

VISITA STUDENTI DEL CORSO DI GEOLOGIA DEGLI IDROCARBURI

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI MILANO

DIPARTIMENTO DI SCIENZE DELLA TERRA

GIAC

155

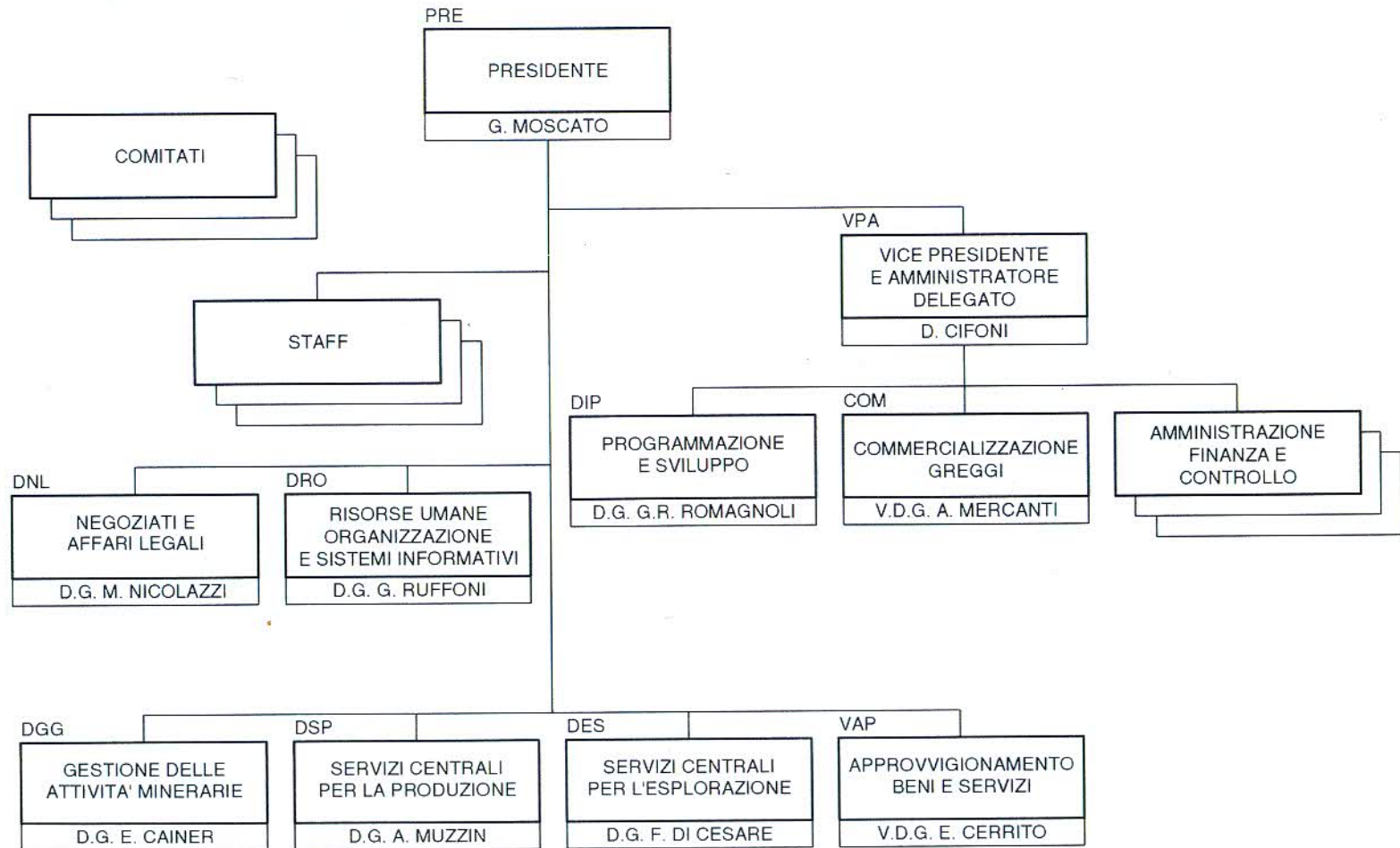
1996

PRESENTAZIONE ATTIVITA' AREA GIACIMENTI

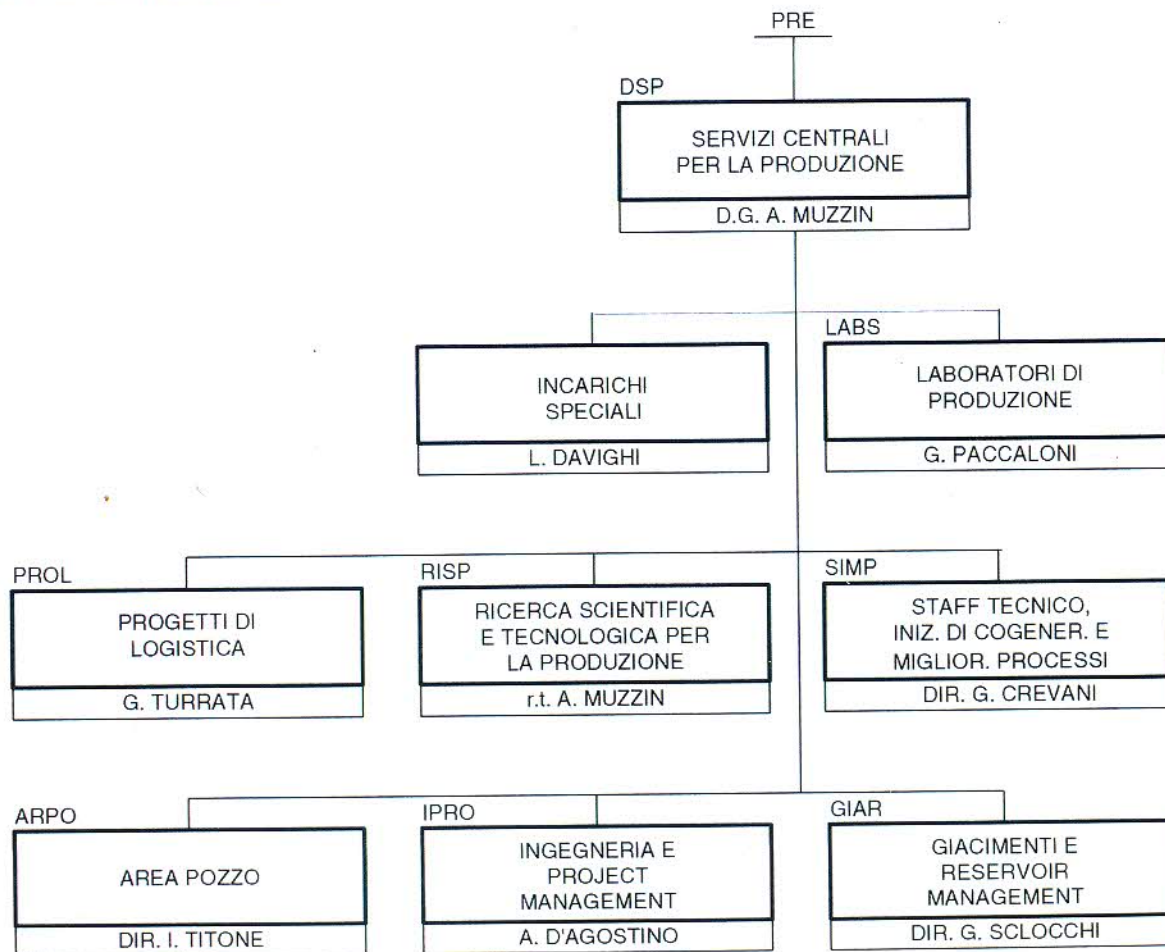
18 GENNAIO 1996

14.15 - 14.30	INTRODUZIONE	Dr. G. Giorgetta
14.30 - 15.00	GEOFISICA DI GIACIMENTO	Dr. E. Giuliani
15.00 - 15.40	GEOLOGIA DI GIACIMENTO	D.ssa C. Rossini
15.40 - 16.20	INGEGNERIA DI GIACIMENTO	Ing. C. Bruni
16.20 - 16.50	VALUTAZIONE TECNICO - ECONOMICA RISERVE	Ing. M. Perego
16.50 - 17.00	CONCLUSIONI	

ORGANIGRAMMA GENERALE

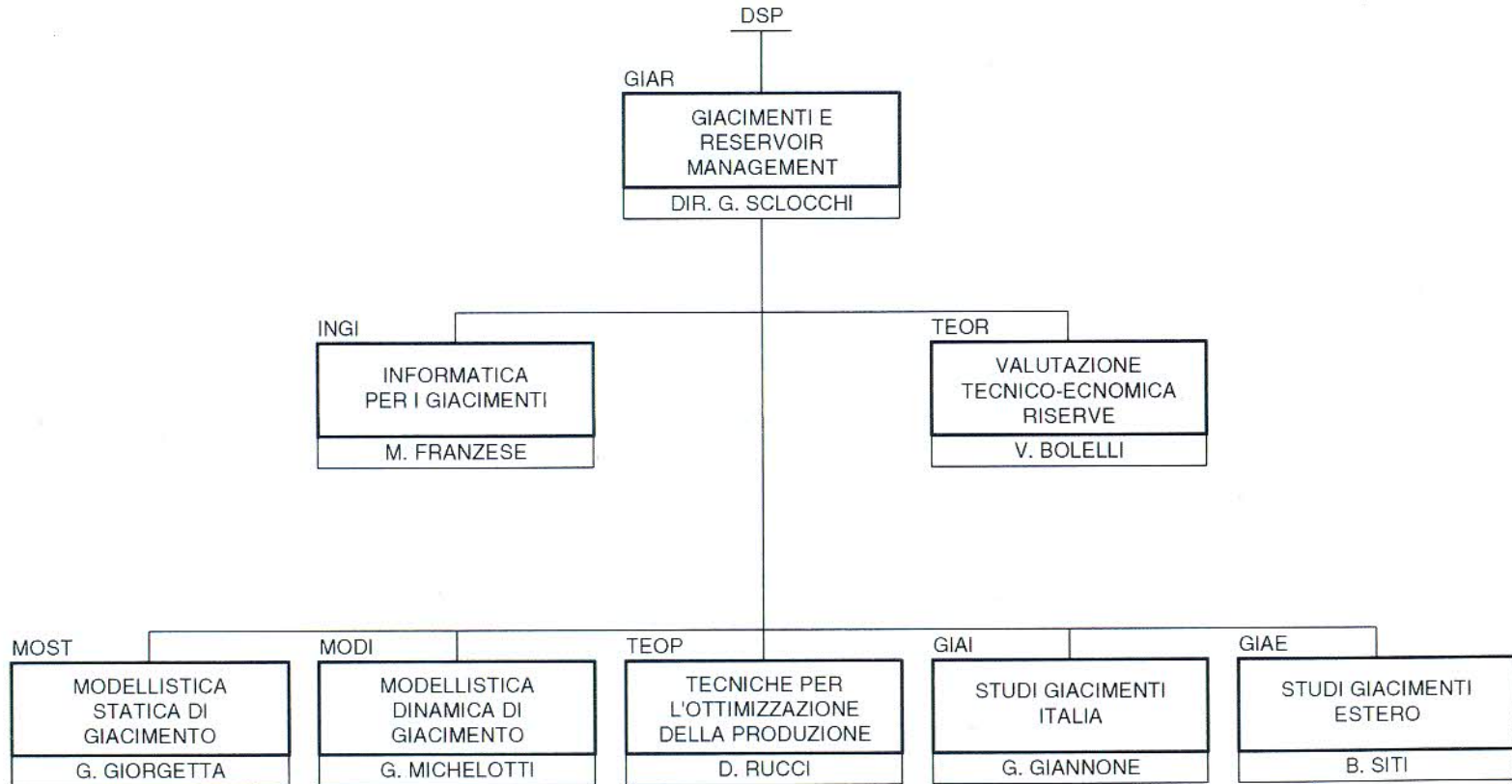


ORGANIGRAMMA



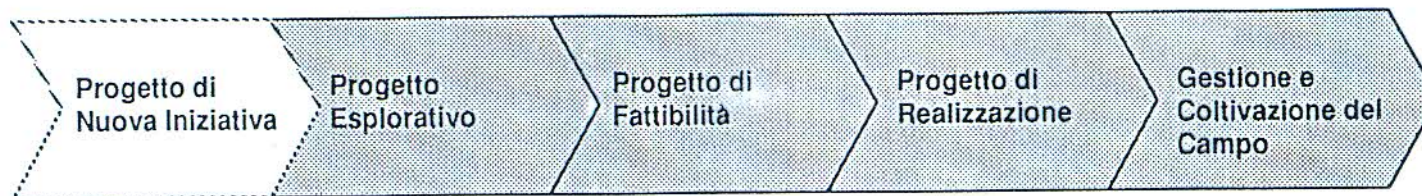
GIAR

ORGANIGRAMMA



**PROGETTI FONDAMENTALI:
OBIETTIVI E ATTIVITA' PRINCIPALI**

 Aree di interesse per DSP



Obiettivo

- Scoperta di nuove riserve commerciali di idrocarburi
- Determinazione della redditività di un progetto di sviluppo
- Realizzazione del progetto nel tempo, costo e qualità ottimali
- Ottimizzazione dei risultati economici del campo

Attività Principali

- Programmazione attività
- Esecuzione programma di G&G
- Scelta dei "drillable prospects" e perforazione
- Valutazione risultati
- Esecuzione eventuale programma di appraisal
- Valutazione commerciale riserve scoperte
- Esecuzione studio di giacimento
- Definizione scenari di sviluppo
- Esecuzione studi tecnico-specialistici
- Valutazione tecnico-economica finale
- Programmazione attività
- Basic Design
- Assegnazione contratti
- Progettazione di dettaglio
- Costruzione
- Perforazione
- Hook-up, Commissioning e Start-up
- Reservoir Management
- Manutenzione programmata degli impianti
- Definizione e gestione di ulteriori interventi
- Chiusura mineraria e Decommissioning

FASE	STRUMENTO DI VALUTAZIONE	FINALITA'	UNITA'
<p>INTERPRETAZIONE REGIONALE INDIVIDUAZIONE DEI PROSPECTS</p>	<p>CALCOLO DEGLI IDROCARBURI IN POSTO SU BASE STATISTICA IN FUNZIONE DI UN MODELLO GEOLOGICO PRELIMINARE</p>	<p>DEFINIRE IL GRADO DI RISCHIO E QUALIFICARE IL POTENZIALE DEL "PROSPECT"</p>	<p>ESPLORAZIONE</p>
<p>WILD CAT E SCOPERTA DEL CAMPO</p>	<p>MODELLO GEOLOGICO RICOSTRUITO CON DATI PETROFISICI MEDI BASATI SUL PRIMO POZZO MODELLO DINAMICO DI MASSIMA CON IPOTESI DI SVILUPPO IN "NATURAL DEPLETION"</p>	<p>DETERMINAZIONE DEGLI IDROCARBURI IN POSTO DETERMINAZIONE DI AREE "PROVEN - PROBABLE - POSSIBLE" VALUTAZIONE DI MASSIMA DELLE RISERVE</p>	<p>ESPLORAZIONE + RESERVOIR</p>
<p>APPRAISAL</p>	<p>AGGIORNAMENTO DEL MODELLO SVILUPPATO NELLA FASE PRECEDENTE</p>	<p>AGGIORNAMENTO DELLE "RISERVE" DELIMITAZIONE GEOMETRICA DEL GIACIMENTO</p>	<p>ESPLORAZIONE + RESERVOIR</p>

FASE	STRUMENTO DI VALUTAZIONE	FINALITA'	UNITA'
<p>INIZIO FASE DI SVILUPPO POST - APPRAISAL</p>	<p>MODELLO GEOLOGICO - DINAMICO E SIMULAZIONE</p>	<ul style="list-style-type: none"> - INDIVIDUAZIONE DELLE PROBLEMATICHE DI CAMPO - DEFINIZIONE DELLO SCHEMA DI SVILUPPO OTTIMALE: <ul style="list-style-type: none"> . NATURAL DEPLETION . SPECIAL RECOVERY SYSTEMS . NUMERO DI POZZI E LORO UBICAZIONE 	<p>RESERVOIR</p>
<p>SVILUPPO DEL CAMPO</p>	<ul style="list-style-type: none"> - AGGIORNAMENTO DEL MODELLO PRECEDENTE SE I NUOVI DATI SONO CONFORMI ALLE PREVISIONI - COSTRUZIONE DI UN NUOVO MODELLO GEOLOGICO DINAMICO SE I NUOVI DATI EVIDENZIANO DIFFERENZE SOSTANZIALI RISPETTO ALLE PREVISIONI - COSTRUZIONE DI UN NUOVO MODELLO GEOLOGICO-DINAMICO PER STUDI SPECIALI FINALIZZATI A PROGETTI DI RECUPERO ASSISTITO 	<p>VALUTARE IL COMPORTAMENTO PRODUTTIVO FUTURO DEL CAMPO ED OTTIMIZZARE IL RECUPERO FINALE</p>	<p>RESERVOIR</p>

OBIETTIVO DELL'ATTIVITA' DI RESERVOIR

- OTTIMIZZARE LO SFRUTTAMENTO DEL GIACIMENTO IN TUTTE LE FASI DELLA SUA VITA PRODUTTIVA E MASSIMIZZARE I RECUPERI**

RAGGIUNGIMENTO DELL'OBIETTIVO ATTRAVERSO:

- SVILUPPO DEGLI STUDI DI GIACIMENTO**
- CORRETTO RESERVOIR MANAGEMENT**

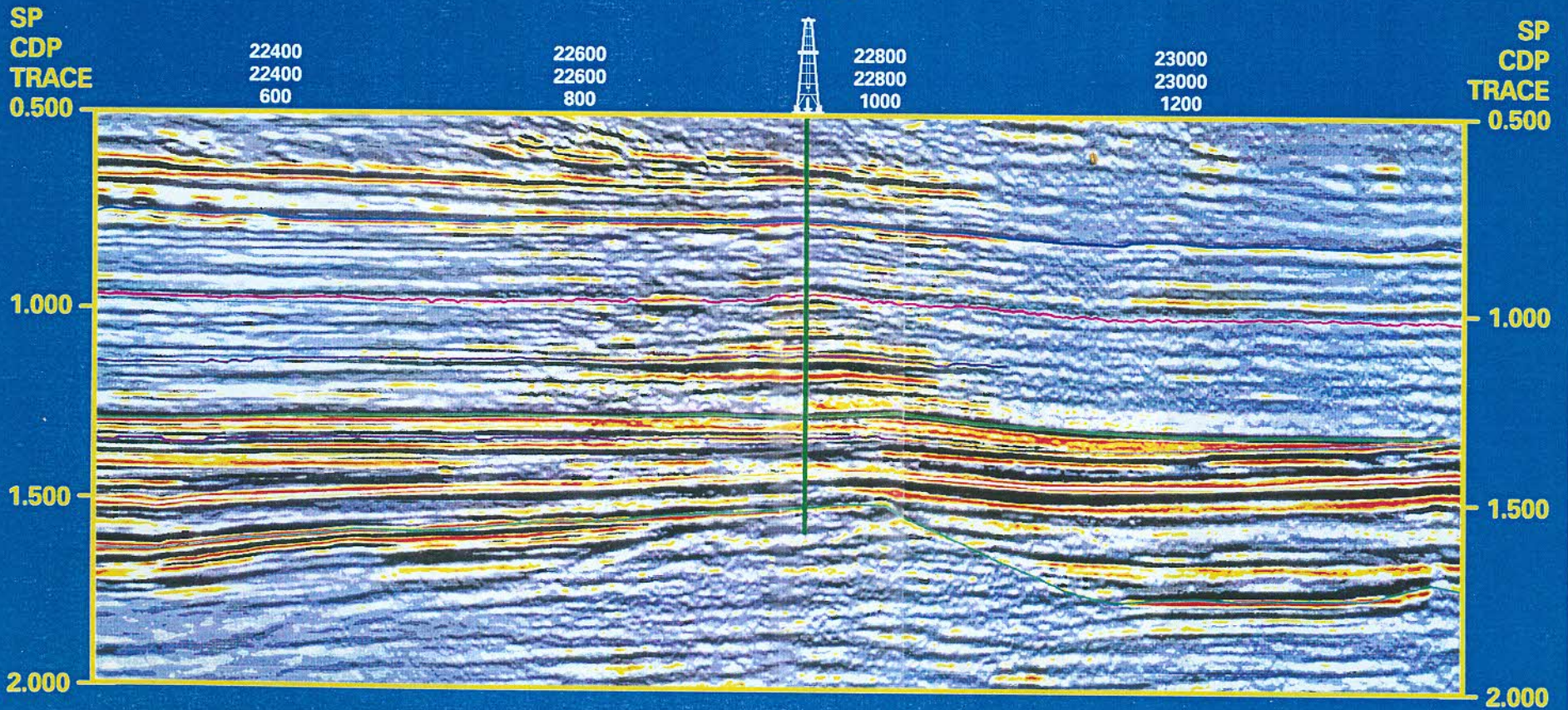
PROFESSIONALITA' NECESSARIA:

