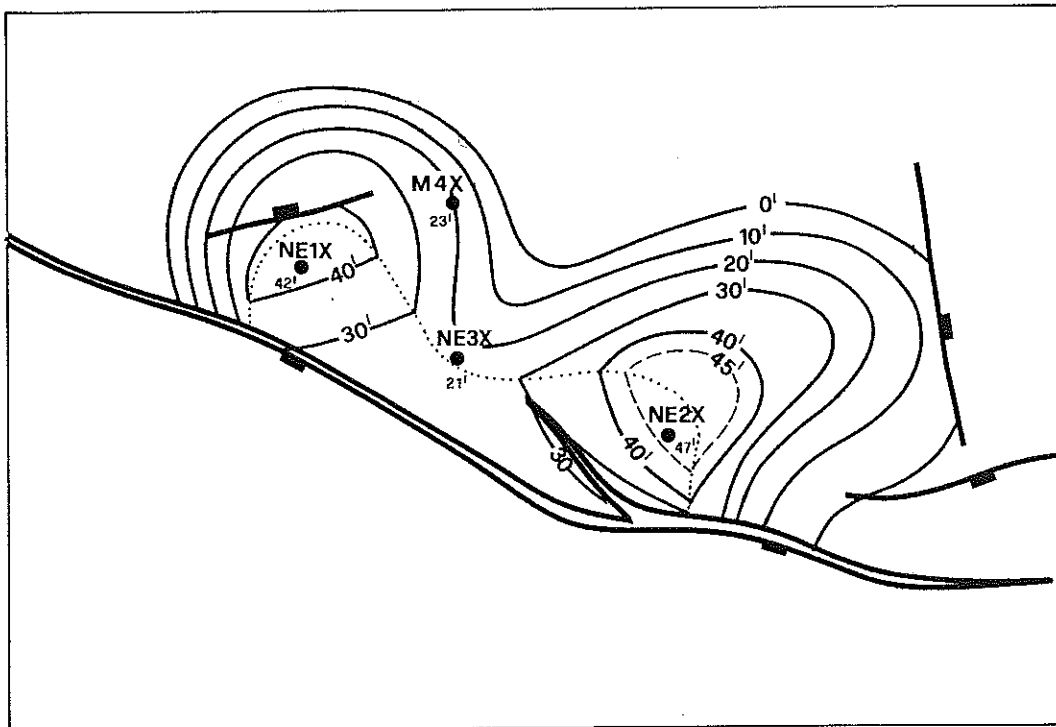


Fig. 30 - Mappa di "iso net pay"

Metodo dell'equivalent hydrocarbon column

Tale metodo viene normalmente applicato nel caso in cui si riscontri, dopo aver costruito la mappa di "iso net pay", una marcata variabilità dei valori di porosità e di saturazione in acqua nell'ambito della struttura.

Il volume di idrocarburi originariamente in posto alle condizioni di giacimento, viene calcolato direttamente da una mappa di "iso equivalent hydrocarbon column" (E.H.C.). Dal momento che il concetto di "colonna d'olio equivalente" si riferisce al prodotto:

$$E.H.C. = \text{Net Pay} \times \Phi \times (1-S_w)$$

per costruire una mappa che descriva l'andamento di tale parametro all'interno del giacimento, sarà necessario disporre di una mappa di "iso net pay", di una di "iso porosity" e di una di "iso water saturation".

Per realizzare la mappa di "iso net pay" si procederà seguendo le indicazioni fornite nel precedente paragrafo, mentre le mappe di iso porosità e di iso saturazione in acqua, verranno costruite tenendo presente i dati di pozzo, la configurazione strutturale, il modello sedimentologico e le indicazioni provenienti dalla sismica stratigrafica.

Sovrapponendo la mappa di "iso net pay" (fig. 31) a quella di "iso porosity" (Fig. 32), nei punti d'intersezione dei due complessi di curve sarà possibile ricavare, mediante prodotto, tanti valori di "volume poroso" ("pore volume").

Dopo aver elaborato una mappa di "iso pore volume", sovrapponendo ad essa la mappa di "iso water saturation" (Fig. 33), si ricaverà infine, seguendo lo stesso criterio (usando però il reciproco del valore di S_w , cioè $1-S_w$), la mappa di "iso equivalent hydrocarbon column" (Fig. 34).

A questo punto, misurando le aree racchiuse da ciascuna curva ed applicando la formula:

$$V = h_{\max} \times A + \sum_{h_0}^{h_{\max}} \frac{h_n + h_{n+1}}{2} \times (A_{n+1} - A_n)$$

si otterrà il volume di idrocarburi originariamente in posto alle condizioni di giacimento. Per riferire tale volume alle condizioni "standard" basterà dividere per B_{oi} (olio) o B_{gi} (gas).

Per concludere, ricordiamo che attualmente la Direzione Giacimenti dell'AGIP è dotata di un supporto informatico, sia "hardware" che "software", in grado di risolvere numerosi problemi di geologia. In particolare, si sta cercando di standardizzare l'utilizzo dei vari "software" attraverso la creazione di un unico "Data Base", statico e dinamico, dove tutti i programmi originariamente separati sono stati integrati. Tale sistema informatico permette di elaborare uno studio completo di geologia di giacimento, a partire dall'interpretazione "log" e sismica fino alla costruzione delle varie mappe e al relativo calcolo dell'O.H.I.P.

