

### 10.b. Conformance Factor (C.F.)

Le rocce che contengono gli idrocarburi, sono quasi esclusivamente di origine sedimentaria, per cui se si può ipotizzare per esse una certa omogeneità in senso orizzontale, altrettanto non si può fare in senso verticale.

Il Conformance Factor prende in considerazione tale anisotropia della roccia serbatoio, e più precisamente le variazioni di permeabilità in senso verticale.

Questa diversa distribuzione della permeabilità provoca fenomeni di fingering (Figure 96, 97, 98), cioè uno spiazzamento differenziale del fronte d'acqua o di gas; la fase spiazzante utilizzerà preferenzialmente quei livelli a più alta permeabilità, attraverso i quali arriverà più rapidamente ai pozzi, grazie all'elevata velocità di flusso che essi consentono. Tale fenomeno potrà quindi portare all'abbandono dei pozzi per alta produzione d'acqua o di gas, quando in giacimento esiste ancora olio in quantità apprezzabili negli strati a minore permeabilità.

In un simile contesto il "Conformance Factor" viene definito come:

$$CF = \frac{\text{volume di giacimento spiazzato}}{\text{volume totale del giacimento}}$$

oppure:

$$CF = \frac{\text{capacità del sistema}}{\text{capacità con la permeabilità massima}}$$

### 10.c. Areal Sweep Efficiency (A.S.E.)

Si riferisce alla difficoltà che la fase spazzante incontra nel pulire tutte le aree mineralizzate; infatti, molto spesso accade che certe zone isolate, a permeabilità ridotta, non vengano flussate, per cui il fronte d'acqua tenderà a disporsi al loro contorno.

Tale termine può essere quindi espresso come:

$$ASE = \frac{\text{superficie spazzata}}{\text{superficie totale}}$$

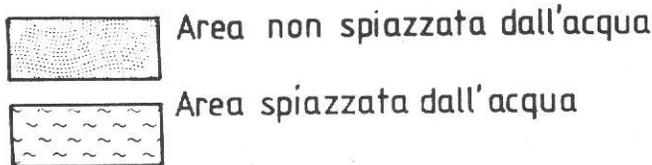
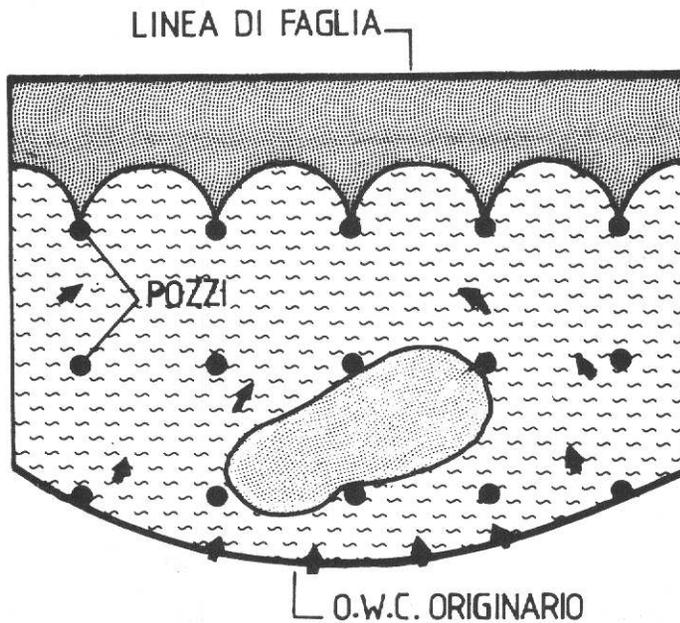


Fig. 109 - Modello che illustra l'efficienza dello spazzamento mediante water drive (da N.J. CLARK, 1960)

## 11. PROCESSI DI RECUPERO MIGLIORATO

Nella coltivazione dei giacimenti d'idrocarburi vengono frequentemente utilizzati dei particolari processi tesi ad aumentare il recupero finale di olio o di gas mediante l'introduzione di energia in giacimento.

Nell'ambito di questi processi, che nel loro insieme vengono definiti di "recupero migliorato", è possibile distinguere:

- processi di "recupero secondario", che vengono applicati sia durante la fase di recupero primario, allo scopo di mantenere elevata la pressione in giacimento, sia quando la fase di coltivazione primaria ha raggiunto il limite economico;
- processi di "recupero assistito" (enhanced recovery) o terziario, che vengono utilizzati qualora anche i processi di recupero secondario abbiano raggiunto il limite di economicità.

### 11.a. Processi di recupero secondario

A questo tipo di processi appartengono l'iniezione di acqua (per giacimenti ad olio) e l'iniezione di gas naturale (per giacimenti ad olio e gas) in fase non miscibile.

- L'iniezione di acqua (waterflood) viene di solito effettuata direttamente nell'acquifero, allo scopo di ripressurizzare il giacimento o di mantenerne la pressione ai valori originari (iniezione periferica).

Per particolari configurazioni geometriche del reservoir ed in relazione alle sue caratteristiche petrofisiche più o meno favorevoli, si possono adottare anche schemi che prevedono l'iniezione dell'acqua nella zona ad olio (iniezione distribuita).

Prima di venire iniettata, l'acqua deve risultare compatibile con quella del giacimento, deve essere filtrata allo scopo di impedire l'intasamento della roccia serbatoio nelle immediate vicinanze del foro, deve infine essere disareata e miscelata con inibitori che proteggano le attrezzature di pozzo e di superficie dalla corrosione.

- L'iniezione di gas (gas injection) viene molto spesso adottata nei giacimenti ad olio a sviluppo verticale e provvisti di gas cap (es. pinch-out) per mantenerne la pressurizzazione, oppure nei giacimenti di gas a condensati; in questo caso viene reiniettato parte dello stesso gas prodotto (cycling) allo scopo di impedire la condensazione della fase liquida, economicamente

più interessante, nel sottosuolo o lungo il tubing.

Solitamente l'iniezione del gas viene realizzata solo quando non sia possibile la commercializzazione del gas prodotto a causa delle notevoli distanze dei centri di utilizzazione.

## 11.b. Processi di recupero assistito

Ai processi di recupero terziario, usualmente applicati dopo la fase di iniezione d'acqua o di gas oppure direttamente dopo la produzione primaria, appartengono i cosiddetti "big four":

- processi termici di tipo immiscibile, quali la combustione in situ dell'olio o l'iniezione continua o ciclica di vapore, che provocano un aumento della temperatura di giacimento e di conseguenza una riduzione della viscosità dell'olio.

Questa metodologia di recupero è particolarmente indicata per giacimenti di olio pesante posti a bassa profondità (fino a circa 900 m);

- processi miscibili che fanno ricorso all'iniezione di gas ad alta pressione, di gas arricchito o di G.P.L.;

- processi miscibili che sfruttano l'iniezione di anidride carbonica, eventualmente arricchita con etano e pentano, seguita da acqua o gas naturale.

Questi processi tendono ad eliminare le perdite di olio in giacimento mediante l'impiego di "tamponi" di fluidi miscibili sia con la fase spiazzante (acqua o gas) sia con la fase spiazzata (olio).

I processi miscibili sono particolarmente adatti per giacimenti ad olio leggero situati a profondità tali da permettere il raggiungimento della pressione di miscibilità fra gas e olio;

- processi chimici che ricorrono all'iniezione di soluzioni acquose di prodotti chimici, quali alcali, polimeri o tensioattivi.

Sebbene questi metodi possano portare ad un elevato recupero di olio, a tutt'oggi non hanno ancora trovato larga diffusione a causa dei notevoli investimenti iniziali che essi richiedono.

<b>RECUPERI SECONDARI E TERZIARI</b>		
<b>INCREMENTO DI RECUPERO CHE CI SI PUO' ATTENDERE (% dell'olio iniziale in giacimento)</b>		
	<b>DA</b>	<b>A</b>
<b>RECUPERI SECONDARI</b>		
- Iniezione d'acqua	10-20	30-50
- Iniezione di vapore (oli pesanti)	10	80
<b>RECUPERI TERZIARI</b>		
- Gas ed acqua alternati	30	40
- Acqua - inaspesita - (polimeri)	30	40
- Sprezzamento miscibile con idrocarburi	45	75
- Sprezzamento miscibile con anidride carbonica	45	70
- Soluzioni micellari	45	80
- Combustione in situ (alternata a iniezione d'acqua)	40	70

Fig. 110 - Indicazioni di massima sugli incrementi di recupero ottenibili mediante l'impiego di processi di recupero migliorato in fase secondaria o terziaria (da G.L. CHIERICI, 1980)

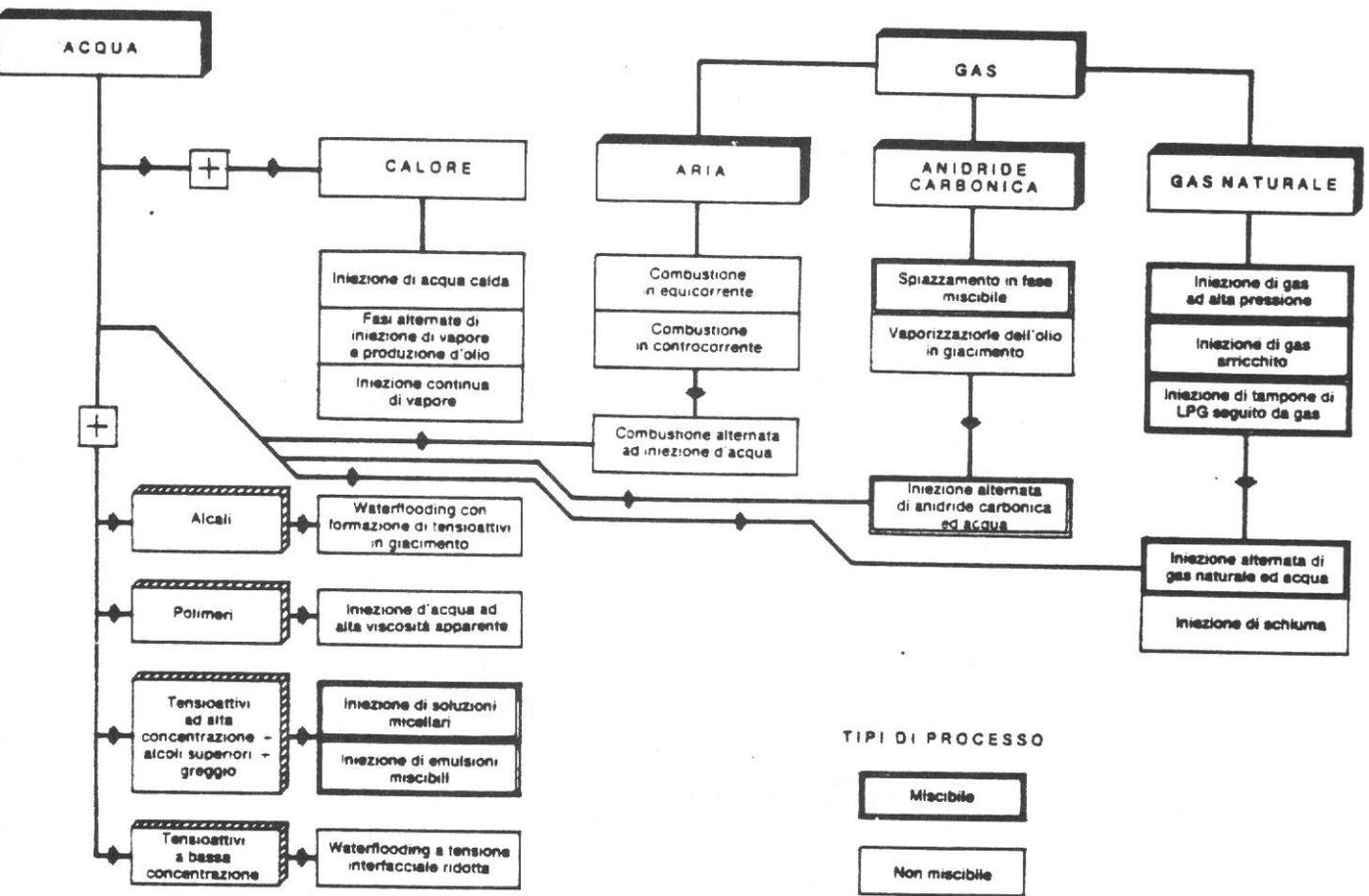


Fig. 111 - Classificazione dei processi di recupero assistito in base al tipo di fluido di iniezione impiegato (da G.L. CHIERICI, 1980)

### 11.c. Patterns d'iniezione

Quando si programma un recupero assistito è necessario effettuare uno studio approfondito relativo alla migliore disposizione e suddivisione dei pozzi d'iniezione e produzione. Il modello di iniezione adottato nella maggior parte dei casi, dipende dalla posizione dei pozzi esistenti, dalla geometria del reservoir, dai costi di perforazione di nuovi pozzi e dalla operatività del progetto.

Se prendiamo in considerazione solamente l'aspetto geologico del problema e cioè la geometria del reservoir, è possibile, per esempio, progettare un pattern d'iniezione ad allineamenti paralleli per giacimenti allungati, con eventuale presenza di faglie, oppure un pattern a linee radiali nel caso di giacimenti con gas cap molto sviluppati (Figura 112); in quest'ultimo caso si posizioneranno gli iniettori nell'acquifero in modo da stabilizzare la pressione ed impedire così l'espansione del gas cap.

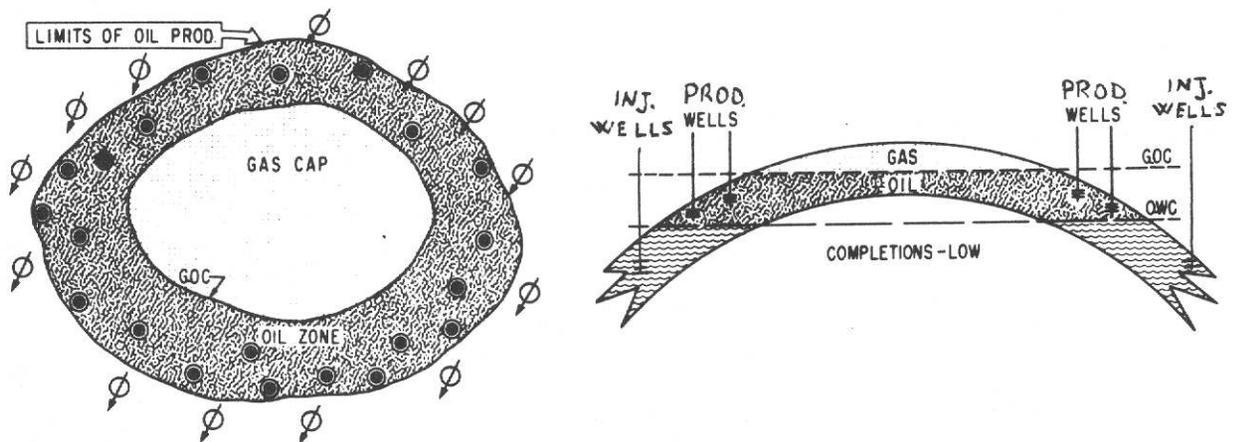


Fig. 112 - Pattern d'iniezione a linee radiali (modificata da N.J. CLARK, 1960)

Vengono comunque riportati qui di seguito i modelli di iniezione in olio più frequentemente utilizzati.

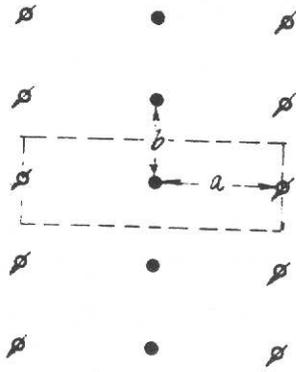


Fig. 113 - Disposizione a linee affacciate (direct line drive):

$$\frac{a}{b} = 1 \quad \text{-----} \quad \eta_a = 57 \%$$

$$\frac{a}{b} = 4 \quad \text{-----} \quad \eta_a = 90 \%$$

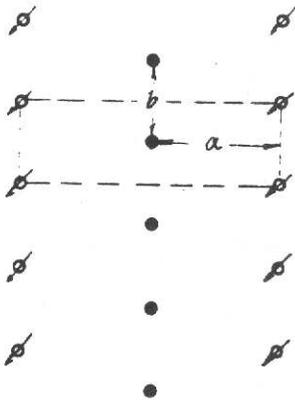


Fig. 114 - Disposizione a linee sfalsate (staggered line drive):

$$\frac{a}{b} = 0.5 \quad \text{-----} \quad \eta_a = 72.3 \%$$

$$\frac{a}{b} = 1.5 \quad \text{-----} \quad \eta_a = 80 \%$$

$$\frac{a}{b} = 4 \quad \text{-----} \quad \eta_a = 90 \%$$

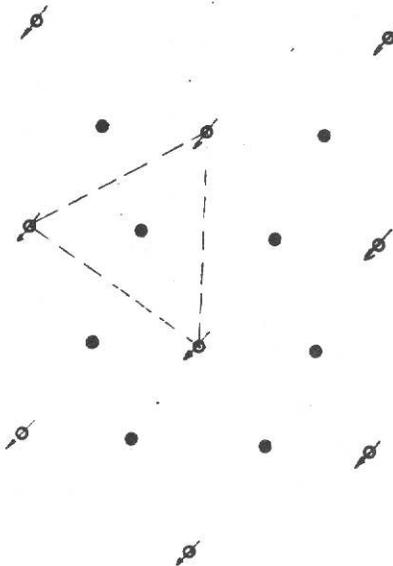


Fig. 115 - Disposizione a quattro pozzi (four spot):

$$\eta_a = 74 \%$$

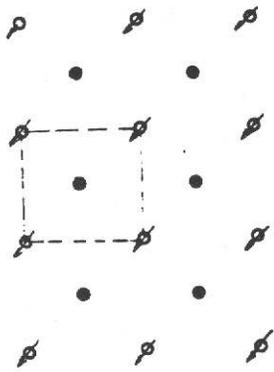


Fig. 116 - Disposizione a cinque pozzi (five spot):

$$M_a = 72.3 \%$$

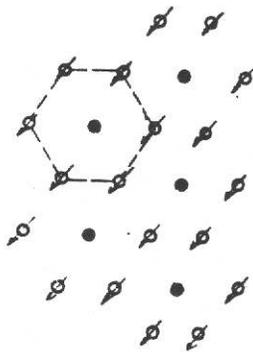


Fig. 117 - Disposizione a sette pozzi (seven spot):

$$M_a = 74 \%$$

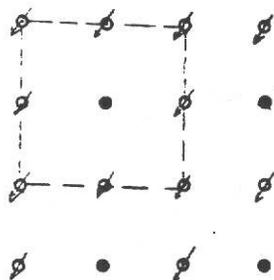


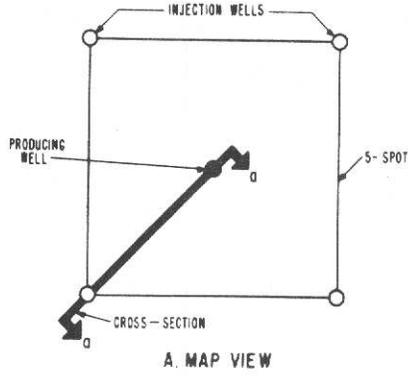
Fig. 118 - Disposizione a nove pozzi (nine spot):

$$M_a = 52.1 \%$$

● = pozzi produttori

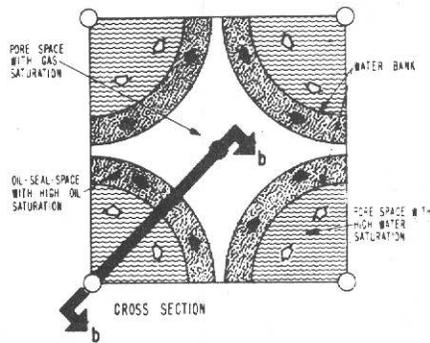
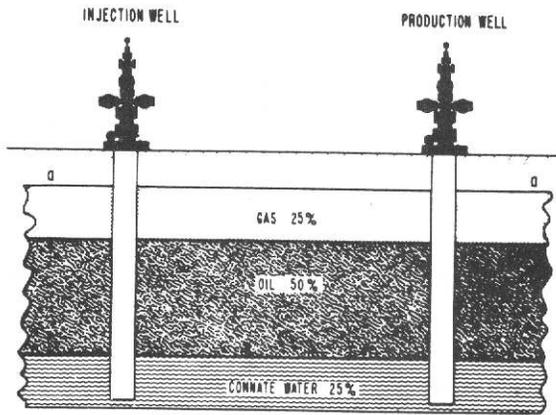
⊙ = pozzi iniettori

$M_a = \frac{\text{area spiattata}}{\text{area assegnata}} = \text{coefficiente areale di spiazamento}$



STEP 1

$t_0$



STEP 2

$t_1$

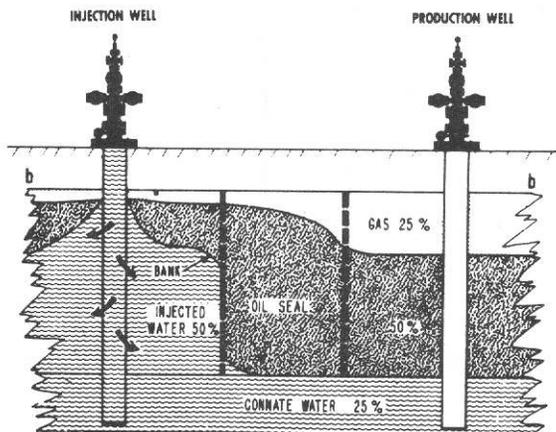
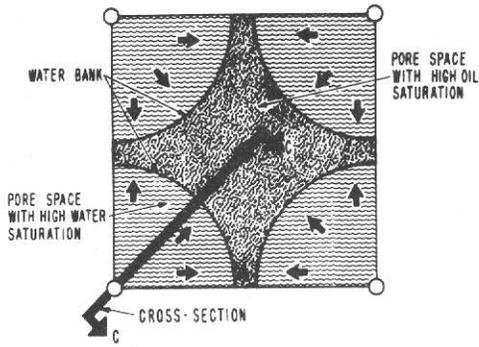


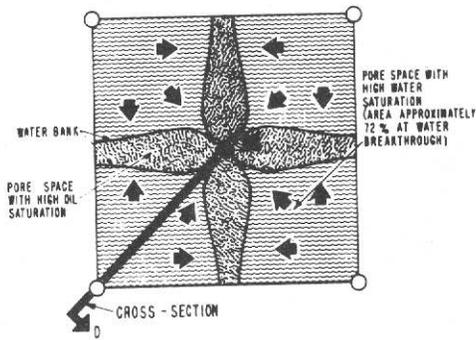
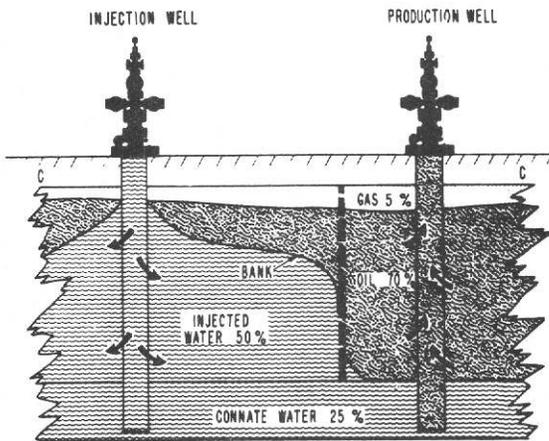
Fig. 119 - Esempio di recupero assistito con iniezione d'acqua per una disposizione five spot (da N.J. CLARK, 1960)



A. MAP VIEW

STEP 3

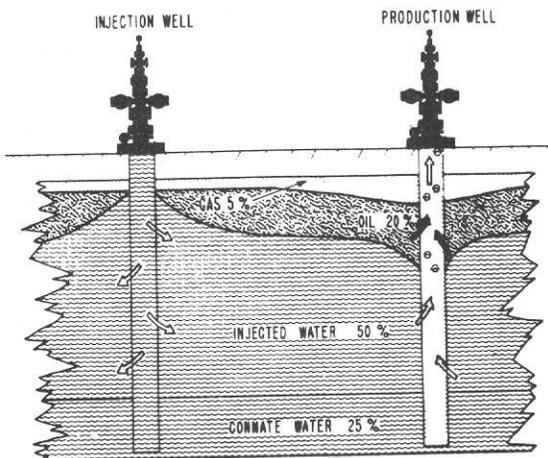
$t_2$



A. MAP VIEW

STEP 4

$t_3$



# HALFAYA FIELD

UNIT m 81

WATER INJECTION PATTERN  
LINE DRIVE  
SQUARE GRID 900m



AUTHOR	DRAWER	SCALE	DATE	DRAWING
A. MONTAMARI	G. ZUCCONI		20-5-1981	I

02-03-GROUP TYPE OF WELL  
 ○ WELL ON PRIMARY GRID  
 ● WELL LOCATION

— O.W.C. AT TOP  
 - - - - - O.W.C. AT BOTTOM  
 --- DIL COLUMN OF 2m EQUIVALENT  
 TO 20m ABOVE O.W.C.

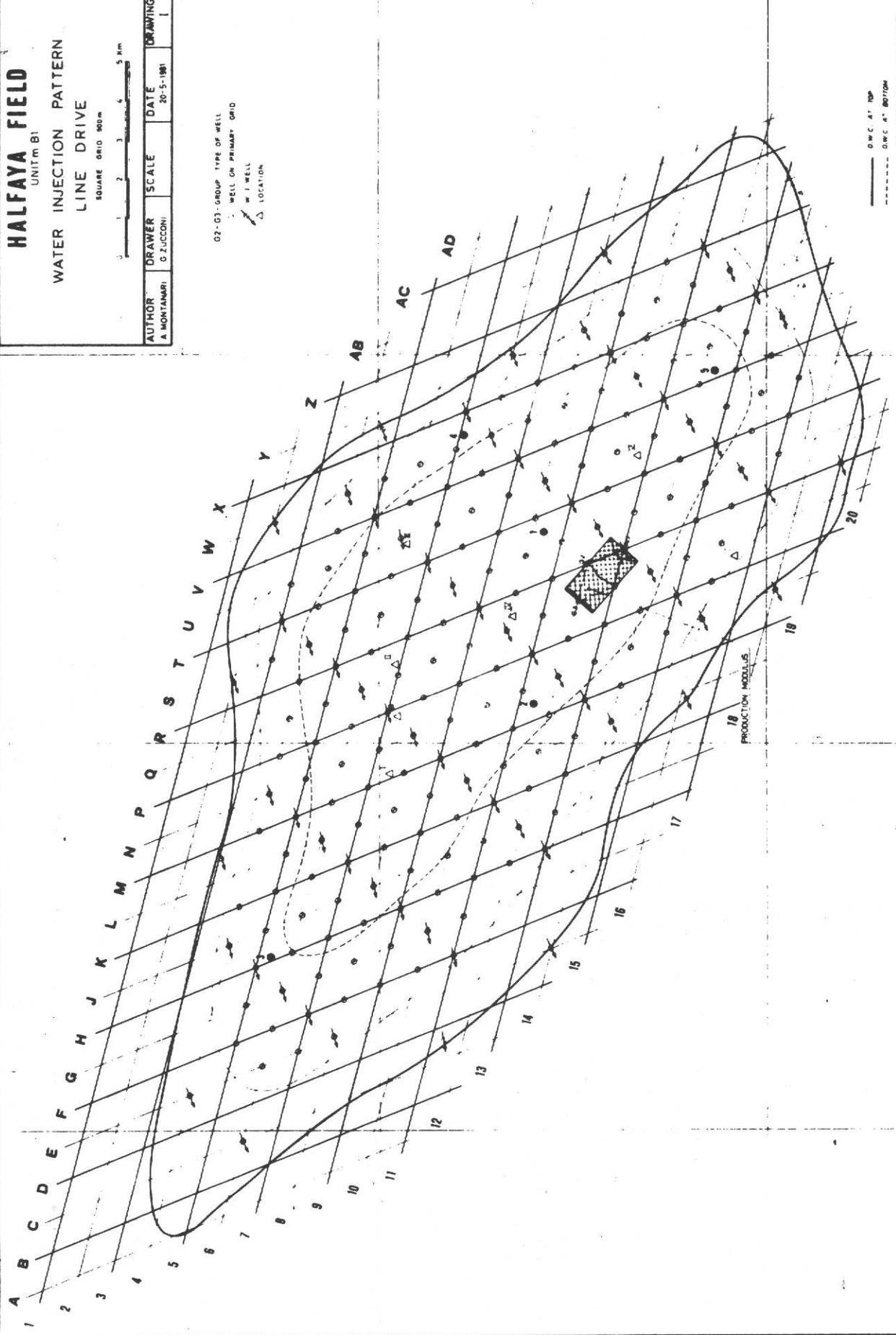


Fig. 120 - Schema d'iniezione progettato per il campo di HALFAYA (IRAQ)

## 12. VALUTAZIONE DEGLI IDROCARBURI IN POSTO

Per una attendibile valutazione della quantità di idrocarburi in posto, è necessario disporre di dati che ci permettano di definire nel modo più preciso possibile le seguenti caratteristiche:

- 1) IDENTIFICAZIONE DEL TIPO DI TRAPPOLA
- 2) ACCURATA DEFINIZIONE DELLA GEOMETRIA DEL GIACIMENTO
- 3) TIPO DI ROCCIA COSTITUENTE IL SERBATOIO, SUE CARATTERISTICHE PETROFISICHE E RELATIVA DISTRIBUZIONE AREALE E VERTICALE DELLE STESSE

Per definire questi punti è necessario uno studio che comprenda un inquadramento della struttura risultata mineralizzata in un più ampio contesto geo-tettonico, uno studio dell'ambiente di sedimentazione, l'evoluzione del paleobacino, uno studio petrografico ed analisi di laboratorio dei campioni di fondo (carote) prelevati nei pozzi, interpretazione sismica di dettaglio, interpretazione quantitativa dei logs e una ricostruzione geologica di dettaglio.

Quest'ultima, in particolare, comprenderà la costruzione di un certo numero di sezioni geologiche nelle quali potranno essere indicate sia la litologia che la distribuzione di zone a diversa porosità ( $\phi$ ) e permeabilità (K).

Si procederà quindi ad una ulteriore definizione del giacimento per individuare eventuali zonazioni correlando tra loro i logs originali o i C.P.I. (valutazione quantitativa dei logs) registrati nei

pozzi (Figura 121).