ESPERTO DI RESERVOIR:

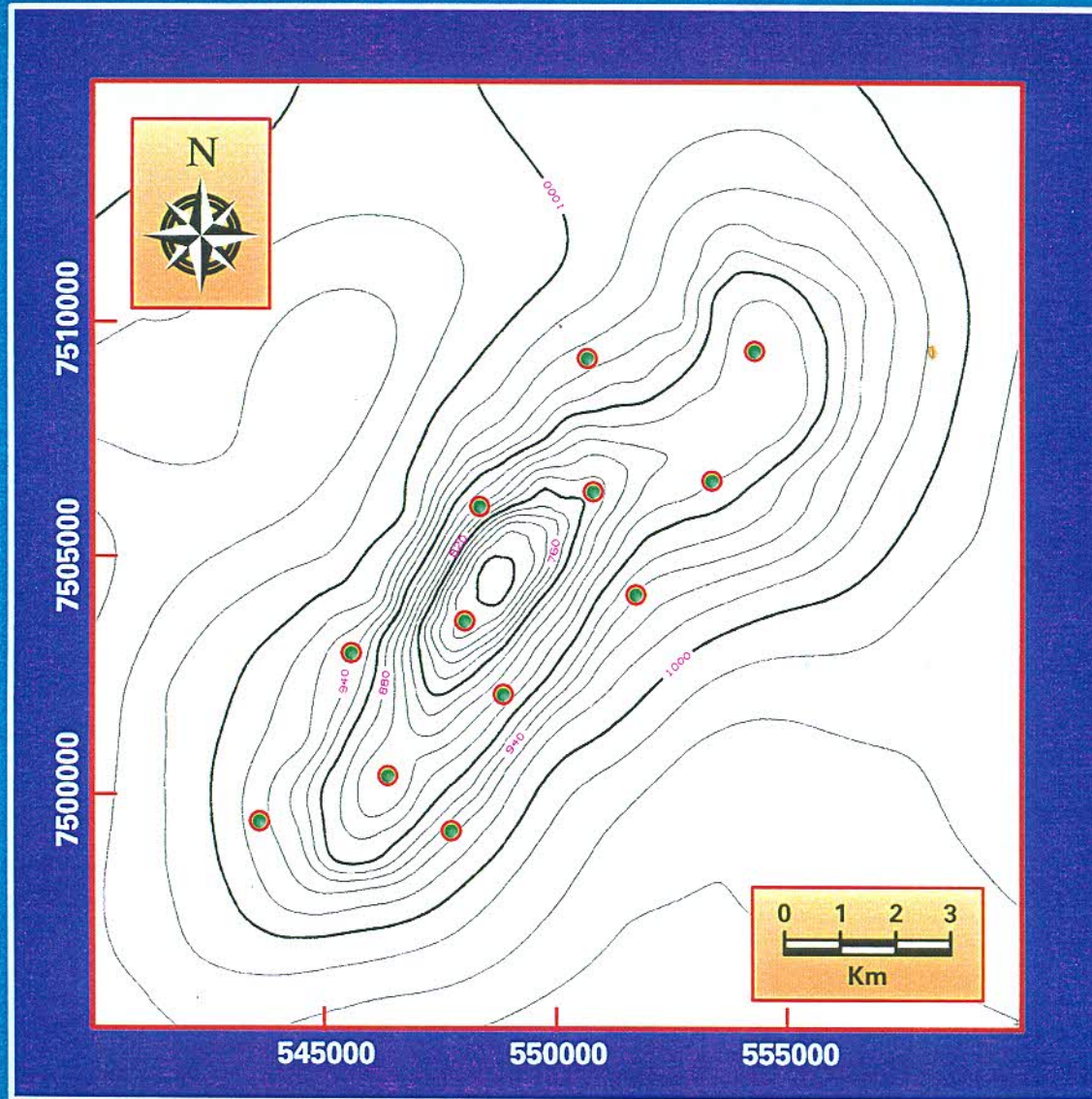
FIGURA PROFESSIONALE SVILUPPATASI DALL'INTEGRAZIONE TRA DISCIPLINE DIVERSE: GEOLOGIA ED INGEGNERIA.

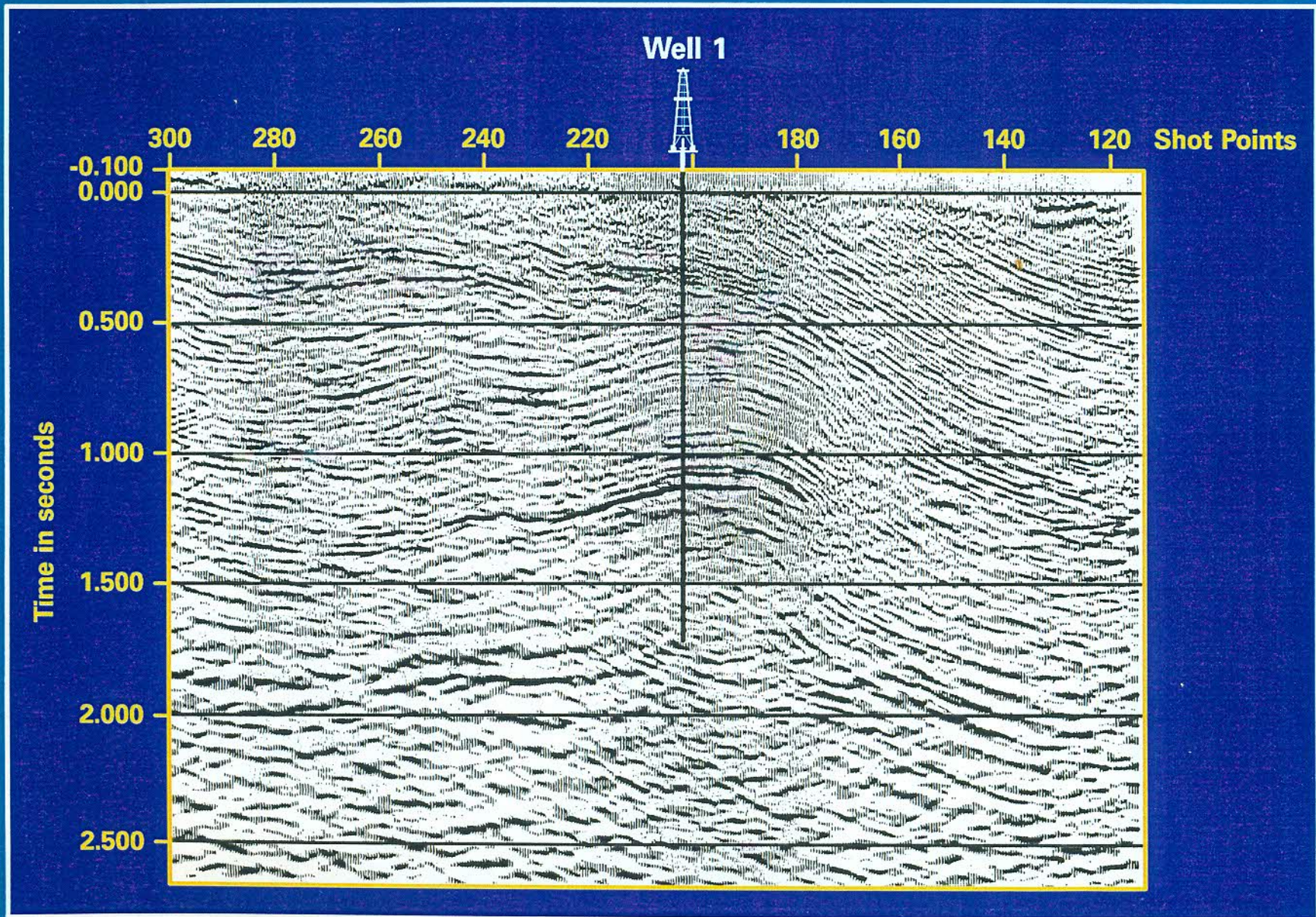
SEISMIC LINE

WELL 1



DEPTH MAP CALIBRATION AT THE WELLS





GEOMETRIA ESTERNA DEL RESERVOIR

**CALIBRAZIONE DELLA SISMICA
CON I DATI DI POZZO**



INTERPRETAZIONE SISMICA 2D/3D



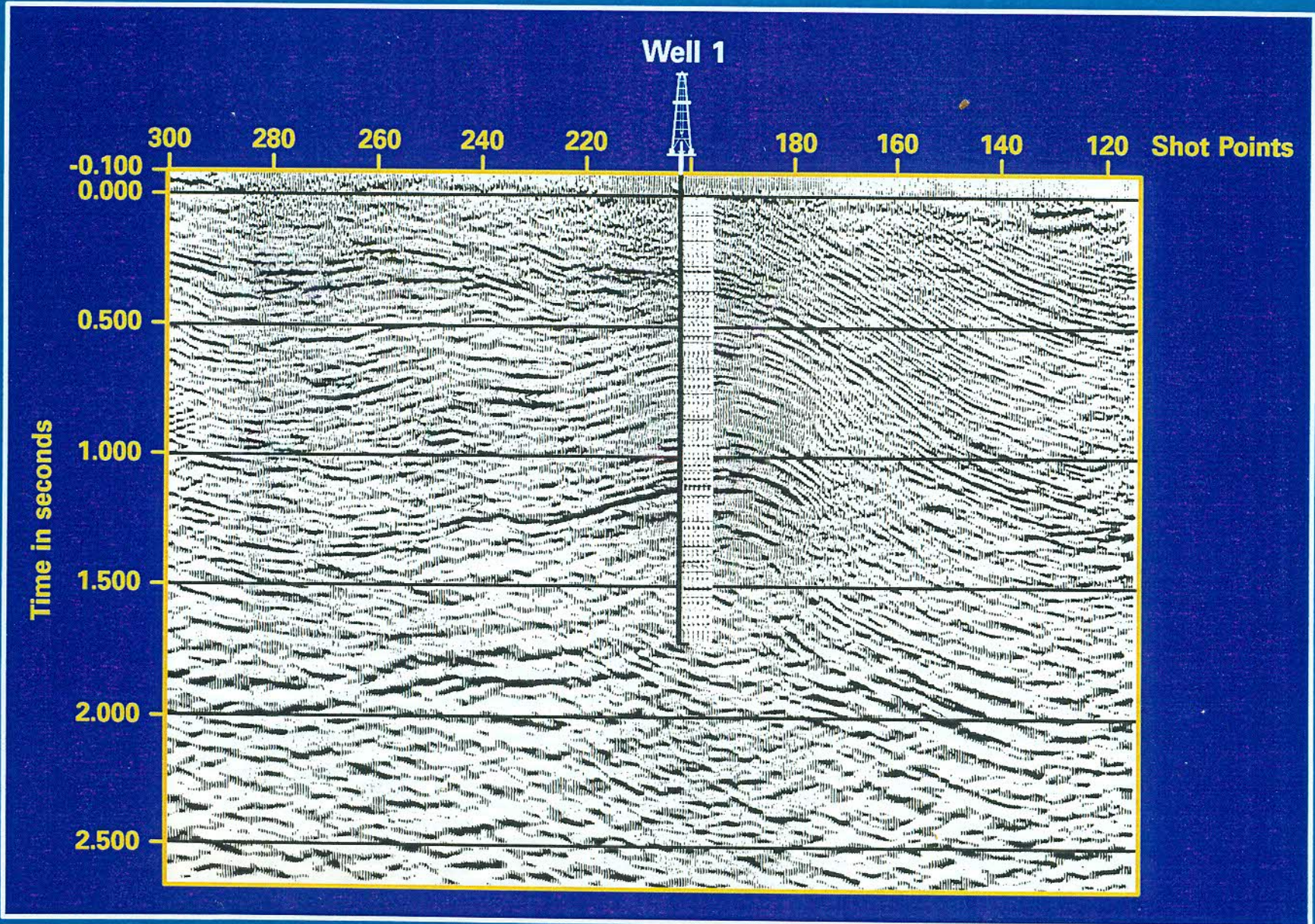
STUDIO DELLE VELOCITA'

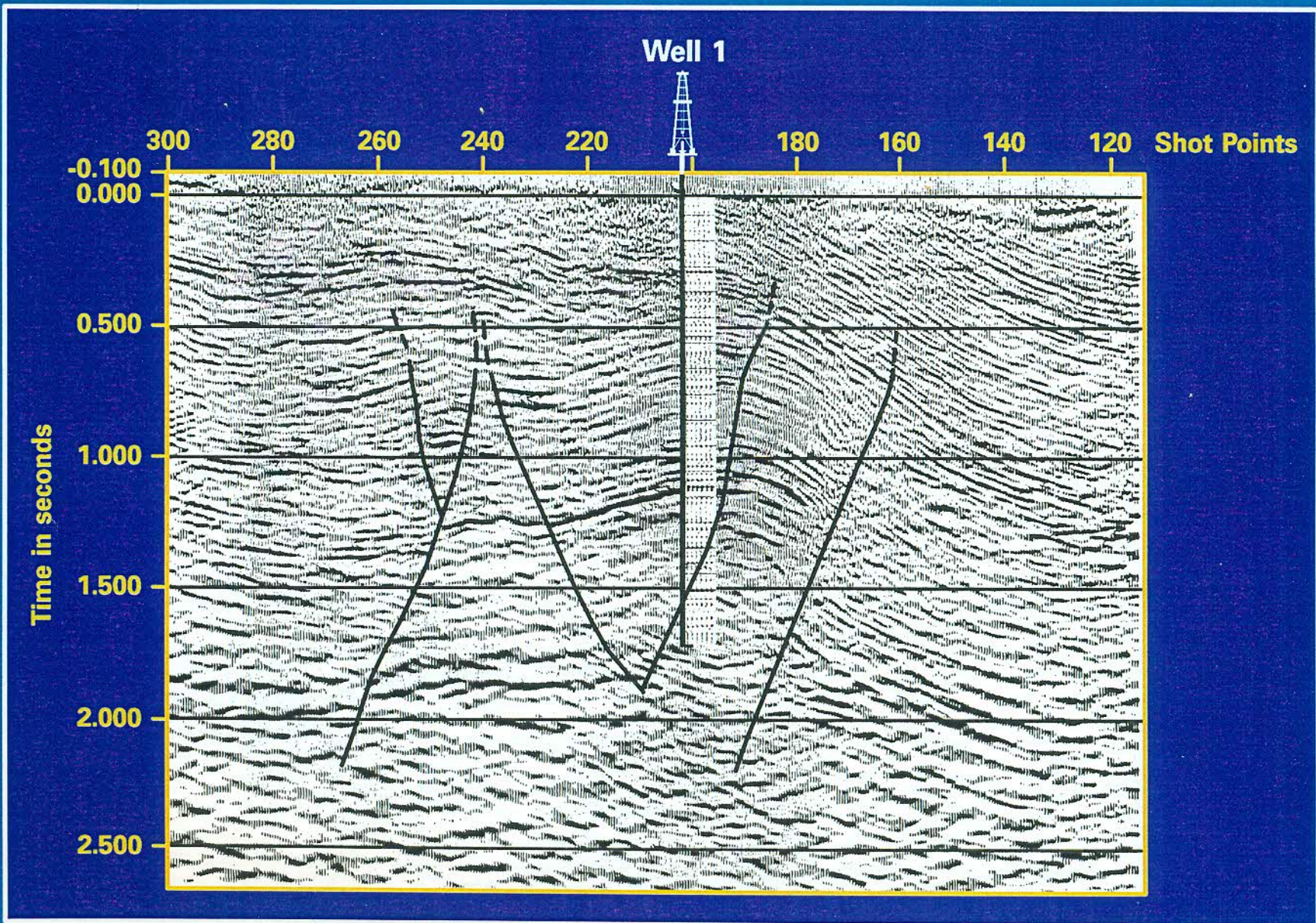


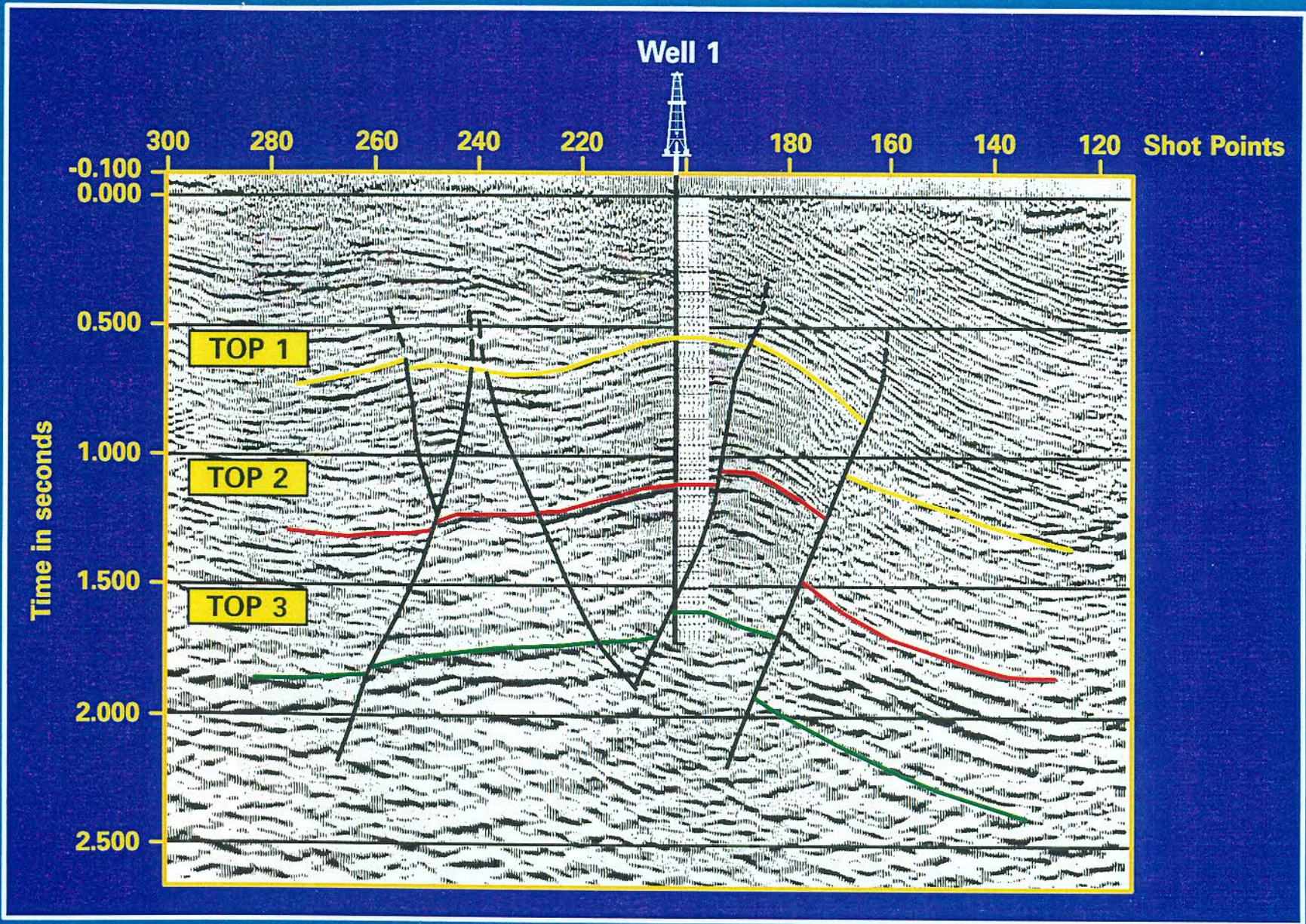
**CONVERSIONE IN PROFONDITA'
E
CALIBRAZIONE AI POZZI**