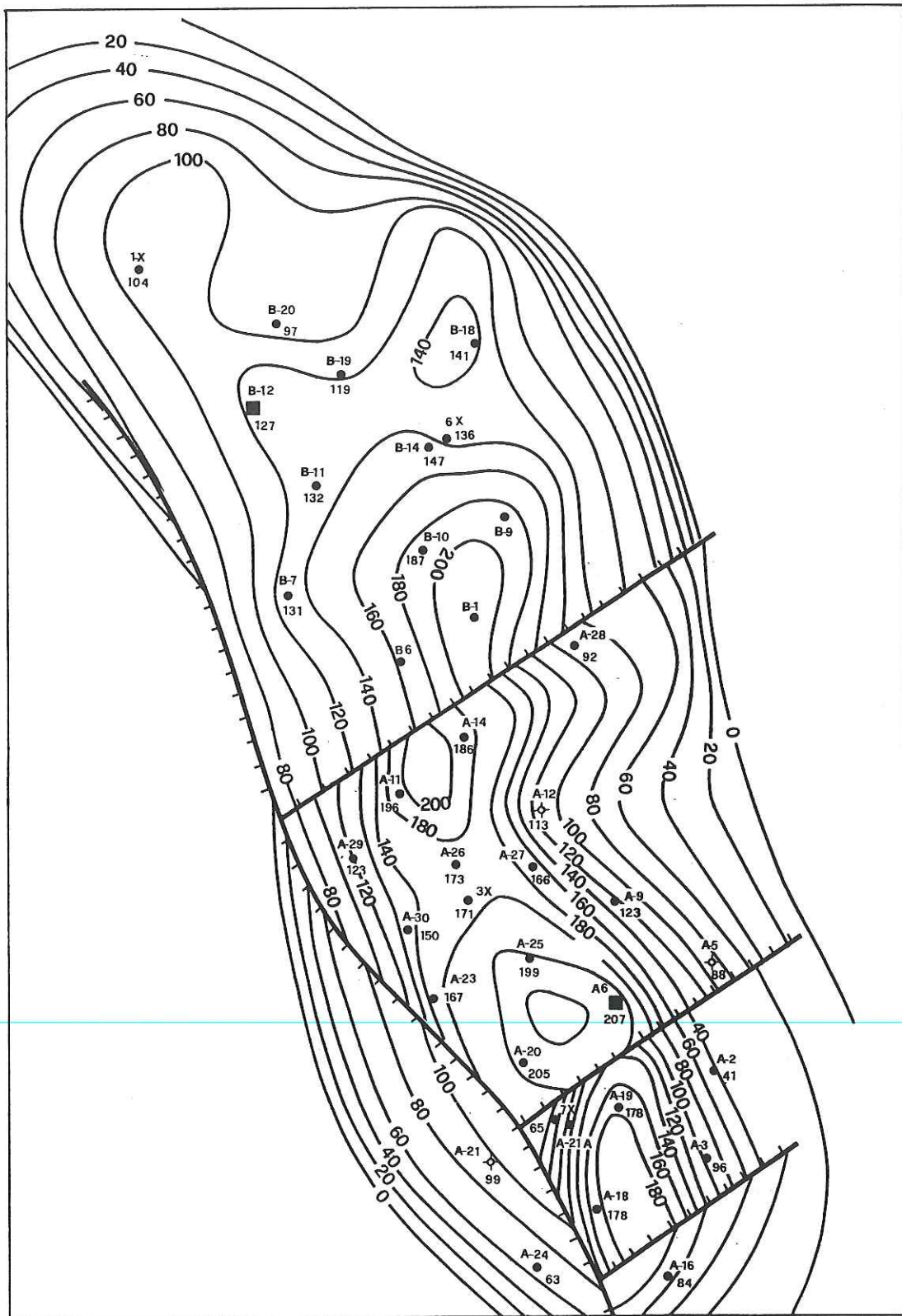


Fig. 31 - Mappa di "iso net pay" (giacimento ad olio del Mare del Nord) utilizzata per la costruzione della mappa di "iso equivalent hydrocarbon column"

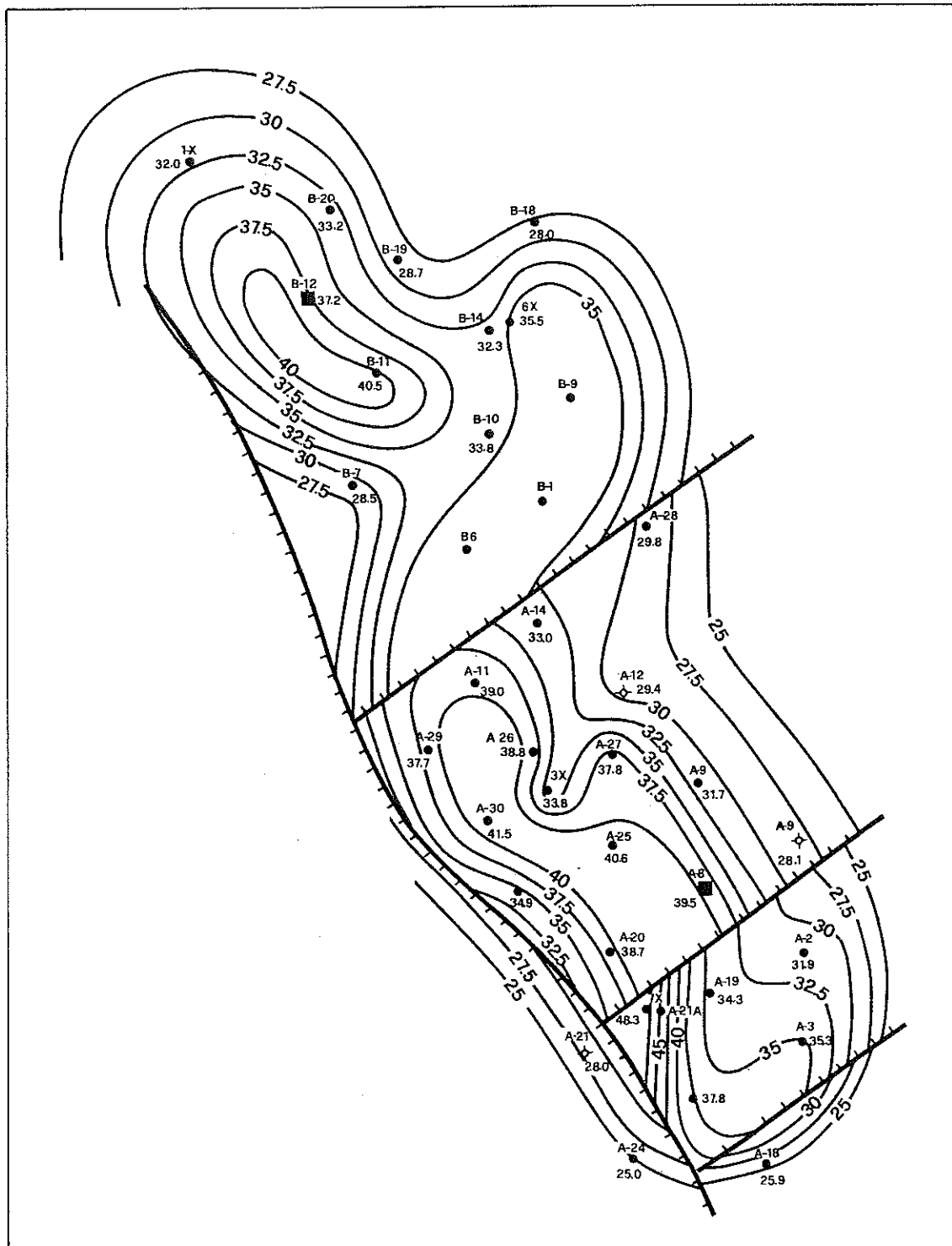


Fig. 32 - Mappa di "iso porosity" (giacimento ad olio del Mare del Nord).

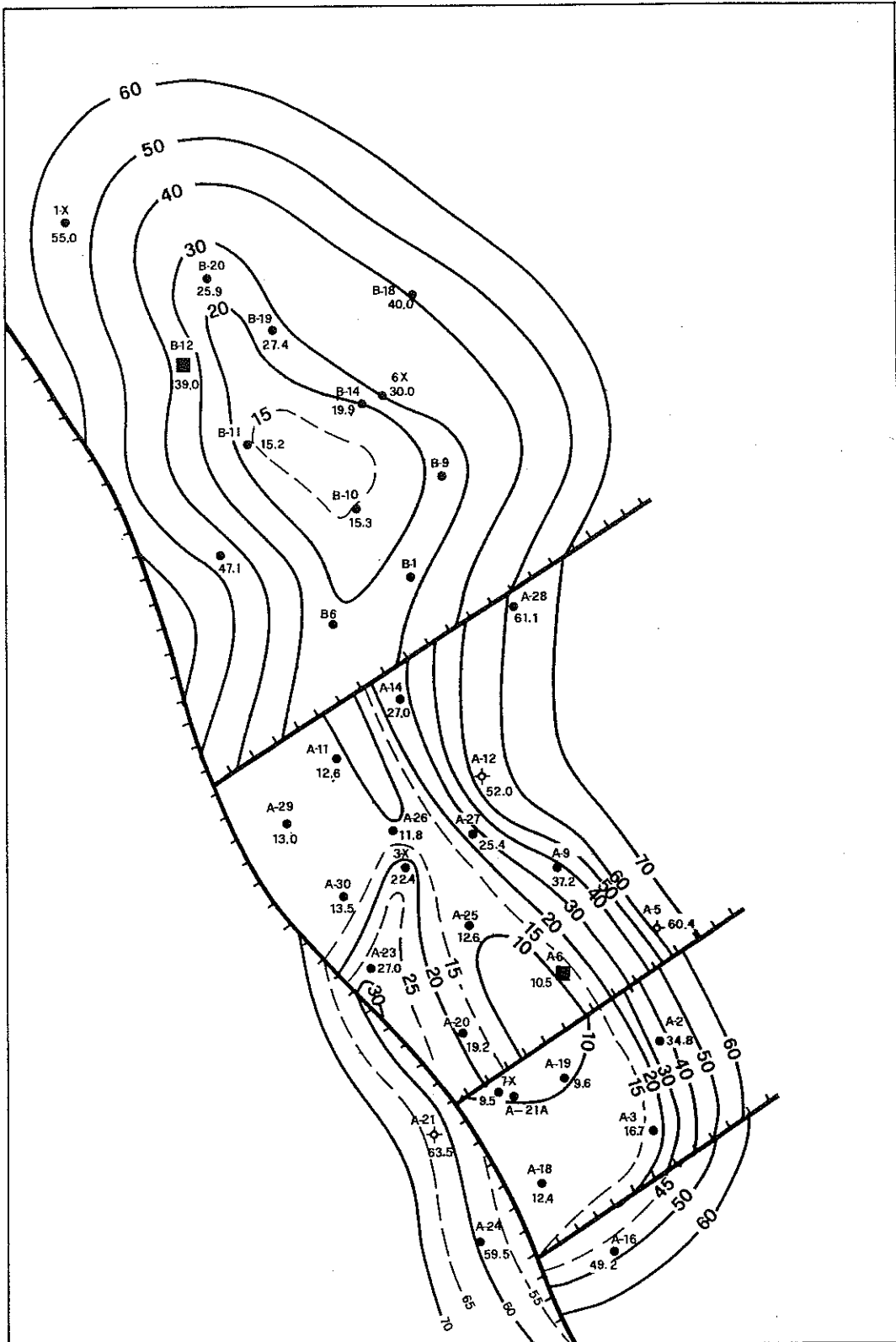


Fig. 33 - Mappa di "iso water saturation" (giacimento ad olio del Mare del Nord).