Con i dati raccolti si potrà procedere alla costruzione di una serie di mappe attraverso le quali sarà possibile ricavare la quantità di idrocarburi in posto (questo argomento verrà trattato più avanti).

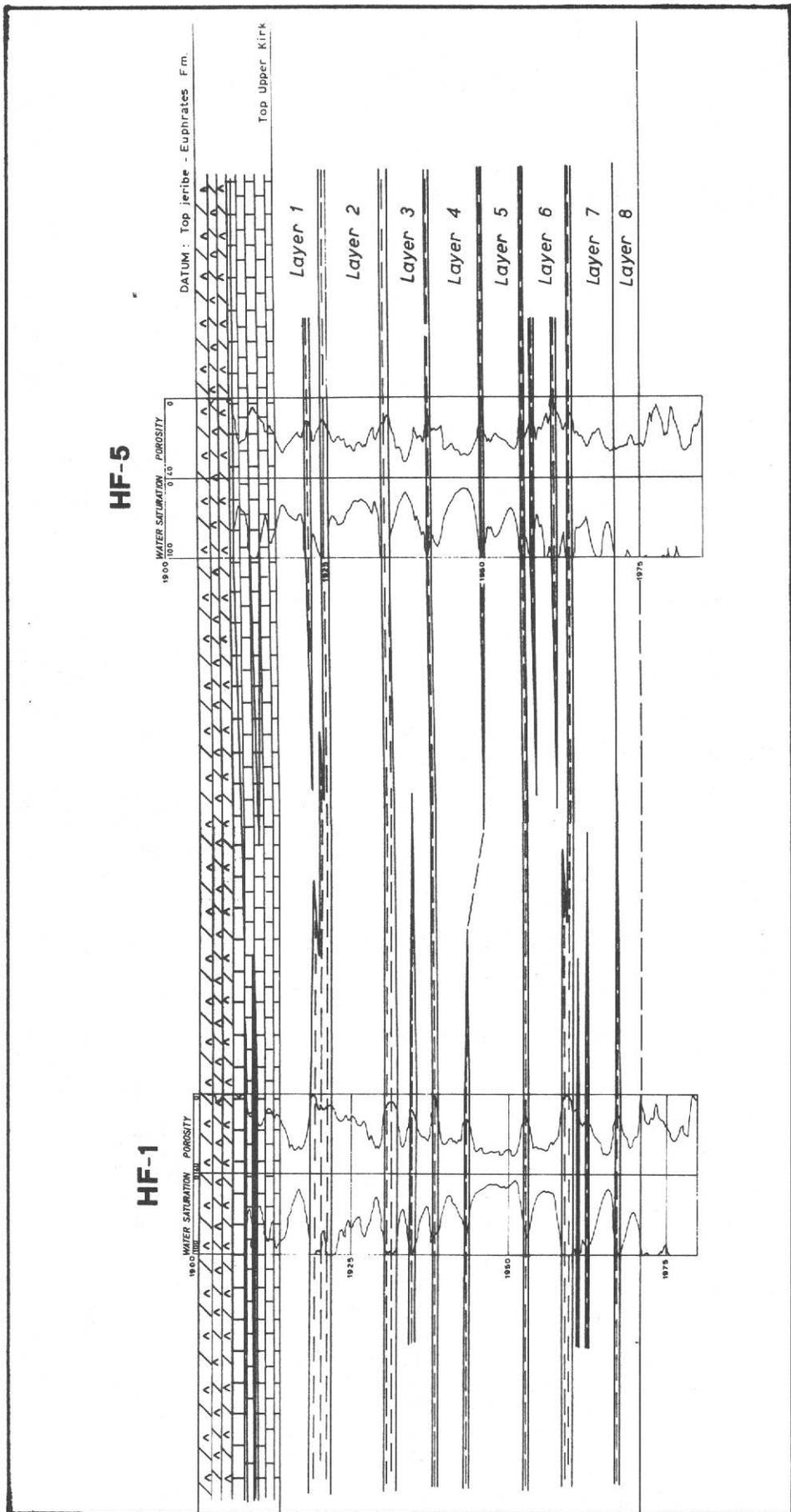


Fig. 121 - Esempio di zonazione eseguita sul C.P.I.

## 12.a. Idrocarburi originariamente in posto

Si definisce con O.H.I.P. (ORIGINALLY HYDROCARBON IN PLACE) la quantità di idrocarburi presenti nel giacimento, che viene calcolata mediante la seguente formula generica:

$$\text{O.H.I.P.} = \frac{\text{G.B.V.} \times \text{NET/GROSS} \times \phi \times (1 - S_w)}{\text{F.V.F.}}$$

dove: G.B.V. = (GROSS BULK VOLUME) rappresenta il volume lordo di roccia mineralizzata;

NET/GROSS = rappresenta il rapporto tra il volume di roccia che realmente contribuisce alla produzione di idrocarburi e il volume lordo di roccia;

$\phi$  = porosità;

$S_w$  = saturazione in acqua;

F.V.F. = FORMATION VOLUME FACTOR ( $B_{oi}$  per l'olio,  $B_{gi}$  per il gas) che serve ad esprimere il volume di idrocarburi in posto alle condizioni standard. Tale fattore tiene conto della pressione, temperatura, composizione chimica, comprimibilità, rapporto gas-olio, viscosità, etc..

E' necessario precisare che l'O.H.I.P. Standard Condition non va confuso con la quantità di idrocarburi effettivamente recuperabili, che sono invece una frazione di questo valore.

Nel rapporto NET/GROSS è implicito il concetto di "pay" (lo spessore pagante), termine con il quale si intende lo spessore netto della colonna di roccia impregnata di idrocarburi, cioè la colonna

totale detratta di tutti quegli intervalli compatti ed argillosi.

Il "pay" rappresenta quindi la somma degli spessori di roccia impregnata di idrocarburi che realmente partecipano alla produzione.

Il termine **pay** viene spesso indicato come **net pay** per distinguerlo dal termine **gross pay** che invece indica lo spessore lordo di roccia impregnata.

Per la determinazione del **pay** è necessario introdurre il concetto di **cut-off** (tagliare fuori), che rappresenta il valore di un parametro petrofisico della roccia al di sopra o al di sotto del quale la roccia non è più considerata **pay**.

In pratica si viene ad effettuare un taglio per tutti quegli intervalli di un giacimento che non contengono idrocarburi economicamente producibili.

Comunemente il **cut-off** si usa per la porosità e la permeabilità, ma può essere introdotto anche per la saturazione in acqua e per l'argillosità. Questi **cut-off** possono essere introdotti separatamente o contemporaneamente.

Esempio:  $\phi$  CUT-OFF = 8 % (si escludono tutti gli intervalli con  $\phi <$  di 8%)

$S_w$  CUT-OFF = 70 % (si escludono tutti gli intervalli con  $S_w >$  70%)

$V_{sh}$  CUT-OFF = 40 % (si escludono tutti gli intervalli con argillosità  $>$  40%)

I dati sperimentali che si utilizzano per la scelta dei **cut-off** sono soprattutto quelli provenienti dall'analisi di carote ( $\phi$ , K, curve di capillarità e permeabilità relativa) o dal risultato della analisi dei logs ( $\phi$ ,  $S_w$ , e Vsh cioè il contenuto in argilla).

Dai dati sperimentali è possibile ad esempio, stabilire il **cut-off** di porosità sapendo che per valori inferiori a 0,1 MD di K la roccia non contiene più olio economicamente producibile. In pratica, si riportano in un diagramma semilog  $\phi$ -vs-K i valori ottenuti da ogni campione di roccia analizzato sperimentalmente, ottenendo così una nuvola di punti pressochè allineati. Tracciando una linea mediana attraverso tale nuvola si stabilisce il valore limite di  $\phi$  corrispondente a K = 0,1 MD (Figura 54).

I **cut-off** di saturazione in acqua e di argillosità, vengono introdotti per eseguire un ulteriore taglio nella roccia quando il solo **cut-off** di porosità non è sufficiente ad eliminare gli intervalli non pay. Per stabilire i valori di tali **cut-off** si dovranno costruire ulteriori diagrammi legando la porosità alla saturazione in acqua e all'argillosità.

ESEMPIO :  $\phi$ -vs- $S_w$   
 $\phi$ -vs-Vsh  
 $S_w$ -vs-Vsh

Si deve tenere presente che il **cut-off** di  $S_w$  ha un significato puramente litologico, per cui deve essere introdotto solo per la zona a  $S_w$  irriducibile. Se viene usato anche per la zona di transizione, esso serve solo per fissare una tavola d'acqua utile ai fini del calcolo degli idrocarburi in posto (per esempio quando

si vuole eseguire un calcolo fino al valore di  $S_w$  corrispondente a quello in cui l'olio non è più mobile, riconoscibile dalle curve di permeabilità relativa.

Talvolta può essere utile eseguire delle elaborazioni statistiche usando diversi valori di cut-off al fine di evidenziare la variabilità del valore di pay in funzione dei cut-off usati (Figure 122, 123).

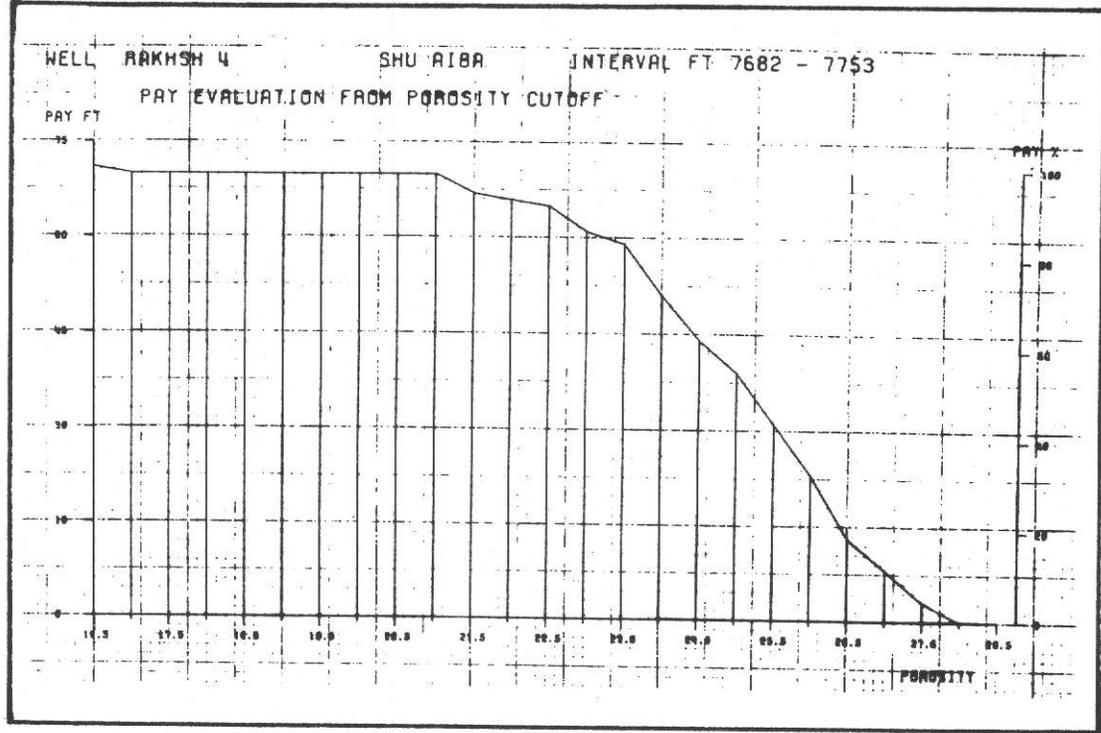


Fig. 122 - Esempio di elaborazione statistica.  
Variazione del valore di pay in funzione di diversi valori di cut-off di porosità applicati.

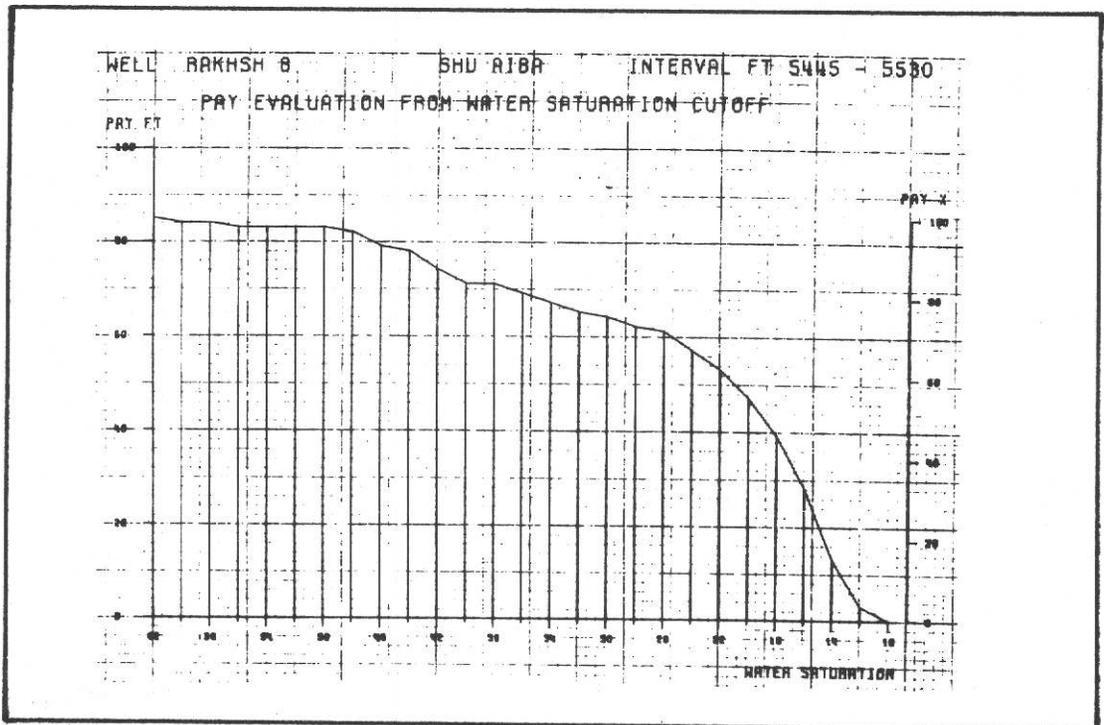


Fig. 123 - Esempio di elaborazione statistica.  
Variazione del valore di pay in funzione di diversi cut-off di  $S_w$  applicati

Fig. 124 - Esempio di tabulazione dati per lo studio di un giacimento ad idrocarburi

MISHRIF FORMATION  
UNIT... m B I .....

WELL	TOP		BOTTOM		GROSS THICKN. (m)	NET THICKN. (m)	N/G %	Ø %	GROSS PAY (m)	NET PAY (m)	N/G %	Ø %	Sw %	OIL COLUMN (m)
	M. W. D. (m)	S. S. L. (m)	M. W. D. (m)	S. S. L. (m)										
H F 1	2884.8	2870.7	2974.7	2960.6	89.9	80.2	89.2	14.8	89.9	80.2	89.2	14.8	11.1	10.55
H F 2	2957.8	2945.2	3058.4	3045.8	100.6	93.5	92.9	15.6	100.6	93.5	92.9	15.6	11.8	12.82
H F 3	2996.0	2981.8	3094.5	3080.3	98.5	76.5	77.7	14.6	89.2	61.0	68.4	14.6	37.3	5.58
H F 4	3012.5	2998.2	3108.0	3093.7	95.5	86.7	90.8	15.0	74.8	60.0	80.2	14.8	38.5	5.46
H F 5	2964.3	2950.0	3056.6	3042.3	92.3	75.0	81.2	14.1	92.3	74.2	80.4	14.1	31.7	7.15
REMARKS	The O.W.C. has been fixed at 3071 s.s.l. on the basis of C.P.I. and test results.													

Fig. 125 - Esempio di tabulazione dati per lo studio di un giacimento ad idrocarburi

CUT-OFF OF VALUES POROSITY < 20.0 SW > 80.														
WELL	LEVEL	TOP FT	TOP M.D.	BOTTOM FT	BOTTOM S.S.L.	GROSS THICK. FT	NET THICK. FT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ.HYDR. COLUMN FT	NHC/ GHC	WELL DRIFT ANGLE	
A20	EFP2	9752.00	9073.	9978.00	9294.	215.78	205.27	0.9513	38.714	19.203	64.210	0.9919	17.30	
A20	EFT2	9978.00	9294.	10033.00	9347.	52.51	52.51	1.0000	28.104	31.473	10.113	1.0000	17.30	
A20	TFF2	10033.00	9347.	10127.50	9437.	90.22	65.88	0.7302	28.312	51.241	9.094	0.9138	17.30	
A20	HFP2	10127.50	9437.	10315.50	9616.	179.50	75.90	0.4229	24.134	65.225	6.370	0.6596	17.30	
CUT-OFF OF VALUES POROSITY < 20.0														
WELL	LEVEL	TOP FT	TOP M.D.	BOTTOM FT	BOTTOM S.S.L.	GROSS THICK. FT	NET THICK. FT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ.HYDR. COLUMN FT	NHC/ GHC	WELL DRIFT ANGLE	
A20	E1	9752.00	9079.	9835.50	9158.	79.64	69.14	0.8683	37.366	24.660	19.465	0.9737	17.50	
A20	E2	9835.50	9158.	9921.00	9240.	81.54	81.54	1.0000	37.283	25.928	22.519	1.0000	17.50	
A20	E3	9921.00	9240.	9978.00	9294.	54.36	54.36	1.0000	42.579	4.279	22.156	1.0000	17.50	
CUT-OFF OF VALUES POROSITY < 22.0														
WELL	LEVEL	TOP FT	TOP M.D.	BOTTOM FT	BOTTOM S.S.L.	GROSS THICK. FT	NET THICK. FT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ.HYDR. COLUMN FT	NHC/ GHC	WELL DRIFT ANGLE	
A20	F4	9978.00	9294.	10033.00	9347.	52.45	49.59	0.9455	28.466	30.308	9.839	0.9739	17.50	
CUT-OFF OF VALUES POROSITY < 18.0														
WELL	LEVEL	TOP FT	TOP M.D.	BOTTOM FT	BOTTOM S.S.L.	GROSS THICK. FT	NET THICK. FT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ.HYDR. COLUMN FT	NHC/ GHC	WELL DRIFT ANGLE	
A20	T1	10033.00	9347.	10062.50	9375.	28.13	28.13	1.0000	32.731	30.997	6.354	1.0000	17.50	
A20	T2	10062.50	9375.	10127.50	9437.	61.99	61.99	1.0000	24.044	75.931	3.588	1.0000	17.50	
CUT-OFF OF VALUES POROSITY < 22.0														
WELL	LEVEL	TOP FT	TOP M.D.	BOTTOM FT	BOTTOM S.S.L.	GROSS THICK. FT	NET THICK. FT	NET/ GROSS	PHI AVG %	SW AVG %	EQ.HYDR. COLUMN FT	NHC/ GHC	WELL DRIFT ANGLE	
A20	H5	10127.50	9437.	10196.50	9502.	65.81	2.38	0.0362	26.418	51.306	0.307	0.1395	17.50	
A20	H6	10196.50	9502.	10315.50	9616.	113.49	65.33	0.5756	24.904	68.643	5.102	0.6847	17.50	
A20	H7	10315.50	9616.	10523.00	9814.	197.90	51.98	0.2627	24.844	88.000	1.550	0.4499	17.50	

12.b. Metodi per il calcolo volumetrico degli idrocarburi originariamente in posto

Metodo del diagramma superfici-vs-altezze

Si usa quando è stato perforato solamente un pozzo (oppure due), nel caso di un serbatoio estremamente omogeneo oppure per eseguire valutazioni di prospect (con questo metodo si ottiene prima di tutto il volume lordo della roccia).

Metodo delle isopay

Si usa quando si hanno valori buoni e sufficientemente costanti di porosità (con questo metodo si ottiene prima di tutto il volume netto di roccia N.B.V.).

Metodo dell'equivalent hydrocarbon column

Si usa quando si ha a disposizione un certo numero di dati e soprattutto quando il serbatoio è poco omogeneo. Viene comunque utilizzato tutte le volte che si esegue uno studio di giacimento (con questo metodo si ottiene direttamente il volume di idrocarburi in posto alle condizioni di giacimento).

## 12.b. I. Metodo delle superfici-altezze

Il metodo più semplice e sbrigativo per calcolare il volume di roccia è quello delle superfici-altezze.

Avendo a disposizione la mappa strutturale, riferita al top del livello da valutare, con il planimetro verranno misurate le aree (in  $m^2$ ) racchiuse da ciascuna isobata. Il valore di ciascuna area verrà poi riportato su un diagramma in funzione della quota cui si riferisce. In ascissa verranno riportate le aree, in ordinata le quote (in metri) cui si riferiscono, scegliendo di volta in volta scale adeguate ai valori a disposizione.

Unendo tra loro i punti riportati sul diagramma, otterremo una linea spezzata che, in riferimento alla linea base (ordinata) riprodurrà la variazione del volume della struttura in funzione di differenti quote.

A questo punto bisognerà distinguere il caso di un contatto idrocarburo-acqua al fondo dal caso di un contatto laterale. Se abbiamo un contatto al fondo sarà necessario riportare in diagramma solamente i dati della mappa riferita al top del livello. Se invece il contatto olio-acqua è laterale, bisognerà disporre anche di una mappa riferita alla base (bottom) del livello, misurarne le aree come per la mappa riferita al top e riportarne i dati sullo stesso diagramma. Se lo spessore del livello è pressoché costante, le due linee spezzate saranno, sul diagramma, tra loro parallele. In questo caso potremmo evitare la costruzione di una mappa al bottom.

L'area delimitata dalle linee spezzate (caso di contatto olio-acqua laterale) e quella compresa fra la linea spezzata riferita al top e l'ordinata (caso di contatto al fondo), rappresenteranno graficamente il volume della roccia. Per ottenere tale volume in  $m^3$  basterà moltiplicare l'area misurata sul diagramma (in  $mm^2$ ) per la costante del diagramma stesso.

La costante del diagramma verrà stabilita in base alle scale usate per la sua costruzione. Se, per esempio, abbiamo usato 1 mm lineare pari a  $100.000 m^2$  per la scala delle aree (ascissa) e 1 mm pari a 1 metro per la scala delle altezze (ordinata), la costante sarà:  $100.000 \times 1 = 100.000$ .

A questo punto abbiamo calcolato il volume di roccia lordo. Per ottenere il volume di roccia netto (**net bulk volume**) bisognerà moltiplicare il **gross bulk volume** per un fattore chiamato "net/gross pay ratio".

Tale fattore non è altro che, come già detto, il rapporto tra il volume di roccia utile e il volume totale di roccia. Esso verrà valutato per la sezione attraversata dal pozzo, ed estrapolato poi a tutta la struttura. Se i pozzi sono più di uno verrà fatta una media.

Applicando la formula precedentemente illustrata (Pag. 189) si ricaverà il valore di O.H.I.P.

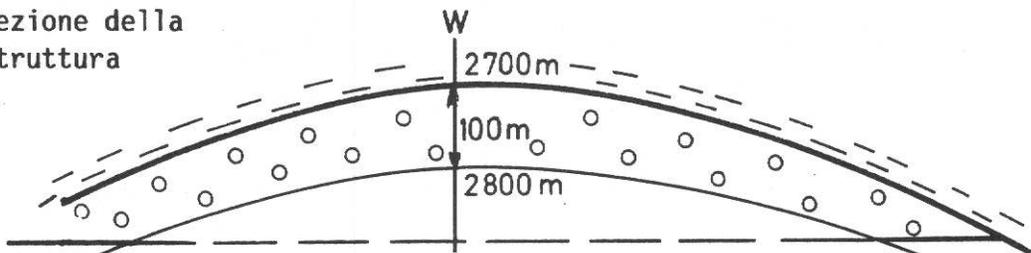
Naturalmente occorrerà conoscere i valori medi di porosità e saturazione in acqua, che verranno valutati per la sezione attraversata dal pozzo ed estrapolati a tutta la struttura.

Esempi:

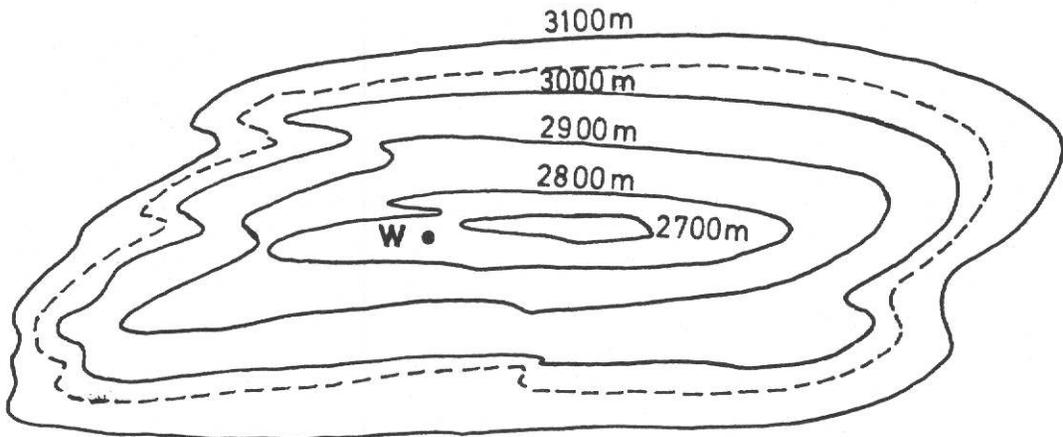
CALCOLO VOLUMETRICO DEGLI IDROCARBURI ORIGINARIAMENTE IN POSTO

Caso in cui si abbiano pochi dati a disposizione (p. es. 1 pozzo)

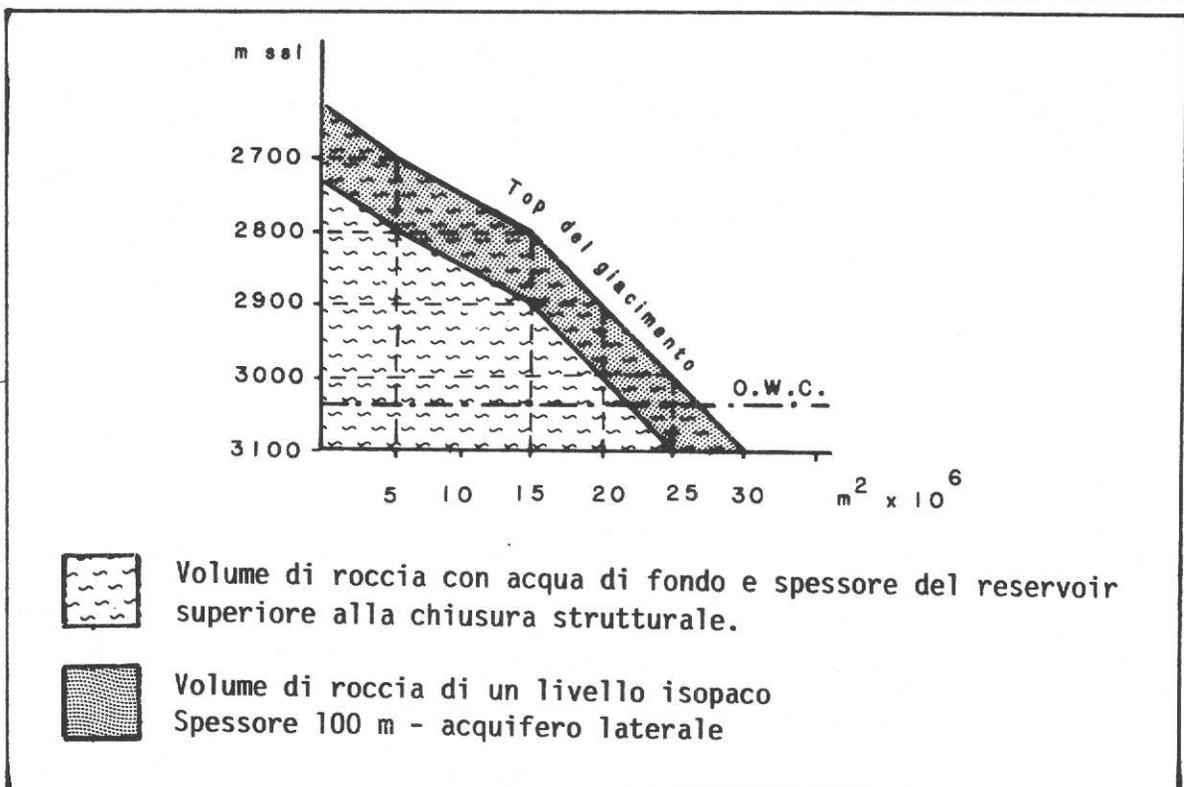
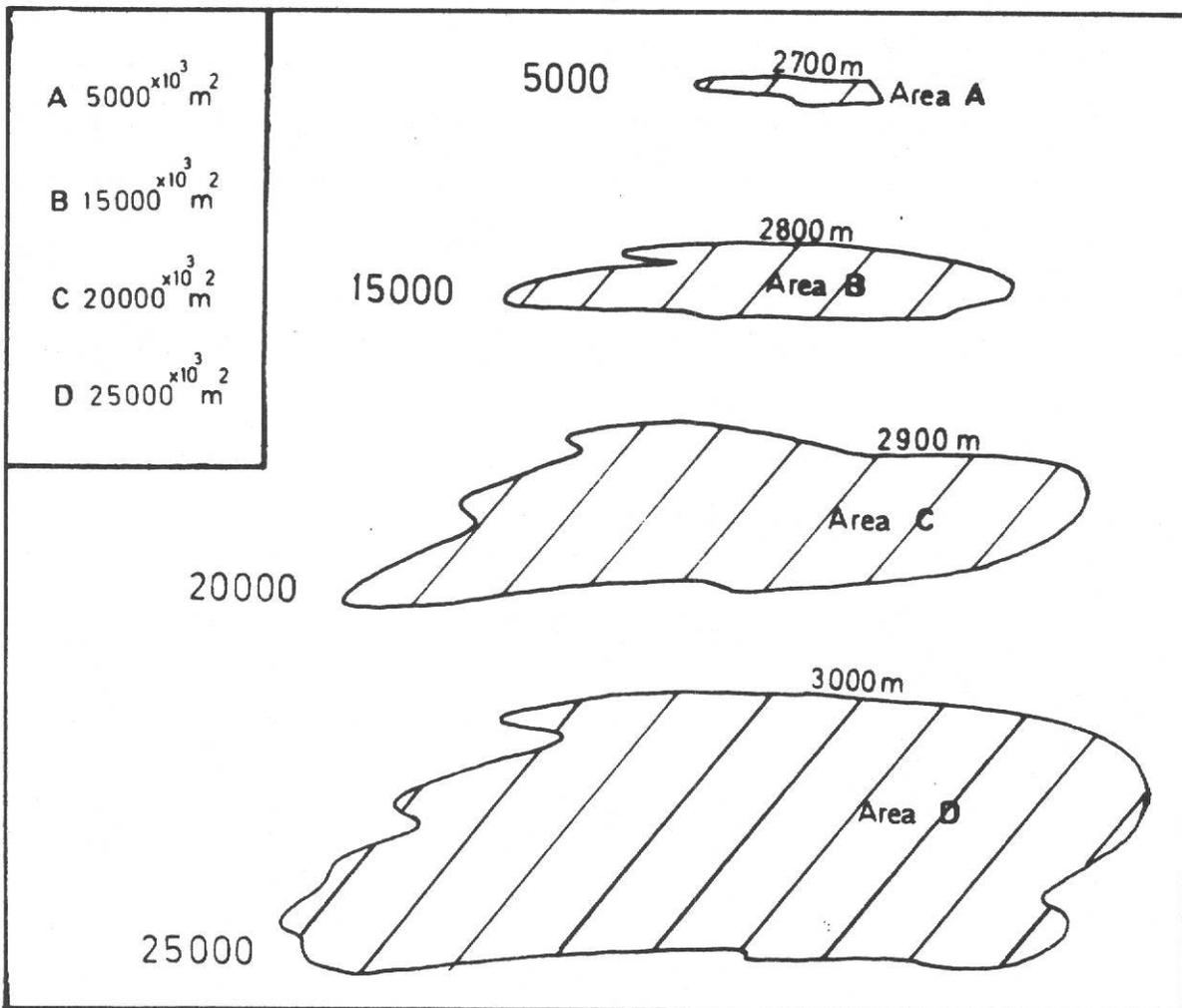
Sezione della  
struttura



Spessore  
Livello  
Isopaco



Mappa  
Strutturale

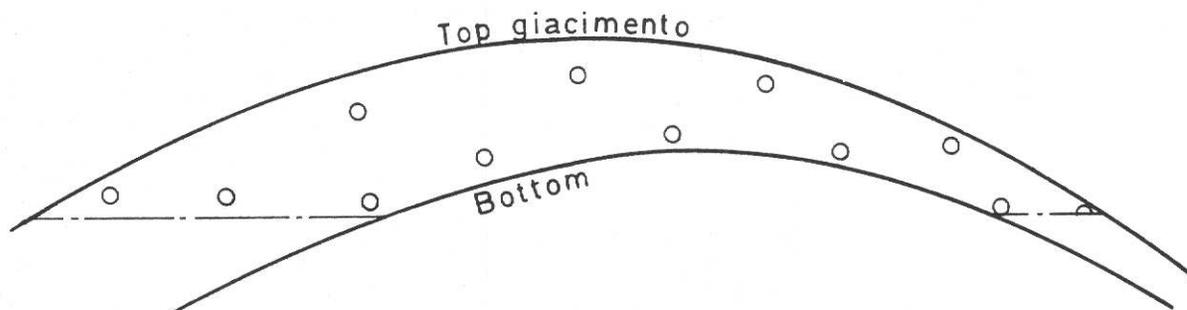


Nel caso di più pozzi, i valori di  $\phi$  e  $S_w$  verranno ricavati facendo una media ponderata fra quelli disponibili. Naturalmente in questo modo non si terrà conto di eventuali trends legati alle caratteristiche sedimentologiche del giacimento.