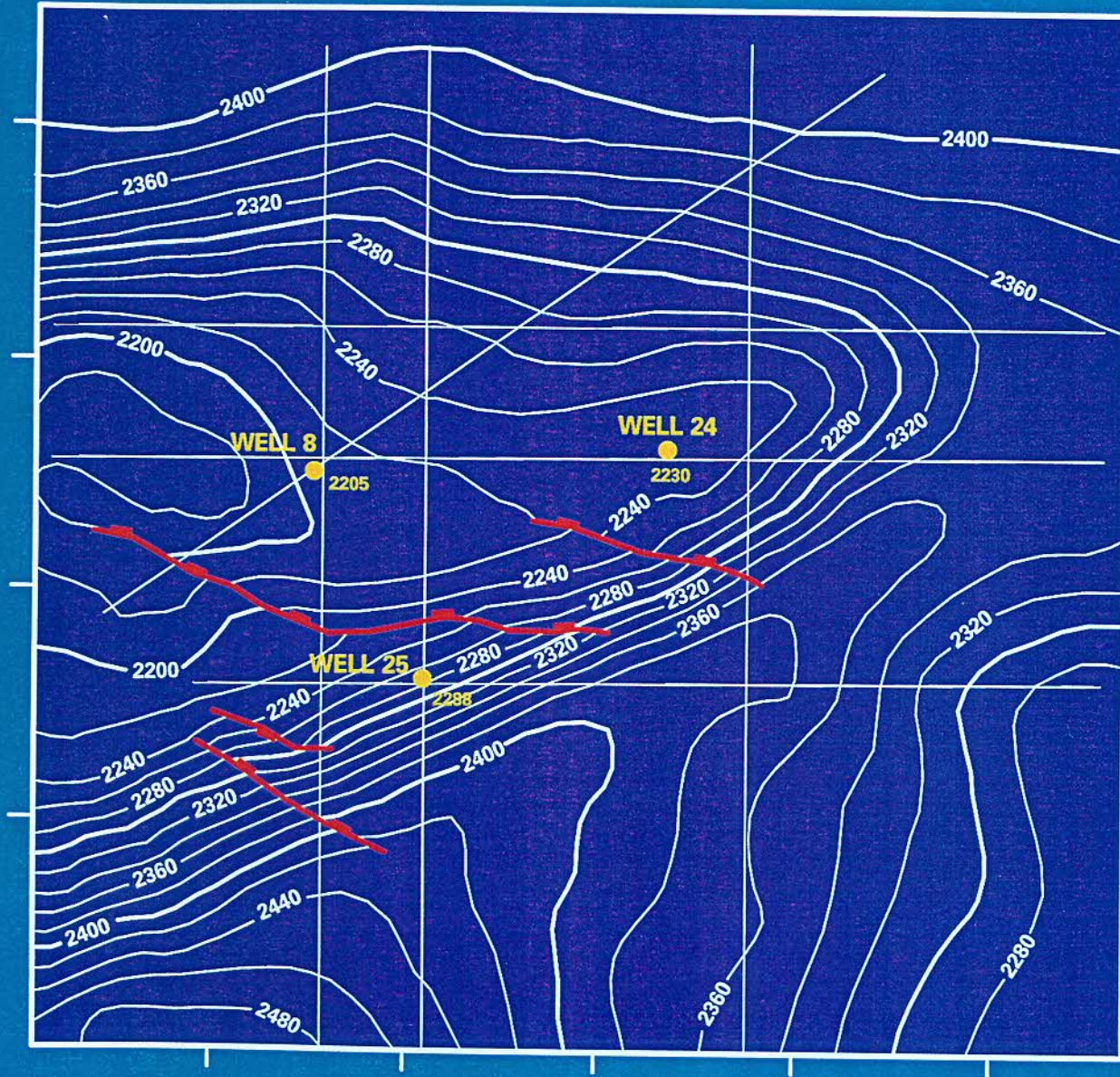
**MAPPE DEL TOP E DEL BOTTOM
PER I LIVELLI MINERALIZZATI**