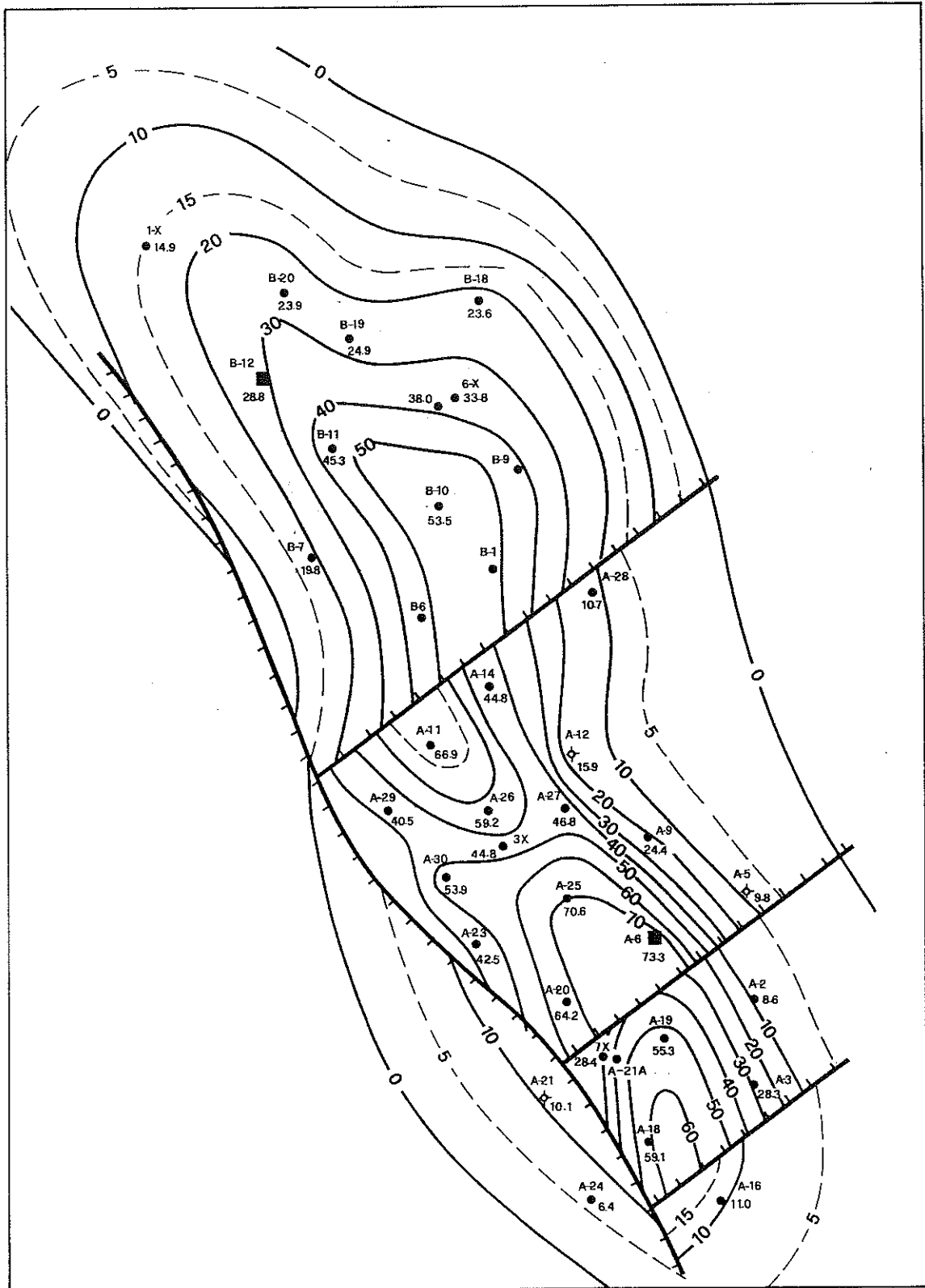


Fig. 34 - Mappa di "iso equivalent hydrocarbon column" (giacimento ad olio del Mare del Nord).

O.O.I.P and RESERVES											
		G. B. V. MMCM	N/G %	N. B. V. MMCM	ϕ %	Sw %	F. V. F.	O. O. I. P.		R. F. %	R. O. MMSTB
								MM STCM	MM STB		
GHAYDAH Fm.	CASE 1 BOTTOM OF THE LEVEL	536	16	85.5	2.5	20	1.22	1.4	8.8	15	1.3
	CASE 2 SPILL POINT	3634	16	581.4	2.5	20	1.22	9.5	60.0	15	9.0
HABSHIYA Fm.	CASE 1 OIL DOWN TO	188	46	86.5	2.3	20	1.22	1.3	8.2	15	1.2
	CASE 2 SPILL POINT	1820	46	837.2	2.3	20	1.22	12.6	79.4	15	11.9

Tab.3 - Esempio di tabella riassuntiva allegata ad uno studio di giacimento, in cui vengono riportati i parametri utilizzati per il calcolo degli idrocarburi originariamente in posto ed i relativi risultati (caso di un giacimento ad olio in cui non è ancora conosciuto il contatto olio-acqua).

A conclusione del capitolo riguardante il calcolo degli idrocarburi originariamente in posto che, come ampiamente illustrato nelle pagine precedenti, potrà essere effettuato in modo tanto più accurato quanto più dettagliate saranno le conoscenze del giacimento valutato, presentiamo uno schema ("flow chart") con indicati i passi da seguire per effettuare uno studio di giacimento (Fig. 35).