I valori medi di  $\phi$  si otterranno pesando i singoli valori di porosità sui relativi valori di net pay e quelli medi di  $S_w$  pesando i singoli valori di saturazione in acqua sui relativi valori di net pay e di porosità.

Se il livello non è isopaco si deve tracciare una mappa riferita al bottom del livello.

Esempio:



Nel caso in cui la mappa riferita al bottom non fosse disponibile, la si ricaverà sovrapponendo una mappa d'isopache del livello (curve di uguale spessore), costruita separatamente utilizzando dati di pozzo, di geologia regionale e informazioni sismiche, a quella riferita al top.

## 12.b. II. Metodo delle isopay

Il metodo più comunemente usato per calcolare il volume di roccia utile (net bulk volume) è quello delle "isopay".

Il volume di roccia utile viene, con questo metodo, ricavato direttamente attraverso una mappa d'isopay. Per costruire una mappa d'isopay si può operare in vari modi.

Se abbiamo sufficienti dati a disposizione, se cioè sono stati perforati molti pozzi in ogni parte della struttura e per ognuno di essi è stato calcolato il valore di "pay", sarà possibile costruire una mappa d'isopay direttamente con i dati dei singoli pozzi.

Se non abbiamo a disposizione sufficienti dati (pozzi), se il livello da valutare mostra variazioni di spessore abbastanza forti e se il contatto olio-acqua è laterale, sarà meglio procedere alla costruzione della mappa d'isopay per gradi.

Bisognerà prima di tutto avere a disposizione una mappa strutturale riferita al top del livello. Si costruirà poi, per mezzo dei dati disponibili, una mappa d'isopache per definire il trend di variazione dello spessore del livello nell'ambito della struttura.

Come già detto precedentemente oltre che dei dati dei singoli pozzi, la mappa d'isopache dovrà tener conto di informazioni di geologia regionale, di modelli sedimentologici e di informazioni sismiche.

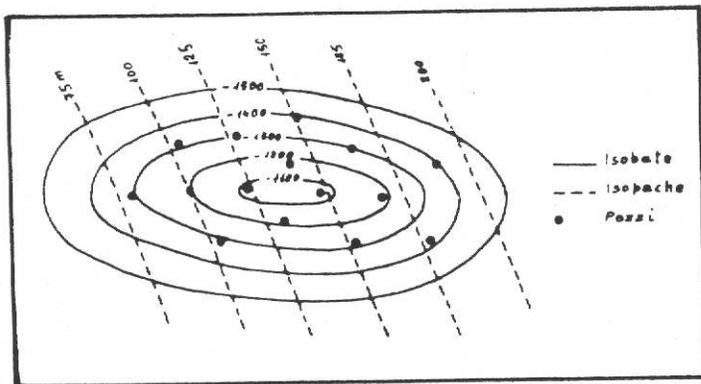


Fig. 126

Sovrapposizione della mappa strutturale del top con la mappa delle isopache ai fini della costruzione della mappa strutturale riferita al bottom

Per mezzo della mappa d'isopache sarà possibile prevedere lo spessore del livello anche in quelle zone della struttura dove non sono stati perforati pozzi.

Sovrapponendo la mappa d'isopache alla mappa strutturale riferita al top, in tutti i punti dove si incontreranno le curve delle due mappe si otterrà, per somma di valori, una quota riferita al bottom del livello (Figura 126).

Unendo tutti i punti di ugual quota, otterremo una mappa strutturale riferita al bottom. Tale mappa è necessaria in quanto, tracciando in essa la curva corrispondente alla quota del contatto olio-acqua, saremo in grado di definire l'area entro la quale è presente solo olio (oil area), l'area cioè in cui non è presente il contatto olio-acqua.

Si costruirà poi una mappa di "iso gross pay" (curve ad ugual spessore lordo ad olio). Nella "oil area" le curve d'iso gross pay coincideranno con quelle d'isopache, nella fascia marginale esse saranno invece parallele alle isobate della mappa strutturale riferita al top ed il loro valore verrà determinato facendo la differenza tra la quota del contatto olio-acqua e quella delle isobate. I due sistemi di curve si incontreranno lungo la curva corrispondente al contatto olio-acqua sulla mappa riferita al bottom.

Una volta disegnata la mappa di "iso gross pay", sarà necessario tracciare una mappa di "iso net/gross pay ratio". Questa verrà costruita in base ai dati derivanti dai pozzi disponibili e tenendo sempre presenti le informazioni geologiche di carattere regionale e quelle sedimentologiche.

Sovrapponendo la mappa di iso net/gross pay a quella di iso gross pay e facendo il prodotto dei valori, nei punti d'incontro delle linee otterremo tanti valori di pay distribuiti su tutta la struttura. Attraverso tali valori sarà possibile tracciare una mappa d'isopay molto dettagliata (Figura 127). Anche in questo caso si avranno due trend di curve che s'incontreranno lungo la linea delimitante la "oil area".

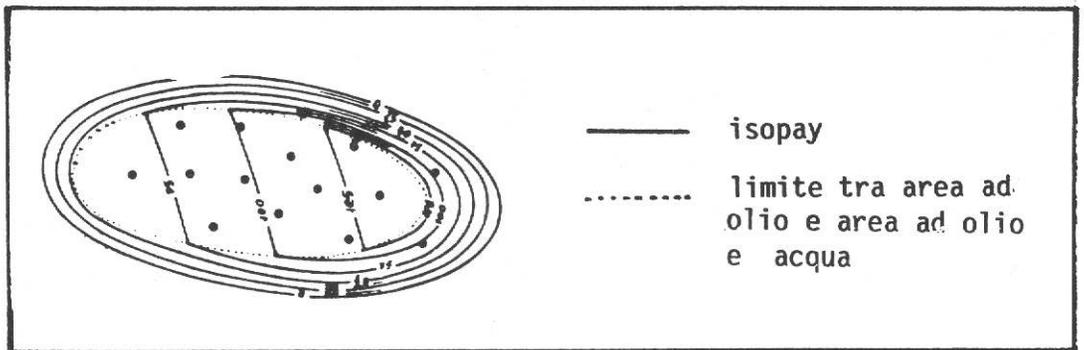


Fig. 127 - Mappa di isopay

Entro la "oil area" quindi le curve d'isopay saranno grosso modo parallele a quelle della mappa d'isopache, mentre nella "oil-water area" esse saranno grosso modo parallele alle isobate della mappa al top.

Nel caso di un contatto olio-acqua al fondo, le curve d'isopay saranno tutte più o meno parallele alle isobate della mappa strutturale al top.

Vediamo ora come si calcola il "net bulk volume" dalla mappa d'isopay.

Per mezzo di un planimetro si misurano le aree corrispondenti a ciascuna curva, poi si applica 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 ( $m^3$ );

$h_{\max}$  = curva d'isopay corrispondente al massimo spessore (m);

$A$  = area della curva d'isopay corrispondente al massimo spessore ( $m^2$ );

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

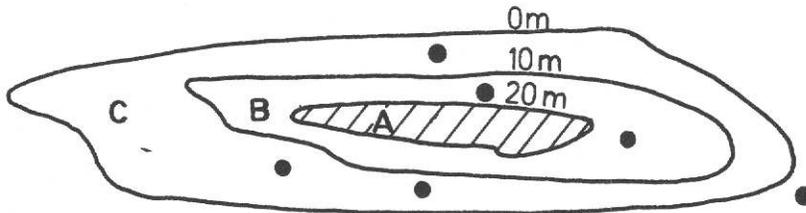
$h_n$  = spessore corrispondente alla curva d'isopay n (m) dove  $h_n > h_{n+1}$ ;

$A_n$  = area della n-esima curva d'isopay ( $m^2$ ) dove  $A_{n+1} > A_n$ ;

$A_{n+1}$  = area della curva d'isopay n + 1 ( $m^2$ ) dove  $A_n < A_{n+1}$ .

Come si può notare, con questa formula si determina un volume totale facendo calcoli parziali per settori verticali (cilindri concentrici). Il metodo viene graficamente illustrato nelle seguenti Figure.

Esempio:



Carta di isopay

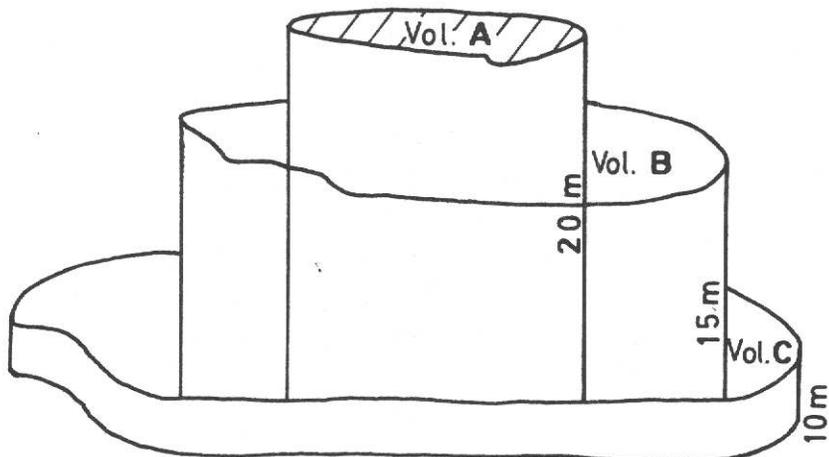
AREA A (area della curva a spessore 20 m) x 20 m = Volume A

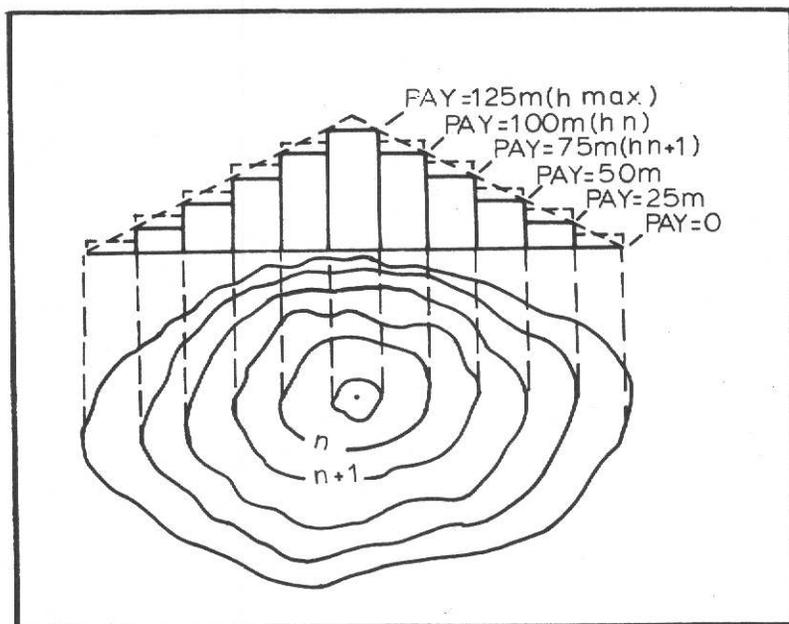
AREA B (area della curva a spessore 10 m - area a spessore 20m)

$$x = \frac{20 + 10}{2} = \text{Volume B}$$

AREA C (area della curva a spessore 0 m - area a spessore 10m)

$$x = \frac{10 + 0}{2} = \text{Volume C}$$





Per ottenere il volume di idrocarburi in posto, il "net bulk volume" verrà moltiplicato per il valore medio di porosità (in frazioni) e per il valore medio di saturazione in idrocarburi ( $1 - S_w$ ).

Si riporta qui di seguito un esempio pratico di costruzione di una mappa d'isopay ottenuta con la procedura sopra illustrata (Figg. 128 ÷ 131)

### 12.b.III. Metodo dell'equivalent hydrocarbon column

Con questo metodo si calcola direttamente il volume di idrocarburi in posto (alle condizioni di giacimento) per mezzo di una mappa di "iso equivalent hydrocarbon column". Questo metodo normalmente si applica quando si riscontra una variabilità dei valori di porosità e saturazione in acqua nell'ambito della struttura (Figure 134, 135).

Per "equivalent hydrocarbon column" s'intende la colonna equiva-

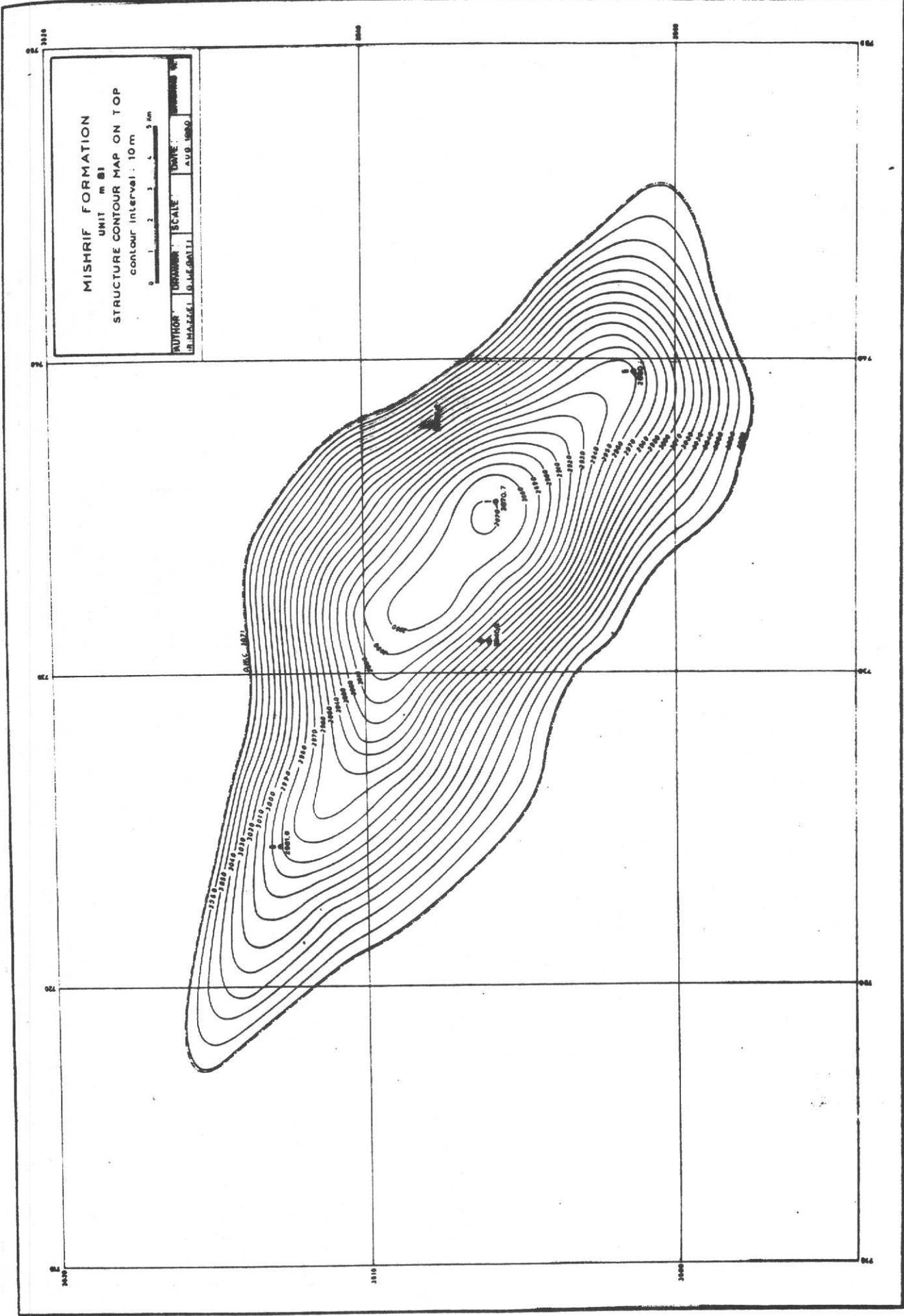


Fig. 128 - Mappa strutturale riferita al top



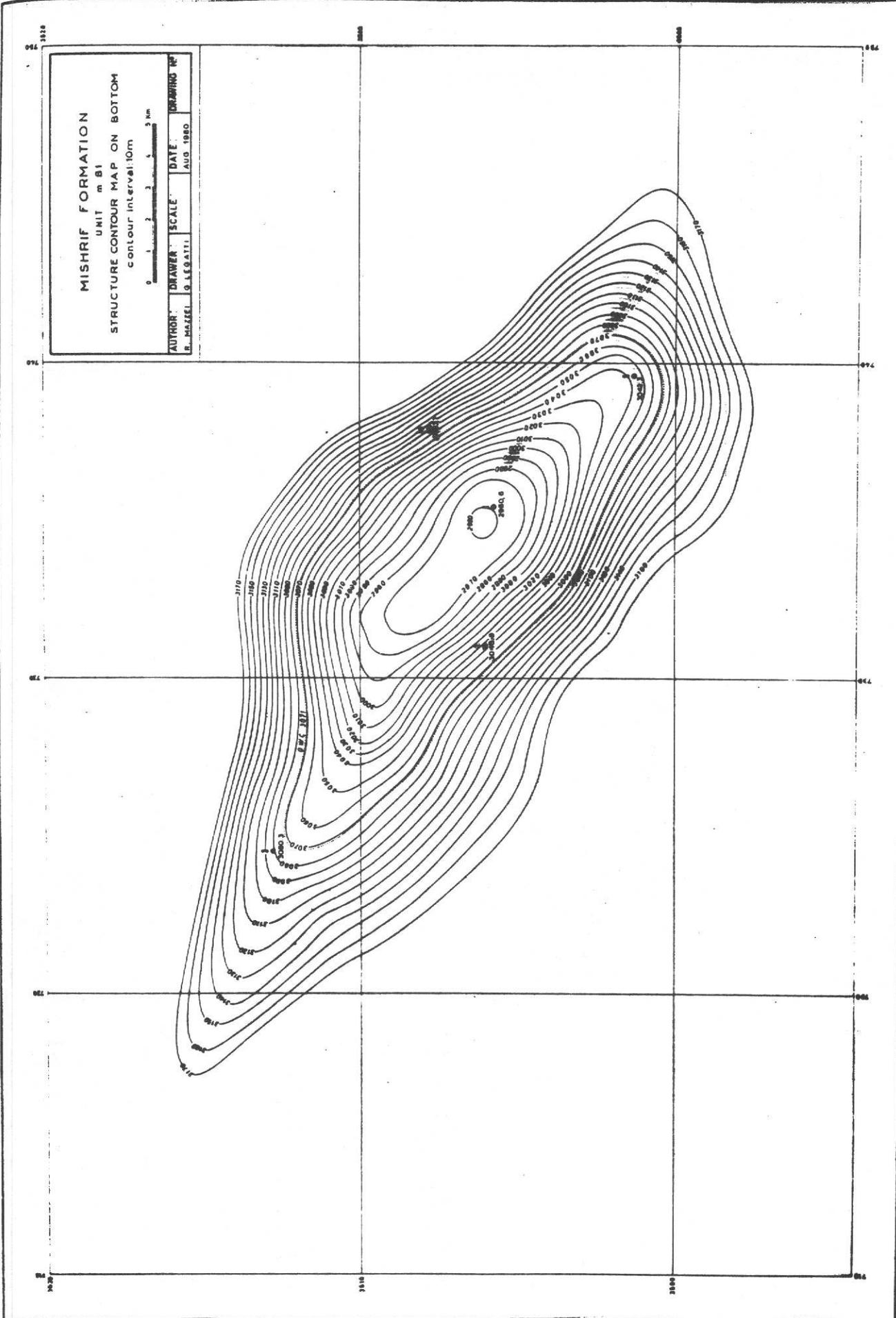


Fig. 130 - Mappa strutturale riferita al bottom

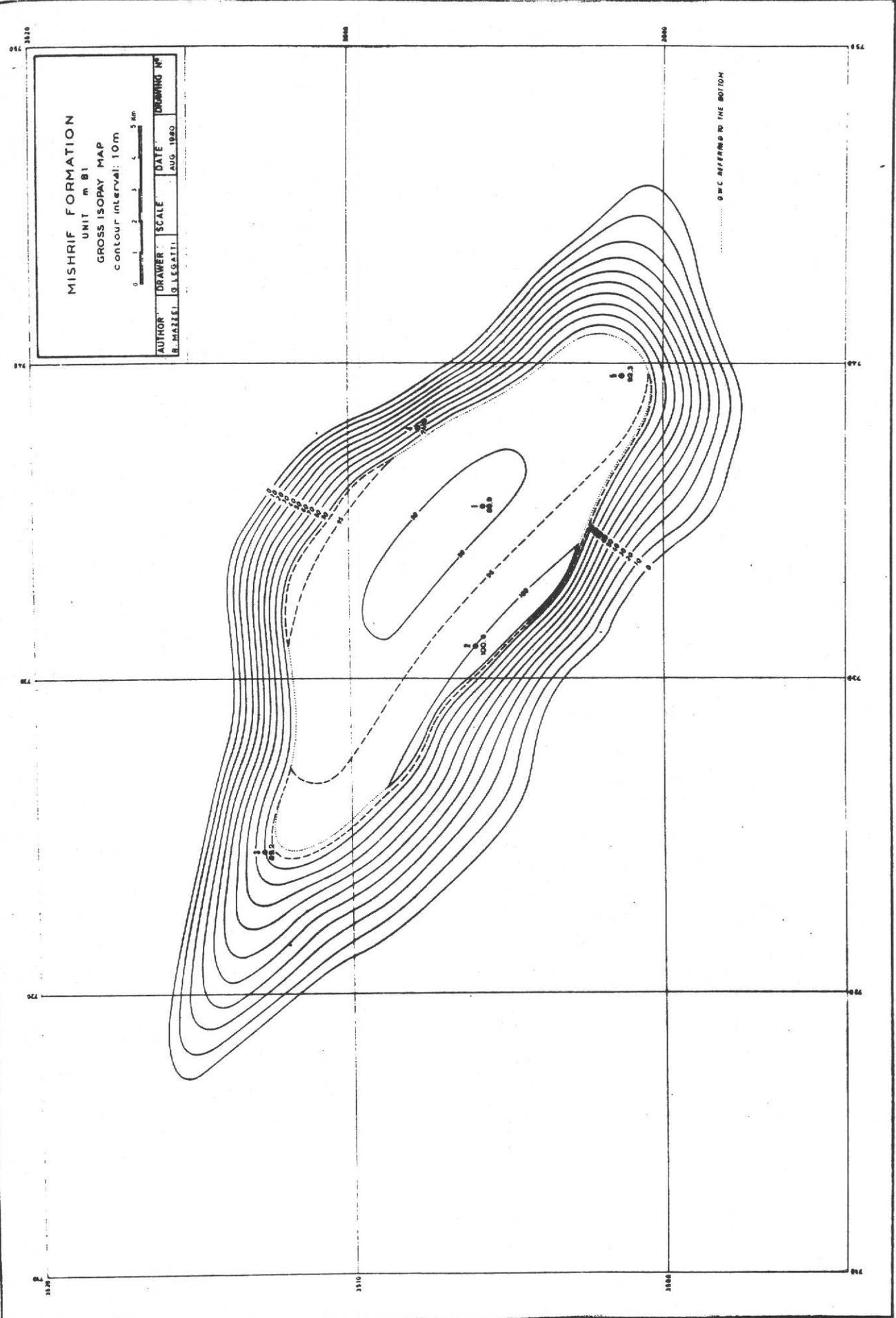


Fig. 131 - Mappa di gross isopay

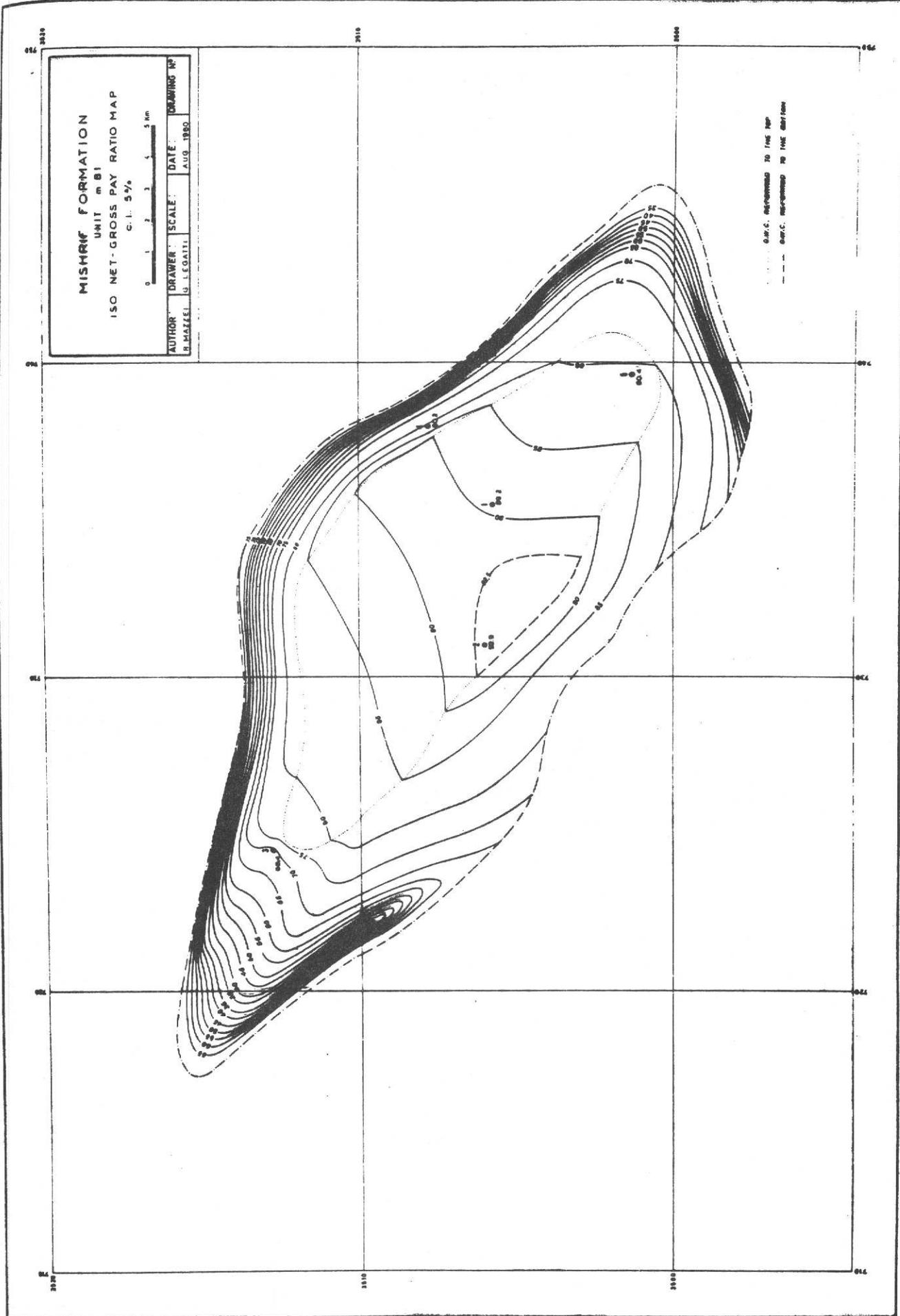


Fig. 132 - Mappa di iso net/gross pay



lente di idrocarburi derivante dal prodotto:  $\text{pay} \times \phi \times (1 - S_w)$ ; quindi una mappa di "iso equivalent hydrocarbon column" sarà una mappa di iso colonne d'olio equivalenti. Per costruire una mappa di "iso equivalent hydrocarbon column" si opera nel seguente modo: con i dati disponibili si costruisce per prima cosa una mappa di isoporosità, tenendo conto del modello sedimentologico e delle indicazioni ottenute dalla sismica stratigrafica, ed in seguito una mappa di iso saturazione in idrocarburi. Sovrapponendo le due mappe, successivamente l'una all'altra, alla mappa d'isopay preparata precedentemente ed eseguendo i prodotti dei relativi valori nei punti d'incontro delle curve, si otterrà una serie di punti esprimenti valori di colonne d'olio equivalenti. Attraverso tutti questi punti, sarà facile costruire una mappa di "iso equivalent hydrocarbon column" (Figura 136). Per ottenere il volume di idrocarburi in posto, si opererà come nel caso della mappa d'isopay. Si misureranno cioè prima le aree di ciascuna curva e si applicherà poi la formula:

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

Il volume così ottenuto sarà già il volume di idrocarburi in posto alle condizioni di giacimento. Per ottenere quello alle condizioni standard basterà dividere tale volume per F.V.F. (formation volume factor).