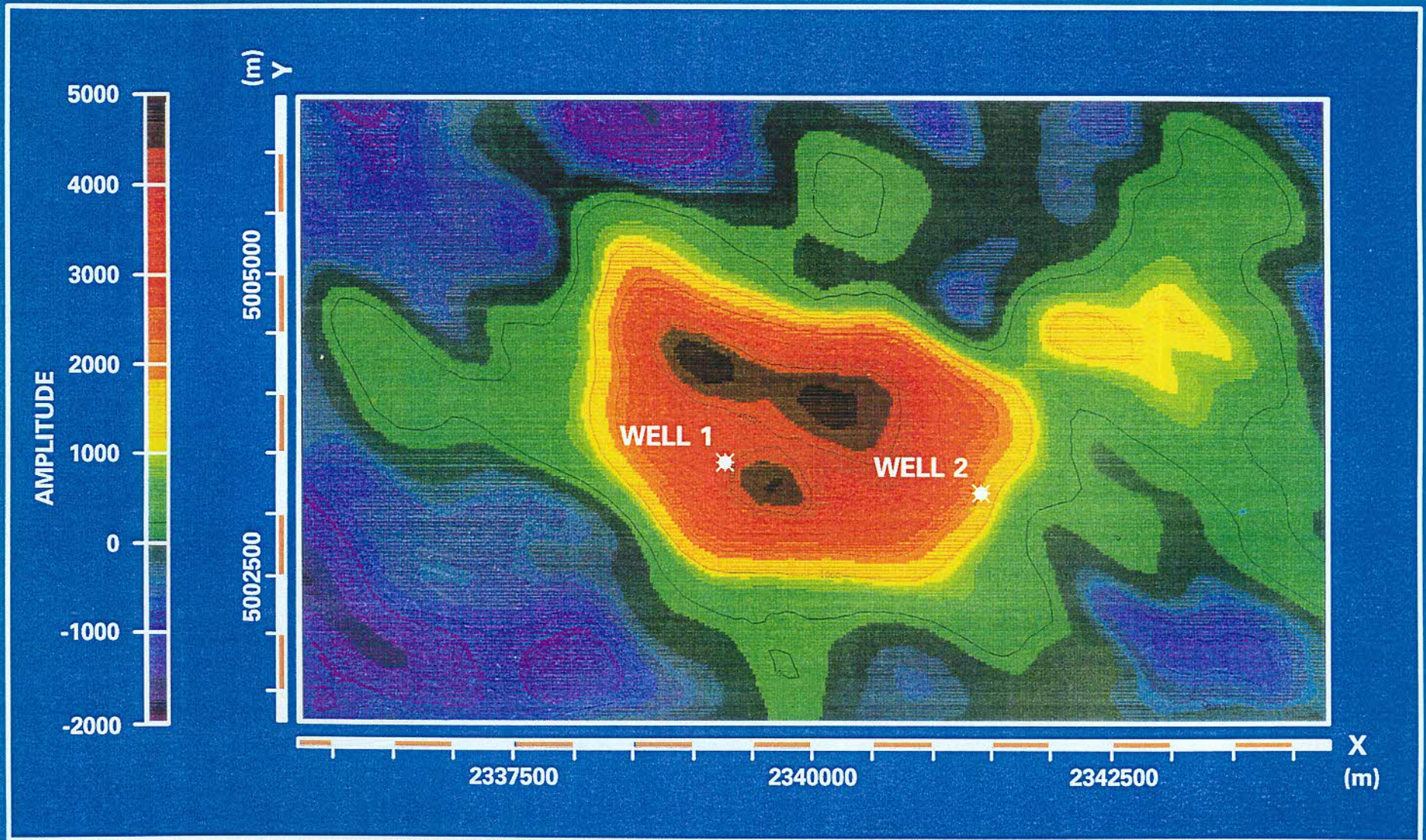




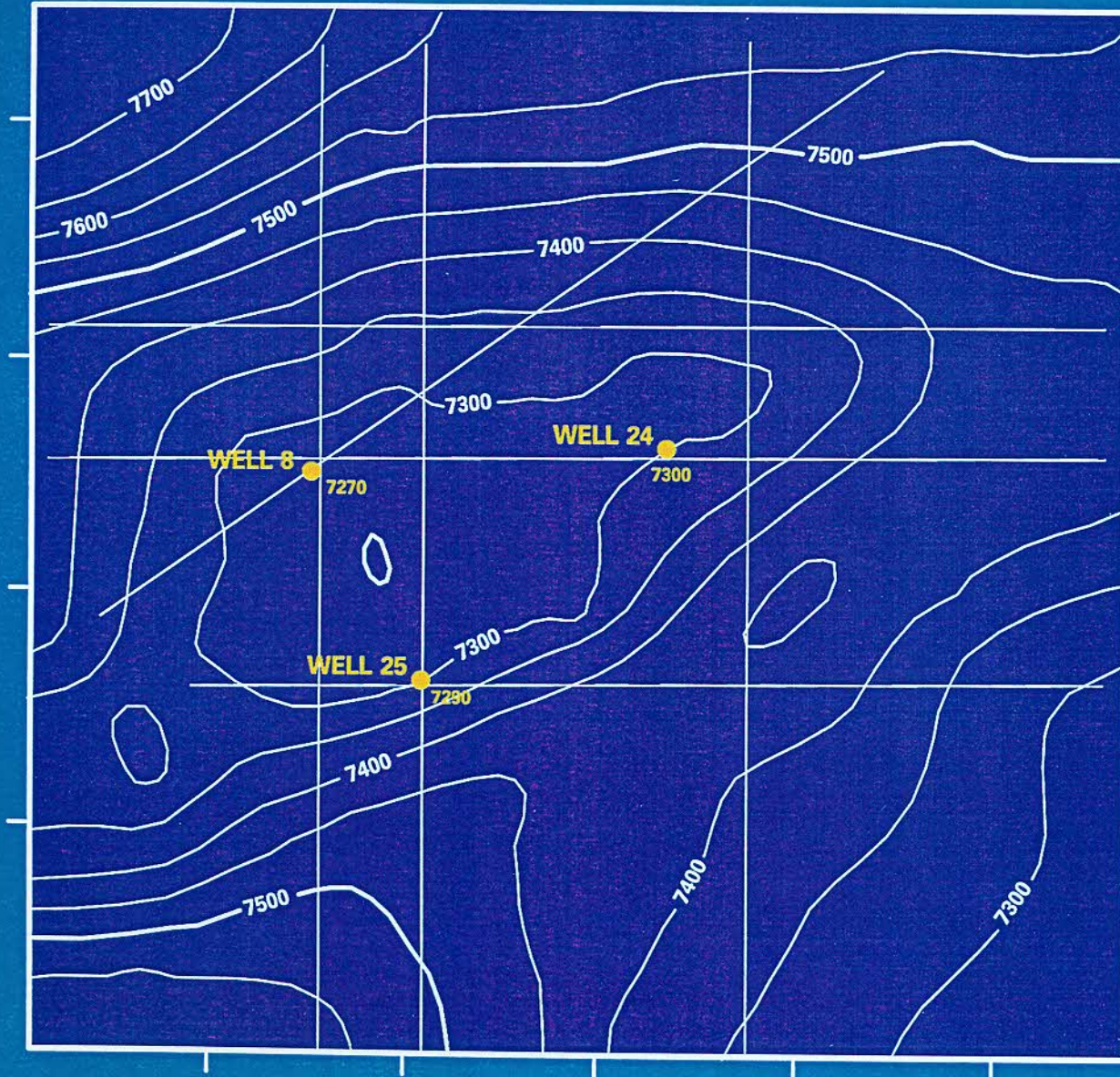
MIGRATED TIME MAP



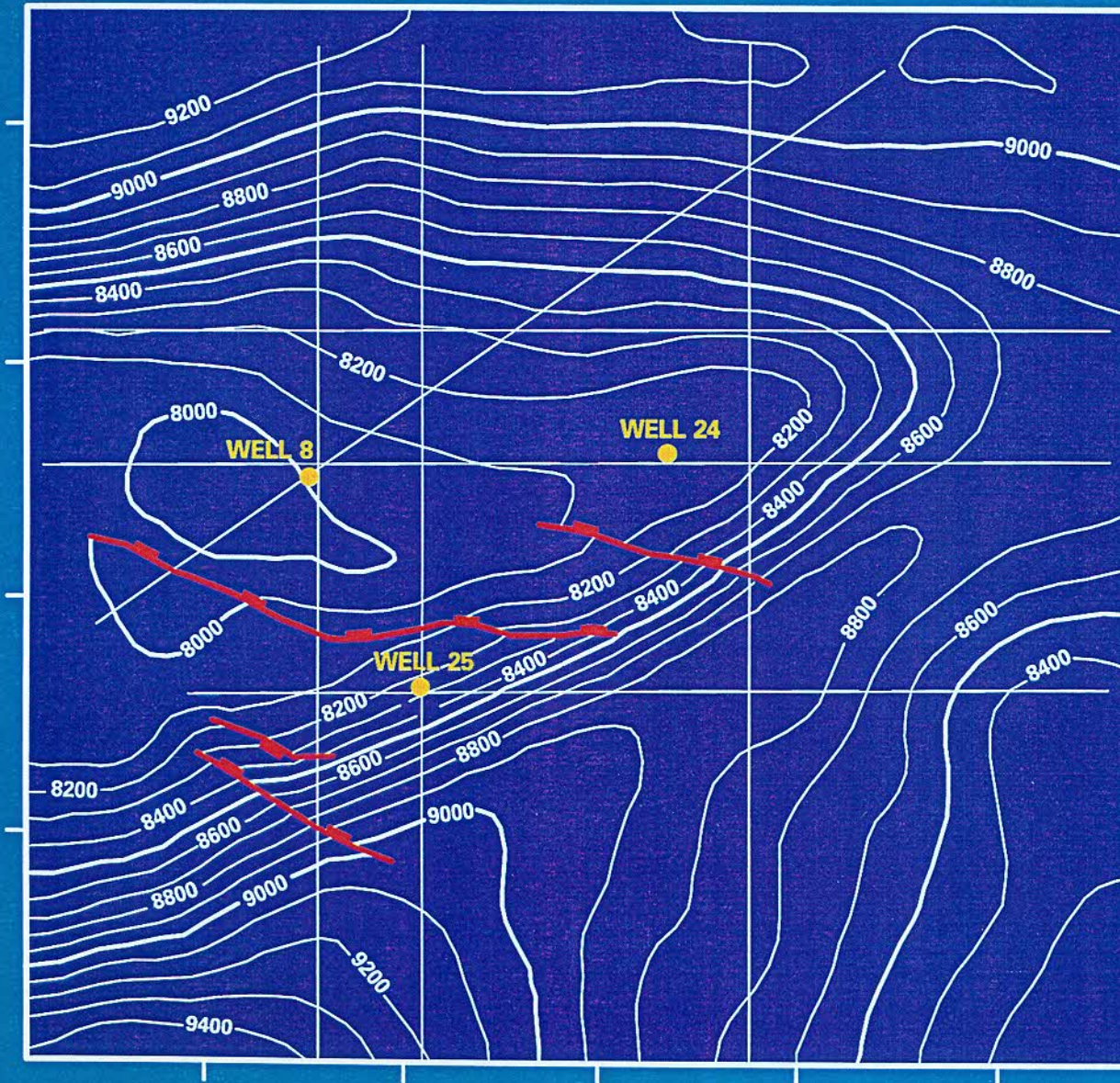
AMPLITUDE MAP



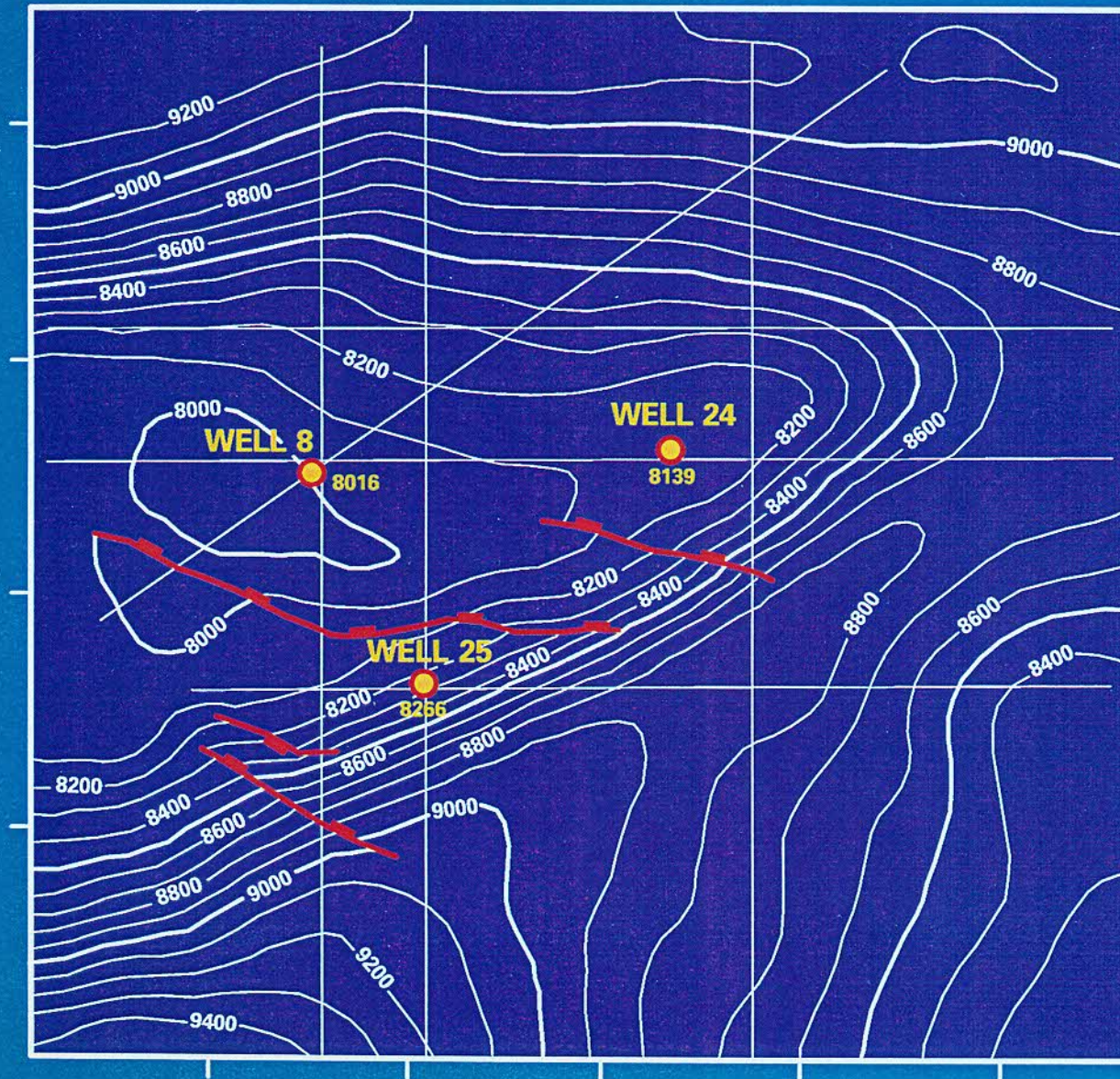
AVERAGE VELOCITY MAP



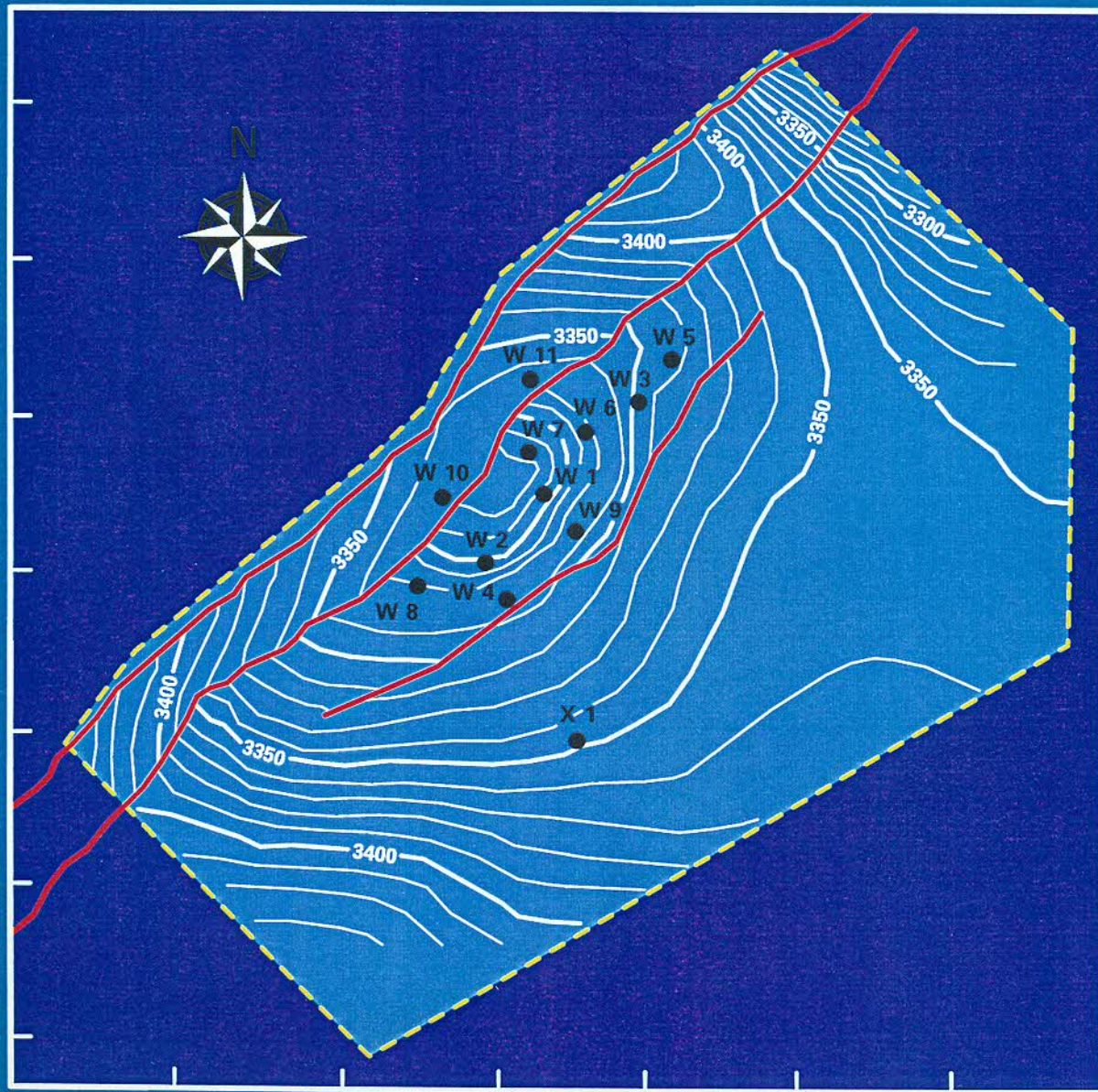
DEPTH MAP



DEPTH MAP CALIBRATED AT WELLS



TOP STRUCTURAL MAP



GEOLOGIA DI RESERVOIR PRINCIPALI AREE DI ATTIVITA'

**ELABORAZIONE DEL
MODELLO GEOLOGICO -
DINAMICO DI GIACIMENTO
FINALIZZATO ALLA
SIMULAZIONE NUMERICA**

**RESERVOIR
MANAGEMENT**

RESERVOIR MANAGEMENT

ATTIVITA' DI FOLLOW UP DEL COMPORTAMENTO PRODUTTIVO DEL CAMPO

- IDENTIFICAZIONE DEI FENOMENI RESPONSABILI DI UN EVENTUALE COMPORTAMENTO PRODUTTIVO ANOMALO



INDIVIDUAZIONE DEGLI INTERVENTI CORRETTIVI

- PROMOZIONE DI STUDI DI REVISIONE FINALIZZATI A:
 - PROGETTI DI INFILLING
 - PROGETTI DI RECUPERO ASSISTITO
 - VERIFICA AREE MARGINALI
 - PROPOSTE DI WORK OVER

MODELLO GEOLOGICO

- **DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLA GEOMETRIA DEL SERBATOIO E DELLE SUE CARATTERISTICHE INTERNE IN RELAZIONE ALLE CARATTERISTICHE DEI FLUIDI IN ESSO CONTENUTI ED ALLA SUA VITA PRODUTTIVA (SI DEVE CONSIDERARE CHE IL GIACIMENTO SI FORMA IN TEMPI GEOLOGICI E VIENE SFRUTTATO IN TEMPI BREVISSIMI)**
- **E' IL RISULTATO DI UNO STUDIO INTEGRATO DI MOLTE DISCIPLINE CHE AGISCONO INTERATTIVAMENTE E SERVE DI BASE AL MODELLO DINAMICO**

GEOLOGIA DI RESERVOIR "MODELLO GEOLOGICO - DINAMICO"

FASI DI SVILUPPO

ANALISI CRITICA DEI DATI A DISPOSIZIONE:

**SISMICA, LOGS, CAROTE, DST, RFT, SEDIMENTOLOGIA
E PETROGRAFIA, PVT, GEOCHIMICA, BIOSTRATIGRAFIA, ECC.**

SINTESI DEI DATI

**REALIZZAZIONE DEL MODELLO
GEOLOGICO-DINAMICO FINALIZZATO
AL MODELLO NUMERICO
(FLOW SIMULATION)**

MODELLO GEOLOGICO DI GIACIMENTO

- DEFINIZIONE DEI LIMITI DEL GIACIMENTO

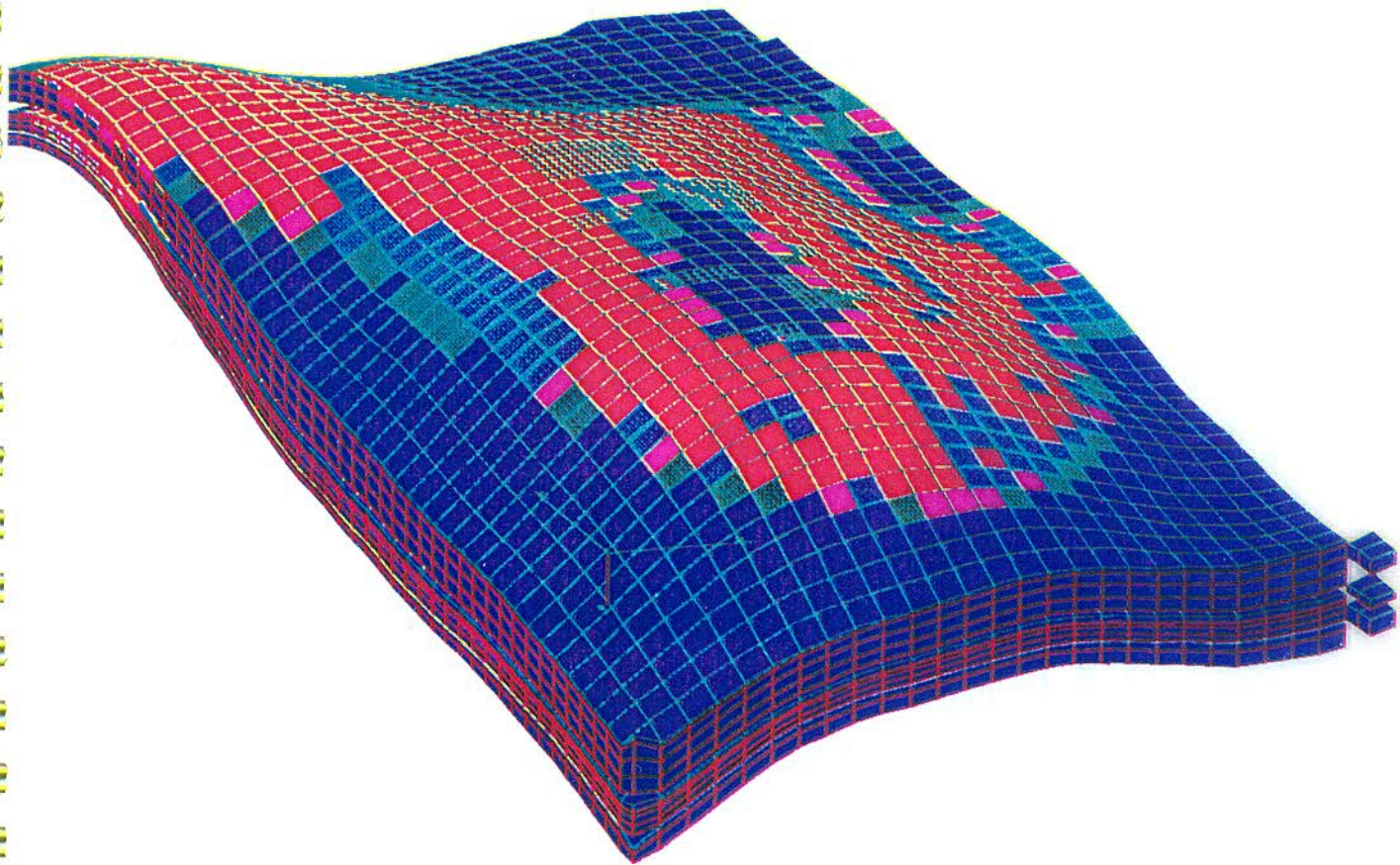
**- DEFINIZIONE DELLA GEOMETRIA INTERNA
DEL RESERVOIR**

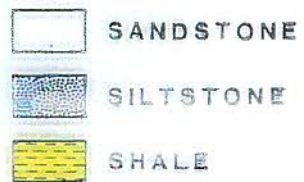
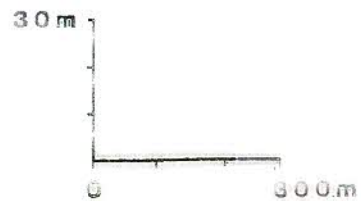
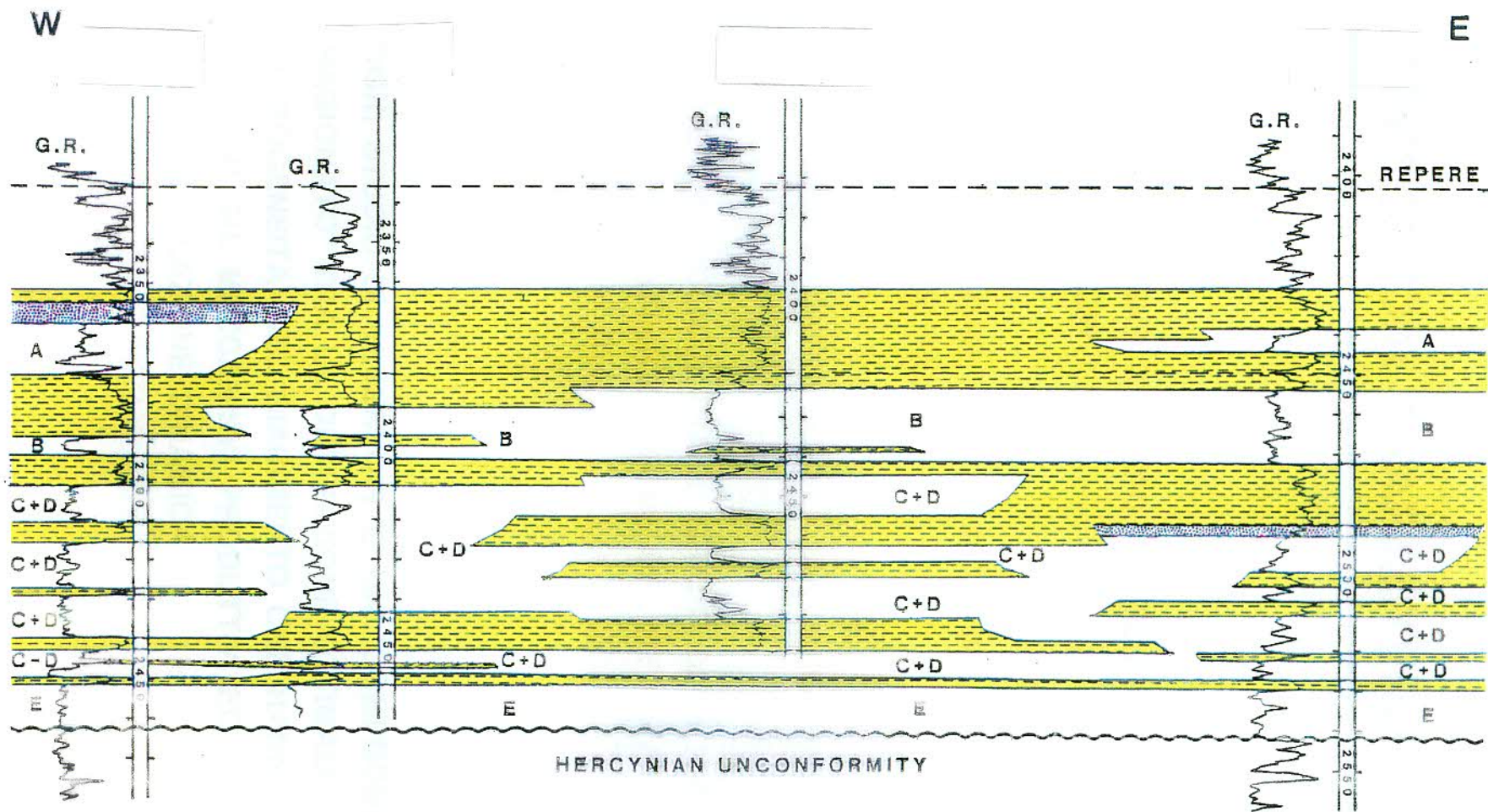
**- CARATTERIZZAZIONE PETROFISICA DEL
GIACIMENTO**

**- RICOSTRUZIONE DEI CONTATTI E DEGLI
EQUILIBRI TRA FLUIDI**

- VALUTAZIONE DEGLI IDROCARBURI IN POSTO

**- PREPARAZIONE DEI DATI PER UN MODELLO
DI SIMULAZIONE DINAMICA**





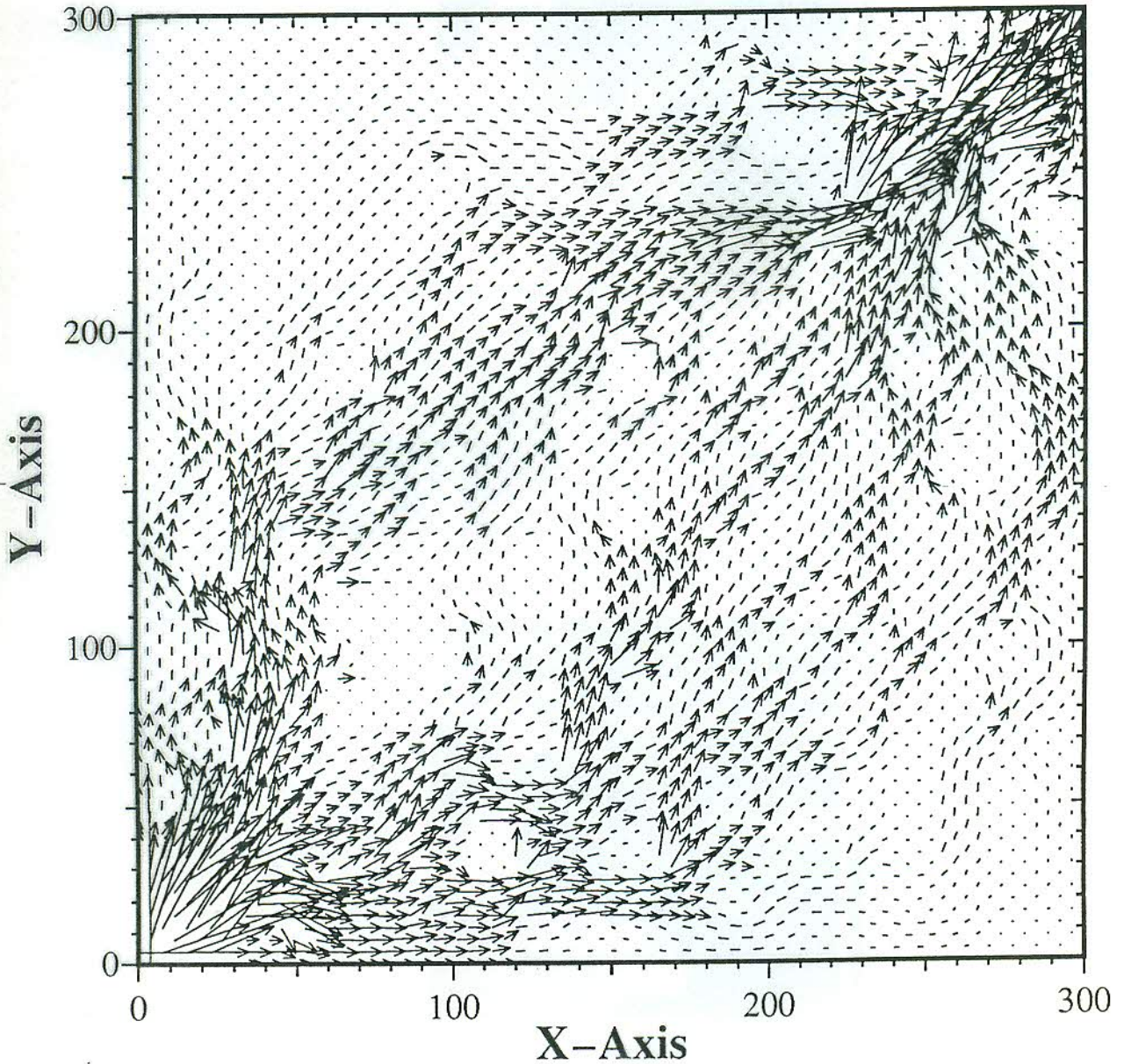
"RESERVOIR CHARACTERIZATION"