STUDIO DI GIACIMENTO

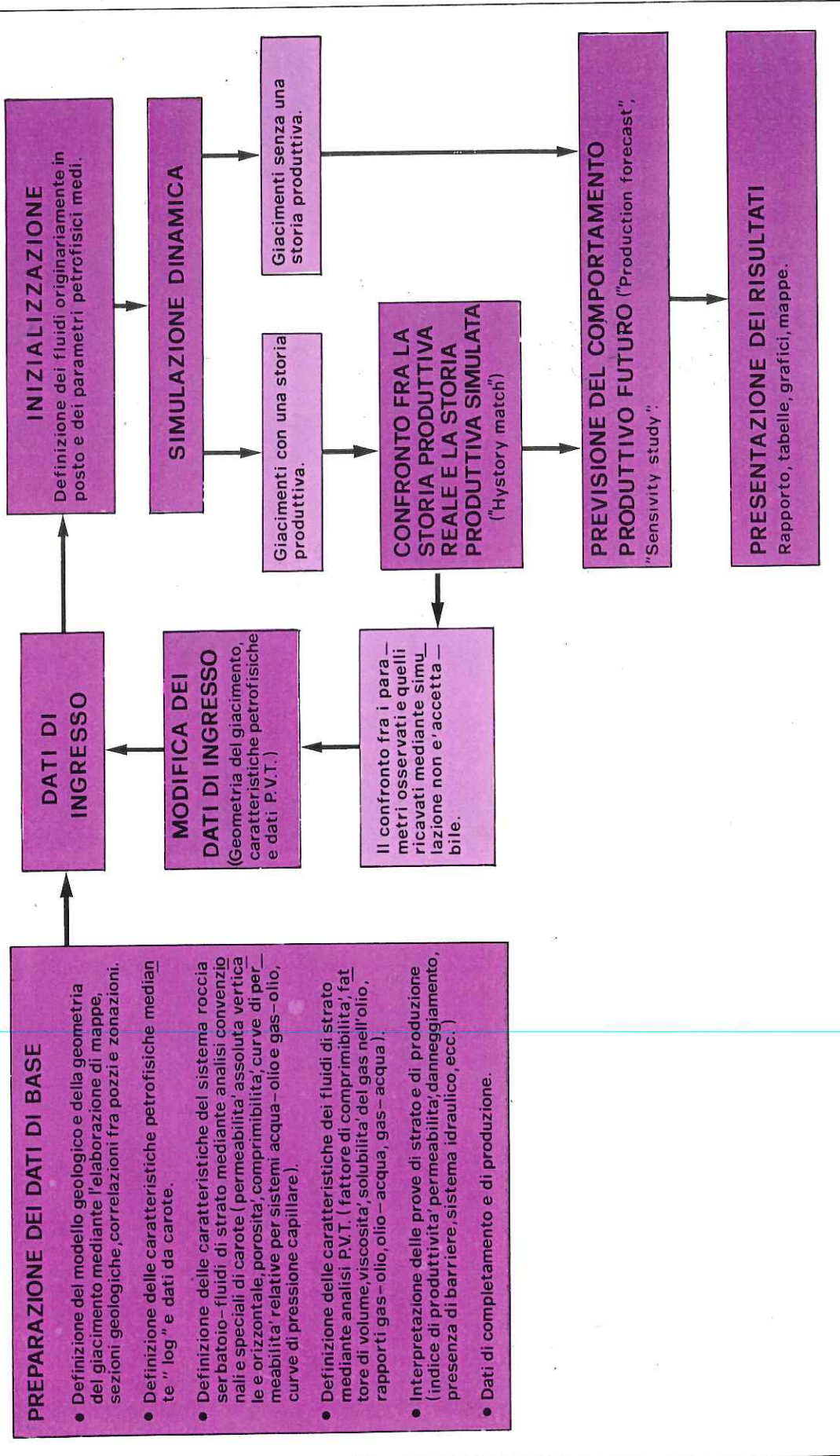


Fig. 35 - "Flow chart" di uno studio di giacimento

CRITERI D'IMPIEGO DEL PLANIMETRO

Il planimetro è uno strumento in grado di risolvere meccanicamente il problema della misura di aree piane a contorno irregolare. Ne esistono di due tipi, uno di vecchia concezione a **lettura grafica** (Fig. 35) ed uno di recente costruzione a **lettura digitale** (Fig. 36).

Il **planimetro a lettura grafica** consta sostanzialmente di un dispositivo a lente, per seguire i contorni delle figure, e di una rotella misuratrice, che ruota in accordo con direzione e quantità di spostamento del punto esploratore, convertendo i movimenti in unità di area. Il punto esploratore e la rotella misuratrice sono fra loro collegati dal "braccio esploratore", che è parallelo all'asse di rotazione della rotella. Quest'ultima è a sua volta in connessione con un supporto metallico, che materializza il polo, mediante un secondo segmento chiamato "braccio polare".

I criteri di utilizzo di questo strumento possono essere schematicamente riassunti nei seguenti punti:

- porre il "braccio polare" in una posizione tale (preferibilmente esterna) da poter seguire la linea di contorno dell'area più sviluppata con un giro di planimetro, senza che i due bracci si distendano completamente o formino angoli acuti troppo spinti;
- scegliere di conseguenza il braccio più adeguato, ricordando che il grado di approssimazione è direttamente proporzionale alla lunghezza del braccio;
- fissare un punto di partenza sulla linea di contorno e di lì, dopo aver azzerato lo strumento, ruotare in senso orario percorrendo l'intera curva;
- eseguire la lettura sulle varie scale (unità, decine, centinaia, migliaia);
- ricavare il valore dell'area (in m²) moltiplicando la lettura per la costante del planimetro, che può essere calcolata mediante la seguente relazione:

$$\text{Costante del planimetro} = \frac{\text{braccio} \times \text{scala}^2}{10^6}$$

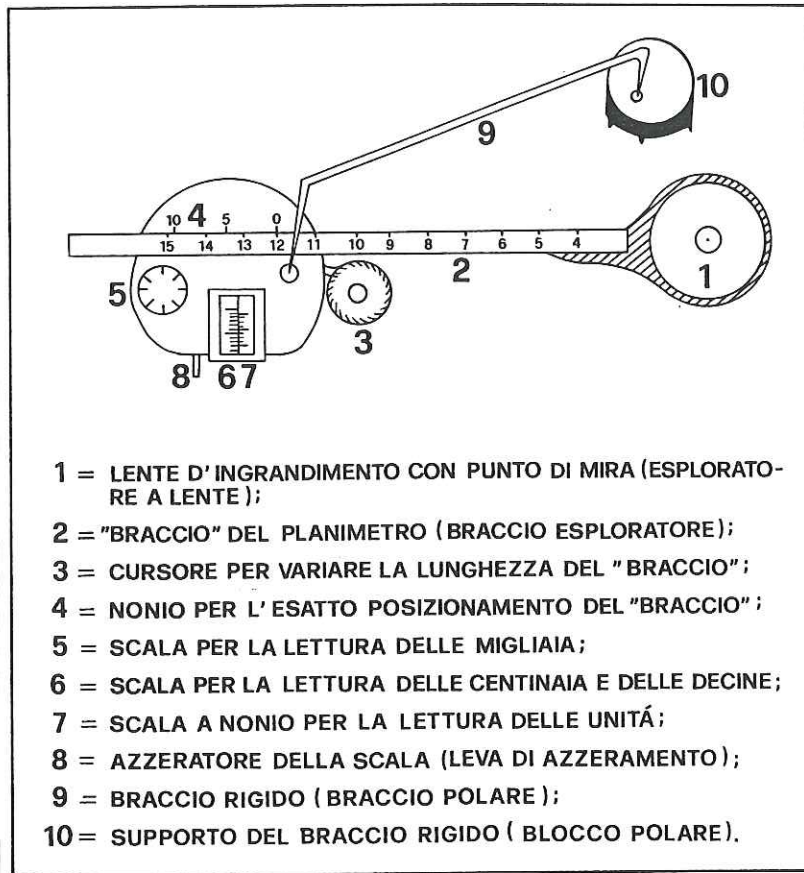
I valori delle costanti che ricorrono più frequentemente, in relazione alla scala della mappa e al braccio utilizzato, vengono riportati qui di seguito:

<u>COSTANTE</u>	<u>SCALA DELLA MAPPA</u>	<u>BRACCIO</u>
5000	25000	8
20000	50000	8
6250	25000	10
25000	50000	10
100000	100000	10

Per quanto riguarda il **planimetro digitale**, esso si distingue da quello tradizionale per il suo impiego più semplice e speditivo.