Nota: Nel caso il livello considerato abbia un certo spessore e presenti una certa variabilità verticale delle caratteristiche petrofisiche, di tale variabilità bisognerà tener conto nel tracciare le curve di iso net/gross e di isoporosità della fascia periferica (zona ad acqua e idrocarburi) (Fig. 137).

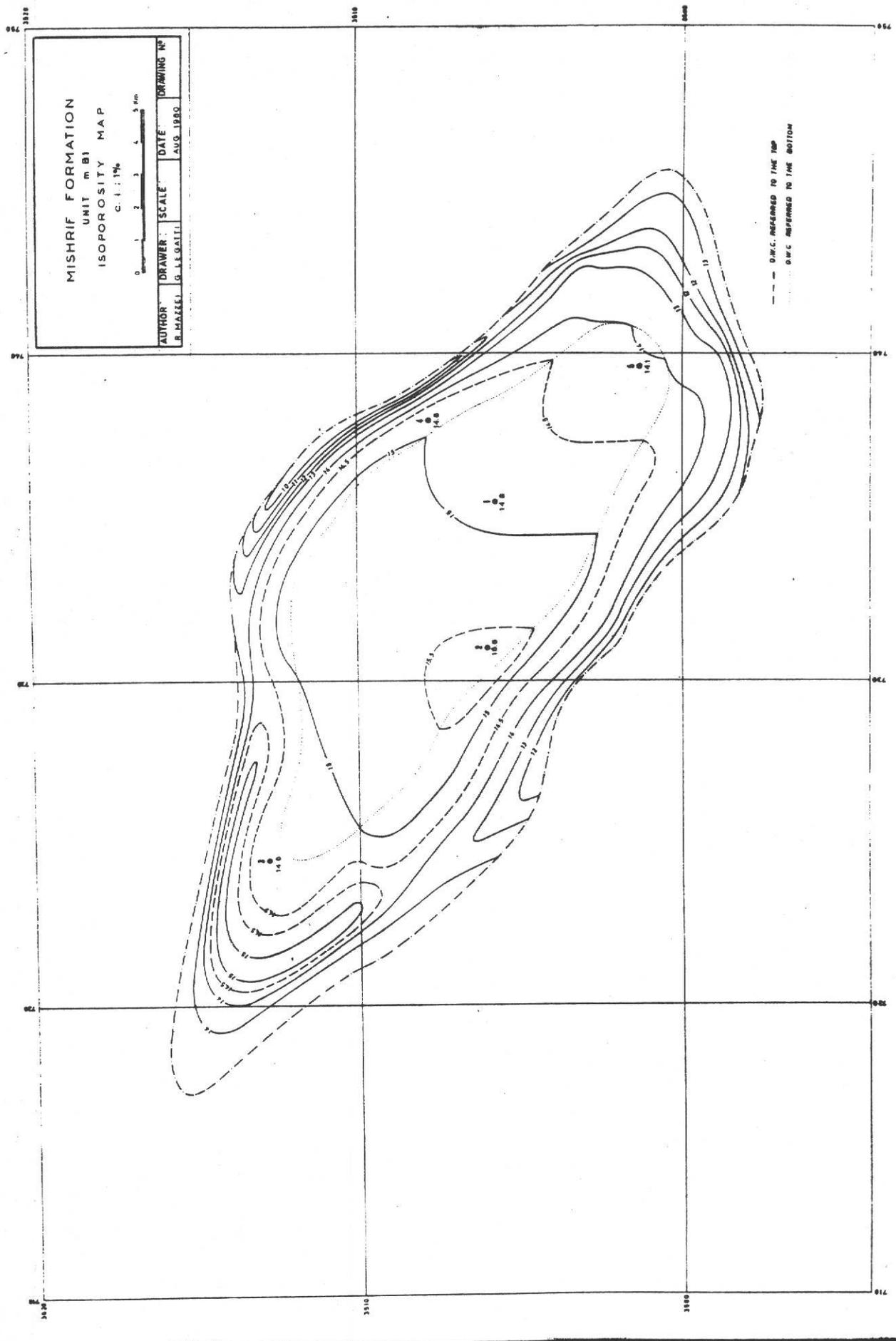


Fig. 134 - Mappa di isoporosità

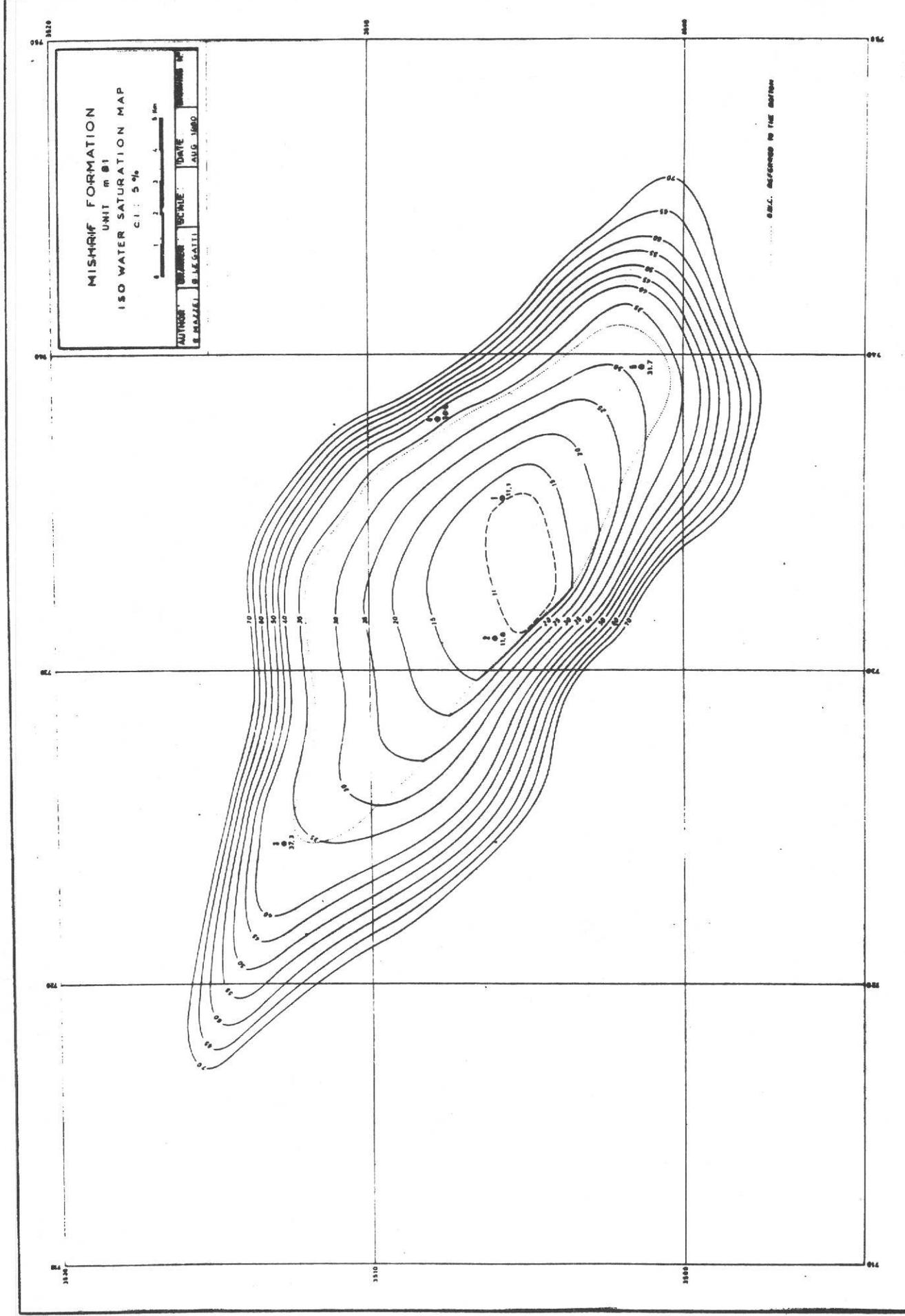


Fig. 135 - Mappa di iso saturazione d'acqua

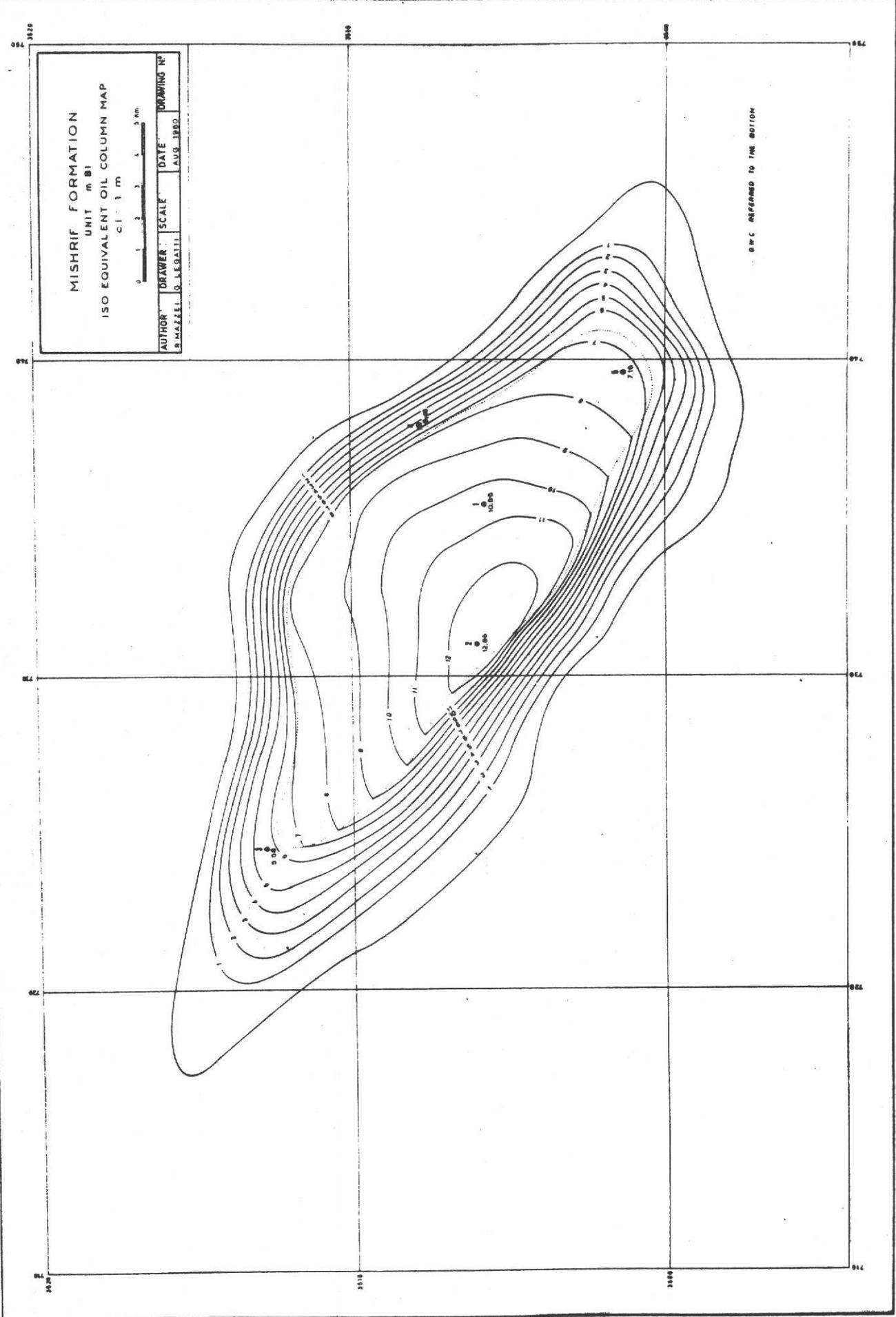
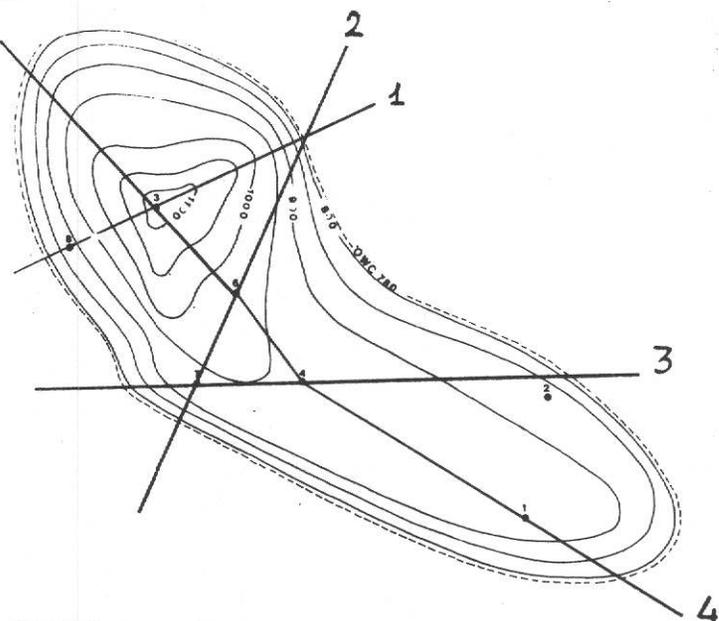
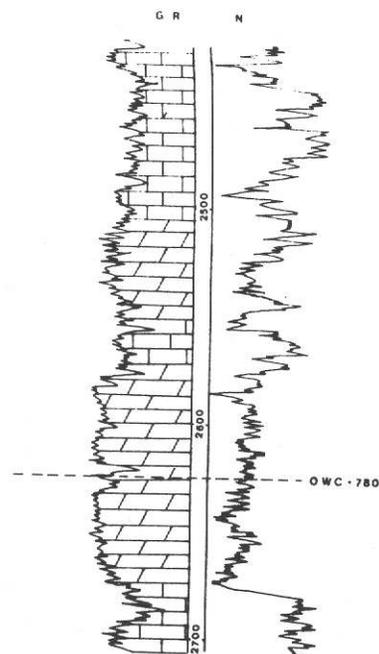


Fig. 136 - Mappa di iso colonne equivalenti d'olio

CAMPO AD OLIO RIG



BATIMETRIA TOP DARIYAN  
Equidistanza = 50 m



PROFILO TIPO DEL RESERVOIR

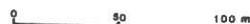


Fig. 177 - Mappa strutturale del top e profilo-tipo della DARIYAN Formation; in figura sono state riportate anche le tracce delle sezioni geologiche che compariranno in seguito

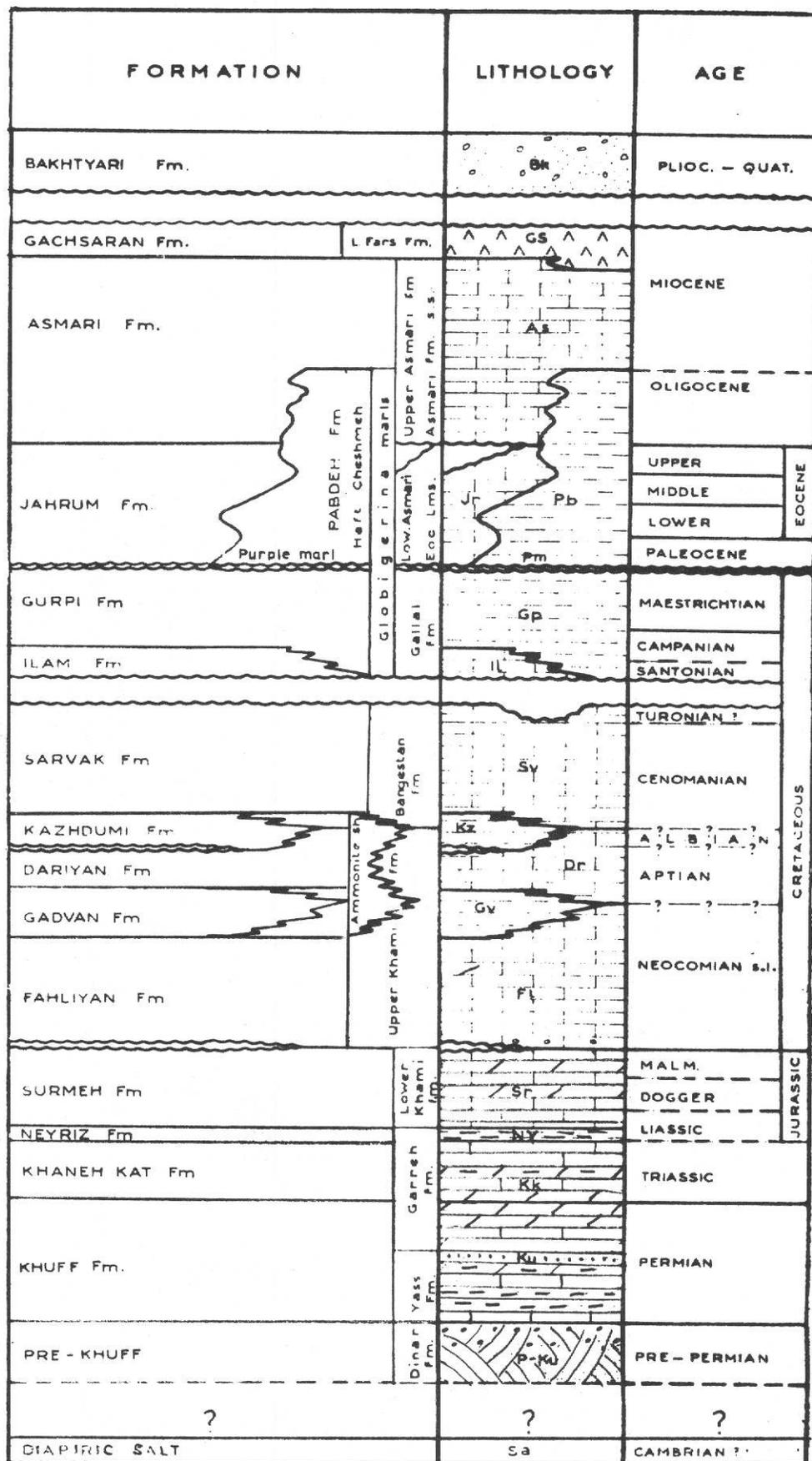


Fig. 176 - Sequenza stratigrafica caratteristica dell'area dei MONTI ZAGROS

## KAZHDUMI e la DARIYAN.

La cap rock è probabilmente rappresentata da un intervallo marnoso che si trova al top della stessa formazione KAZHDUMI.

La porosità (6 - 8 %) è strettamente legata a fenomeni di dolomitizzazione. Poichè tale dolomitizzazione non risulta omogeneamente distribuita nella sezione litologica, sono stati esaminati diversi modelli per capire il fenomeno.

Si è giunti alla spiegazione più probabile attraverso la ricostruzione del paleobacino, che ha permesso di osservare come la zona dolomitizzata sia maggiormente sviluppata in corrispondenza del paleoalto e sia invece di minore entità o assente verso i paleobassi.

Tenendo presente che la dolomitizzazione è quasi sempre legata a circolazione di soluzioni acquose che hanno favorito lo scambio ionico calcio-magnesio, perchè ciò avvenisse era necessario che in corrispondenza della roccia dolomitizzata esistesse già una condizione di maggior porosità e permeabilità.

Esaminando la forma della zona dolomitizzata attraverso la costruzione di una serie di sezioni paleogeologiche (Figure 178, 179), appare abbastanza evidente che tale forma è riconducibile a quella di un reef. Un supporto a tale interpretazione può venire dalla presenza di frammenti di Rudiste conservati nella sezione dolomitizzata.

13.a. IV. Area petrolifera dei MONTI ZAGROS (Iran)

L'area in oggetto è caratterizzata da una successione di anticlinali e sinclinali strizzate e fagliate, disposte in senso Nord-Ovest / Sud-Est, determinate da una evidente tettonica compressiva.

Vogliamo far notare che la ricerca petrolifera in questa zona è stata condotta esclusivamente in base a rilievi geologici di superficie, integrati da rilievi aereofotogrammetrici, non essendo stata possibile l'utilizzazione dei tradizionali metodi sismici a causa della natura impervia del terreno (montagne con quote superiori ai 3.000 m).

Le formazioni mineralizzate ad idrocarburi (calcari, calcari marnosi e dolomie) sono risultate le seguenti:

- SARVAK Formation;
- KAZHDUMI Formation;
- DARIYAN Formation;
- FAHLIYAN Formation.

13.a. IV.A. Campo di KUH-E-RIG (da Figura 177 a Figura 179)

La struttura è una grande anticlinale (30 x 6,5 km).

Le formazioni mineralizzate (olio con gas cap) sono la

Fig. 175 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di RAKHSH -  
ARAB Formation - Membro "C"

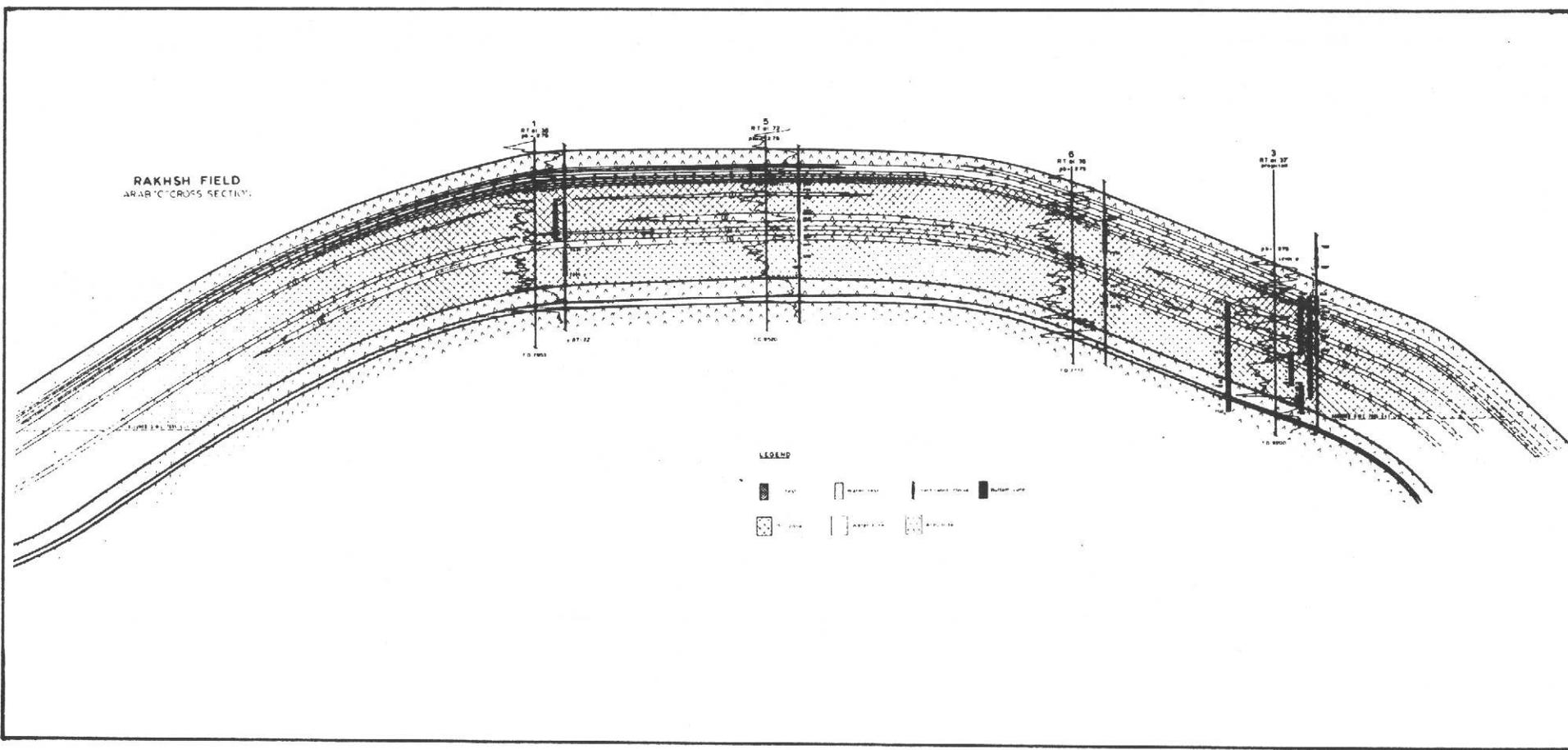
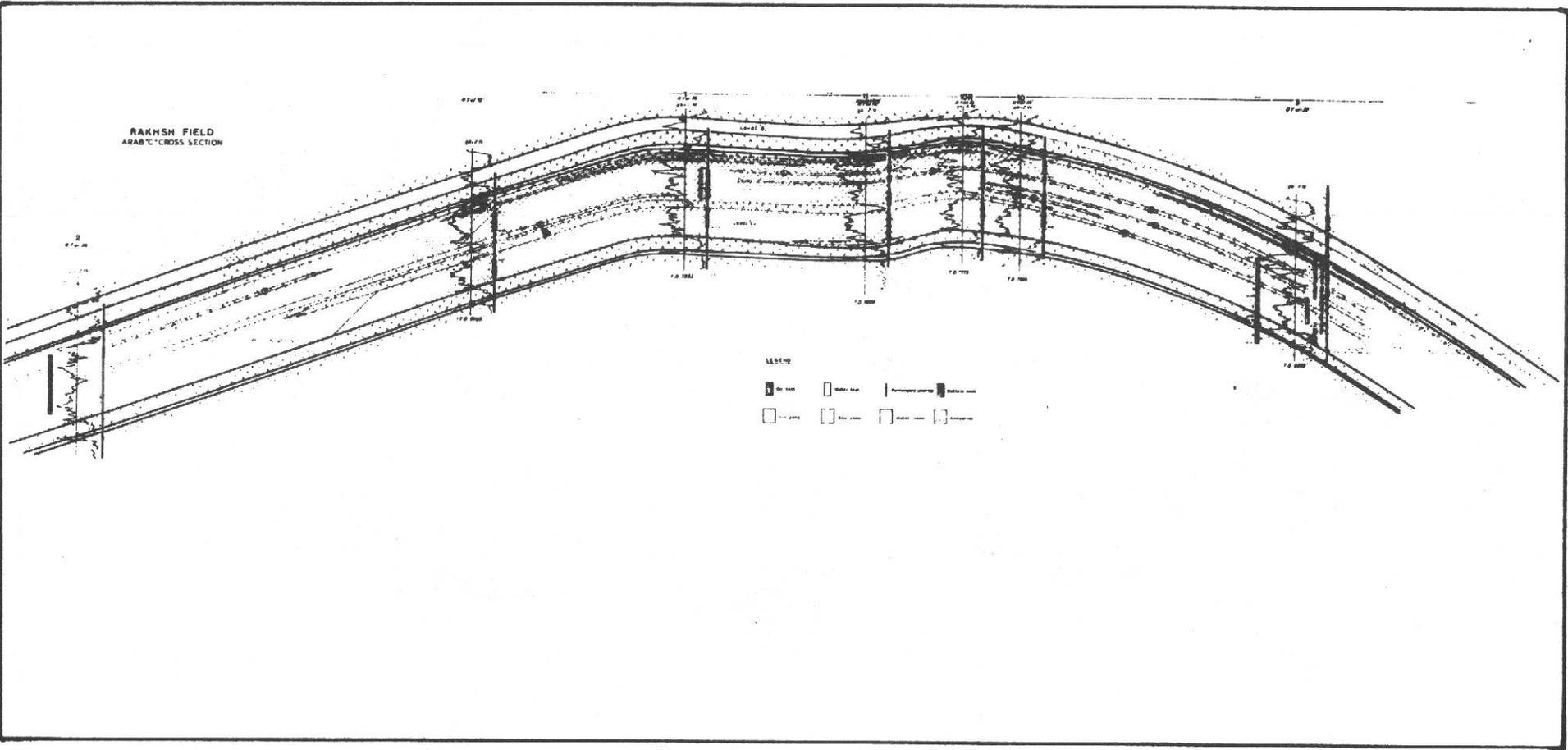


Fig. 174 - Sezione rappresentativa del giacimento di RAKSHI - ARAB Formazione - Membro "C"