- IDENTIFICAZIONE DEL TIPO DI ETEROGENEITA' DEL RESERVOIR
- QUANTIFICAZIONE DELL'IMPATTO DELLE ETEROGENEITA' SUL MOTO DEI FLUIDI
- DEFINIZIONE DEGLI SCHEMI DI FLUSSO
- INTERDIPENDENZA TRA IL GRADO DI DETTAGLIO DELLA CARATTERIZZAZIONE DEL RESERVOIR E LA POTENZIALITA' DEL MODELLO DI SIMULAZIONE DINAMICA

OGNI STUDIO DI RESERVOIR E' UN "COMPROMESSO RAGIONATO" TRA LA DESCRIZIONE OTTIMALE DELLE ETEROGENEITA' DEL GIACIMENTO CHE HANNO UN IMPATTO SUI MECCANISMI PRODUTTIVI ED I VINCOLI DELLA SIMULAZIONE DINAMICA

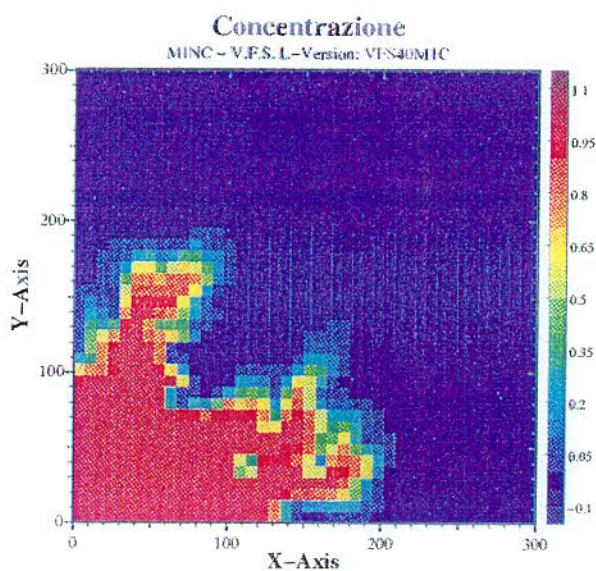
Campo di Velocita'

MINC - V.F.S. L-Version: VFS40M1C



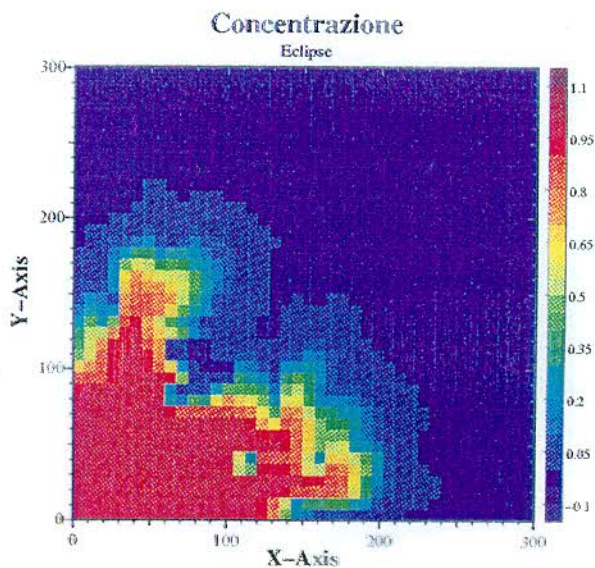
Mon Feb 21 19:16:07 1994

Grid= 40 x 40
Tempo= .20D+02 giorni
Passo= .10D+00 giorni
CFL= .8632D+00
M= 1



Mon Feb 21 19:30:12 1994

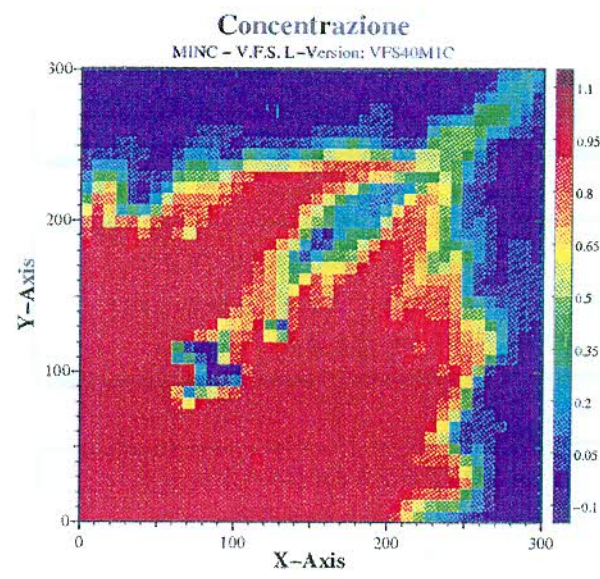
Grid= 40 x 40
Tempo= .20D+03 giorni
Permeabilita' C
M= 1



Confronto fra Eclipse100 e prototipo E.F.Misti-V.F.Str.: fronte di concentrazione a .2 PVI, su di una griglia 40 x 40 diagonale, con rapporto di mobilità 1 e permeabilità variabile (caso C).

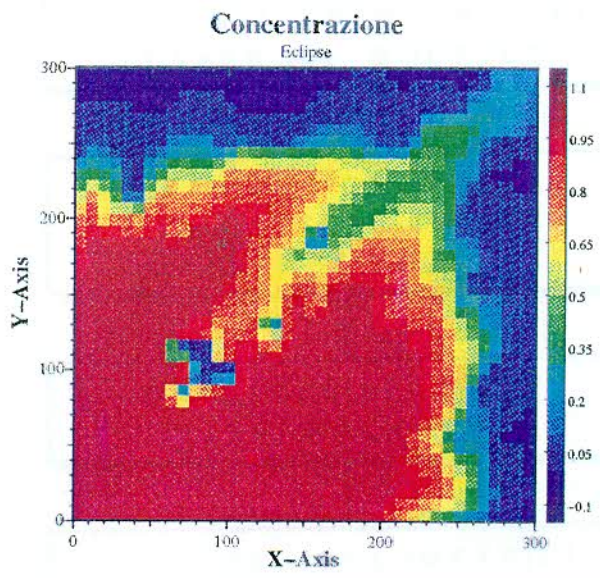
Mon Feb 21 19:19:47 1994

Grid= 40 x 40
Tempo= .60D+02 giorni
Passo= .10D+00 giorni
CFL= .3638D+00
M= 1



Mon Feb 21 19:23:09 1994

Grid= 40 x 40
Tempo= .60D+03 giorni
Permeabilita' C
M= 1



Confronto fra Eclipse100 e prototipo E.F.Misti-V.F.Str.: fronte di concentrazione a .6 PVI, su di una griglia 40 x 40 diagonale, con rapporto di mobilità 1 e permeabilità variabile (caso C).

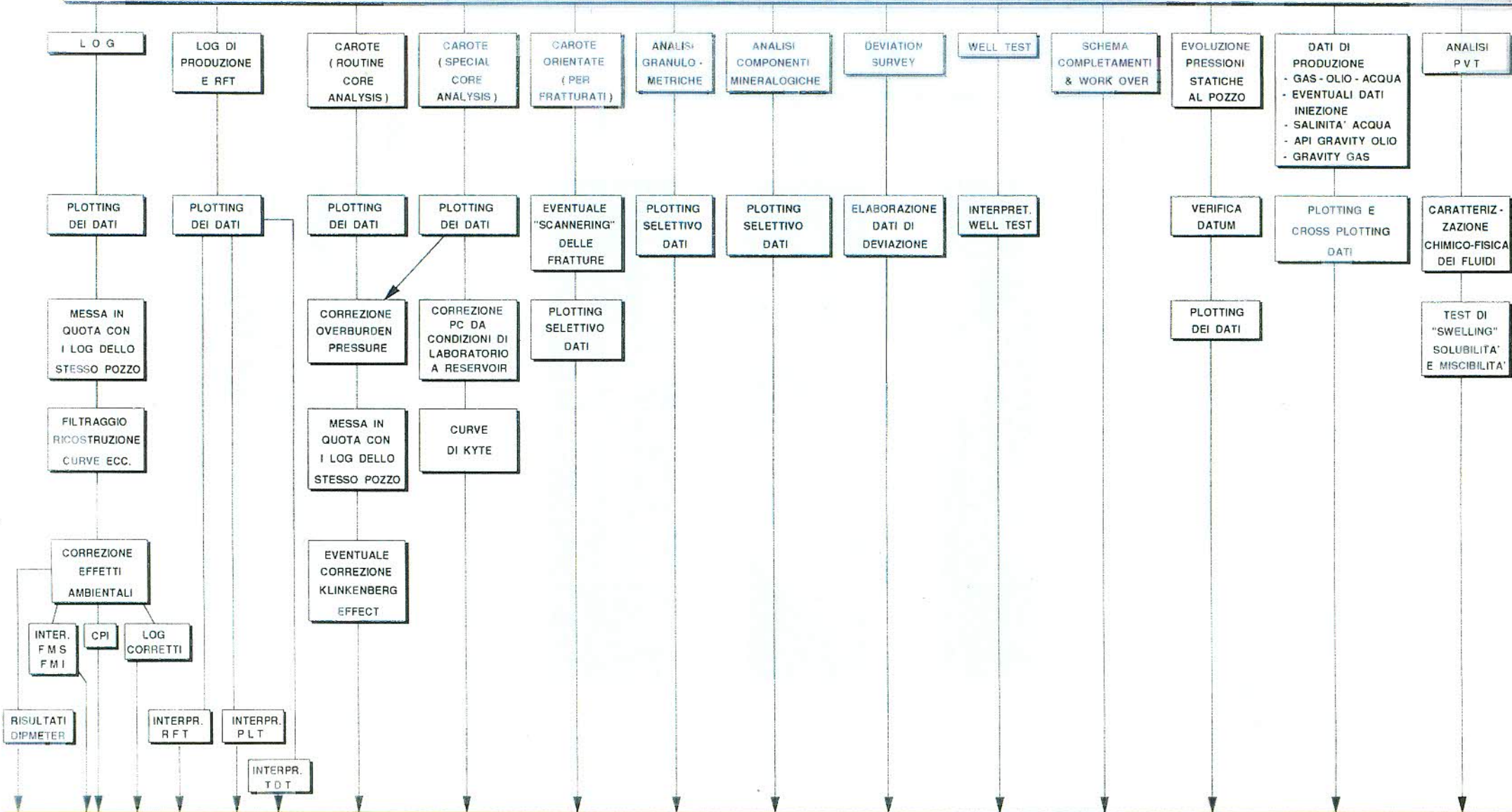
FASI PRINCIPALI DELLA CARATTERIZZAZIONE INTERNA DEL RESERVOIR



CORREZIONE ED OMOGENEIZZAZIONE DEI DATI DEI SINGOLI POZZI

A

DATI DEI SINGOLI POZZI



DATA BASE DI PROGETTO COMPLETO CONTENENTE PER OGNI POZZO :

- DATI CORRETTI SECONDO UN CRITERIO OMOGENEO (UNICO PER TUTTI I POZZI)
- DATI PROVENIENTI DA FONTI DIVERSE RESI CONFRONTABILI

DEFINITION OF INTERNAL GEOMETRY

DEFINITION OF CONTACTS

IDENTIFICATION OF COMPARTMENTS

DETECTION AND SPATIAL DISTRIBUTION OF THE MAIN RESERVOIR BODIES

ANALYSIS OF THE DISTRIBUTION OF THE PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS *

MAIN TOOLS AND INPUTS :

- LOGS & LOGS INTERPRETATIONS
- RFT INTERPRETATIONS
- DST & PRODUCTION TESTS
- CAPILLARY CURVES (FROM SCAL)
- GEOLOGICAL CROSS - SECTIONS
- SEDIMENTOLOGICAL STUDY
- PETROGRAPHICAL STUDY

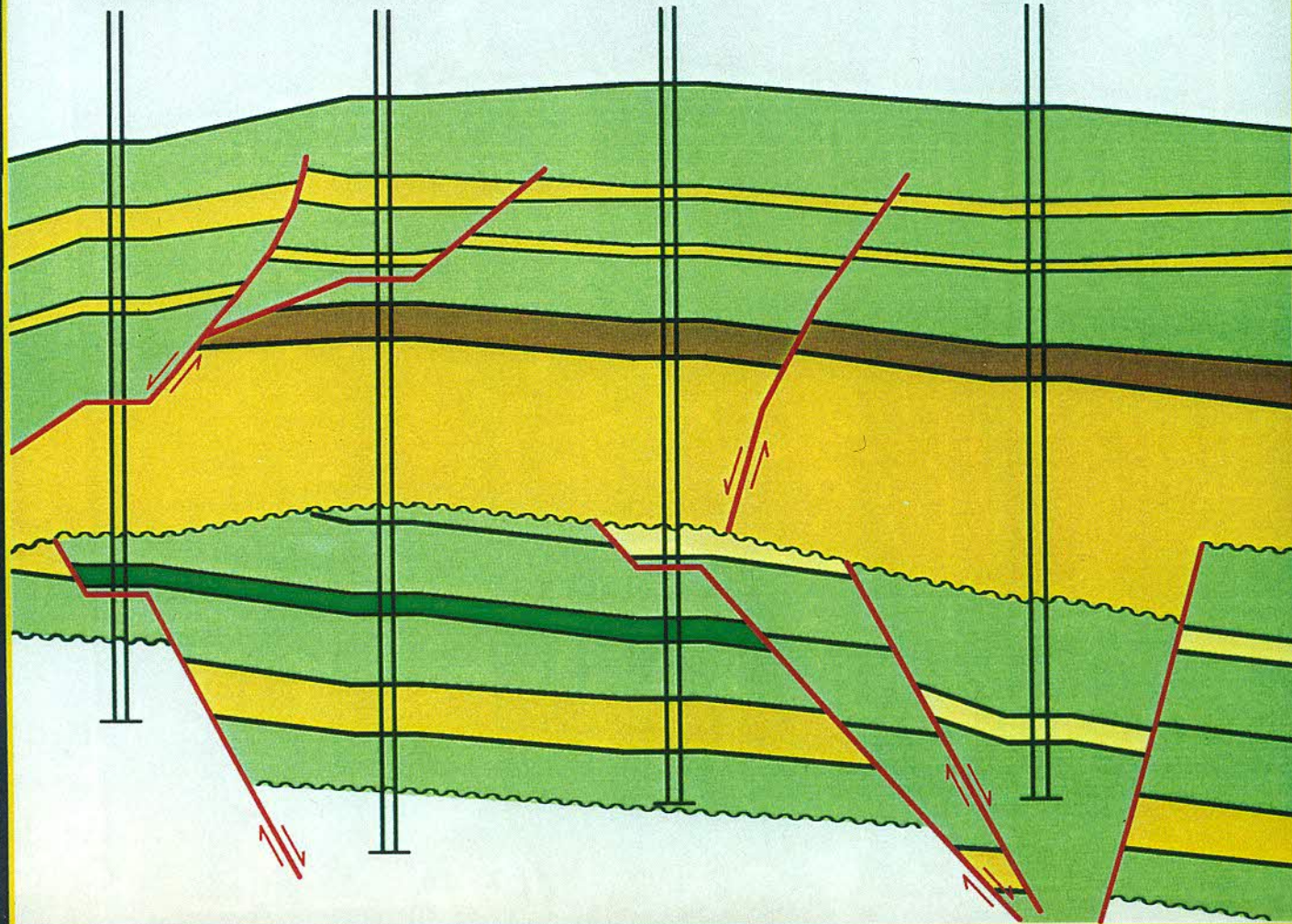
* STRICTLY RELATED TO THE PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION