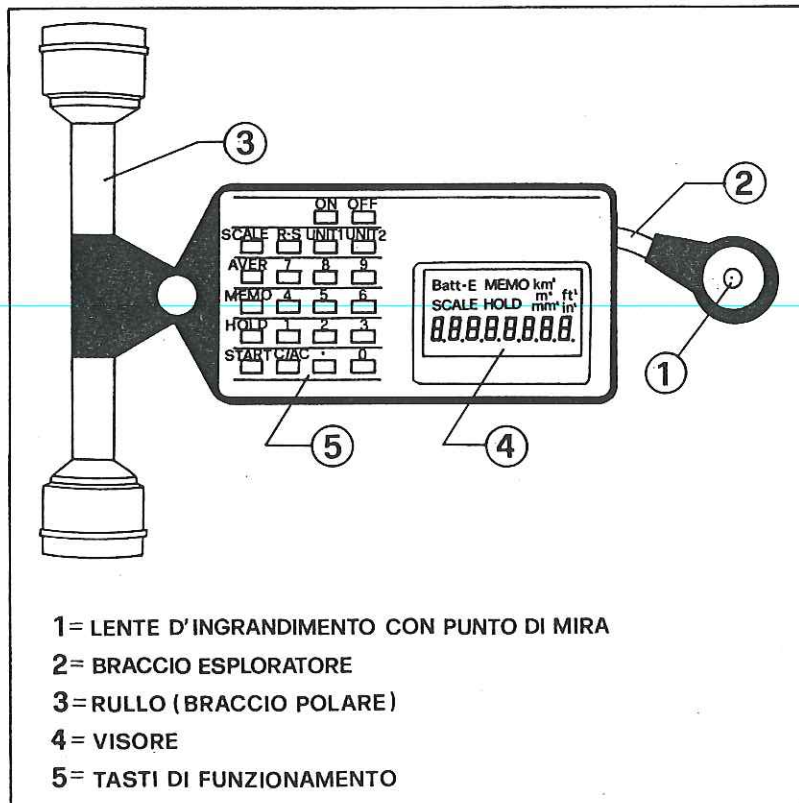
I principali criteri di utilizzo di tale strumento possono essere così sinteticamente riassunti:

- porre il tracciatore al centro dell'area da misurare;
- posizionare il rullo in modo tale che esso formi un angolo retto con il corpo dello strumento;
- utilizzando gli appositi tasti, accendere lo strumento, impostare la scala e selezionare l'unità di misura;
- dopo aver fissato un punto di partenza ed aver premuto il tasto d'avvio, seguire l'intero contorno dell'area da valutare;
- leggere infine sul visore il valore dell'area misurata.



- 1 = LENTE D'INGRANDIMENTO CON PUNTO DI MIRA (ESPLORATORE ALENTE);
- 2 = "BRACCIO" DEL PLANIMETRO (BRACCIO ESPLORATORE);
- 3 = CURSORE PER VARIARE LA LUNGHEZZA DEL "BRACCIO";
- 4 = NONIO PER L'ESATTO POSIZIONAMENTO DEL "BRACCIO";
- 5 = SCALA PER LA LETTURA DELLE MIGLIAIA;
- 6 = SCALA PER LA LETTURA DELLE CENTINAIA E DELLE DECINE;
- 7 = SCALA A NONIO PER LA LETTURA DELLE UNITÁ;
- 8 = AZZERATORE DELLA SCALA (LEVA DI AZZERAMENTO);
- 9 = BRACCIO RIGIDO (BRACCIO POLARE);
- 10 = SUPPORTO DEL BRACCIO RIGIDO (BLOCCO POLARE).

Fig. 35 - Planimetro a lettura grafica



- 1 = LENTE D'INGRANDIMENTO CON PUNTO DI MIRA
- 2 = BRACCIO ESPLORATORE
- 3 = RULLO (BRACCIO POLARE)
- 4 = VISORE
- 5 = TASTI DI FUNZIONAMENTO

Fig. 36 - Planimetro a lettura digitale

ALTRO ESEMPIO DI CALCOLO DELL'O.H.I.P. DALLA MAPPA DI E.H.C.

Riportiamo qui di seguito un altro esempio di calcolo degli idrocarburi originariamente in posto attraverso la mappa di "iso equivalent hydrocarbon column".

Vengono riportati tutti gli "steps" effettuati, a partire dalla tabulazione dei dati di pozzo, siano essi direttamente misurati ("top", "bottom", spessore, "gross pay", ecc.) che ottenuti da calcoli ("net pay", "net/gross", porosità, saturazione in acqua, ecc.), fino ai risultati del calcolo dell'O.H.I.P. (O.O.I.P. se olio). In questo esempio troveremo quindi la sequenza di mappe costruite in successione per arrivare a quella di "iso equivalent hydrocarbon column", dalla quale si ottiene direttamente il volume di O.H.I.P. alle condizioni di giacimento. Tali mappe sono:

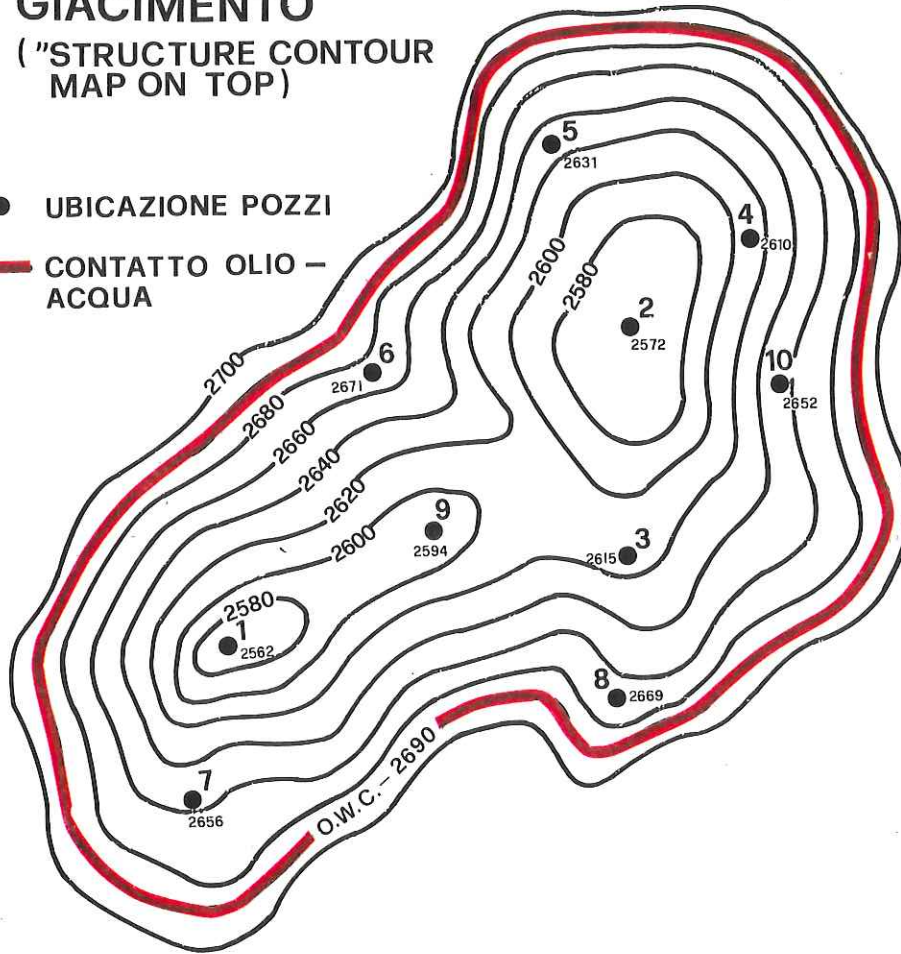
- mappa strutturale riferita al "top" del livello mineralizzato (structure contour map on top);
- mappa dello spessore del livello (isopach map);
- mappa strutturale riferita al "bottom" del livello (structure contour map on bottom);
- mappa dello spessore lordo della colonna di idrocarburi (iso gross pay map);
- mappa del rapporto spessore netto/spessore lordo del livello (iso net/gross pay);
- mappa dello spessore netto della colonna di idrocarburi (iso net pay map);
- mappa di iso porosità (iso porosity map);
- mappa di iso saturazione in idrocarburi ($1-S_w$) (iso hydrocarbon saturation map).