**RAKHSH FIELD**  
**ARAB "C" POOL**  
*Isopay map (metres)*

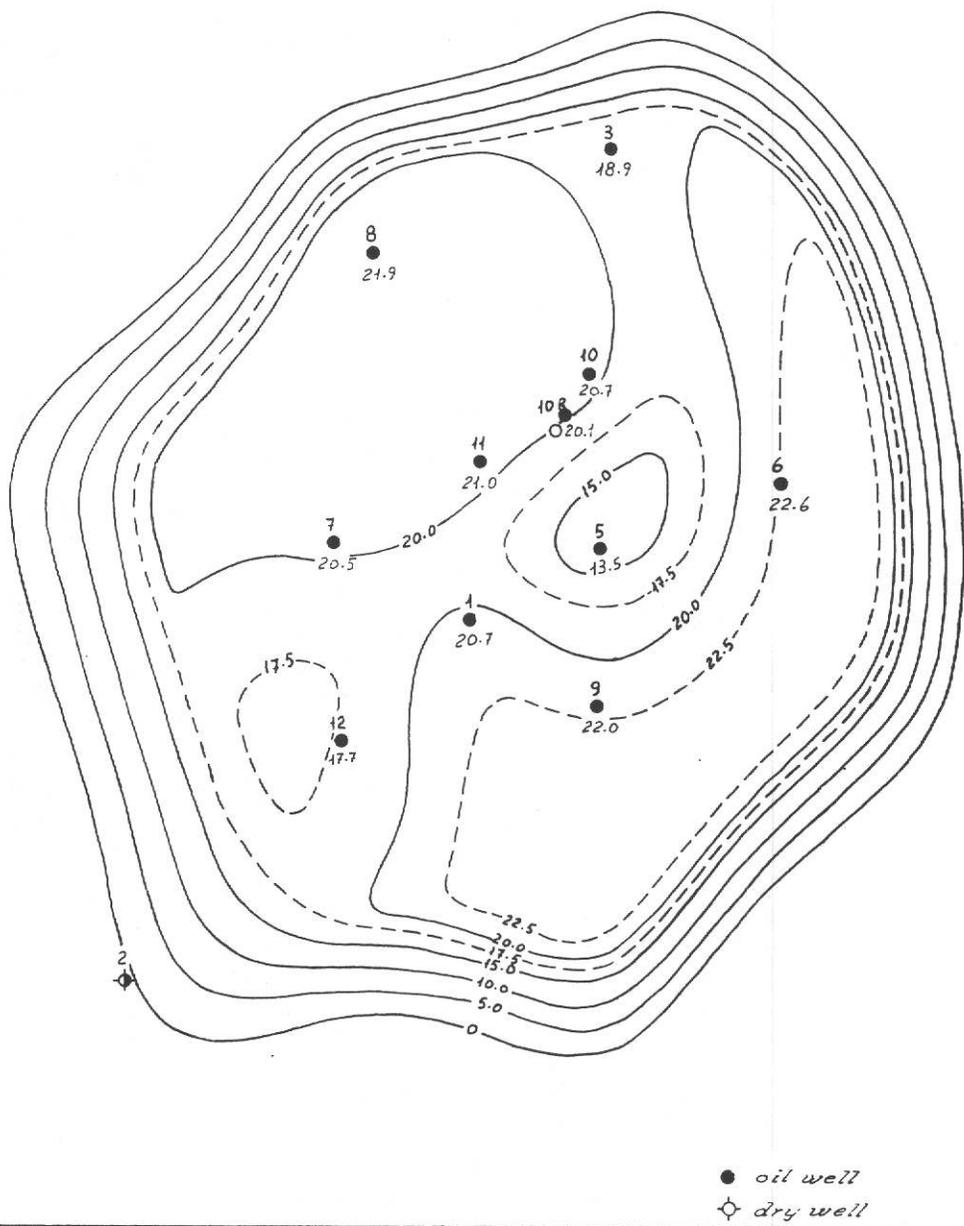


Fig. 173 - Mappa delle isopay della ARAB Formation - Membro "C"

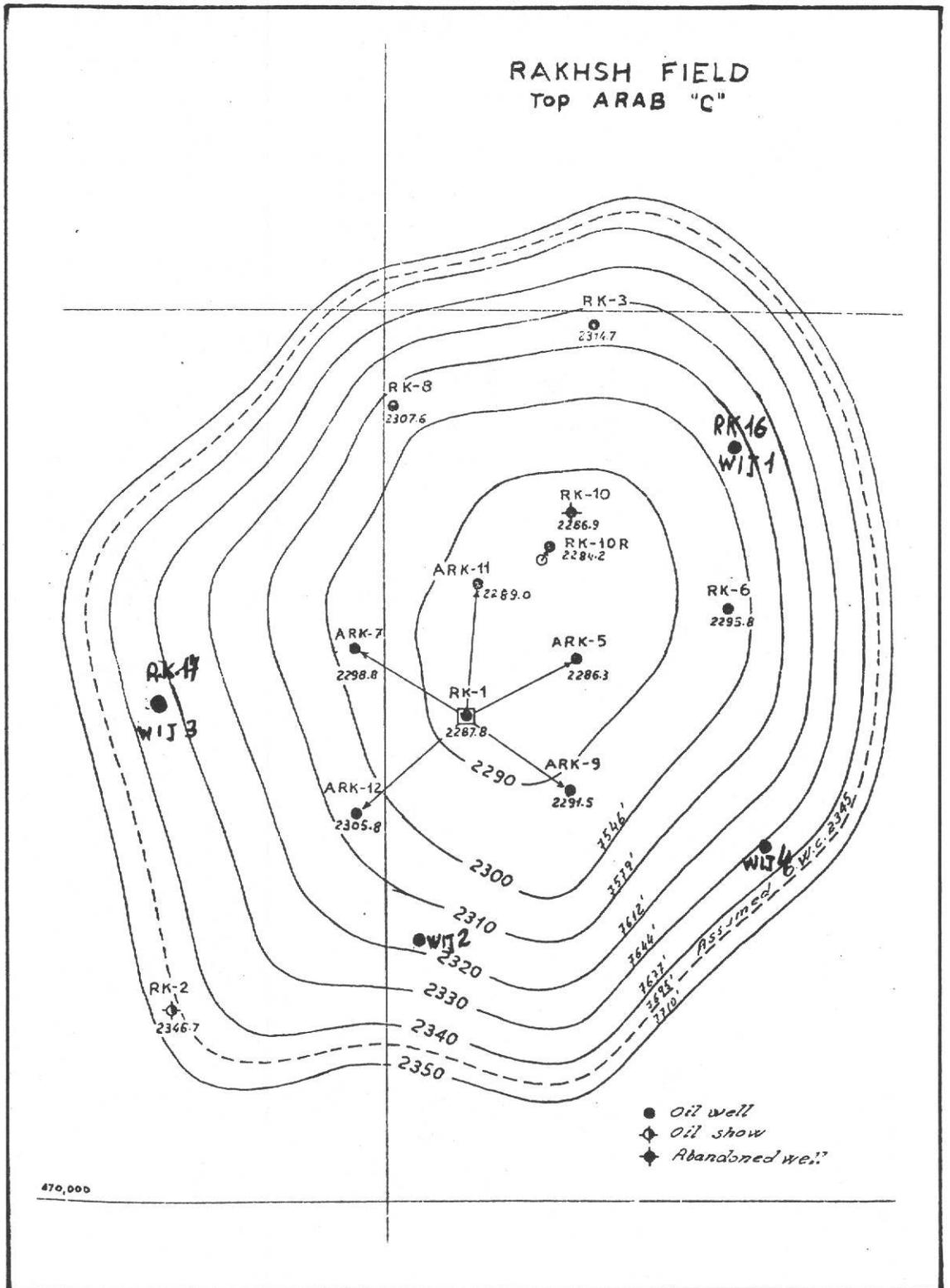


Fig. 172 - Mappa strutturale del top della ARAB Formation - Membro "C"

Fig. 171 - Sezione geologica rappresentativa del campo di RAKHSH - SHU' AIBA Formation

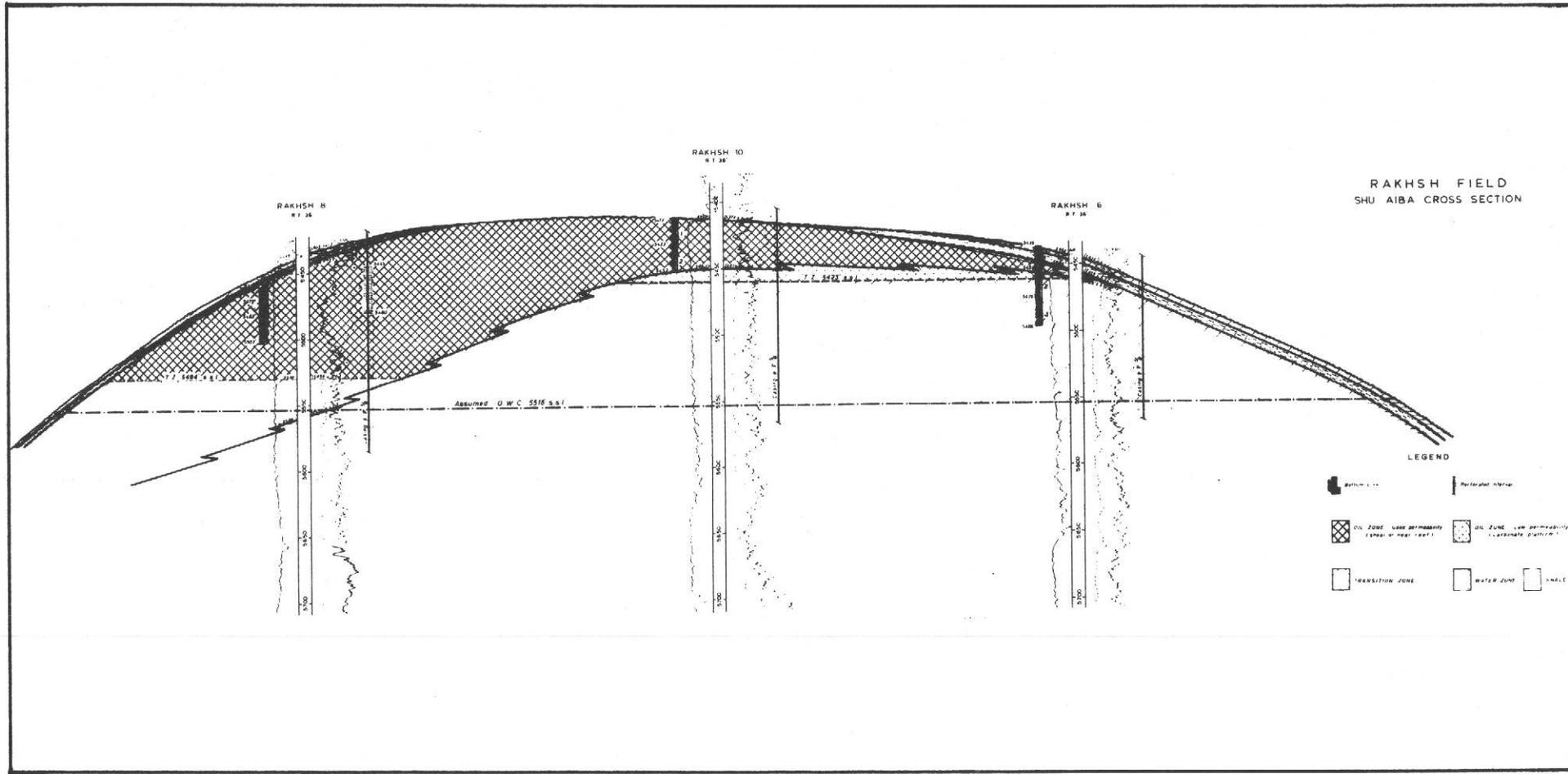


Fig. 170 - Sezione geologica rappresentativa del campo di RAKHSH - SHU' AIBA Formation

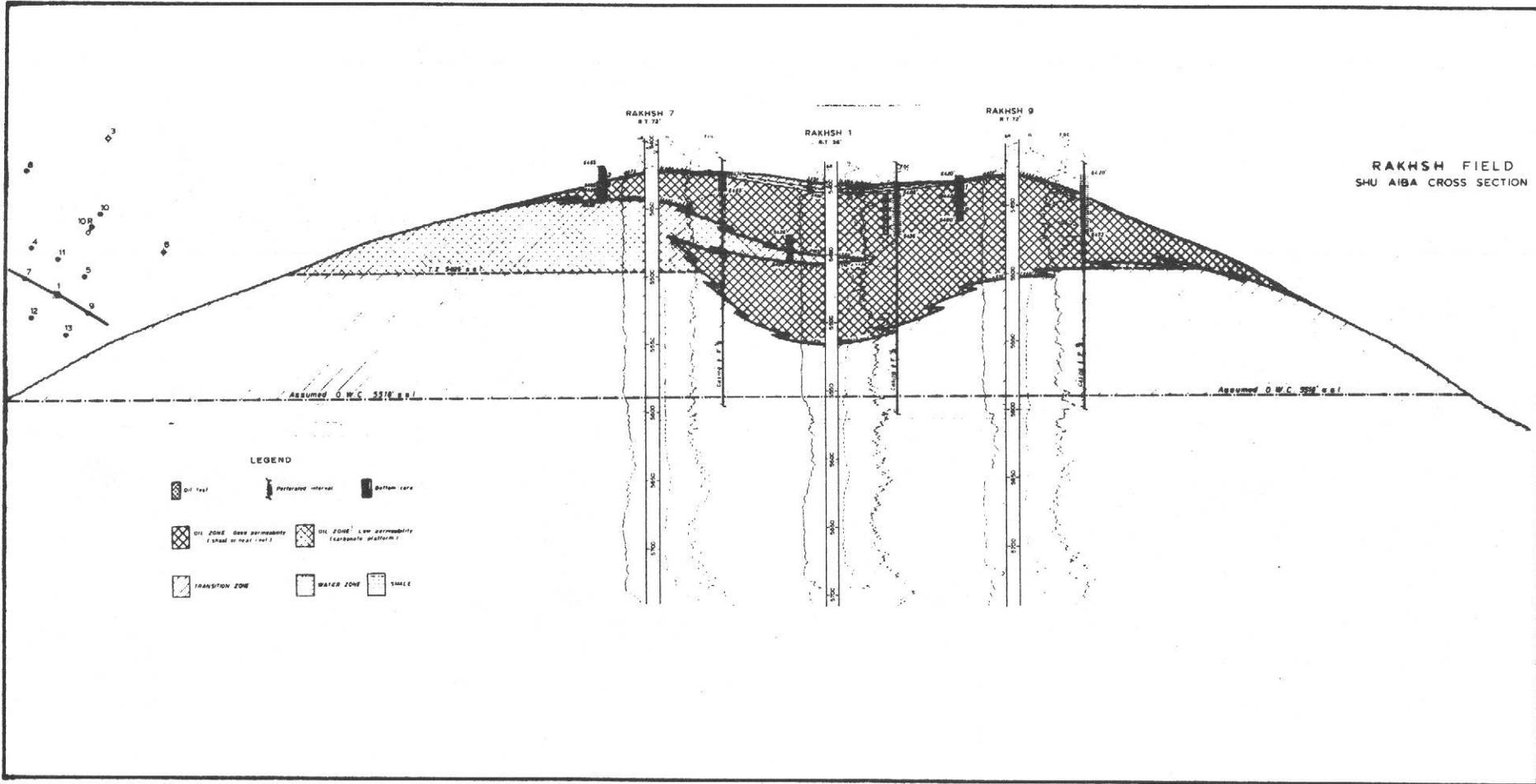


Fig. 169 - Sezione geologica rappresentativa del campo di ARKSH - SHU

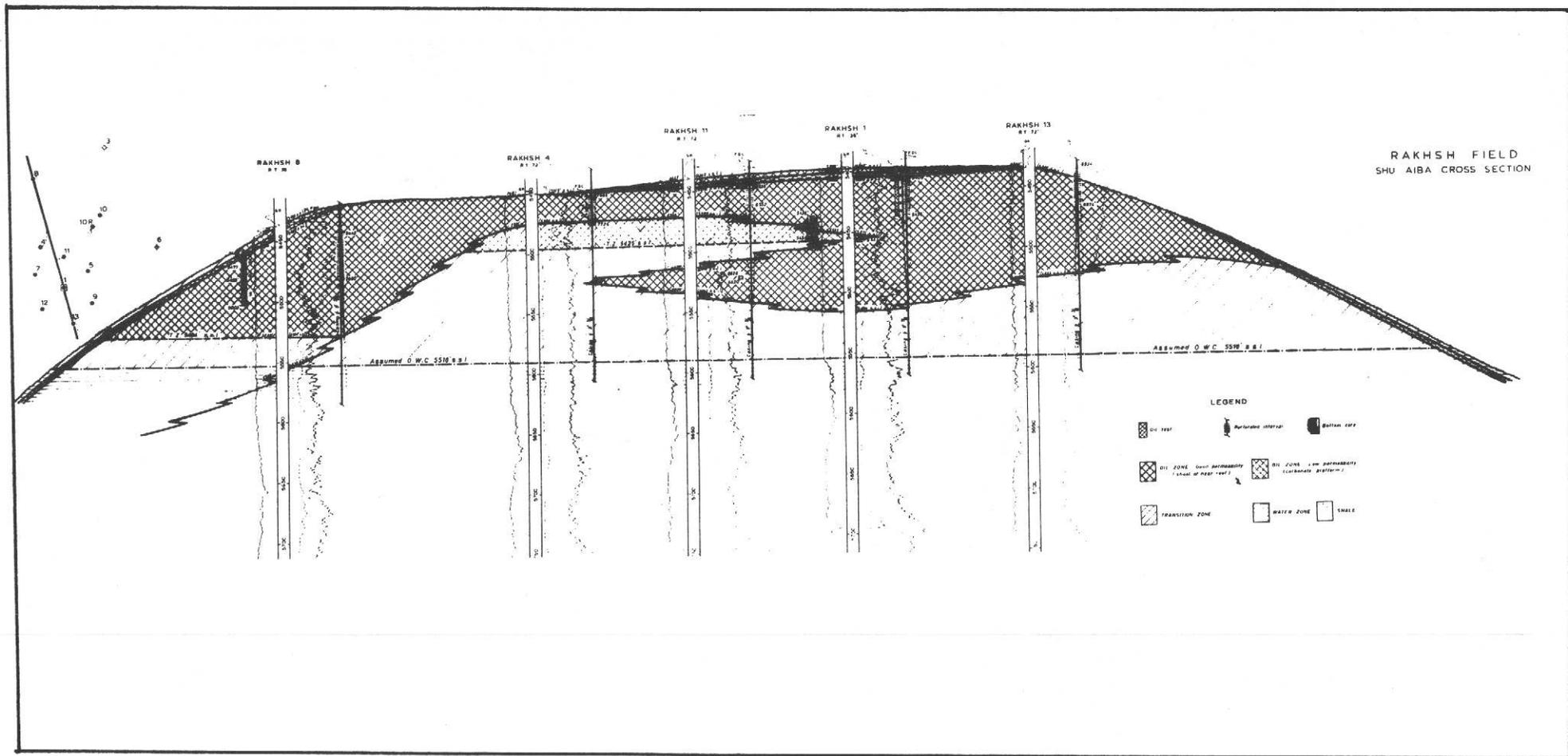
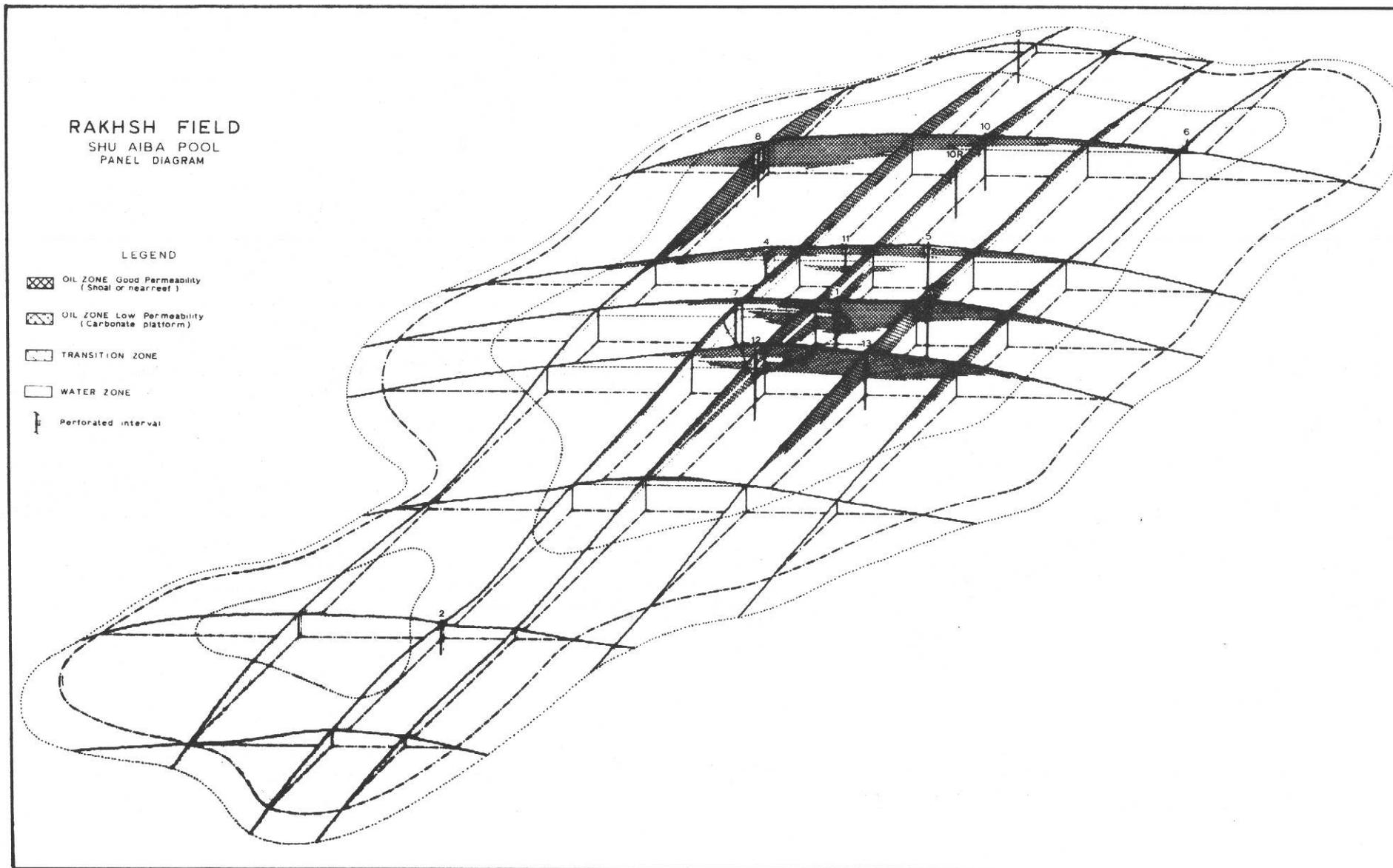


Fig. 168 - "Panel diagram" della SHU' AIBA Formation



RAKSHH FIELD  
SHU' AIBA POOL  
*Low permeability zone  
(carbonate platform)*  
*Isopay map*  
*Contour interval 5m*

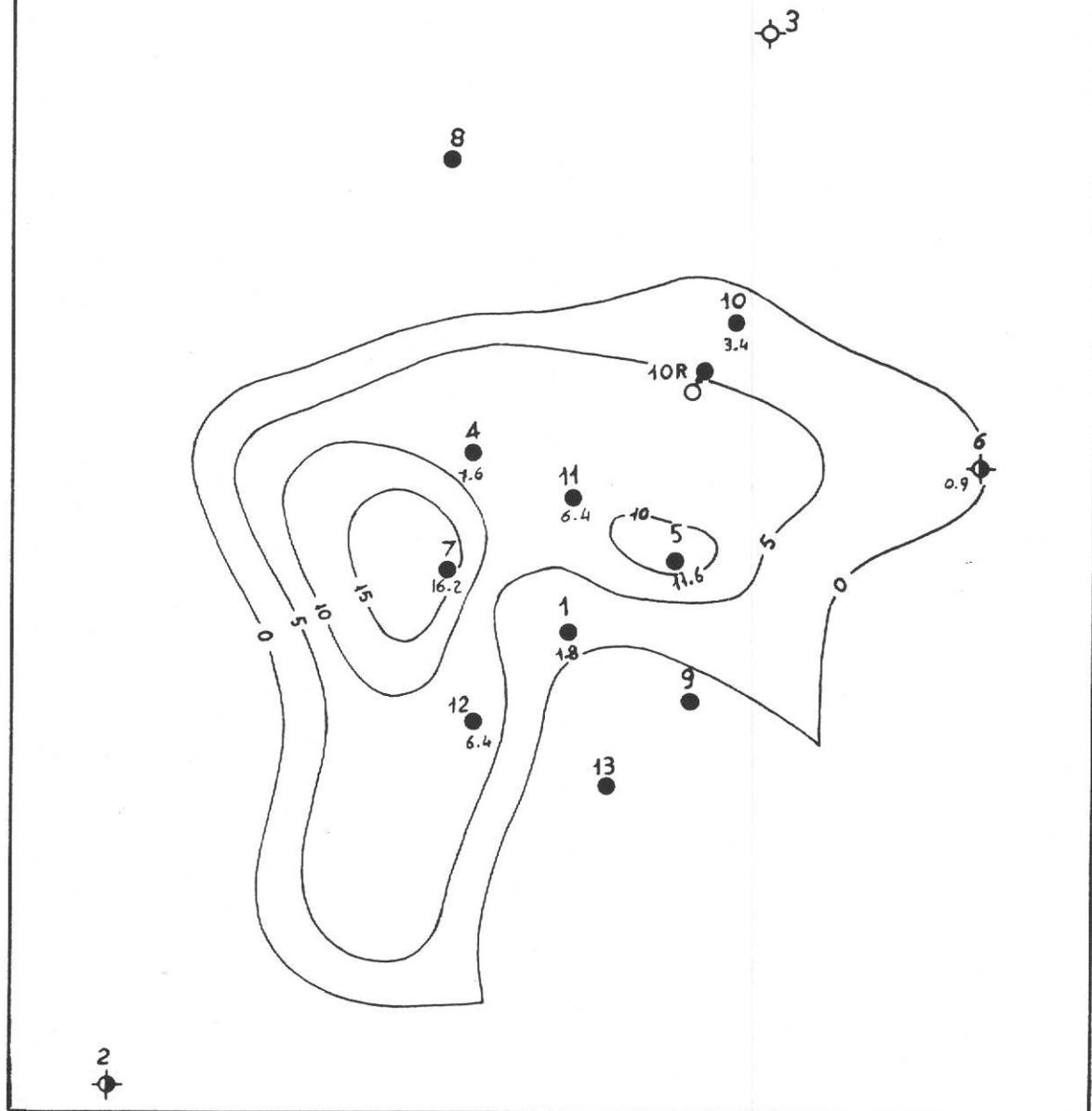


Fig. 167 - Mappa delle isopay della zona meno permeabile della SHU' AIBA Formation

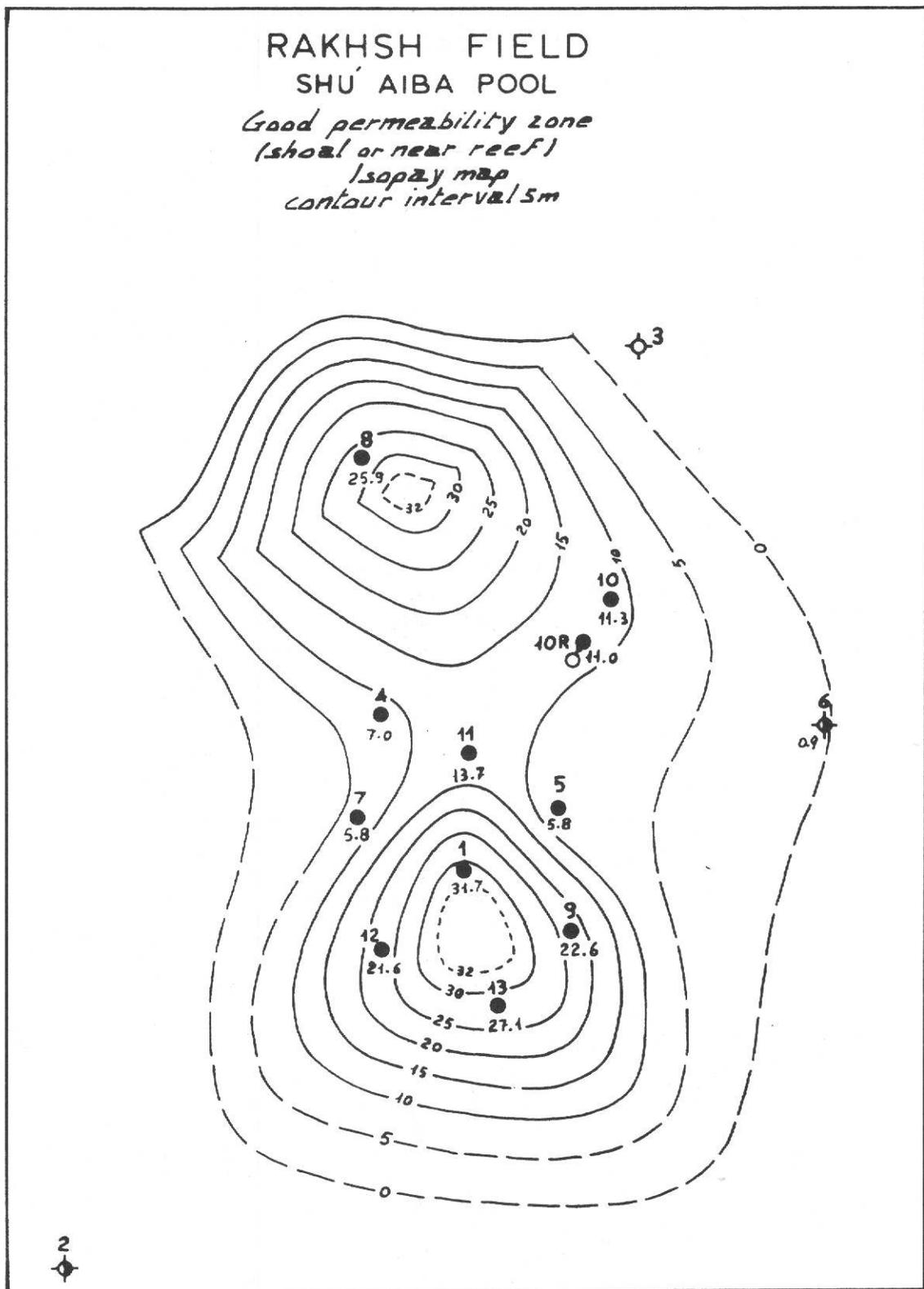


Fig. 166 - Mappa delle isopay della zona più permeabile della SHU' AIBA Formation