WELL 2

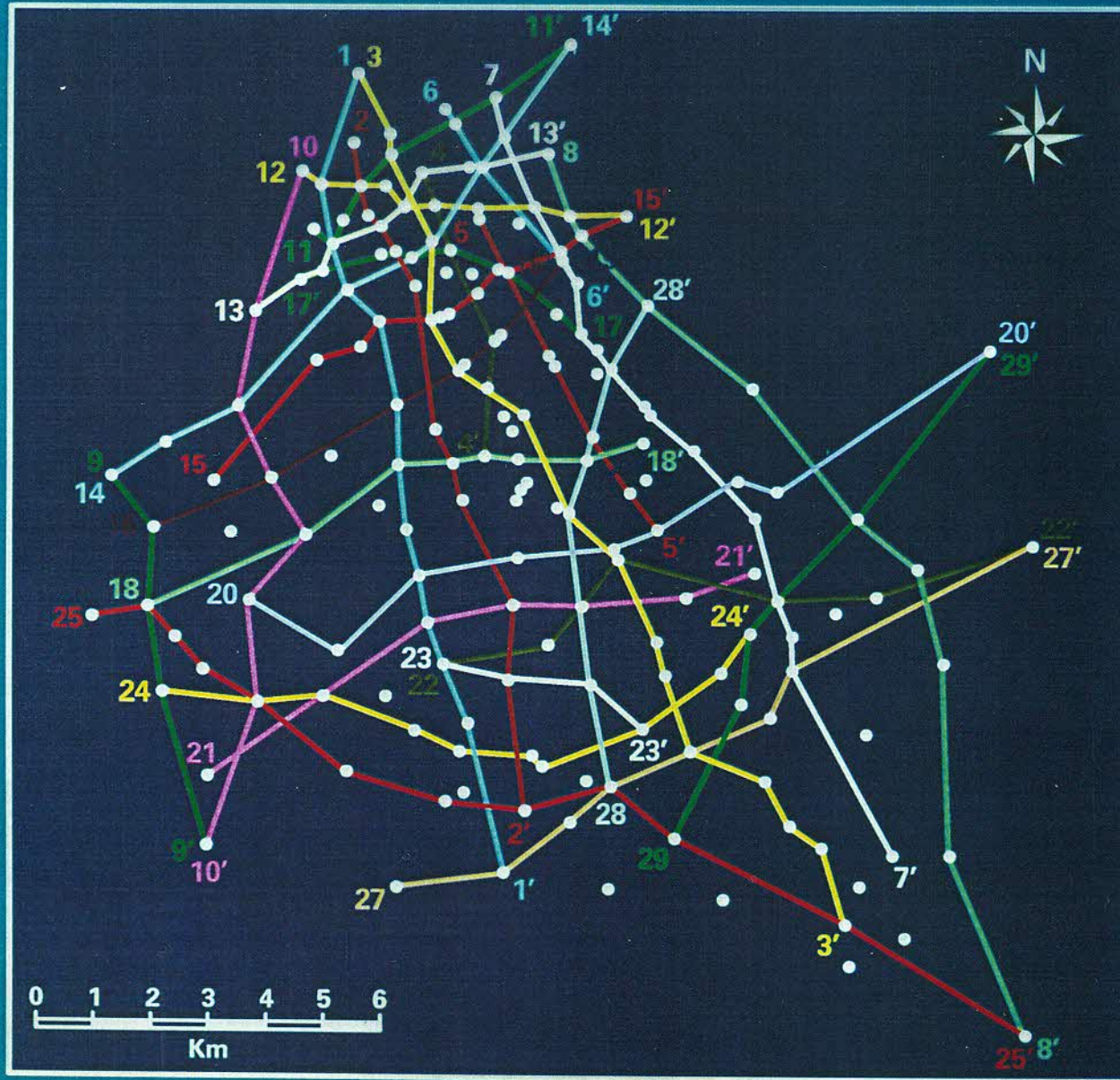
WELL 5

WELL 1

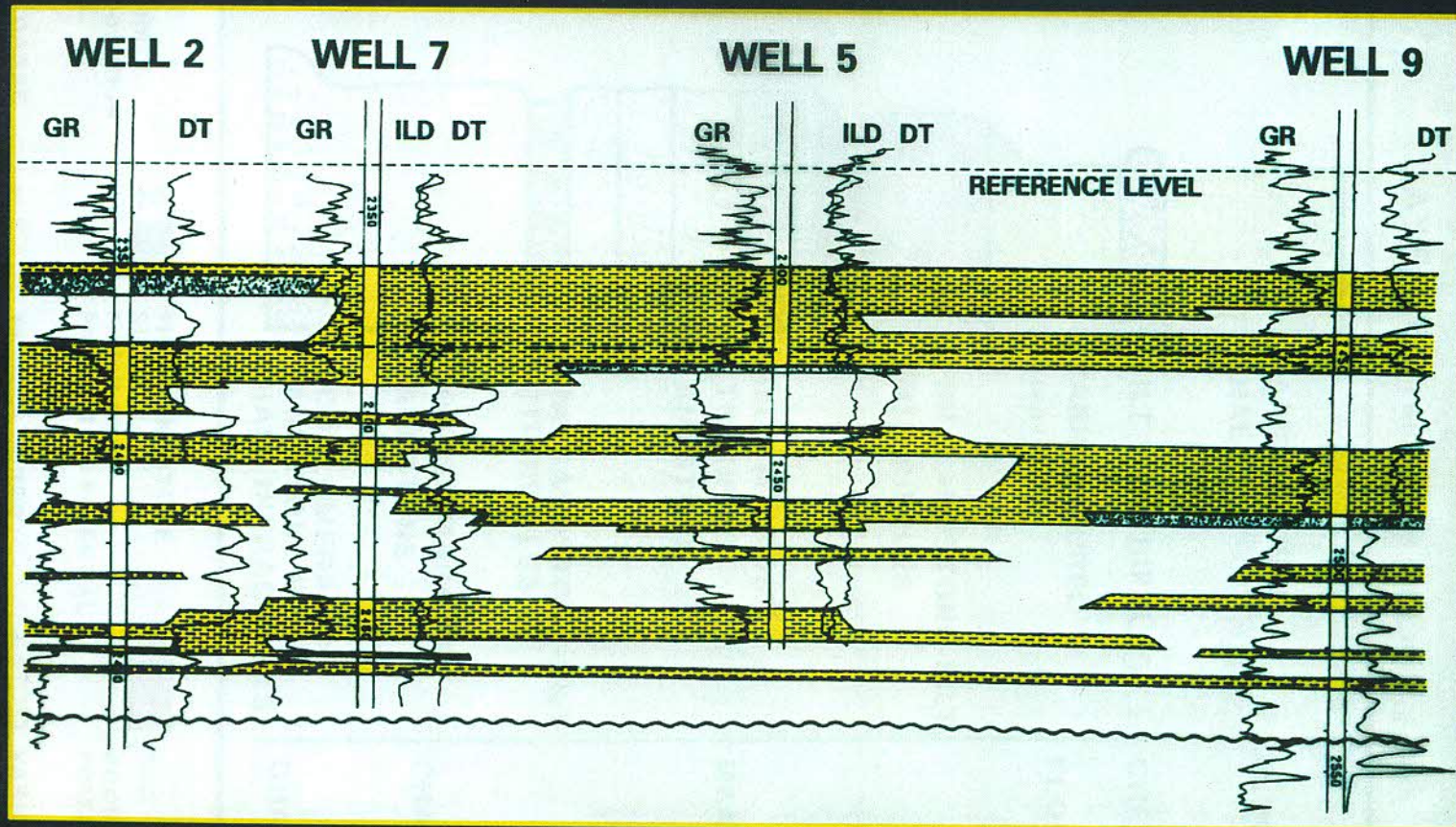
WELL 4



CROSS-SECTIONS MAP



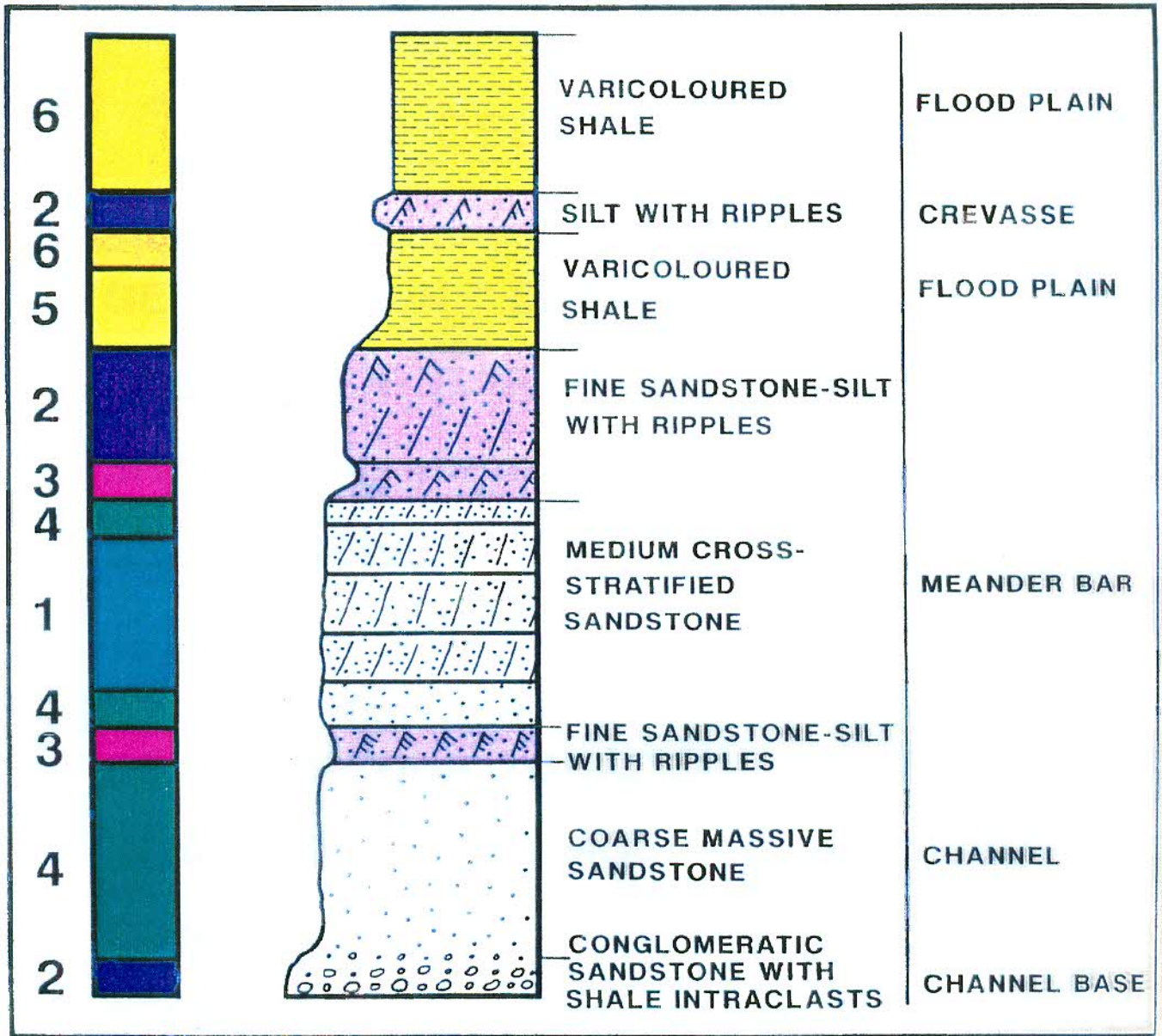
GEOLOGICAL CROSS SECTION



0 150 300 450 m.

EXAMPLE OF WELL DISCRETIZATION (CLUSTER ANALYSIS) IN SUB-SETS PETROPHYSICALLY AND SEDIMENTOLOGICALLY CONSISTENT, TO BE EXTRAPOLATED TO THE WHOLE RESERVOIR BODY

LAYER B (THICKNESS ~20 m.)



1 MEDIUM SANDSTONE
GOOD PRODUCTION POTENTIAL

2 FINE SANDSTONE SILT
FAIRLY GOOD PRODUCTION POTENTIAL

3 SILT-SHALY SILT
POOR PRODUCTION POTENTIAL

4 MEDIUM-COARSE SANDSTONE
VERY GOOD PRODUCTION POTENTIAL

5 VARICOLOURED SHALE
NO PRODUCTION POTENTIAL

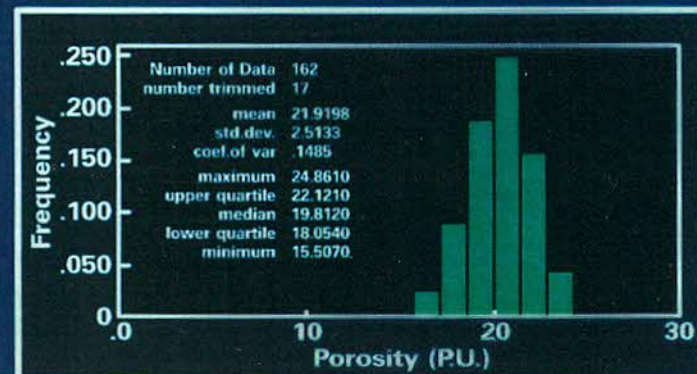
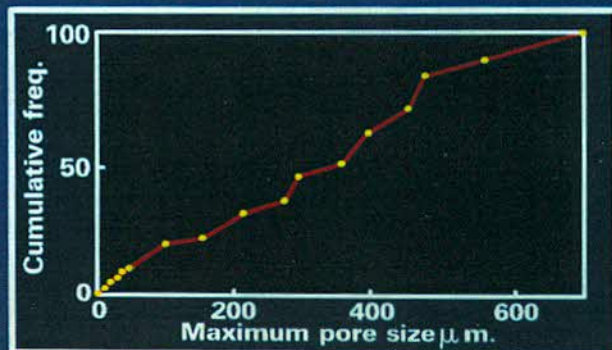
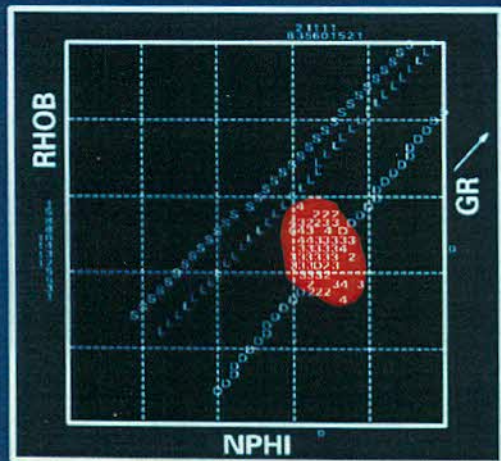
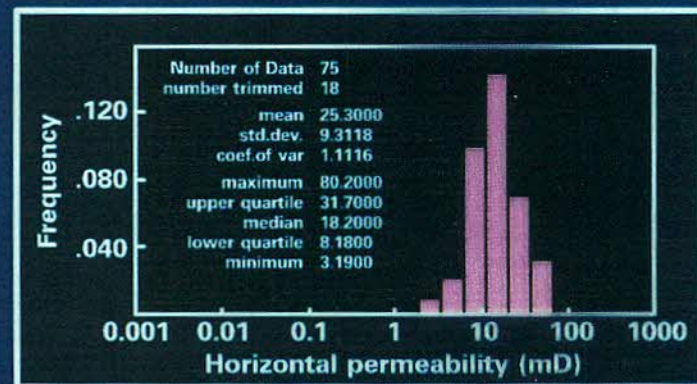
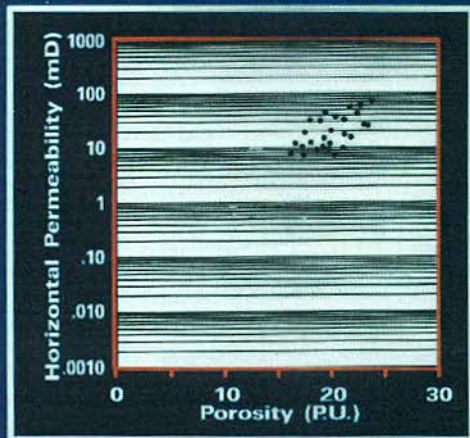
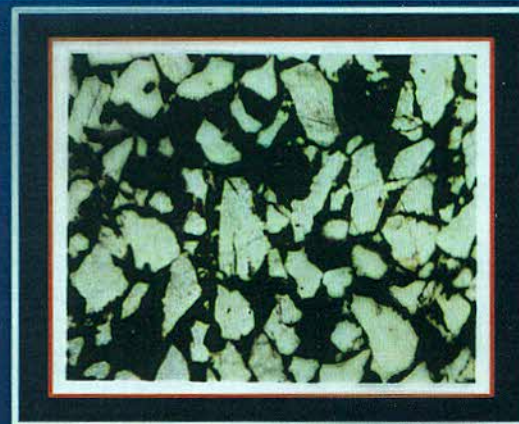
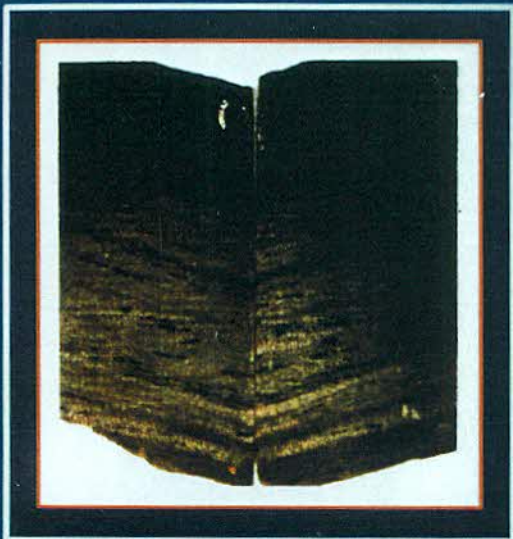
6 VARICOLOURED SHALE
NO PRODUCTION POTENTIAL

" CLUSTER ANALYSIS "

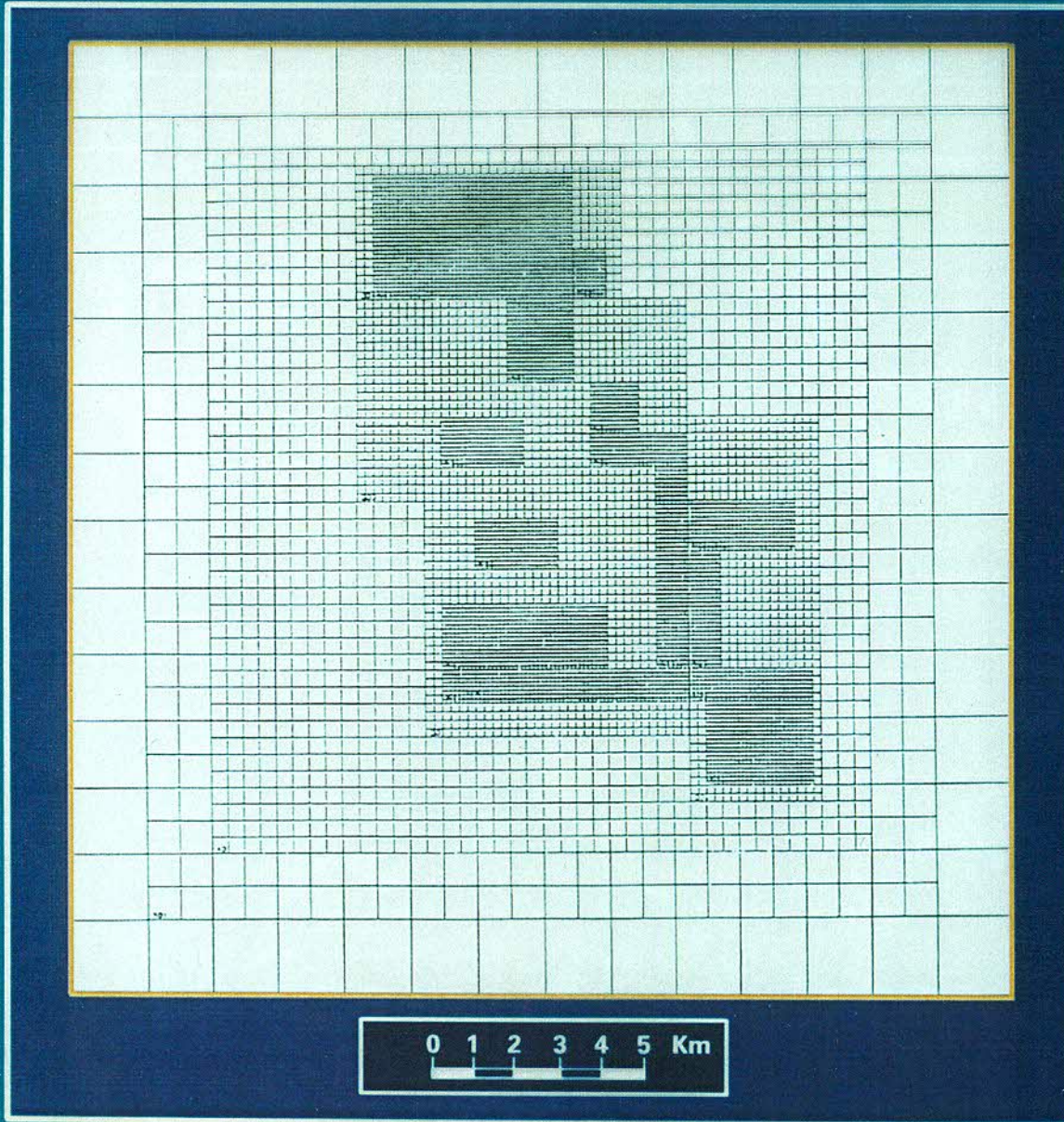
SCOPO DELLA METODOLOGIA

- GENERARE UN " DATA BASE " COMPLETO ,
COERENTE E RAPPRESENTATIVO DELLA
SITUAZIONE LITOLOGICA E PETROFISICA
DEL RESERVOIR .
- OTTENERE UNA ZONAZIONE DEL RESERVOIR
IN SOTTOINSIEMI OMOGENEI (LITOFACIES)
CON UNA CARATTERIZZAZIONE LITOLOGICA
E PETROFISICA UNIVOCA SIA
DAL PUNTO DI VISTA QUALITATIVO
CHE QUANTITATIVO .