DATI DI POZZO											
POZZO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
R.T. m	112	138	143	114	121	125	152	123	119	113	
TIPO DI MINERALIZZAZIONE	OLIO										
TOP	Prof. R.T. m	2674	2710	2758	2724	2752	2796	2808	2752	2713	2765
	Quota L.M. m	2562	2572	2615	2610	2631	2671	2656	2669	2594	2652
BOTTOM	Prof. R.T. m	2727	2769	2834	2788	2823	2865	2872	2873	2768	2835
	Quota L.M. m	2615	2631	2691	2674	2702	2740	2720	2750	2649	2722
SPESSORE TOTALE	53	59	76	64	71	69	64	81	55	70	
ZONA DI TRANSIZIONE	Prof. R.T. m	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
	Quota L.M. m	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
O.W.C.	Prof. R.T. m	---	---	2833	---	2811	2815	2842	2813	---	2803
	Quota L.M. m	---	---	2690	---	2690	2690	2690	2690	---	2690
GROSS PAY m	53	59	75	64	59	19	34	21	55	38	
NET PAY m	48.7	49.5	46.5	48	34.8	13.3	17.3	7.9	53.9	34.2	
NET GROSS %	92	84	62	75	59	70	51	38	98	90	
POROSITA' (ϕ) %	28	21	22	16	19	24	31	26	23.5	14	
SATURAZIONE IN ACQUA (S_w) %	22	28	26.5	30	29	26	21	24	24.5	28	
SATURAZIONE IN IDROCARBURI ($1-S_w$) %	78	72	73.5	70	71	74	79	76	75.5	72	
NET HYDROCARBON COLUMN m	10.6	7.5	7.5	5.3	4.7	2.3	4.2	1.5	9.5	3.4	

A-MAPPA STRUTTURALE DEL TETTO DEL GIACIMENTO

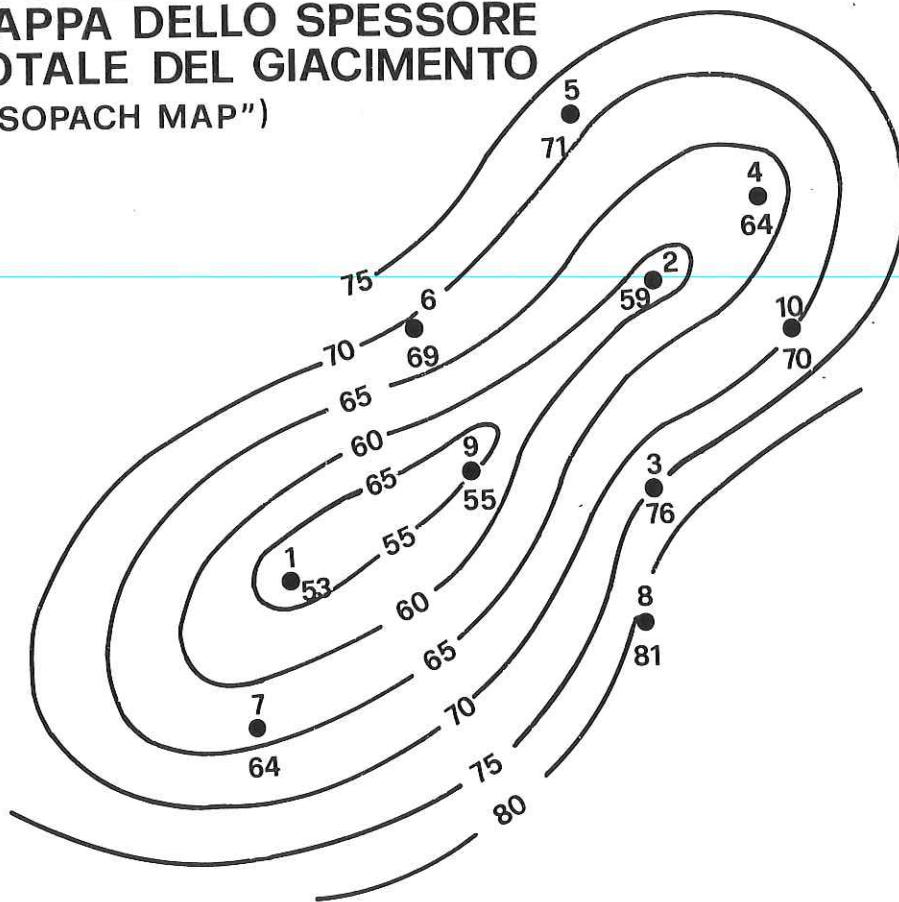
("STRUCTURE CONTOUR MAP ON TOP")

- UBICAZIONE POZZI
- CONTACTO OLIO - ACQUA



B-MAPPA DELLO SPESSORE TOTALE DEL GIACIMENTO

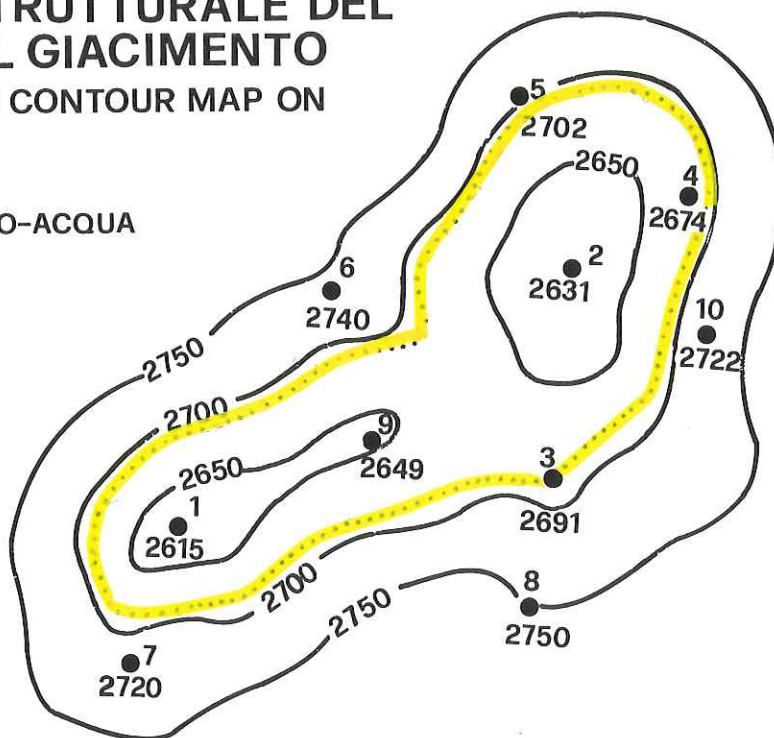
("ISOPACH MAP")



C-MAPPA STRUTTURALE DEL LETTO DEL GIACIMENTO

("STRUCTURE CONTOUR MAP ON BOTTOM")

--- CONTATTO OLIO-ACQUA



D-MAPPA DELLO SPESSORE LORDO DI ROCCIA MINERALIZZATA

("ISO GROSS PAY MAP")