RAKSHH FIELD  
 SHU' AIBA POOL  
*Total isopay map*  
*Contour interval 5m*

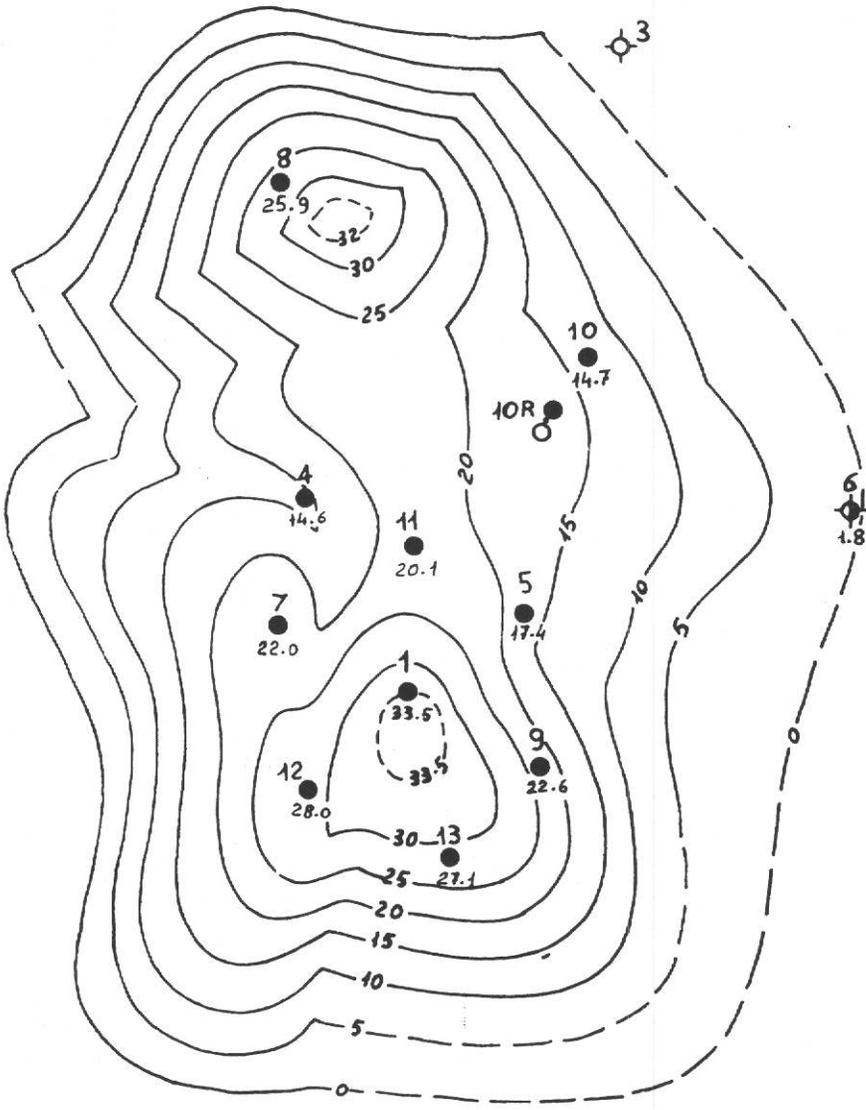


Fig. 165 - Mappa delle isopay della SHU' AIBA Formation

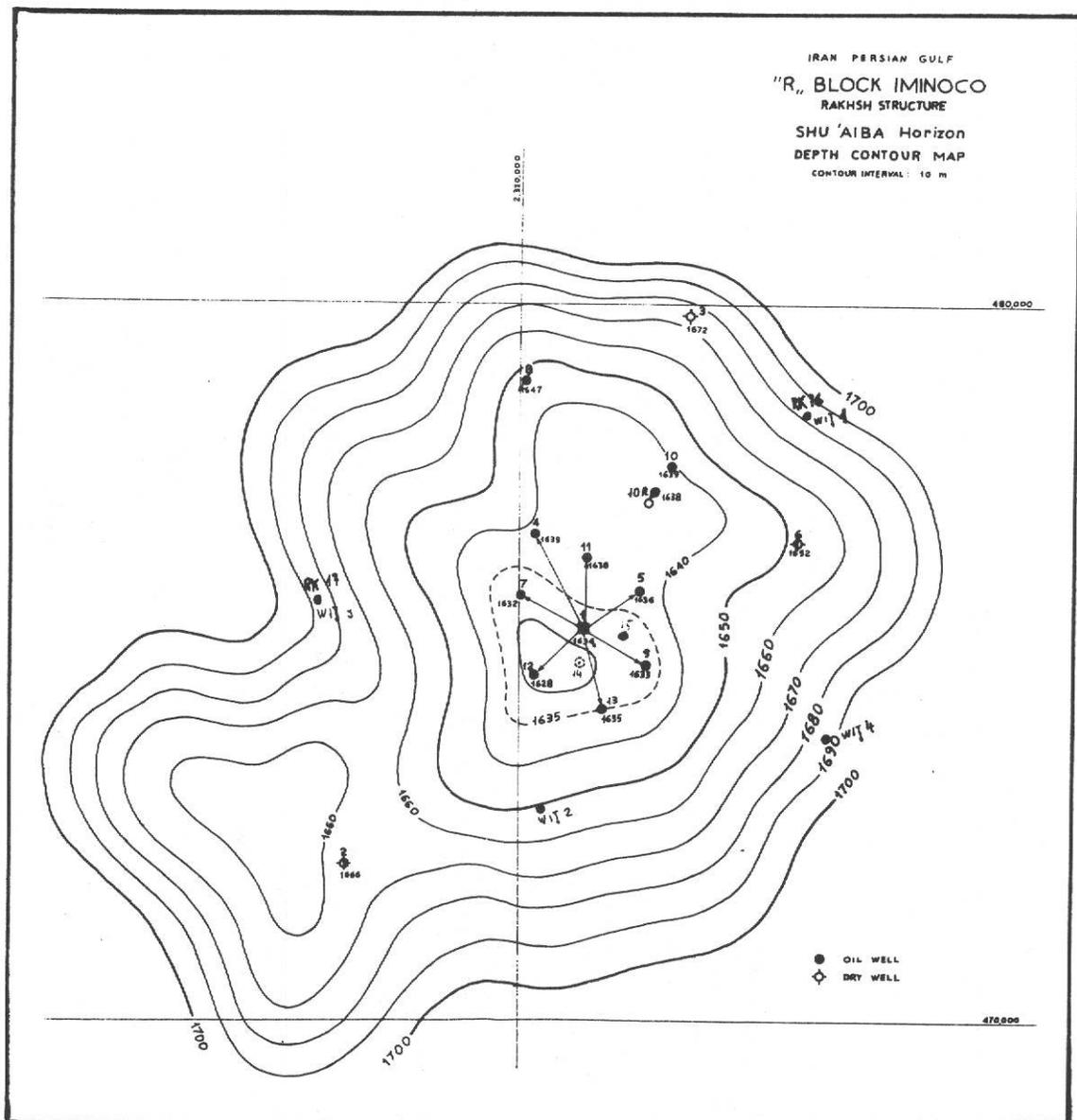


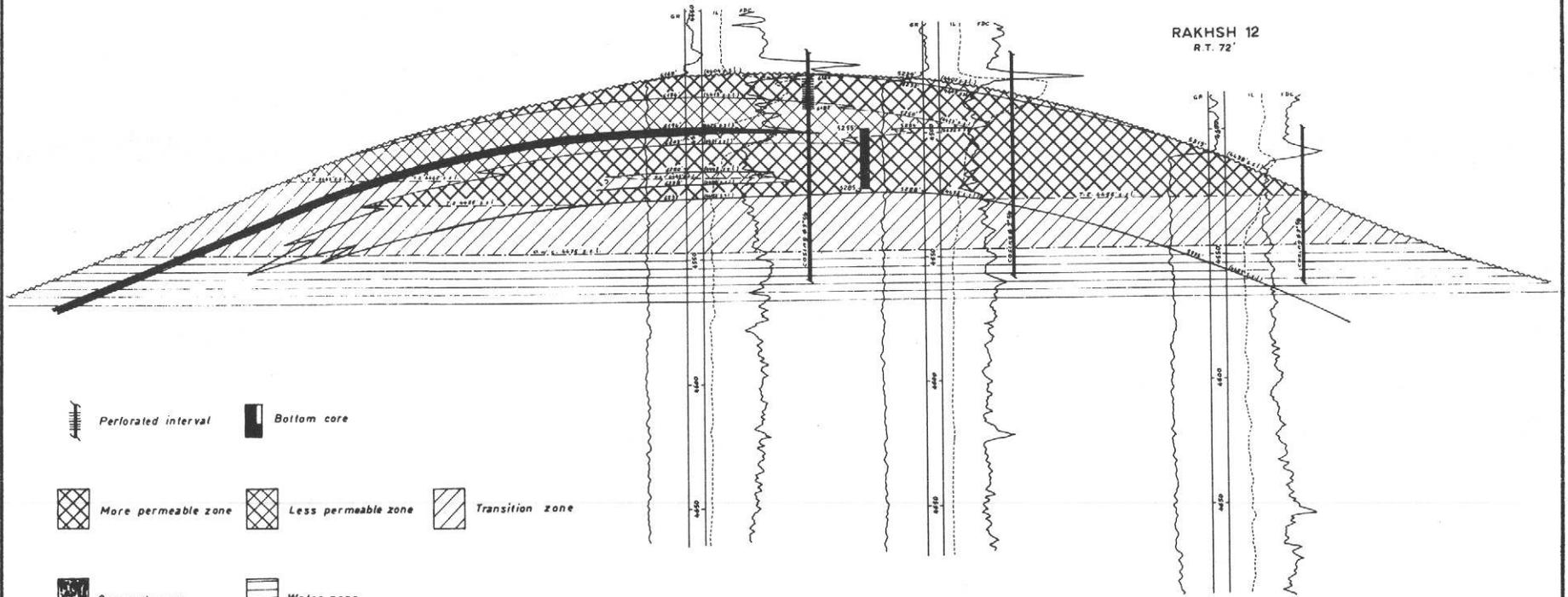
Fig. 164 - Mappa strutturale del top della SHU' AIBA Formation

RAKSH FIELD  
MISHRIF CROSS SECTION

RAKSH 4  
R.T. 72'

RAKSH 7  
R.T. 72'

RAKSH 12  
R.T. 72'



Perforated interval      Bottom core

More permeable zone      Less permeable zone      Transition zone

Compact zone      Water zone

Fig. 163 - Sezione geologica rappresentativa del campo di RAKSH - MISHRIF Formation

# RAKSHH FIELD

## MISHRIF POOL

*less permeable zone*

*isopay map*

*Contour interval 2.5m*

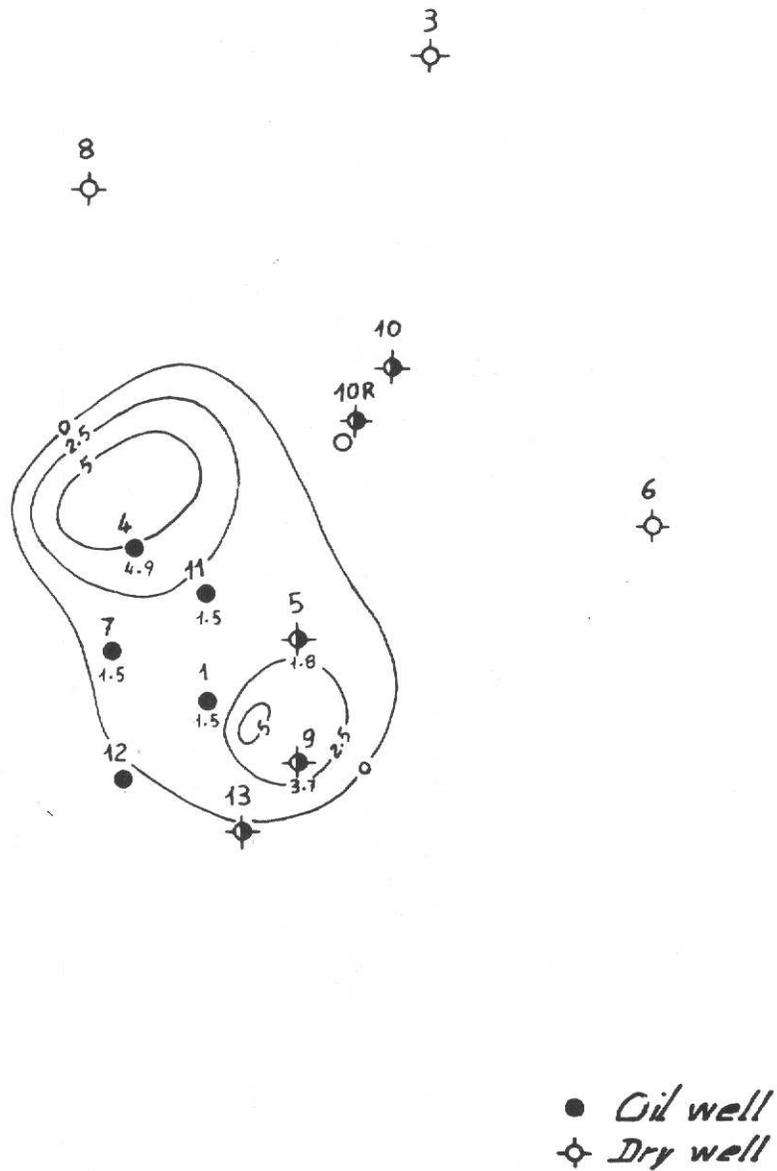


Fig. T62 - Mappa delle isopay della zona meno permeabile della MISHRIF For\_ mation

RAKSH FIELD  
 MISHRIF POOL  
*More permeable zone*  
*Isopay map*  
*Contour interval 5m*

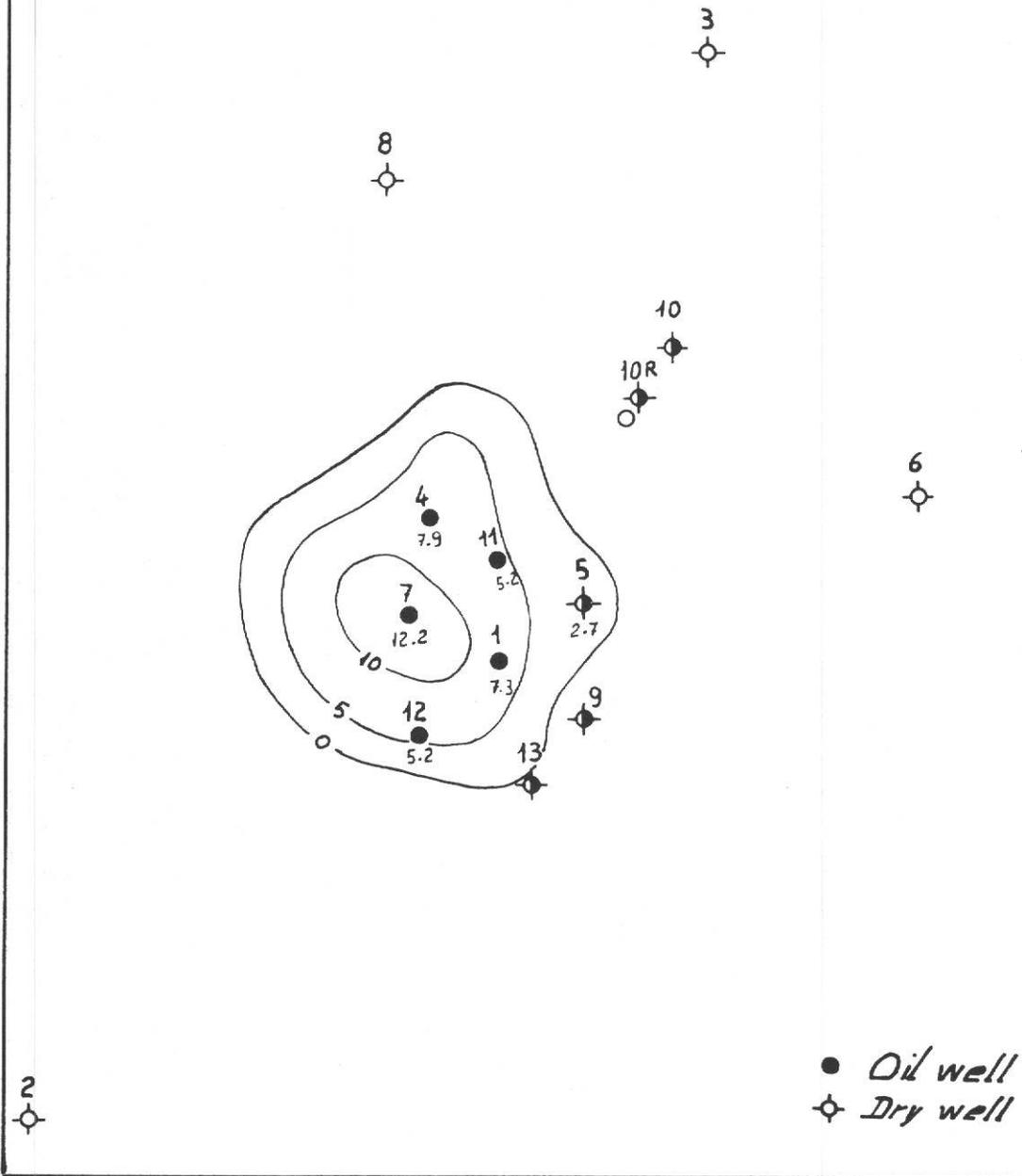


Fig. 161 - Mappa delle isopay della zona più permeabile della MISHRIF Formation

RAKSHH FIELD  
MISHRIF POOL  
*Total isopay map*  
*Contour interval 5m*

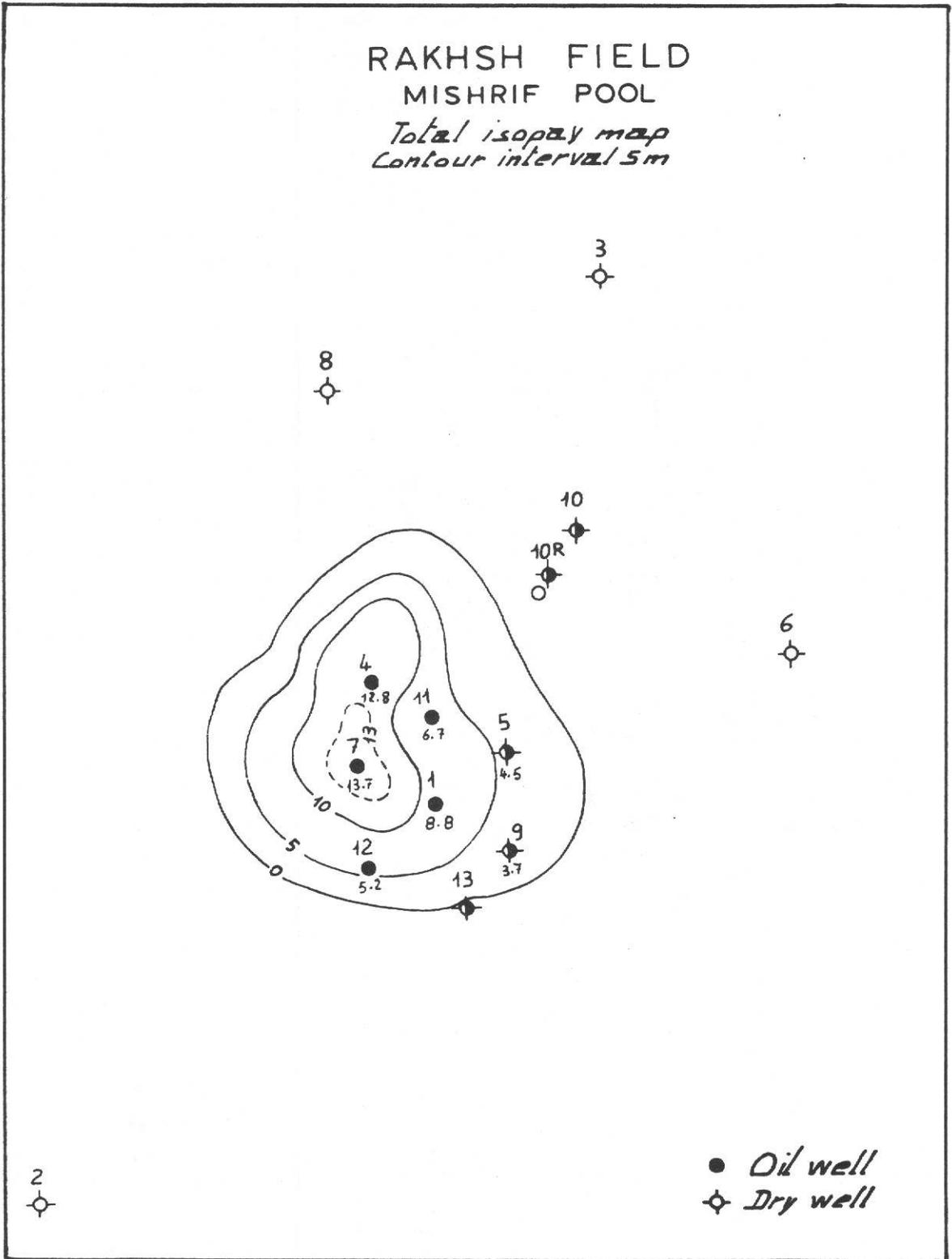


Fig. 160 - Mappa delle isopay - MISHRIF Formation

**RAKSHSH FIELD**

Top MISHRIF fm.  
contour interval: 10 m

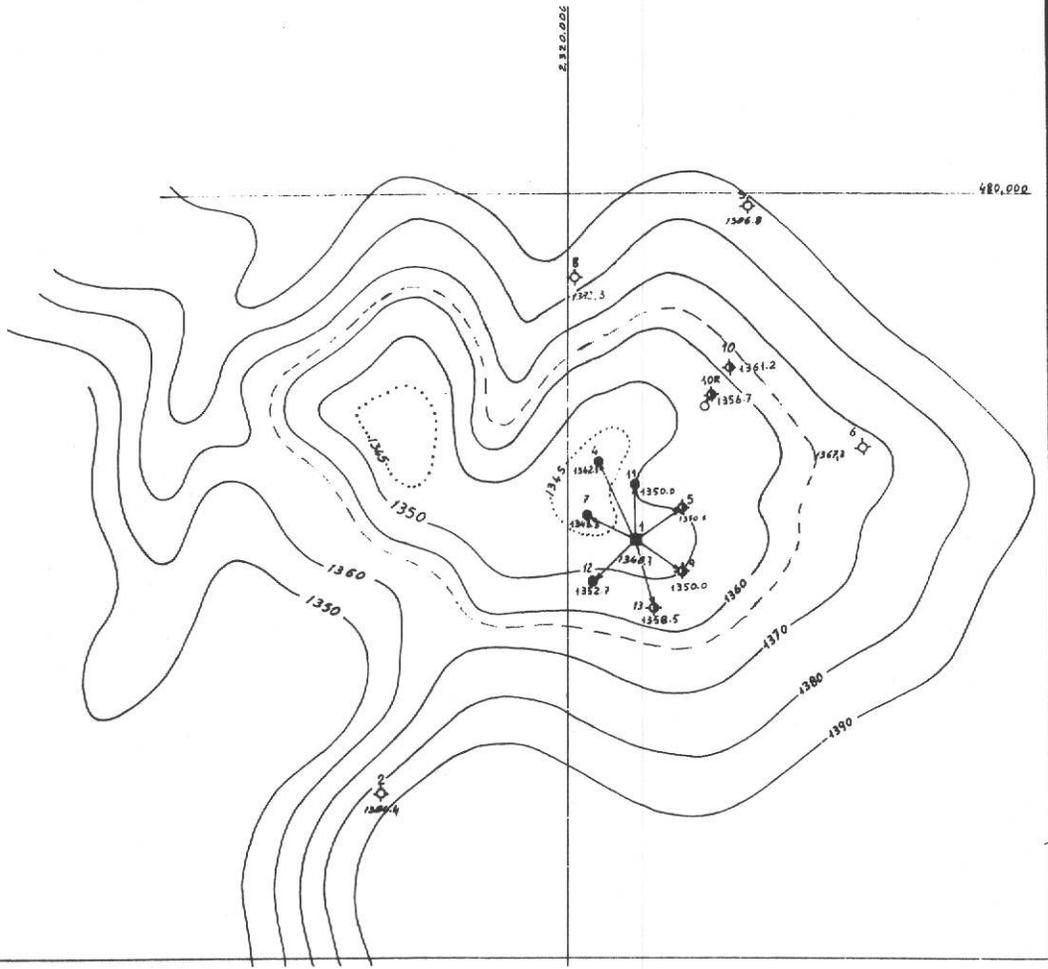


Fig. 159 - Mappa strutturale del top della MISHRIF Formation

Permeability Zone" (porosità media 25 %).

La cap rock è costituita da marne della NAHR UMR Formation che poggiano in trasgressione sui sottostanti calcari della SAISHU' AIBA Formation.

Tali calcari sono erosi al top.

La trappola è rappresentata da un'anticlinale con la culminazione pressochè allineata con quella della MISHRIF Formation.

- ARAB Formation (Giurassico Superiore)

Alternanza di dolomie (roccia serbatoio) e anidriti (cap rock).

Nell'area del medio Golfo Persico, compreso l'off-shore del Qatar, questa formazione è molto produttiva.

Essa è suddivisa in cinque membri dolomitici principali denominati "ARAB A", "ARAB A1", "ARAB B", "ARAB C" e "ARAB D", dinamicamente separati tra loro dagli episodi anidritici.

Ciascun episodio dolomitico è un produttore nell'area del Golfo.

Nel campo di RAKHSH è risultato ad olio il membro "ARAB C" e a gas l'"ARAB B".

La trappola è un'anticlinale con la parte culminale pressochè allineata con le precedenti.

Entro il membro "C" di RAKHSH sono presenti livelli anidritici lenticolari che determinano all'interno del membro stesso una certa zonazione. La porosità media è 14 - 15 %.

Nelle sezioni geologiche allegate è chiaramente visibile la faglia diretta che taglia longitudinalmente la struttura.

Tale faglia è stata riconosciuta in base alle correlazioni tra i pozzi e confermata dall'interpretazione sismica. Essa è stata attraversata dai pozzi 11, 13 e 15, che mostrano chiaramente la mancanza di una parte di sezione litologica per effetto della faglia diretta. Le sabbie della NAHR UMR Formation hanno una porosità media del 23 %.

### 13.a.III. Giacimento di RAKSH

Anche questo giacimento è situato nell'off-shore iraniano del Golfo Persico ed è costituito da tre pools localizzati nelle seguenti formazioni:

#### - MISHRIF Formation (Cretaceo Superiore)

Calcari tipo Chalky con frammenti di molluschi (Rudiste) - "More Permeable Zone" (porosità media 30 %) e calcari di piattaforma - "Less Permeable Zone" (porosità media 25 %), ricoperti in trasgressione da marne della LAFFAN Formation (cap rock del pool).

La trappola è rappresentata da un'anticlinale con due culminazioni allineate Est-Ovest.