LOG FACIES CHARACTERIZATION



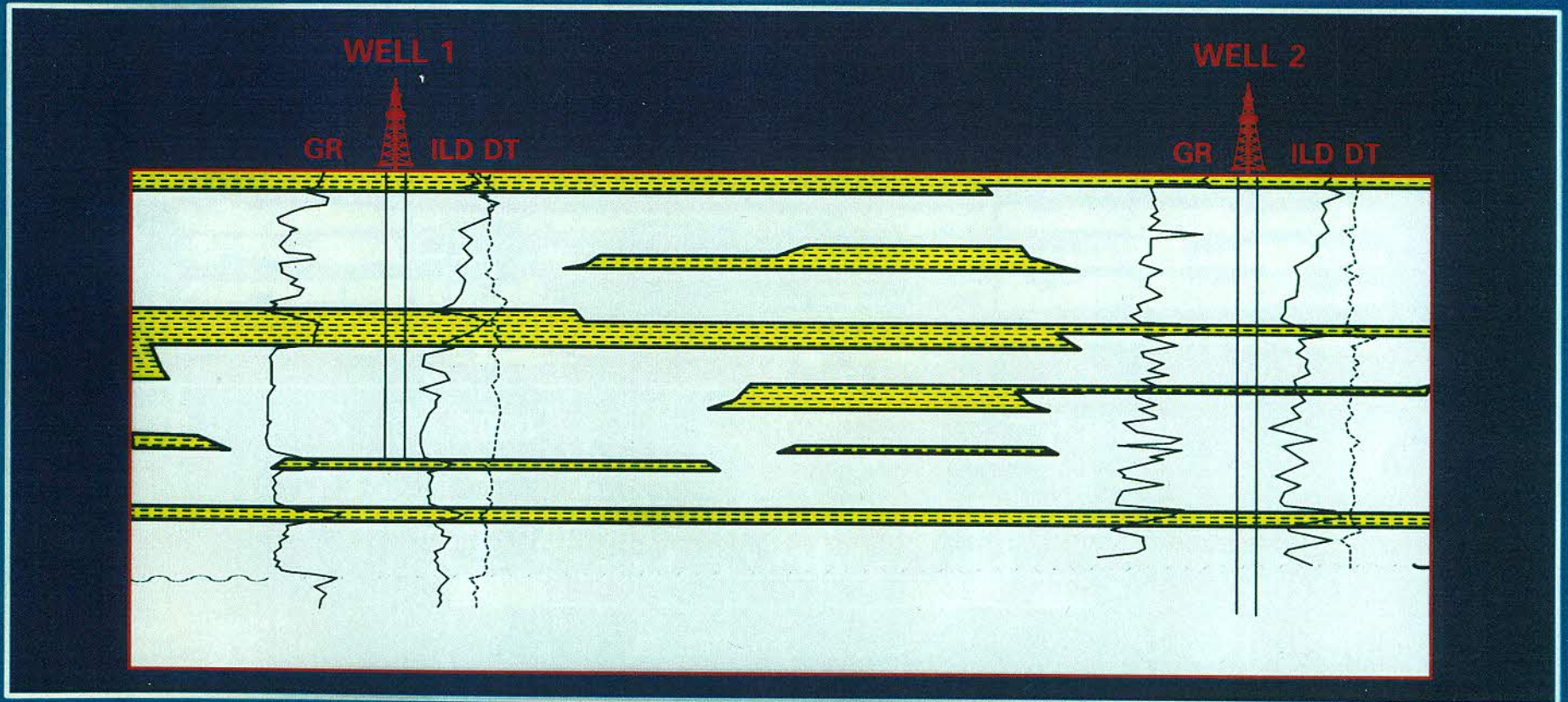
GRID REFINEMENT / GRID COARSENING



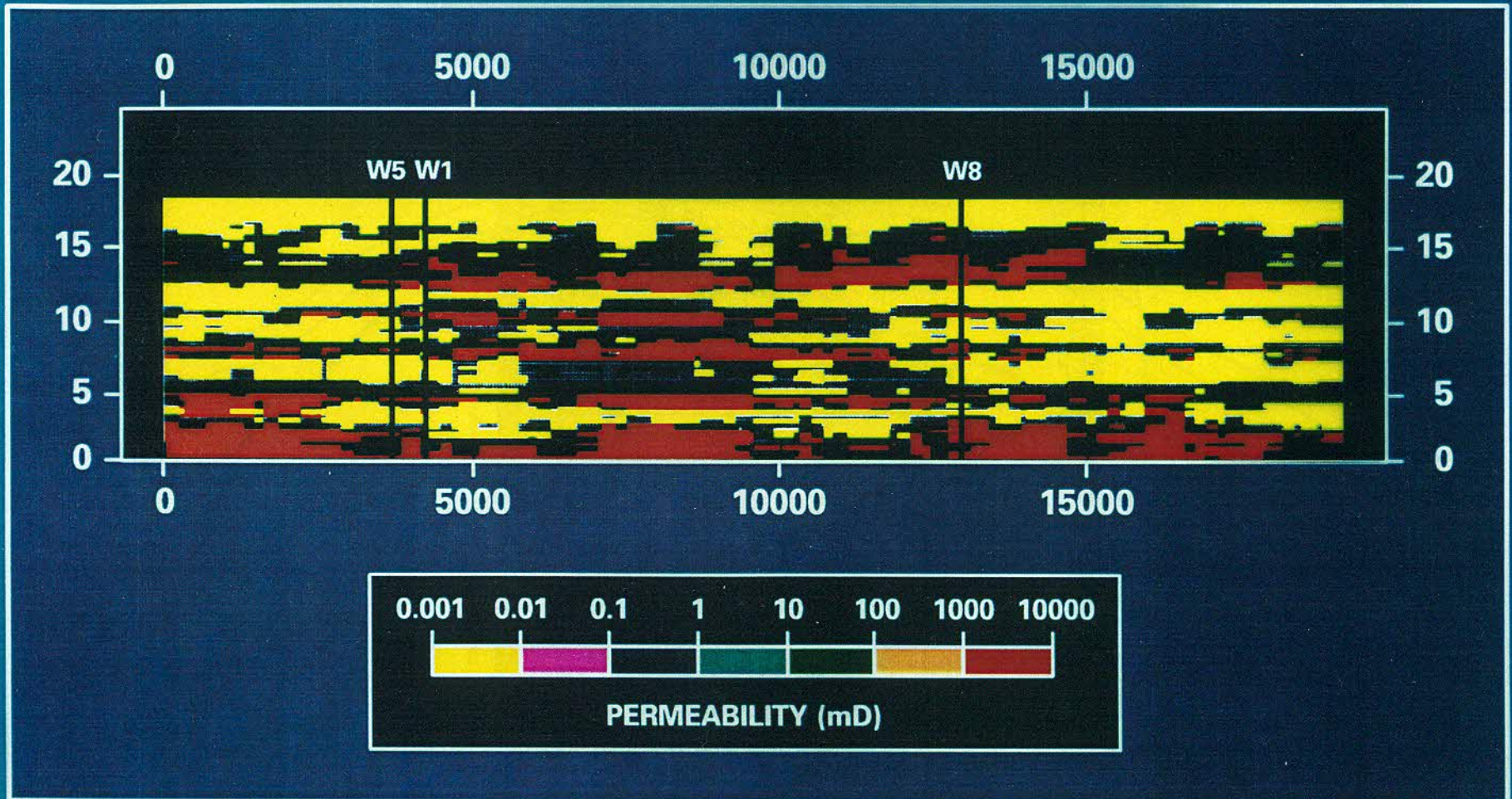
EXAMPLE OF CORNER POINT GEOMETRY



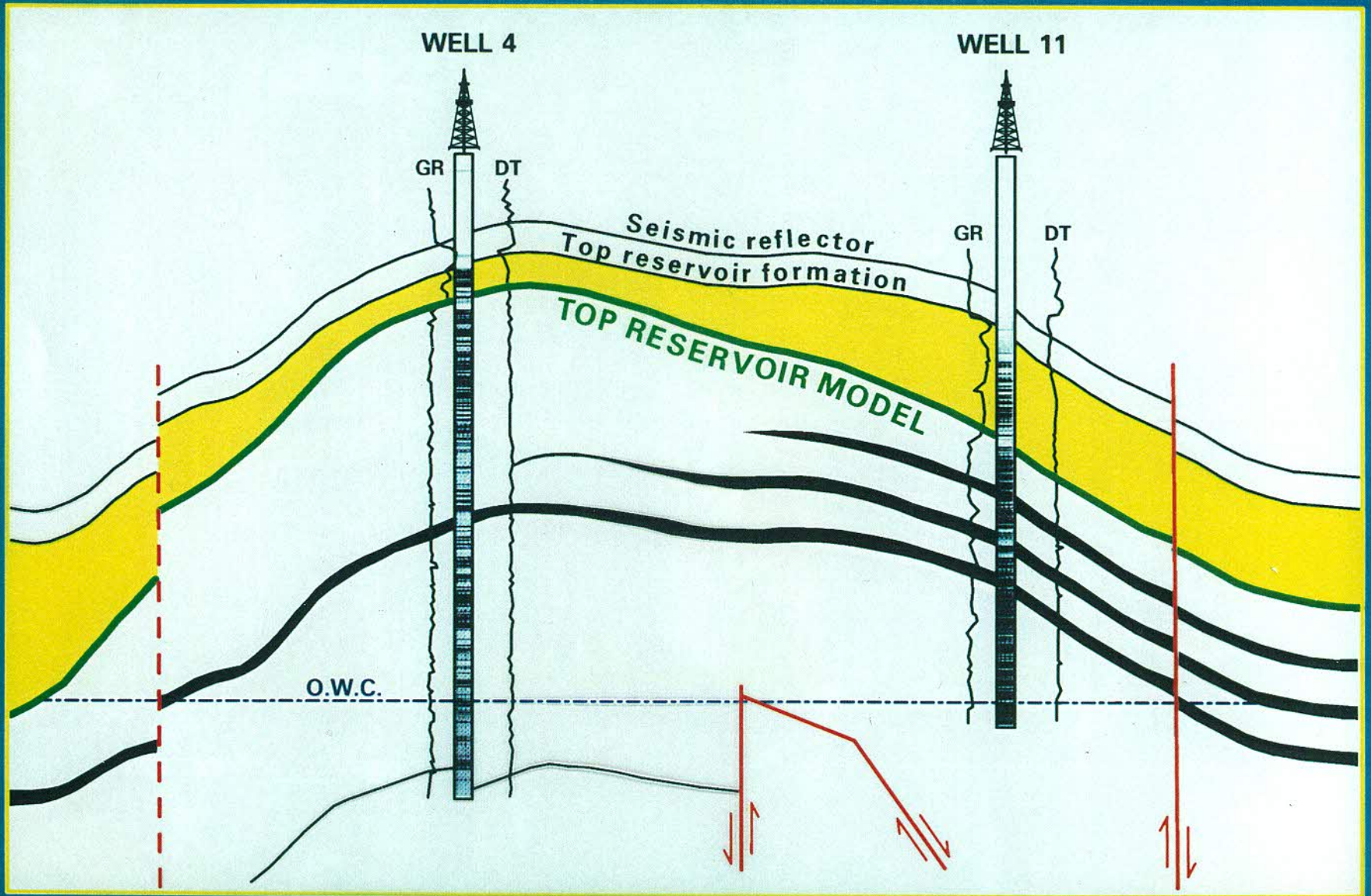
GEOLOGICAL CONSTRAINTS FOR LAYERING



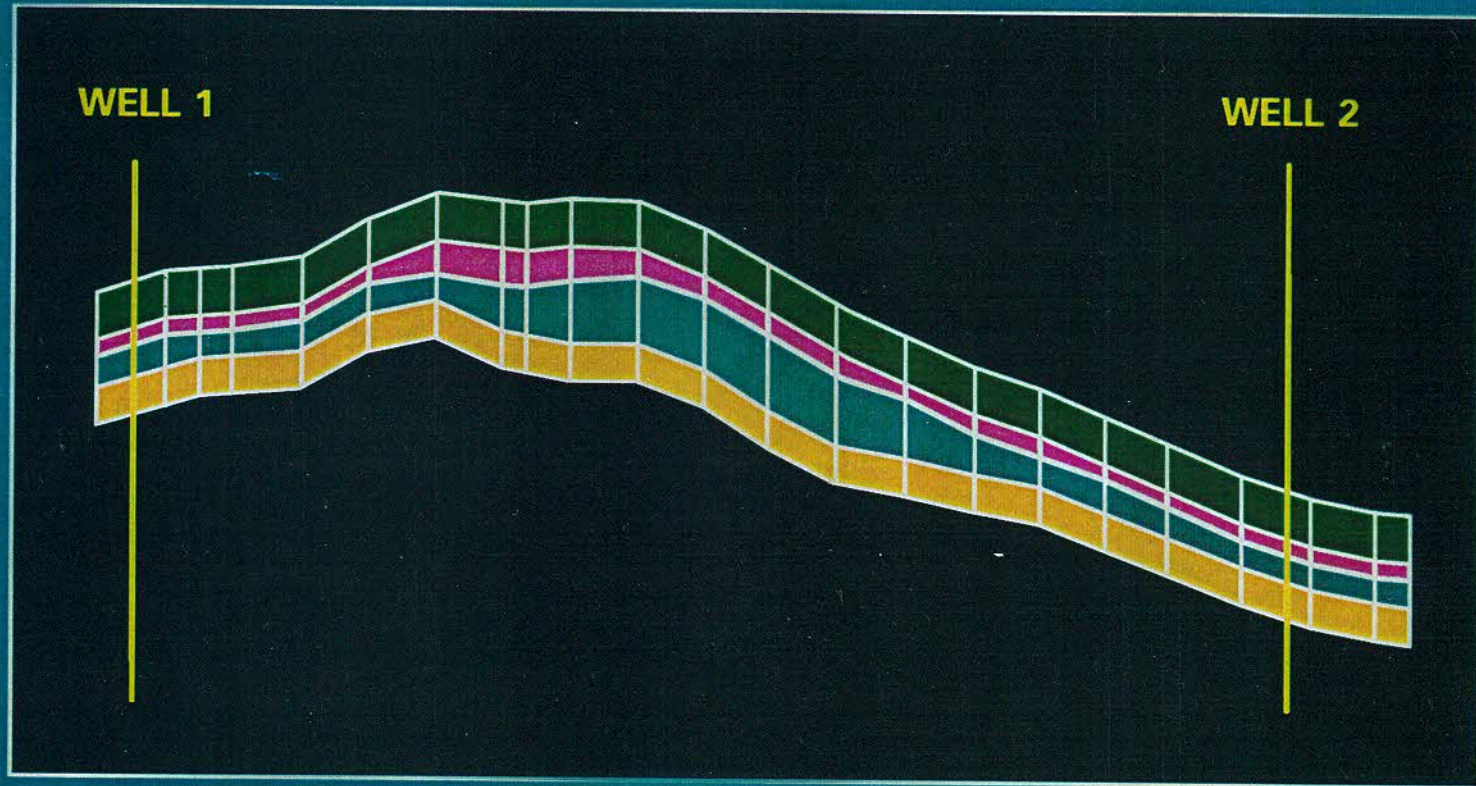
VERTICAL MODEL LAYERING BASED ON 3D PERMEABILITY DISTRIBUTION



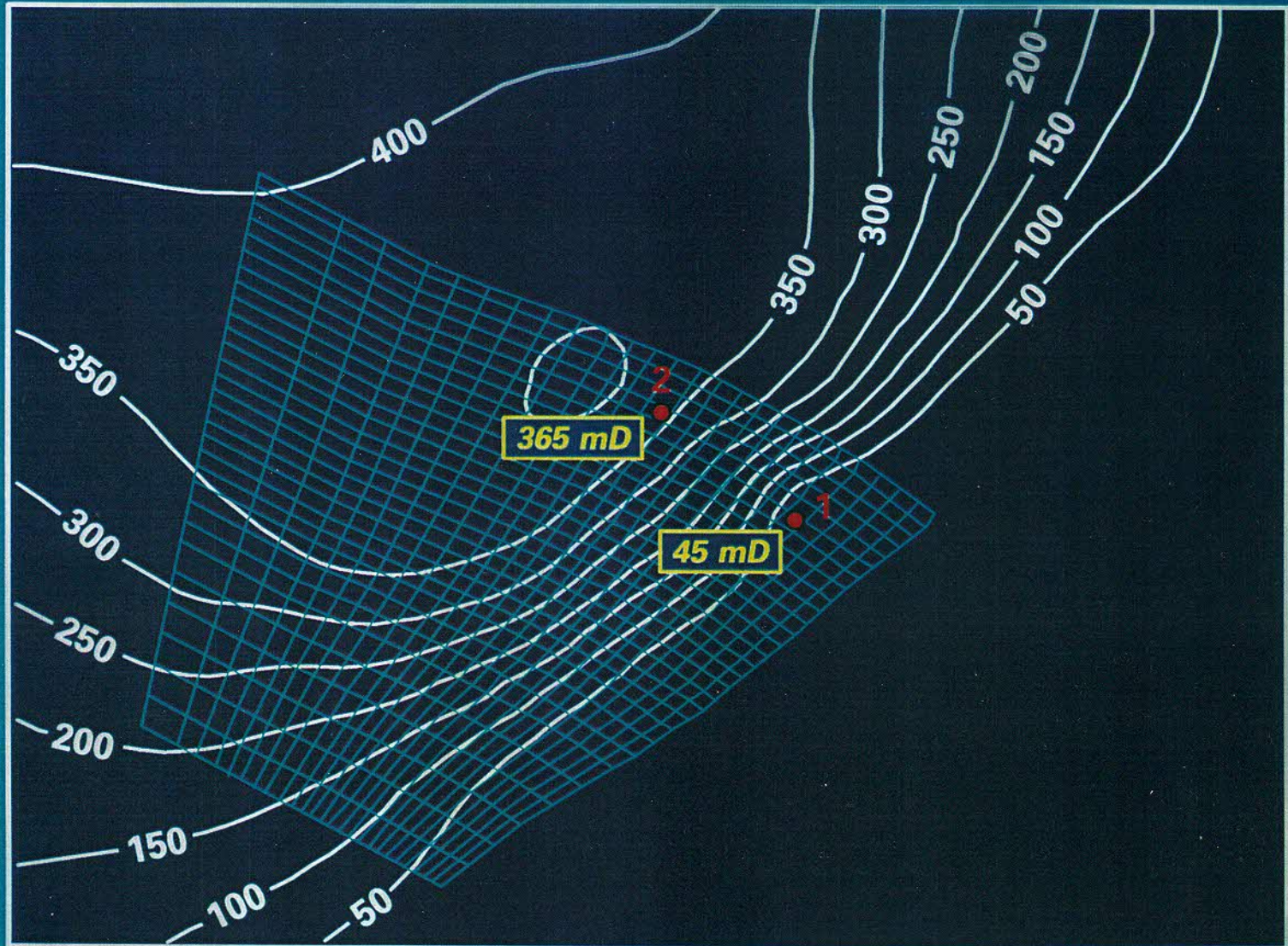
MAPPING OF TOP RESERVOIR



VERTICAL CROSS SECTION BETWEEN WELLS



EXAMPLE OF PERMEABILITY MAP



VINCOLI PER UNA CORRETTA DESCRIZIONE DELLE ETEROGENEITA'

Approccio deterministico



RISPETTO DEI DATI DI POZZO



RISPETTO DELLE INFORMAZIONI "SOFT"