--- CONTATTO OLIO-ACQUA RIFERITO AL TETTO DEL GIACIMENTO

--- CONTATTO OLIO-ACQUA RIFERITO AL LETTO DEL GIACIMENTO

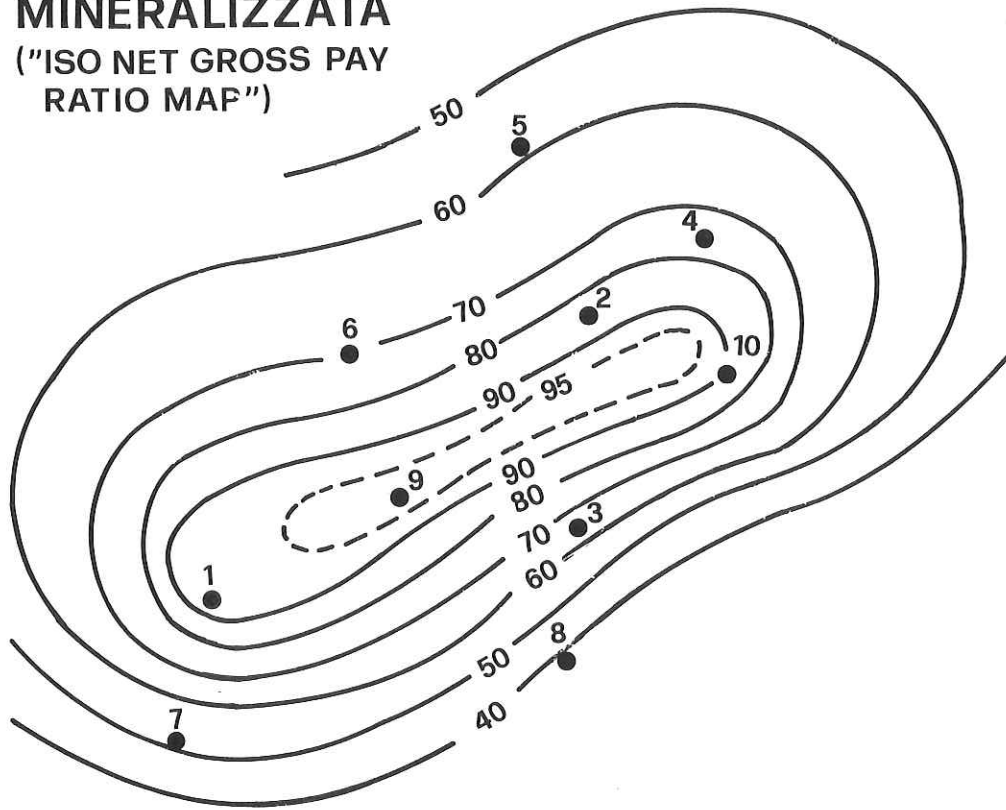
■ ZONA AD OLIO

■ ZONA AD OLIO E ACQUA

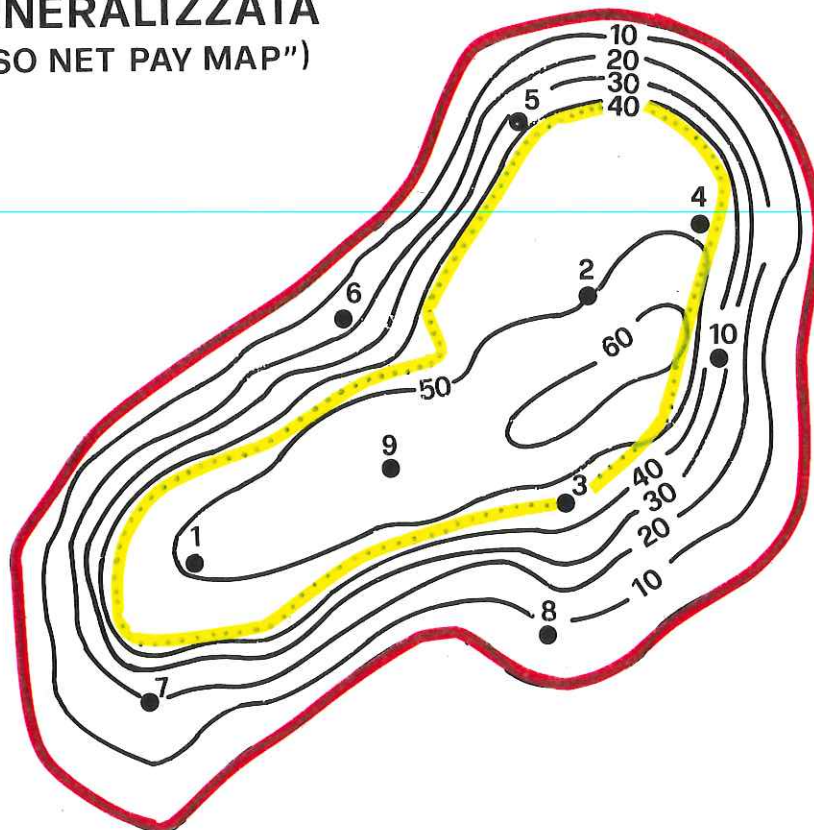
■ ACQUIFERO



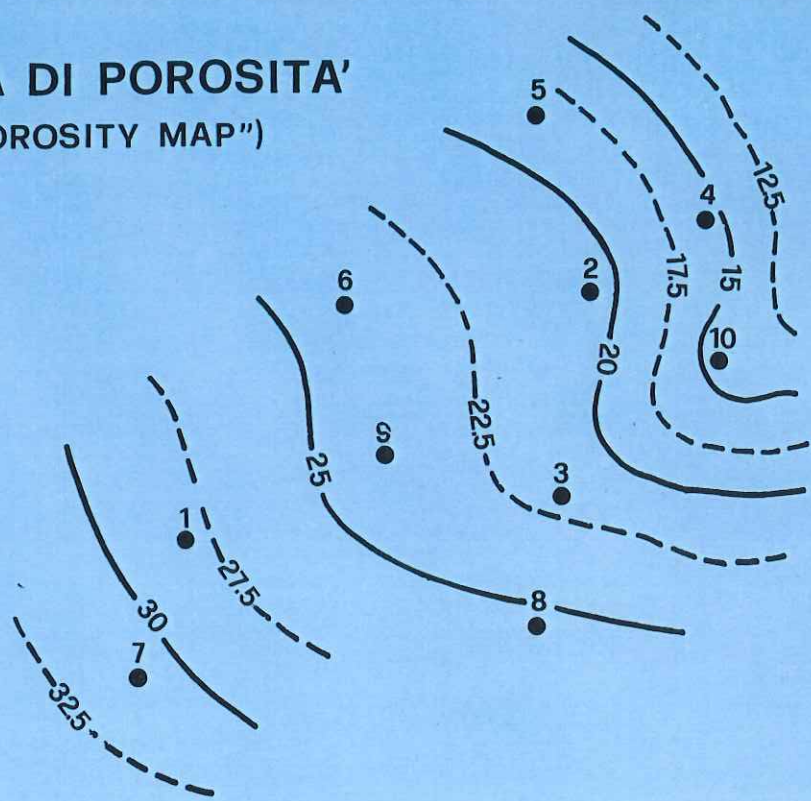
**E-MAPPA DEL RAPPORTO SPESSORE LORDO /
SPESSORE NETTO DI ROCCIA
MINERALIZZATA**
("ISO NET GROSS PAY
RATIO MAP")



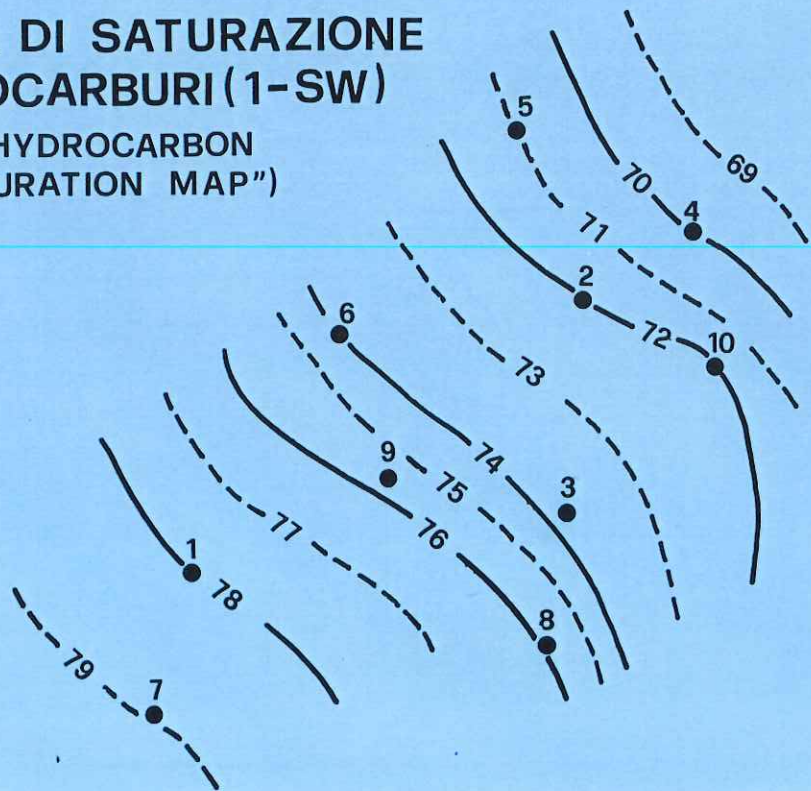
**F-MAPPA DELLO SPESSORE NETTO DI ROCCIA
MINERALIZZATA**
("ISO NET PAY MAP")



G - MAPPA DI POROSITA' ("ISO POROSITY MAP")