#### - SHU' AIBA Formation (Cretaceo Superiore)

Calcari tipo Reef - "Good Permeability Zone" (porosità media 27 - 30 %) e calcari di piattaforma tipo Chalky - "Low

Fig. 158 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di NOMRROUZ

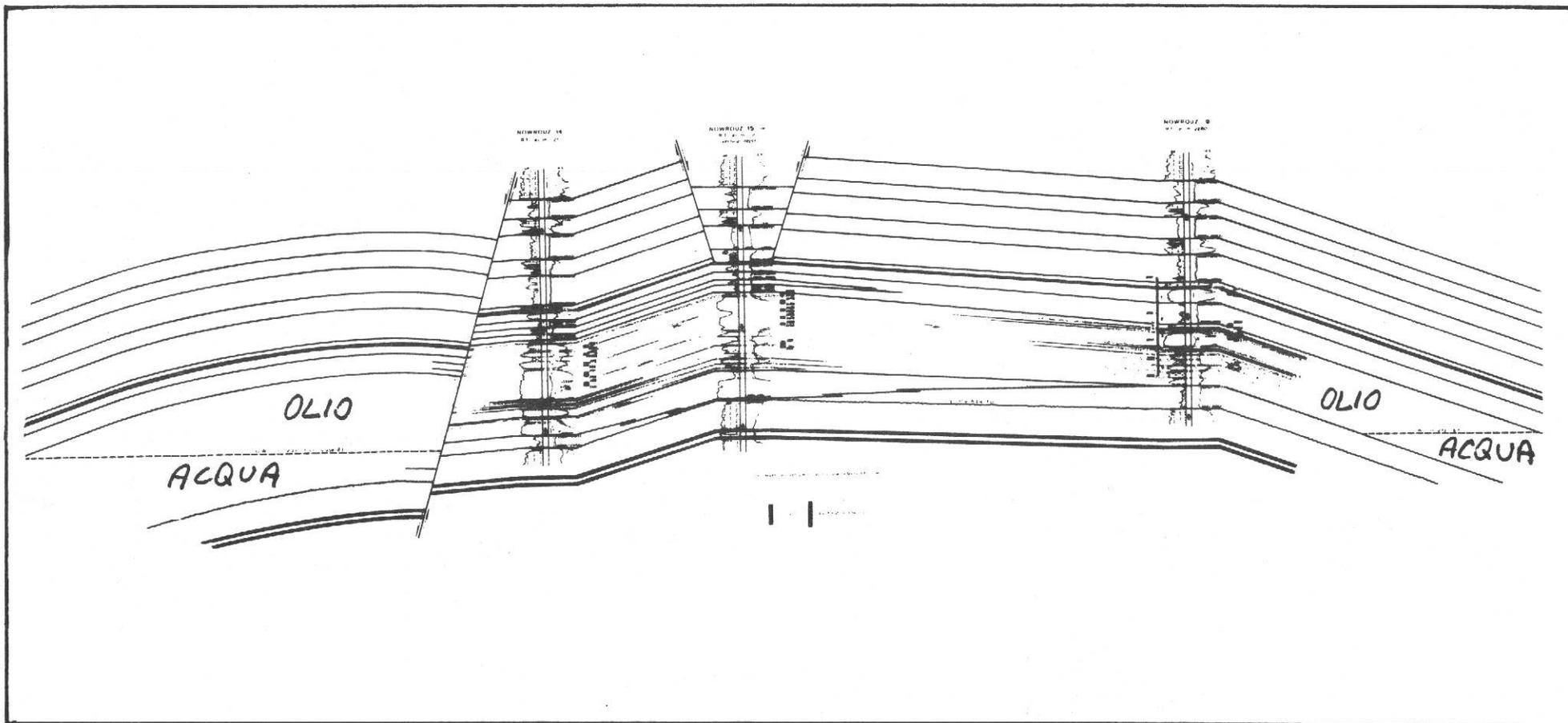


Fig. 157 - Sezione geologica rappresentativa del campo di NOWROUZ

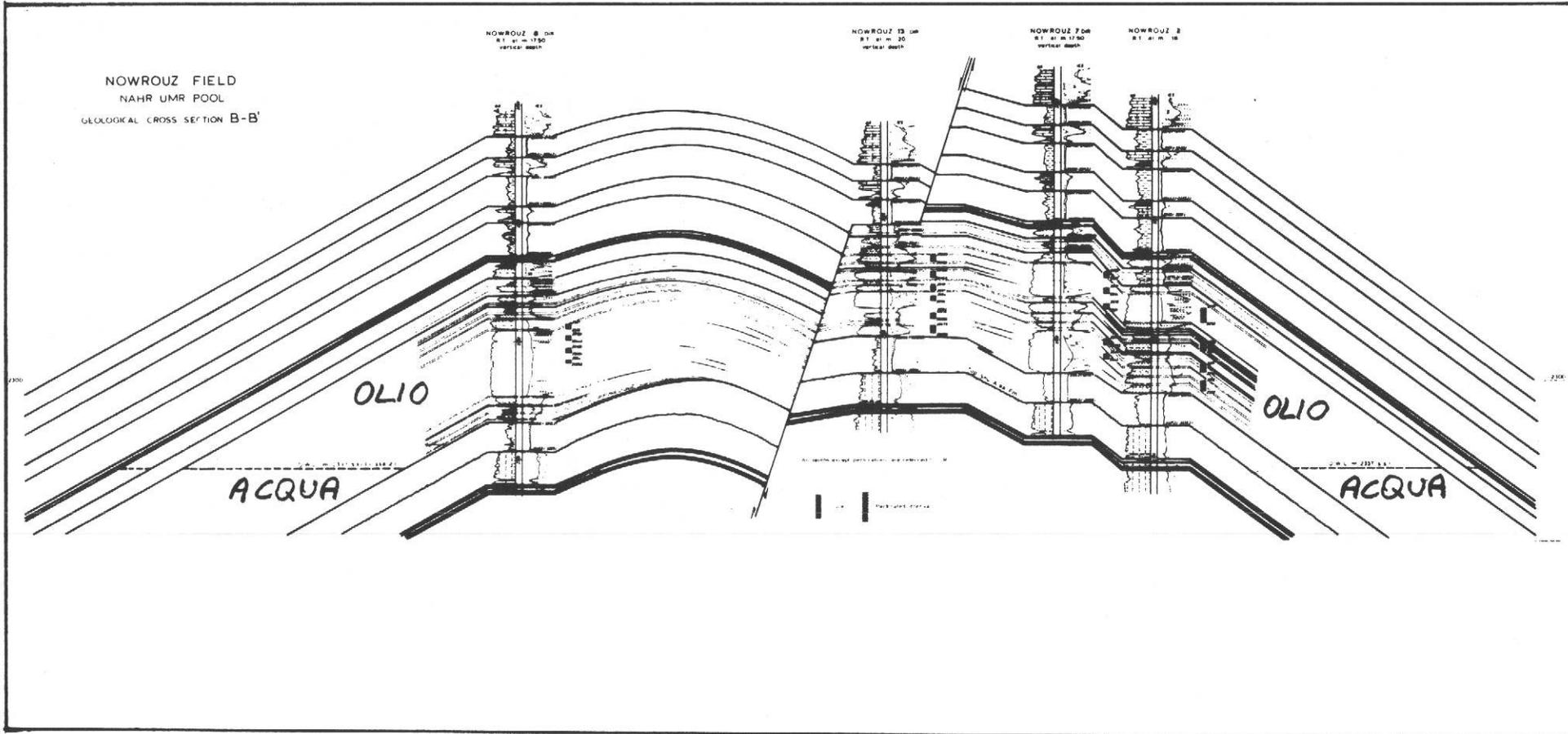
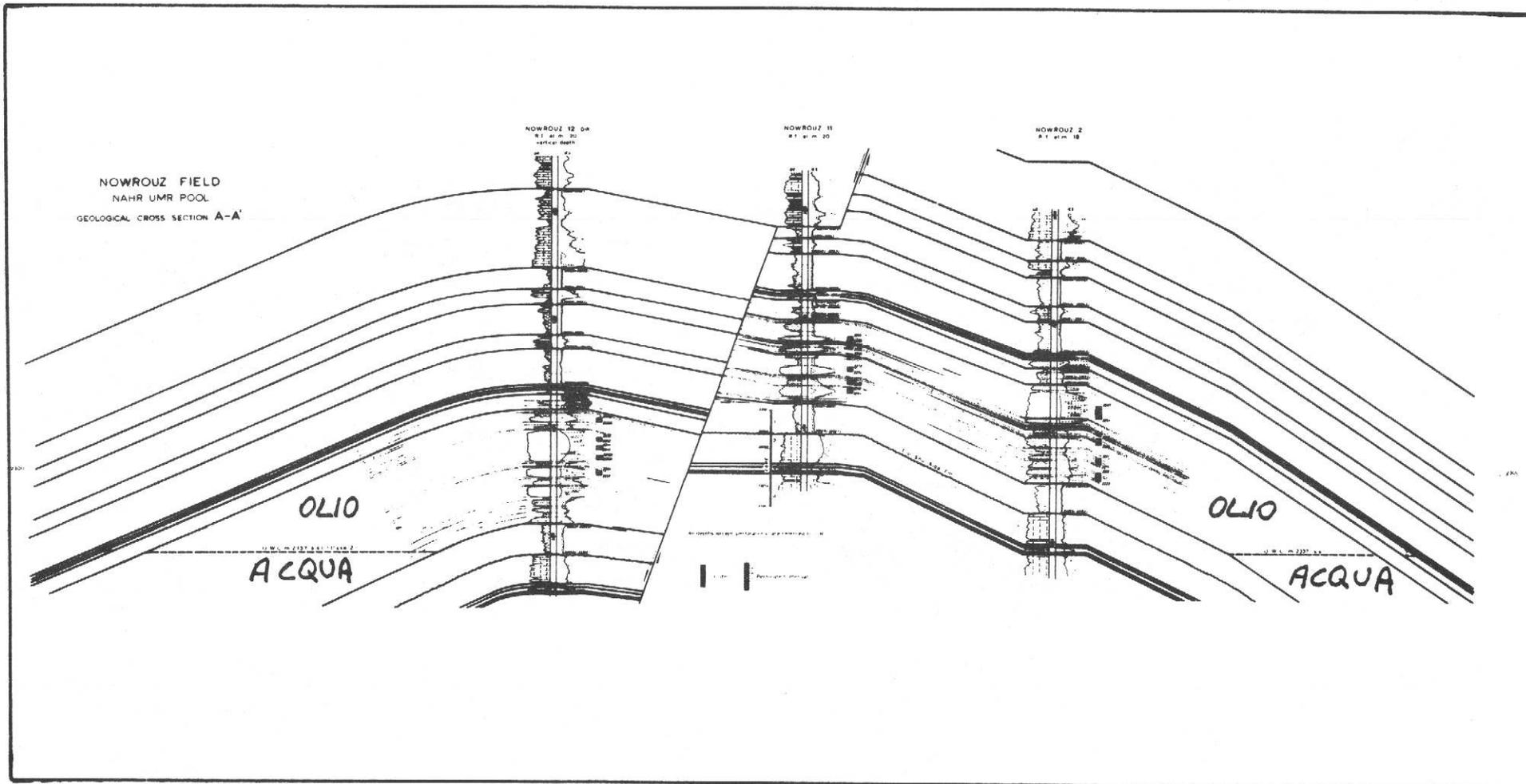


Fig. 156 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento NOWROUZ



**NOWROUZ FIELD**  
 NAHR UMR FORM.  
 ISOPAY MAP "MAIN POOL" ( Case 1 )  
 Contour interval : m 5

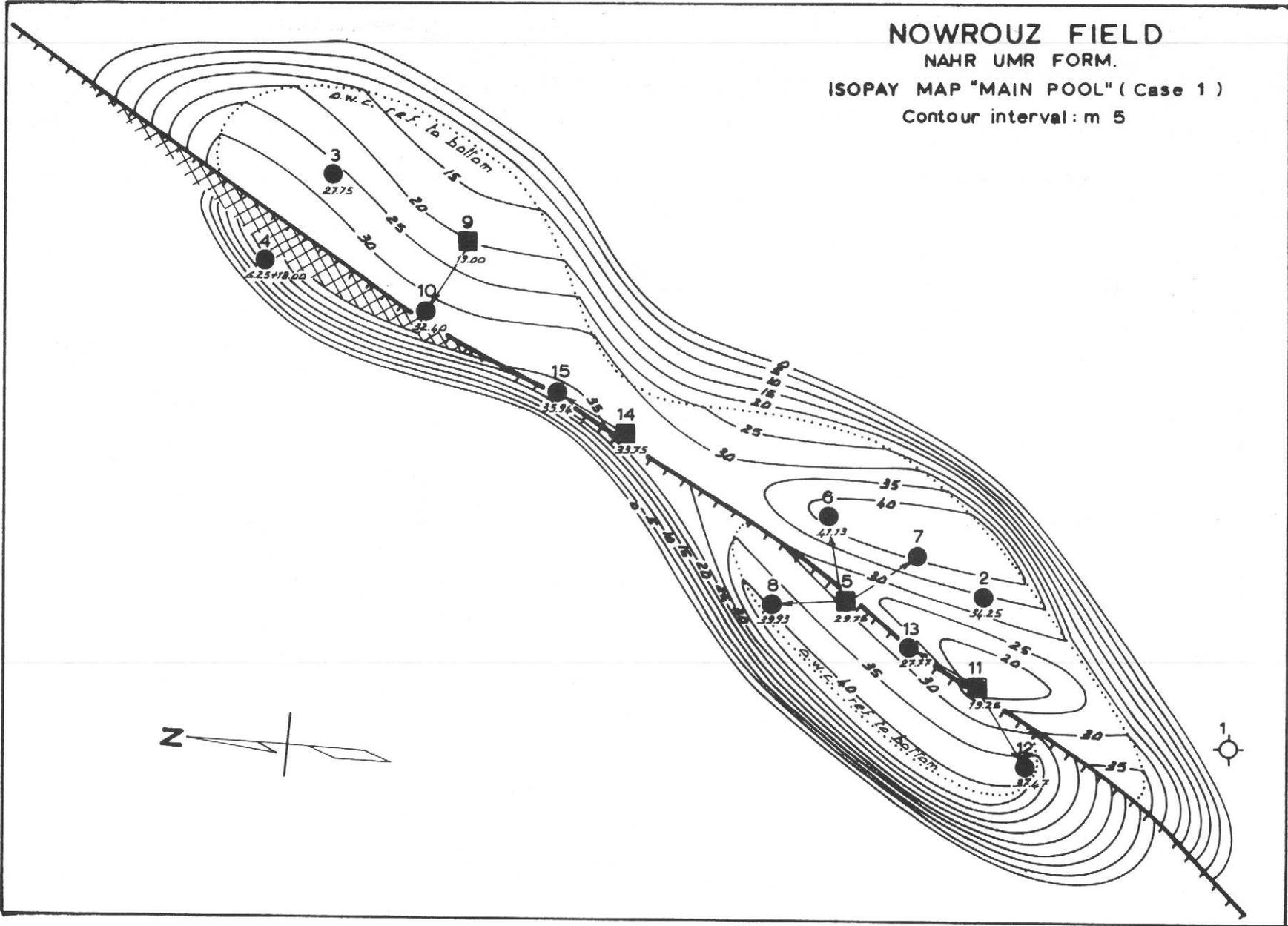


Fig. 155 - Mappa delle isopay della NAHR UMR Formation

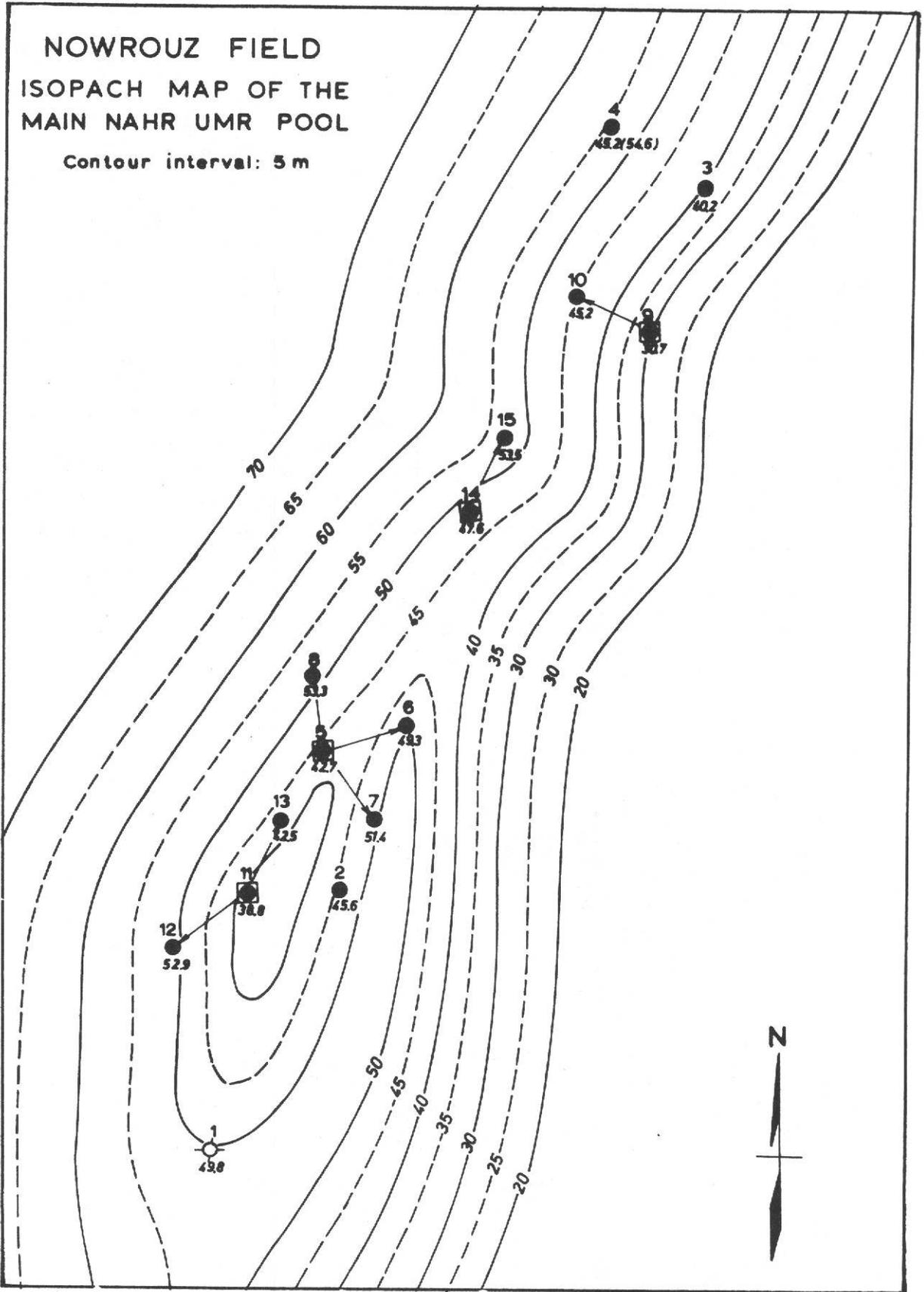


Fig. 154 - Mappa delle isopache della NAHR UMR Formation

**NOWROUZ FIELD**  
**TOP OF THE MAIN POOL**  
**OF NAHR UMR FORM.(Case 1)**  
 Contour interval: m 20

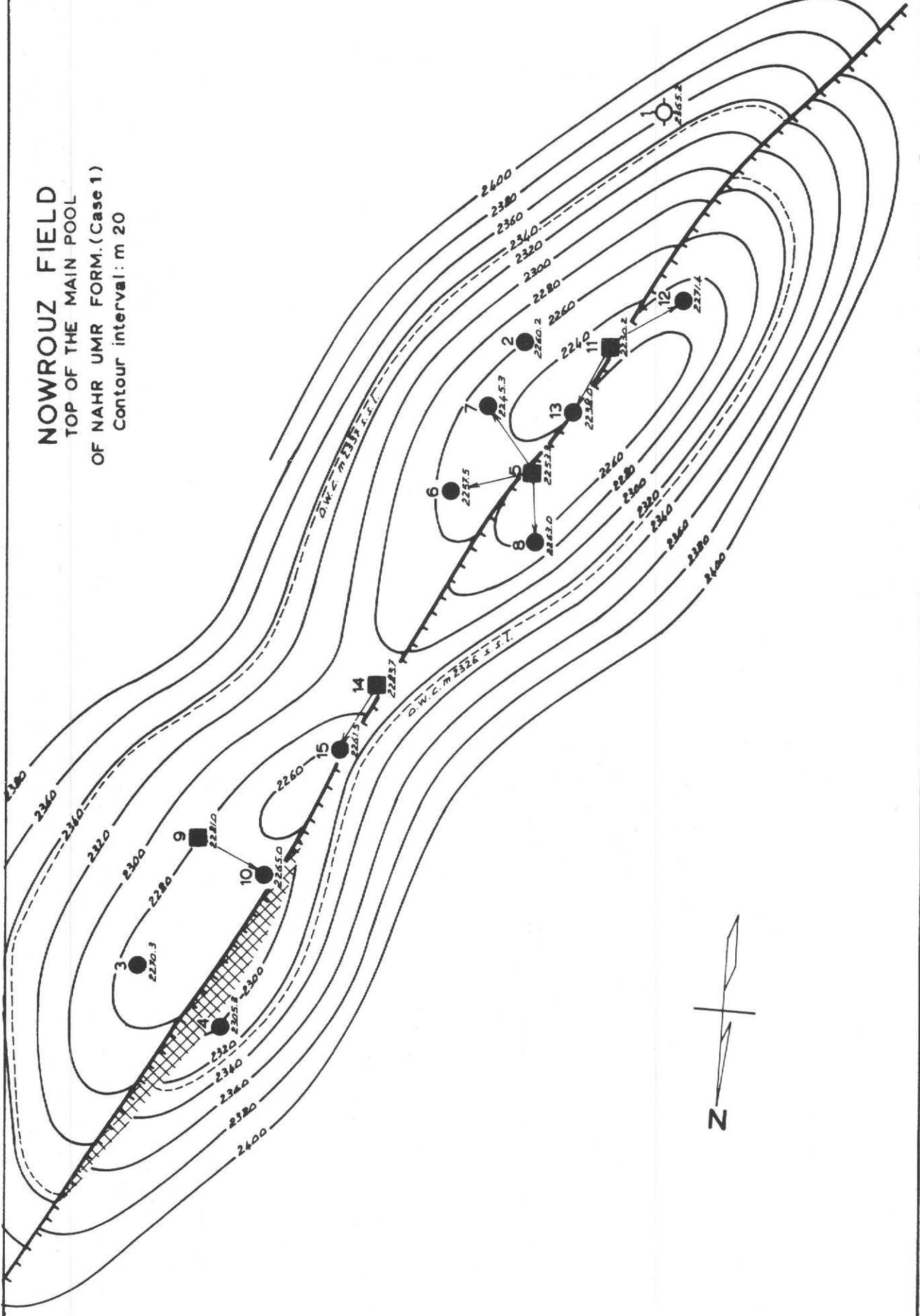


Fig. 153 - Mappa strutturale del top della NAHR UMR Formation

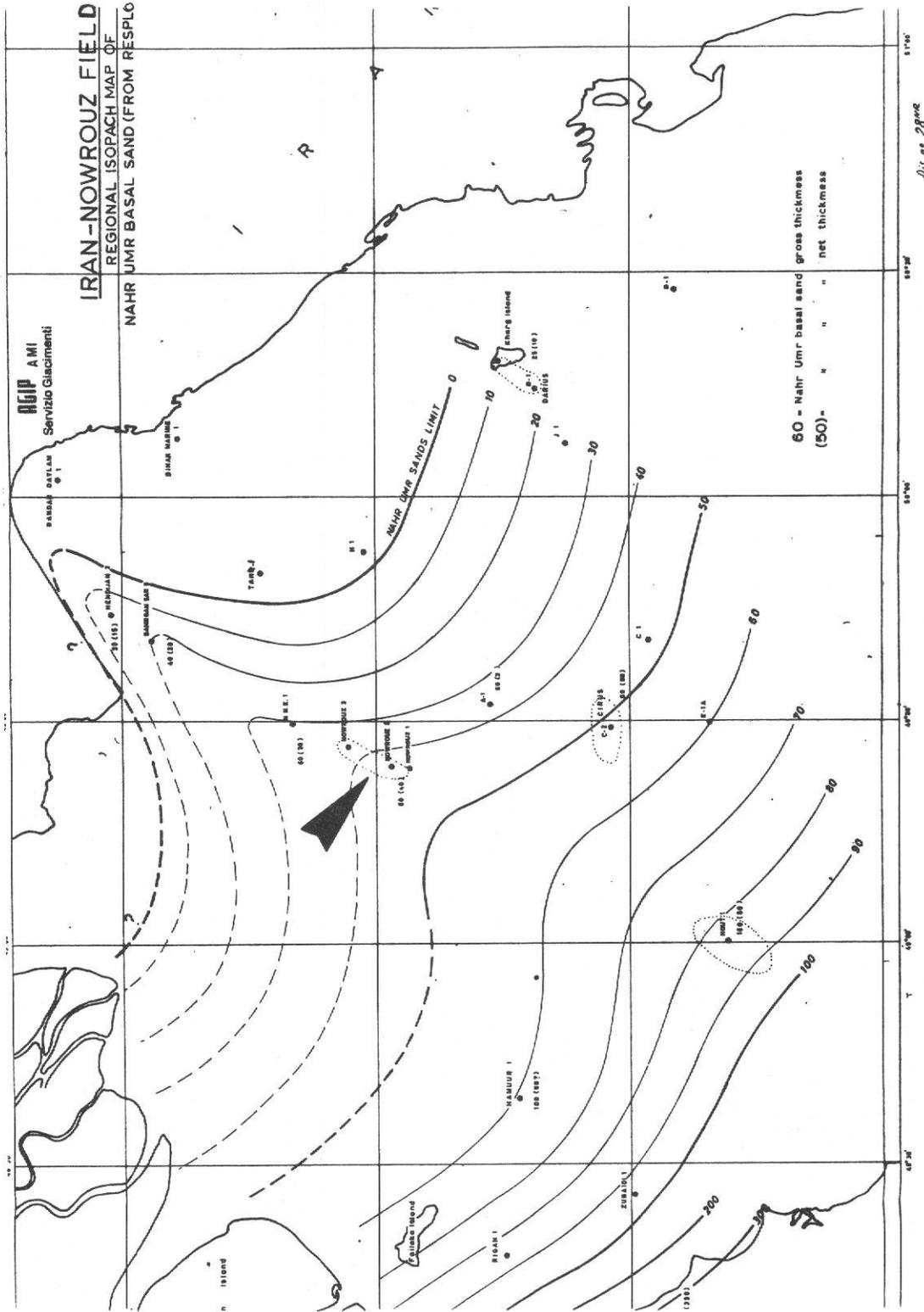


Fig. 152 - Mappa regionale delle isopache della NAHR UMR Formation

13.a. II. Giacimento di Nowrouz

Il giacimento è situato nell'off-shore iraniano del Golfo Persico.

La struttura è costituita da una piega anticlinale con asse allineato in direzione Nord-Est / Sud-Ovest.

La presenza di una faglia diretta nella zona crestale della piega suddivide il giacimento in due blocchi.

La formazione ad olio è la NAHR UMR.

- NAHR UMR Formation (Cretaceo Inferiore)

Già descritta precedentemente (campo di HENDJIAN) questa formazione mostra il passaggio da un ambiente di sedimentazione di transizione, con sabbie e sabbie marnose, ad un ambiente di mare aperto, con marne e calcari.

La cap rock del pool è individuabile (all'interno della formazione stessa) nei livelli marnosi depositati dopo le sabbie, mentre la roccia serbatoio è la serie sabbioso-argillosa della parte bassa, che poggia in trasgressione sulla superficie morfologica (unconformity) della sottostante SHU' AIBA Formation.

Vengono riportate, oltre alle principali sezioni geologiche del giacimento, le mappe riferite al top, la mappa delle isopay e le mappe di isopache (sia quella regionale che quella riferita al campo).

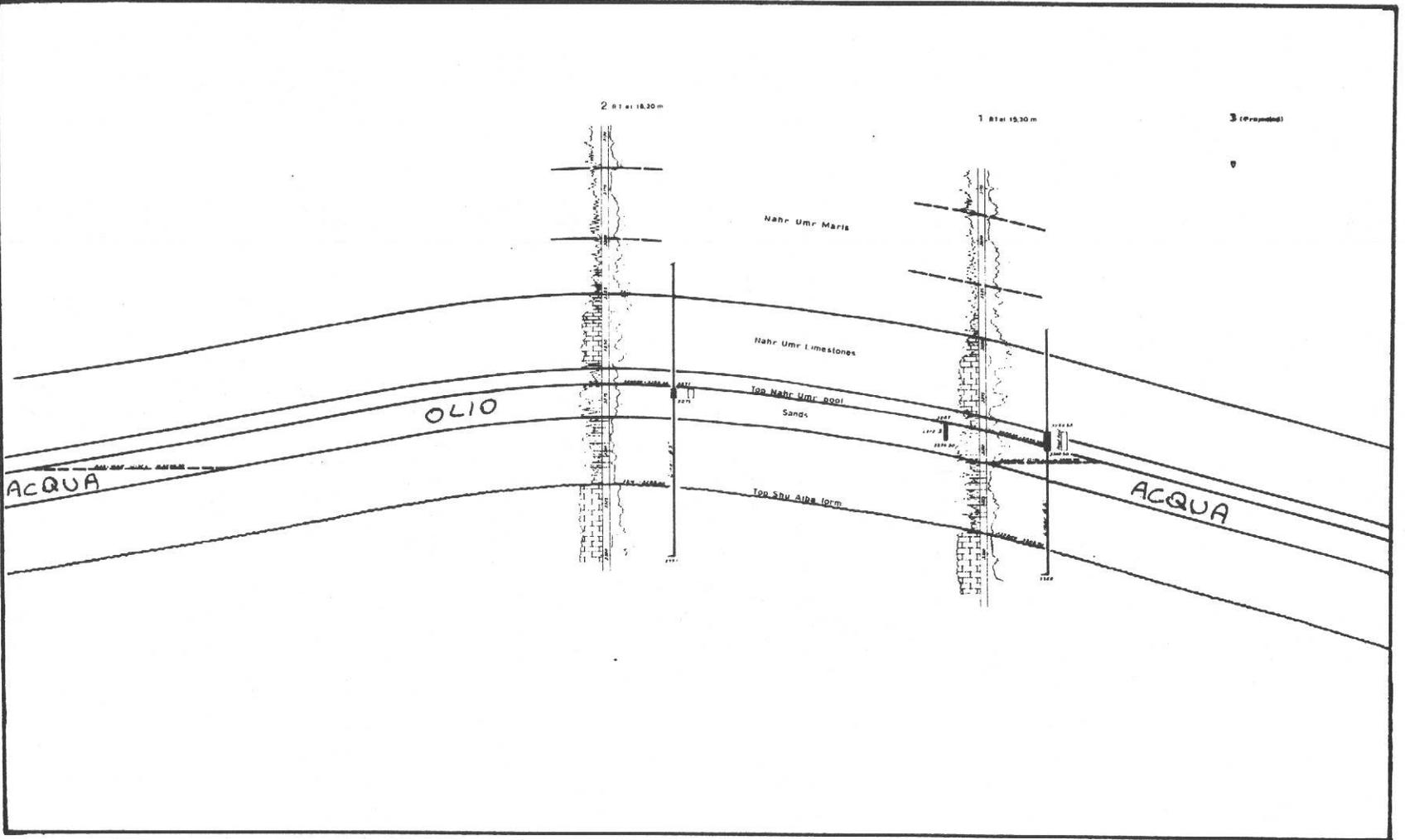
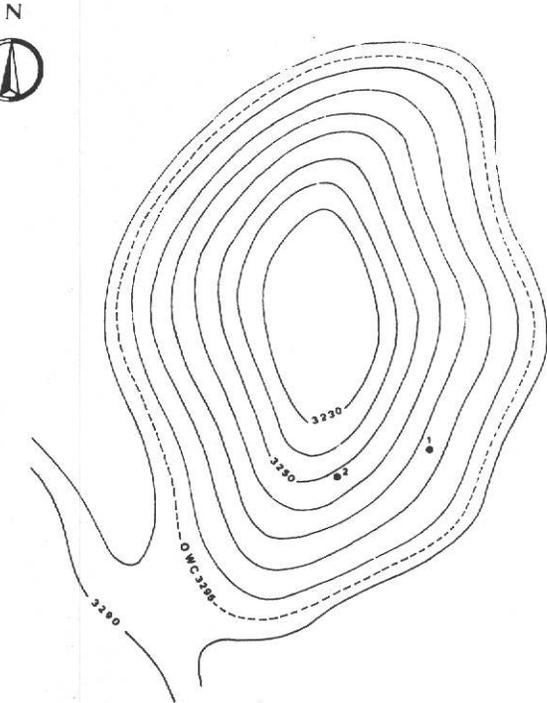


Fig. 151 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di HENDIJAN -  
 NAHR UMR Formation

IRAN

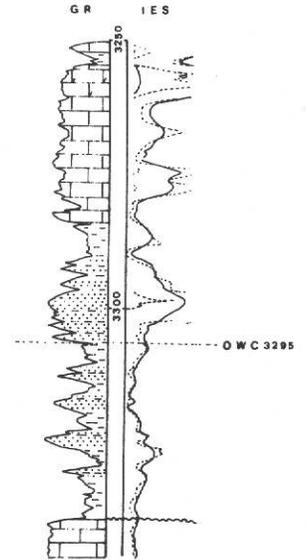
CAMPO AD OLIO "HENDIJAN"



BATIMETRIA TOP NAHR UMR SANDS

Equidistanza 10m

0 1 2 Km



PROFILO TIPO DEL RESERVOIR

0 15 30m

Fig. 150 - Mappa strutturale del top e profilo-tipo della NAHR UMR Formation

Fig. 149 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di HENDIJAN - SARVAK Formation e NAHR UMR Formation

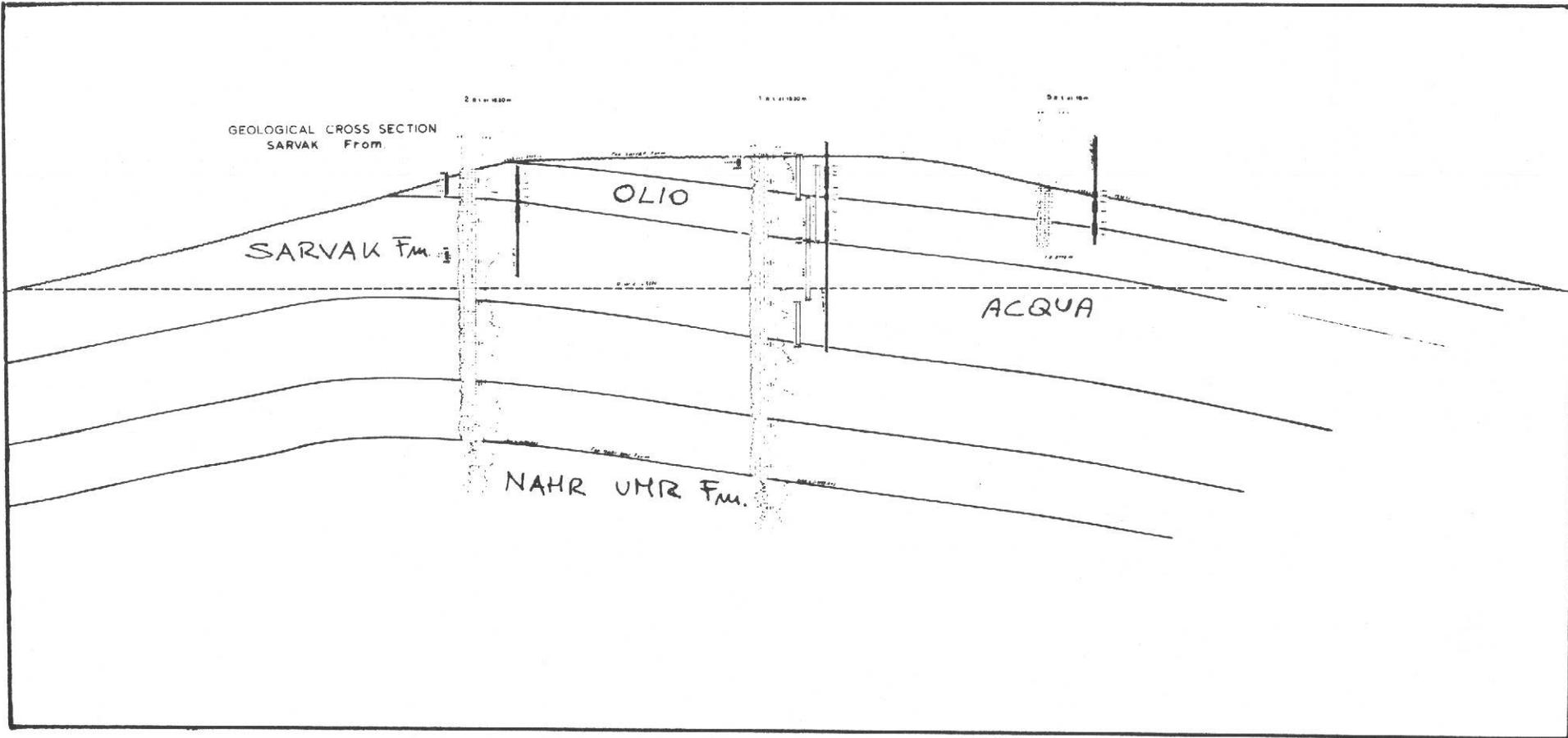


Fig. 148 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di HENDIJAN -  
SARVAK Formation e NAHR UMR Formation

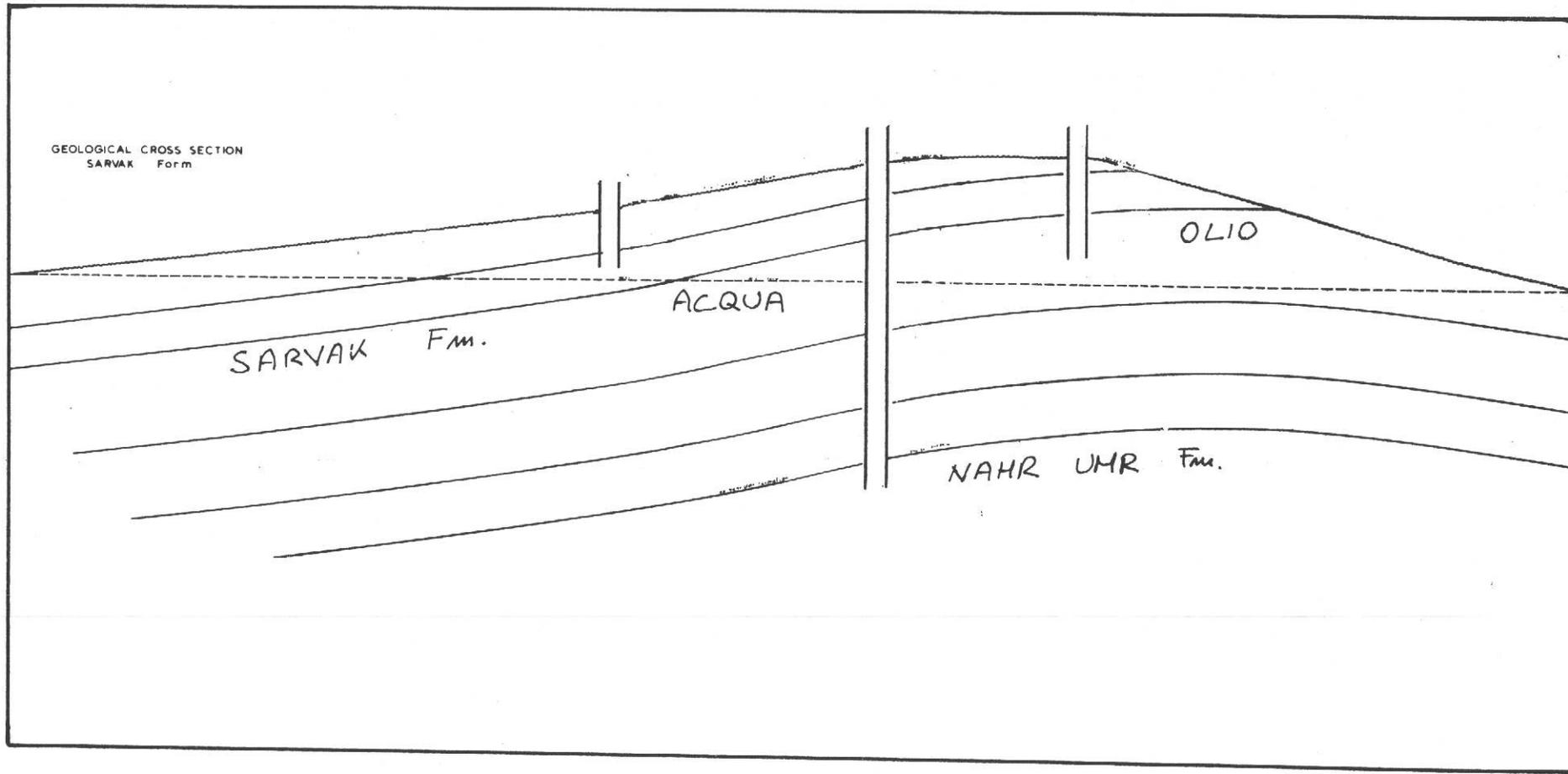
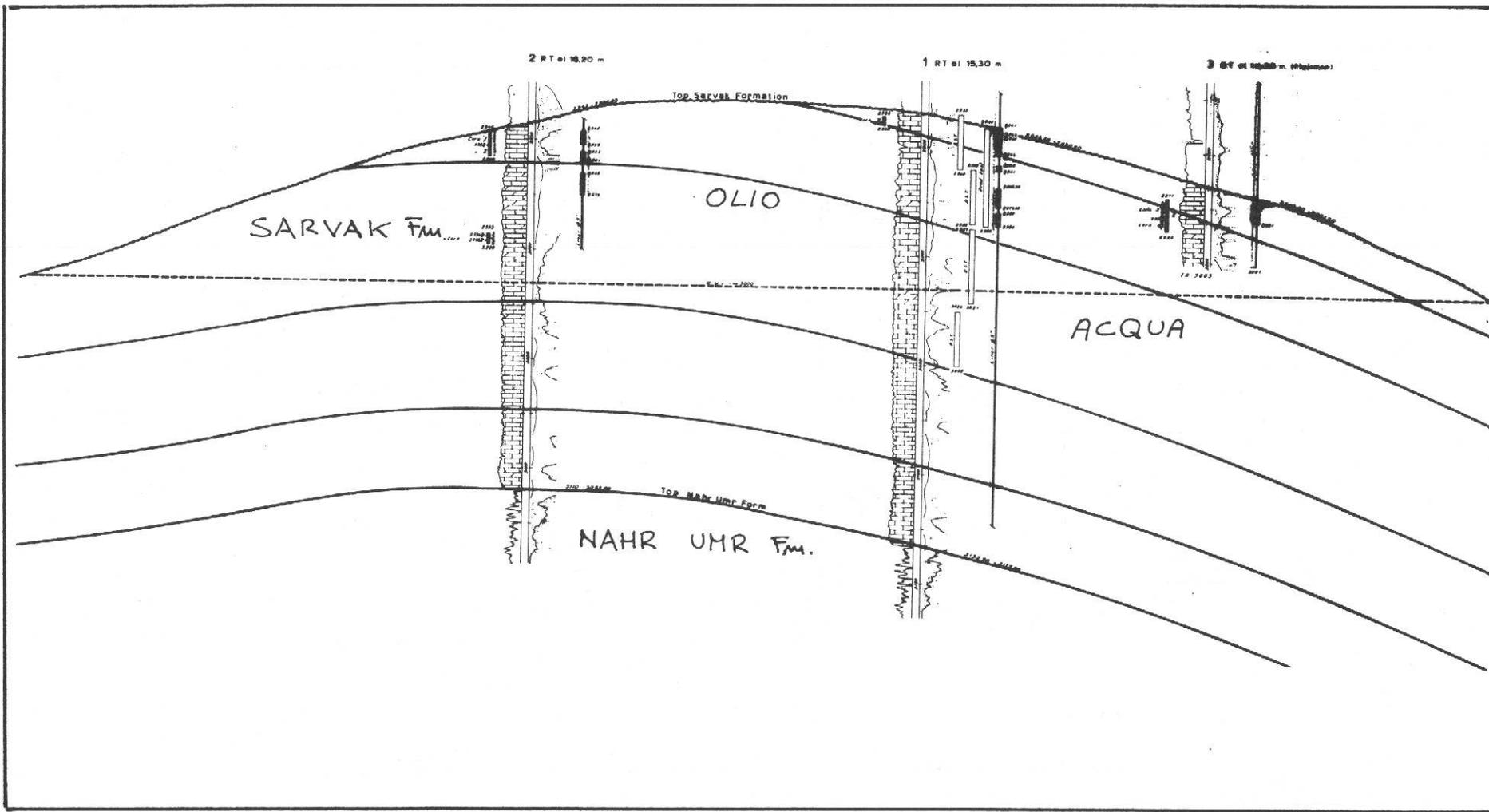
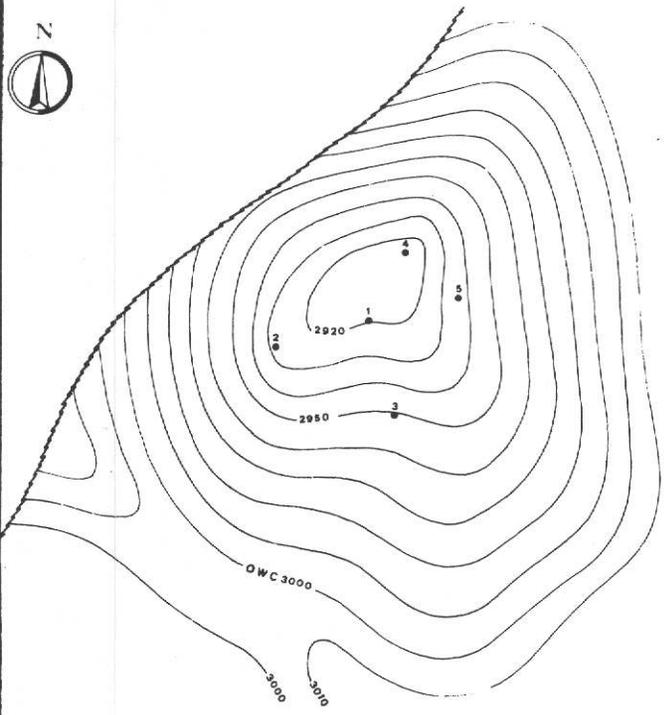


Fig. 147 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di HENDIJAN - SARVAK Formation e NAHR UMR Formation

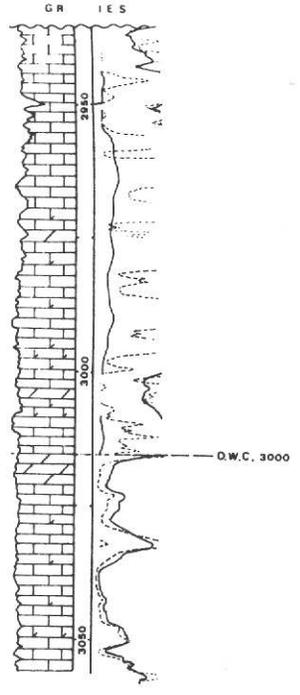


IRAN

CAMPO AD OLIO "HENDIJAN."



BATIMETRIA TOP SARVAK  
Equidistanza 10m  
0 1 2 Km



PROFILO TIPO DEL RESERVOIR  
0 20m

Fig. 146 - Mappa strutturale del top e profilo-tipo della SARVAK Formation

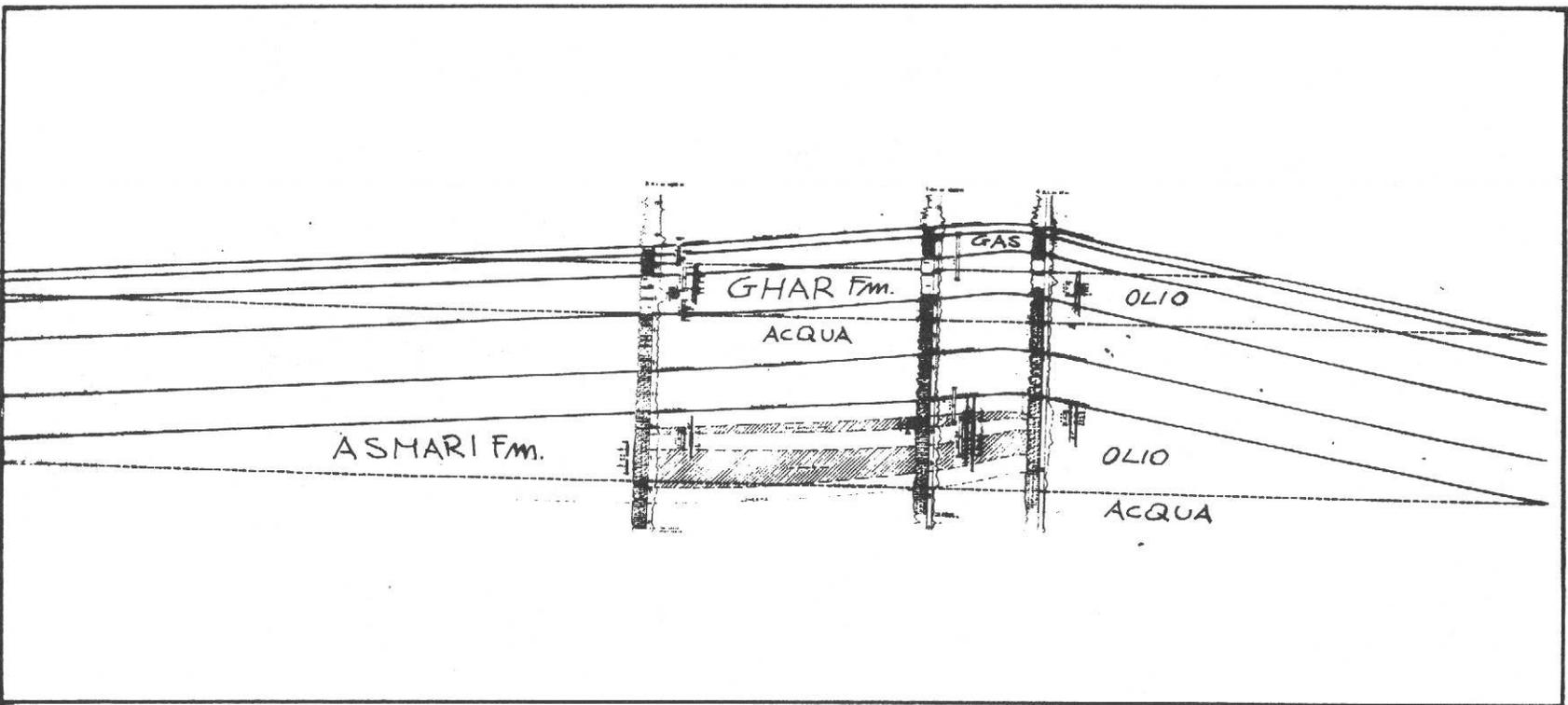


Fig. 145 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di HENDIJAN -  
GHAR Formation e ASMARI Formation

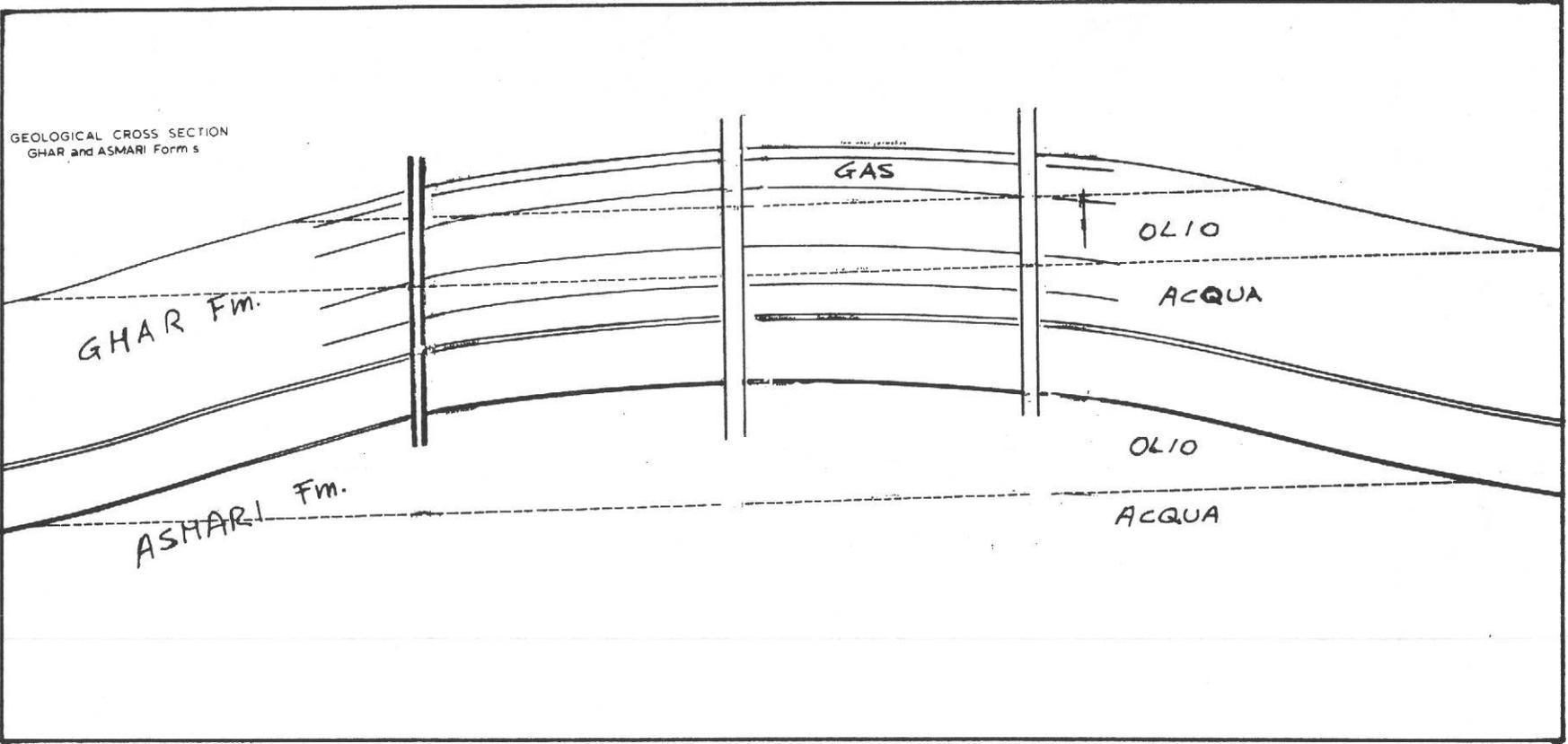
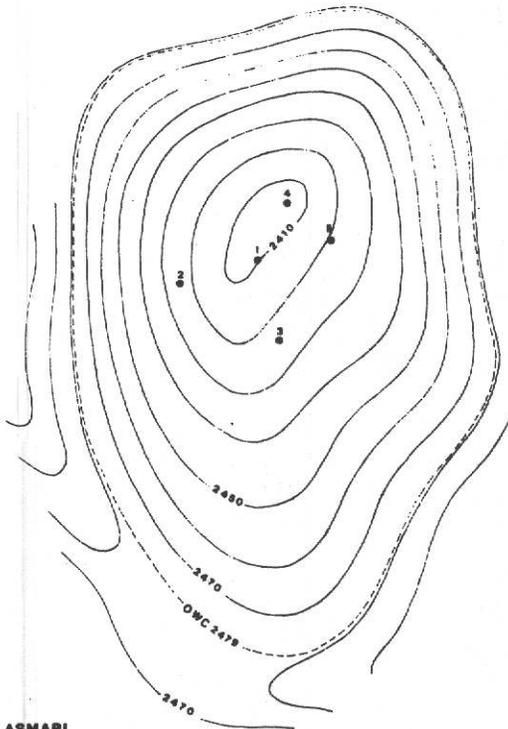


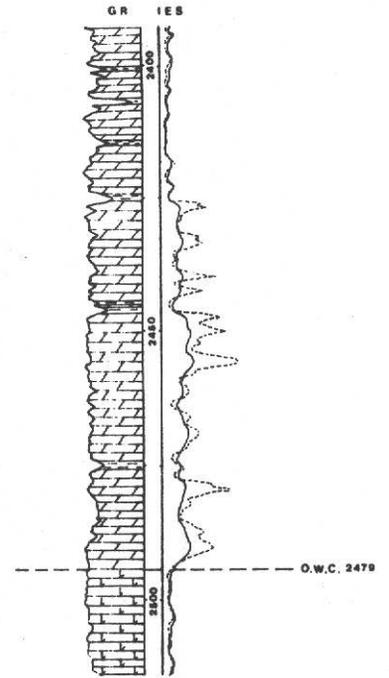
Fig. 144 - Sezione geologica rappresentativa del giacimento di HENDIJAN -  
GHAR Formation e ASMARI Formation

CAMPO AD OLIO "HENDIJAN."



BATIMETRIA TOP ASMARI

Equidistanza - 10m

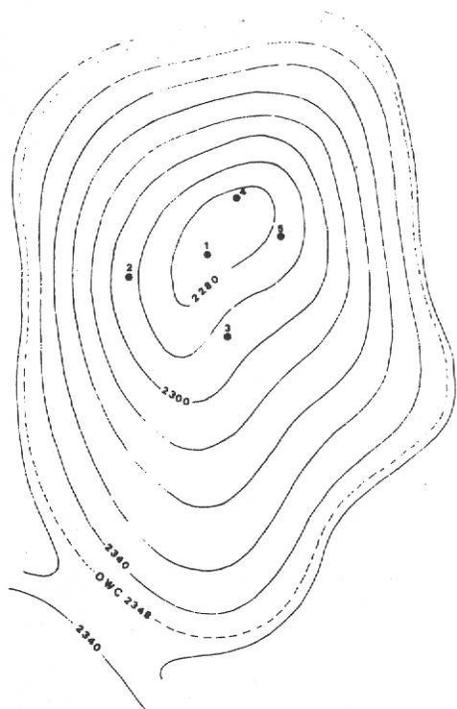


PROFILO TIPO DEL RESERVOIR



Fig. 143 - Mappa strutturale del top e profilo-tipo della ASMARI Formation

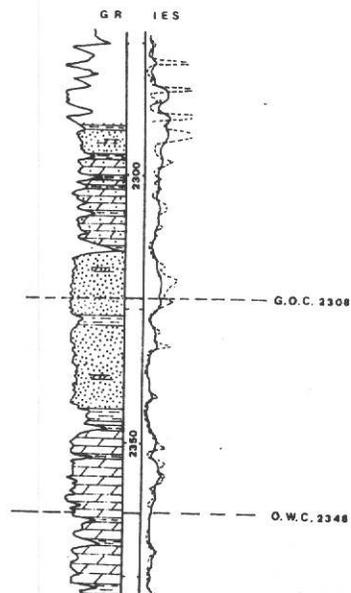
CAMPO AD OLIO "HENDIJAN.."



BATIMETRIA TOP GHAR

Equidistanza : 10 m

0 1 2 Km



PROFILO TIPO DEL RESERVOIR

0 20m

Fig. 142 - Mappa strutturale del top e profilo-tipo della GHAR Formation

Qui di seguito sono riportate oltre alle mappe strutturali riferite al top delle formazioni e le relative colonne stratigrafiche, anche alcune sezioni geologiche riferite ai pochs, ricostruite in base a correlazioni geoelettriche (logs).

Nella GHAR Formation (costituita da sabbie e dolomie) è particolarmente interessante notare, tenendo conto dell'esistenza di un gas cap, che la fase olio (che è quella che interessa maggiormente) è presente prevalentemente nella sezione sabbiosa che ha migliori caratteristiche petrofisiche (porosità media della zona a gas 16 % - porosità media della zona ad olio 23 %).

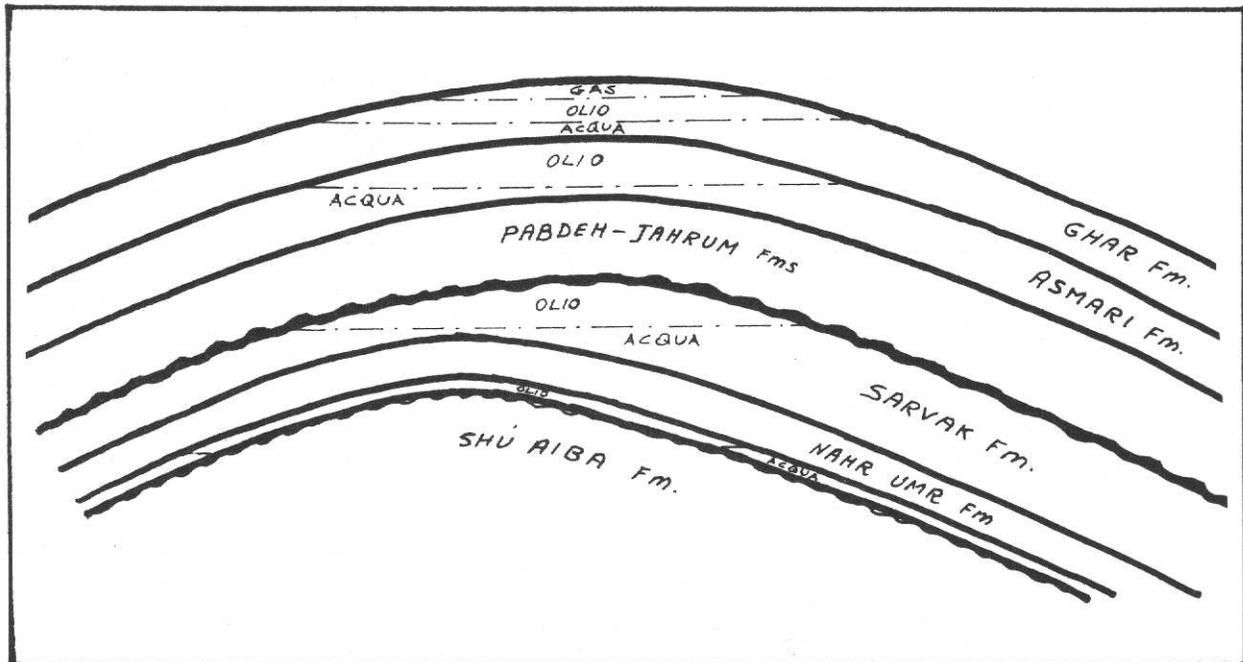


Fig. 141 - Rappresentazione schematica del giacimento di HENDIJAN

- ASMARI Formation (Oligocene-Miocene)

Dolomie più o meno compatte, occasionalmente calcaree e fratturate (porosità media 11 - 12 %).

Sono presenti talvolta livelli argillosi.

Il pool è mineralizzato ad olio.

La cap rock è costituita da uno strato di argilla dello spessore di 4 - 6 m.

- SARVAK Formation (Cretaceo Superiore)

Calcari e calcari dolomitici più o meno fratturati ed erosi al top (porosità media 10 %).

Il pool è mineralizzato ad olio, la cap rock è costituita da marne.

- NAHR UMR Formation (Cretaceo Inferiore)

Argille nella parte alta (cap rock), sabbie e argille nella parte bassa della formazione (reservoir) (porosità media 14 - 15 %).

E' particolarmente interessante notare come in questo giacimento l'asse dell'anticlinale sia pressochè lo stesso nella GHAR e ASMARI Formations e cambi in corrispondenza della SARVAK Formation.

Infatti il culmine strutturale di quest'ultima formazione è rappresentato da una superficie morfologica determinata dall'erosione differenziata.

Il vero culmine strutturale della piega profonda coincide con quello della NAHR UMR Formation e risulta quindi spostato di circa 1,5 km verso Nord-ovest rispetto a quello dell'ASMARI (Fig. 141).