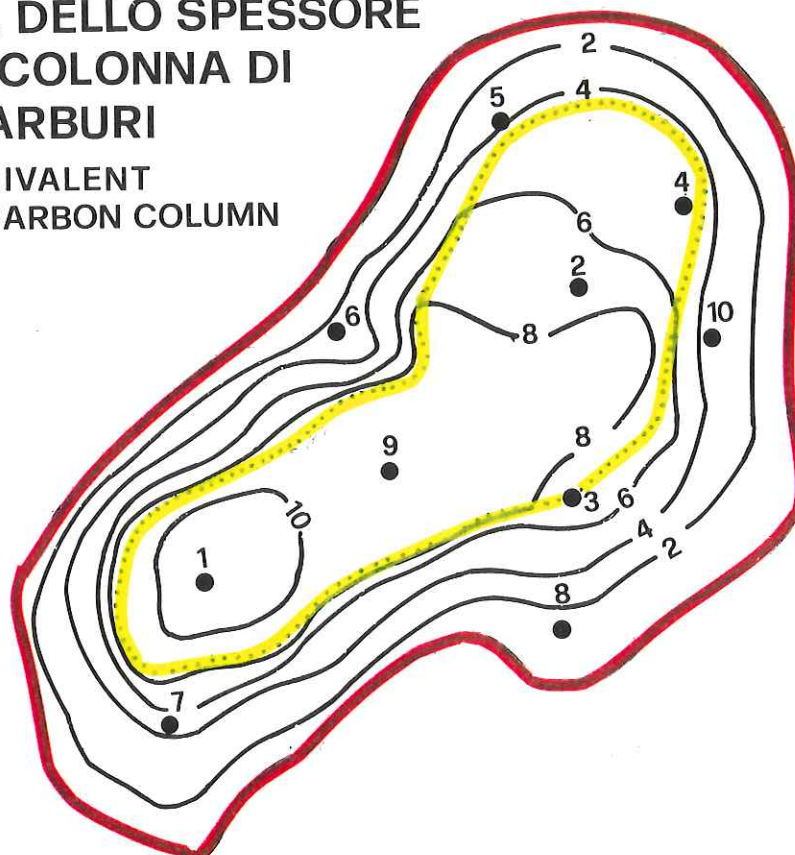


H - MAPPA DI SATURAZIONE IN IDROCARBURI (1-SW) ("ISO HYDROCARBON SATURATION MAP")



L-MAPPA DELLO SPESSORE DELLA COLONNA DI IDROCARBURI

("ISO EQUIVALENT HYDROCARBON COLUMN MAP")



L-CALCOLO DEL VOLUME DI IDROCARBURI ORIGINALMENTE IN POSTO ALLE CONDIZIONI DI GIACIMENTO

CURVA	LETTURA PLANIMETRO	LETTURA x K=AREA (K: COSTANTE DEL PLANIMETRO)
10	167	16.7x10 ⁶ m ²
8	964	96.4
6	1500	150.0
4	2239	223.9
2	3000	300.0
0	3800	380.0

DIFFERENZA AREE	ALTEZZA MEDIA	VOLUME
A1=16.7x10 ⁶ m ²	10.6 m	177.0x10 ⁶ m ³
A2 - A1 = 79.7	9	717.3
A3 - A2 = 53.6	7	375.2
A4 - A3 = 73.9	5	369.5
A5 - A4 = 76.1	3	228.3
A6 - A5 = 80.0	1	80.0
TOTALE		1947.3 x 10⁶ m³

DATI STATISTICI SULLE RISERVE MONDIALI DI IDROCARBURI

A conclusione di questo fascicolo riportiamo alcuni dati statistici riguardanti le riserve mondiali di olio e di gas e la loro distribuzione, oltre alla classificazione dei giacimenti in base alla quantità di idrocarburi contenuta.

In una stima fatta nel 1975 risultava che le riserve originali di olio scoperte nel mondo erano circa 1.000 miliardi di barili, pari a 160 miliardi di m³ e a 140 miliardi di tonnellate; tali riserve erano contenute in circa 30.000 giacimenti.

Esaminando in dettaglio la distribuzione delle riserve nei vari giacimenti, risultava che circa il 51% (71 miliardi di tonnellate) erano contenute in soli 33 giacimenti, 4 dei quali, cioè Ghawar (Arabia Saudita), Burgan (Kuwait), Safaniya (Arabia Saudita), Bolivar (Venezuela), contenevano da soli circa un quinto di tutte le riserve mondiali. Inoltre, risultava che un ulteriore 26% era contenuto in altri 239 giacimenti, per cui in soli 272 giacimenti su 30.000 era contenuto il 77% delle riserve mondiali. I restanti circa 29.700 giacimenti contenevano quindi solo il 23% delle riserve di olio.

Altro dato statistico importante da ricordare è che circa il 66% delle riserve petrolifere mondiali si trovano in Medio Oriente, dove il principale produttore risulta l'Arabia Saudita con i suoi 8 milioni di barili/giorno e 258 miliardi di barili di riserva (ma forse anche di più).

Dobbiamo ricordare che nei successivi venti anni (dopo il 1975), le riserve di olio sono praticamente rimaste inalterate in quanto, quelle prodotte, anche se pur consistenti (negli anni novanta la produzione ha raggiunto i 72 milioni di barili/giorno, pari a circa 26 miliardi di barili/anno), sono state rimpiazzate da nuove scoperte.

Per quanto riguarda le riserve mondiali di gas, ricordiamo che nel 1985 erano circa 100.000 miliardi di m³ e nel 1995 hanno raggiunto circa 150.000 miliardi di m³, mentre la produzione annuale è passata dai circa 1.750 miliardi di m³ nel 1985 ai circa 2.200 miliardi di m³ nel 1995.

In base alle riserve contenute i giacimenti petroliferi vengono classificati nel seguente modo:

GIACIMENTO SUPERGIGANTE

Con riserve di olio superiori a 5 miliardi di barili (800 milioni di m³; 700 milioni di tonnellate) oppure con riserve di gas superiori a 850 miliardi di m³.

GIACIMENTO GIGANTE

Con riserve di olio comprese tra 500 milioni di barili e 5 miliardi di barili (80-800 milioni di m³; 70-700 milioni di tonnellate) oppure con riserve di gas comprese tra 85 e 850 miliardi di m³.

GIACIMENTO MAJOR

Con riserve di olio comprese tra 100 e 500 milioni di barili (16-80 milioni di m³; 14-70 milioni di tonnellate) oppure con riserve di gas comprese tra 17 e 85 miliardi di m³.

GIACIMENTO DI CLASSE A

Con riserve di olio comprese tra 50 e 100 milioni di barili (8-16 milioni di m³; 7-14 milioni di tonnellate) oppure con riserve di gas comprese tra 8,5 e 17 miliardi di m³.

GIACIMENTO DI CLASSE B

Con riserve di olio comprese tra 25 e 50 milioni di barili (4-8 milioni di m³; 3,5-7 milioni di tonnellate) oppure con riserve di gas comprese tra 4,2 e 8,5 miliardi di m³.

GIACIMENTO DI CLASSE C

Con riserve di olio comprese tra 10 e 25 milioni di barili (1,6-4 milioni di m³; 1,4-3,5 milioni di tonnellate) oppure riserve di gas comprese tra 1,7 e 4,2 miliardi di m³.

GIACIMENTO DI CLASSE D

Con riserve di olio comprese tra 1 e 10 milioni di barili (0,16-1,6 milioni di m³; 0,14-1,4 milioni di tonnellate) oppure riserve di gas comprese tra 0,17 e 1,7 miliardi di m³.

GIACIMENTO DI CLASSE E

Con riserve di olio inferiori a 1 milione di barili (0,16 milioni di m³; 0,14 milioni di tonnellate) oppure riserve di gas inferiori a 0,17 miliardi di m³.

BIBLIOGRAFIA

- **M.S. Bishop:** Subsurface mapping - John Wiley and Sons Inc.
- **A.I. Levorsen:** Geology of petroleum - W.H. Freeman and Company.
- **P.K. Link:** Basic petroleum geology - Oil and Gas Consultants Int. Inc.
- **P. Guidi:** Appunti di geologia dei giacimenti - AGIP, Settore Giacimenti.
- **R. Mazzei:** Elementi di geologia del petrolio e metodologie per lo studio e la valutazione dei giacimenti - AGIP, Settore Giacimenti.