**RISPETTO DELLA CONTINUITA' SPAZIALE
DELLA VARIABILE IN OGGETTO**



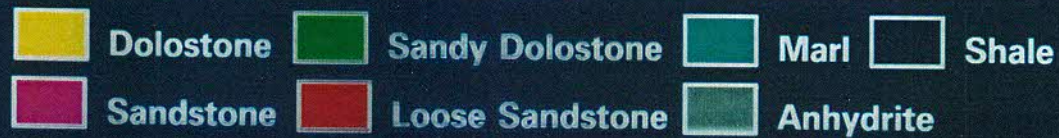
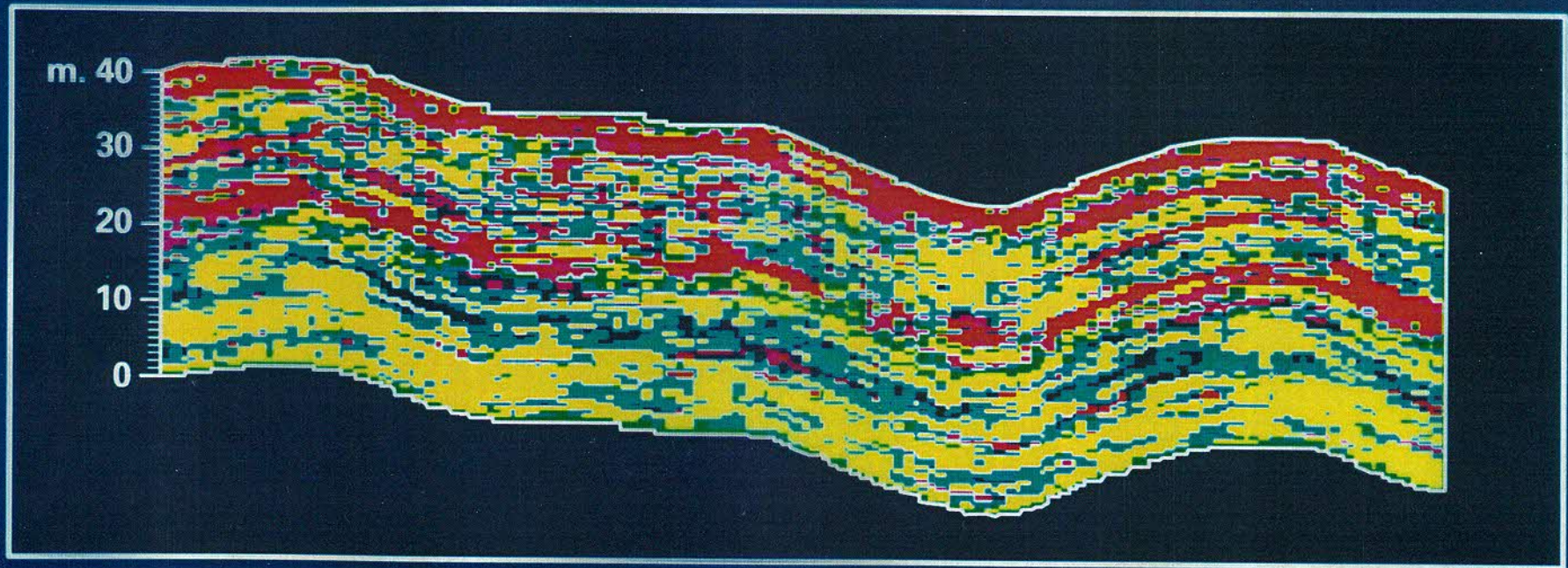
**RIPRODUZIONE DELLE CARATTERISTICHE
STATISTICHE DELLA POPOLAZIONE INPUT
ANCHE IN AREE NON CONTROLLATE DA POZZI**



Approccio geostatistico

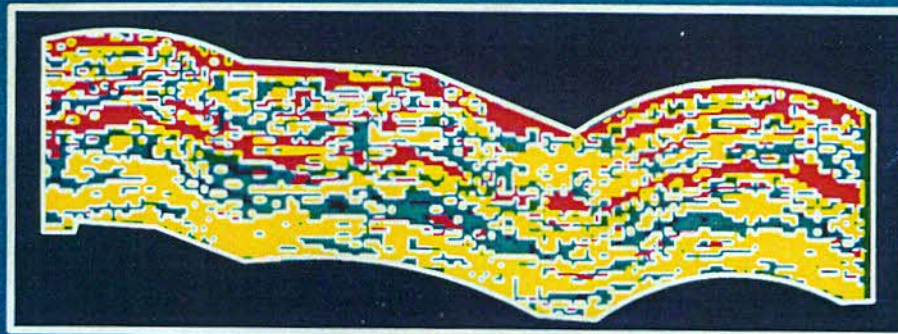
EXAMPLE OF STOCHASTIC SIMULATION IN A 3D HIGH RESOLUTION GRID

3D LITHOFACIES SIMULATION

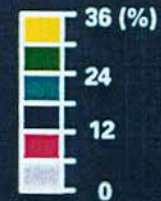


LITHOFACIES AND PETROPHYSICAL PARAMETERS 3D DISTRIBUTION

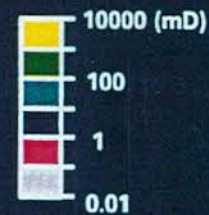
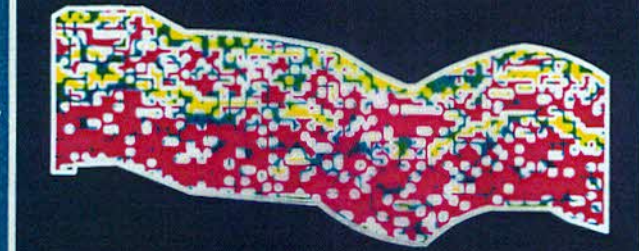
FACIES



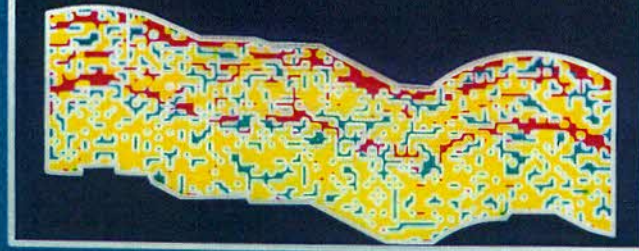
POROSITY



PERMEABILITY



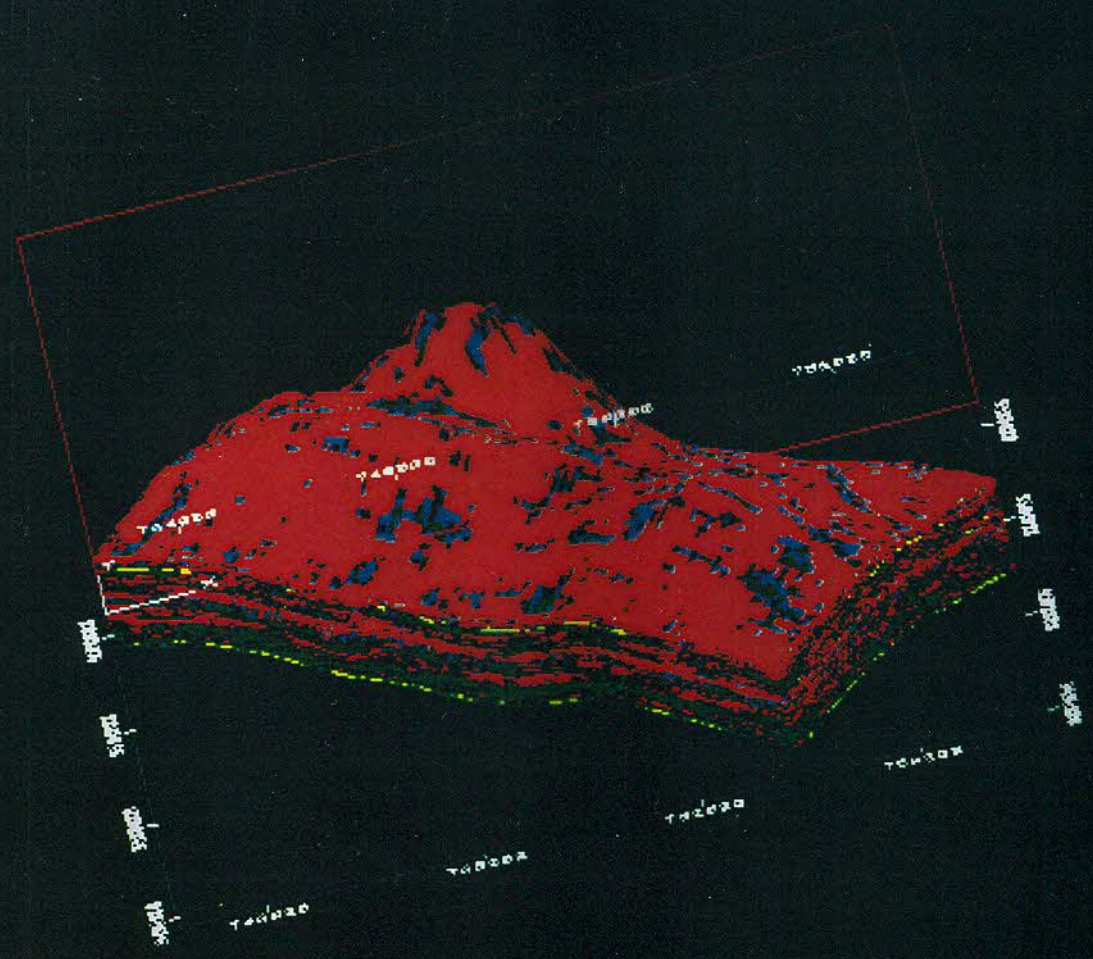
SWI




```

VAR. UTILITIES
IO MATHEMATICS
STORM FUNCTIONS
GRID OPERATIONS
INITIAL - +
RESTART - +
SPECIAL DISPLAY
XY TP BT BO NB
XZ BA FR BO NB
YZ LT RT BO NB
-- - SC + ++
-- - RS + ++
RESET DISPLAY
FILTER GEDMETRY
C1  ↑  C2
← C T Z →
C4  ↓  C3
MAKE/EDIT GRID
DEFINE GEDMETRY
DEF. PARAMETER
MESH DISPLAYS
-- - MS + ++
-- - MP + ++
-- - MA + ++
-- - MX + ++
← ↓ MF ↑ →
MESH OPERATIONS
← ↓ Z ↑ →
FLP. OPERATIONS
TEXT  ARROW
CHANGE COLOURS

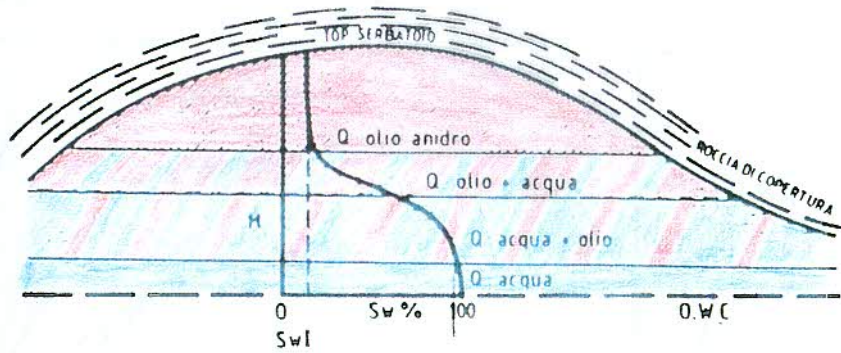
```

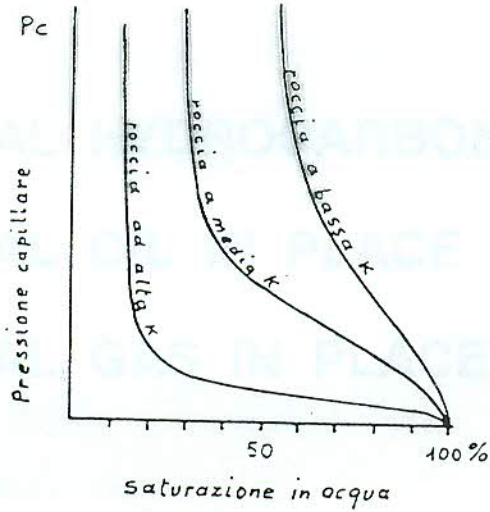
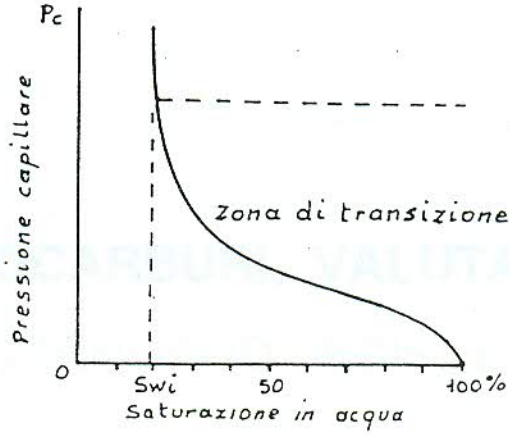


```

PLOT DISPLAY
LINEAR
7.00000
6.00000
5.00000
4.00000
3.00000
2.00000
1.00000
LINEGRID ON
PARAMETER ON
GRID SWITCHES
MESH SWITCHES
FLP. SWITCHES
WELL SWITCHES
VAR. CONTACTS
VAR. SWITCHES
LOCAL SCALE
FILTER OFF
DATA BOX ON
SET PROJECTION
RGB - + HSV

```



IDROCARBURI INIZIALMENTE IN POSTO

- **VOLUME DI IDROCARBURI, VALUTATO IN CONDIZIONI STANDARD, ESISTENTE IN UN GIACIMENTO PRIMA CHE SE NE INIZI LA PRODUZIONE.**

O.H.I.P. = ORIGINAL HYDROCARBON IN PLACE

O.O.I.P. = ORIGINAL OIL IN PLACE

O.G.I.P. = ORIGINAL GAS IN PLACE

VALUTAZIONE DEGLI IDROCARBURI IN POSTO

- 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.**

VOLUMETRIE

$$OHIP = \frac{GBV * N/G * \phi * (1-Sw)}{FVF}$$

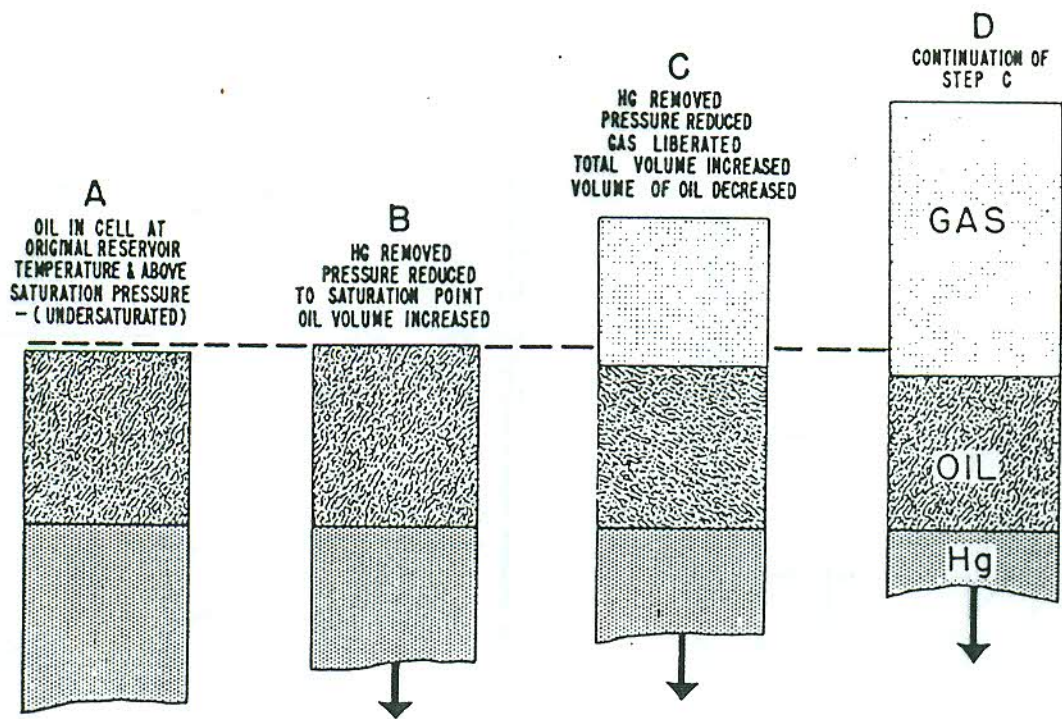
GBV = GROSS BULK VOLUME, VOLUME LORDO DI ROCCIA MINERALIZZATA

N/G = NET-GROSS RATIO, RAPPORTO TRA IL VOLUME DI ROCCIA CHE REALMENTE CONTRIBUISCE ALLA PRODUZIONE E VOLUME LORDO DI ROCCIA

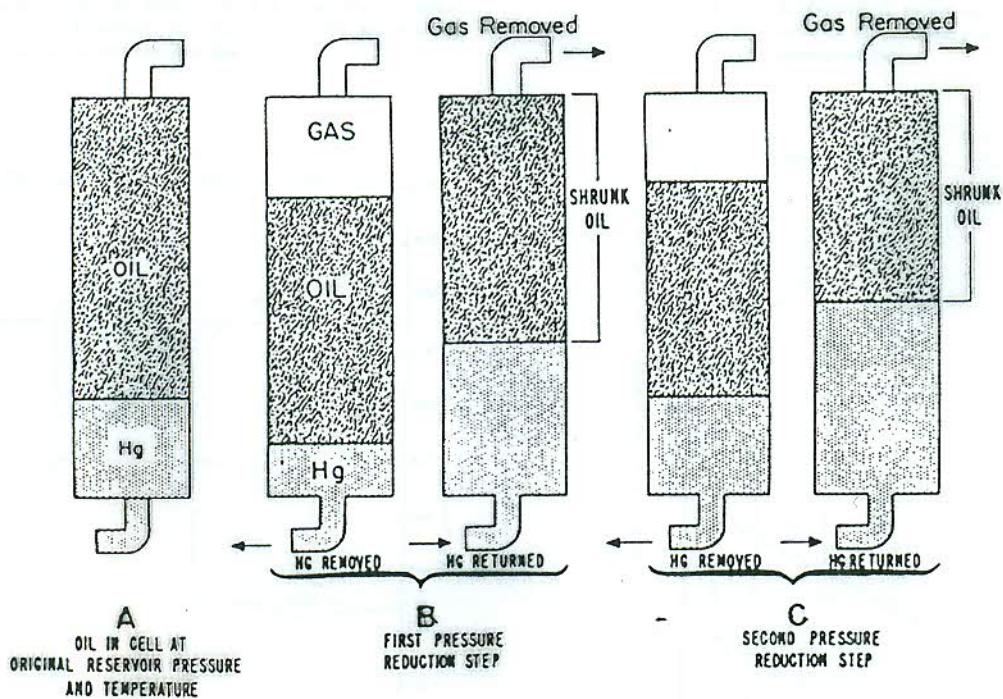
ϕ = POROSITA'

Sw = SATURAZIONE IN ACQUA

*FVF = FORMATION VOLUME FACTOR, B_o PER L'OLIO E B_g PER IL GAS.
ESPRIME IL VOLUME DI IDROCARBURI IN POSTO ALLE CONDIZIONI STANDARD*



—Laboratory equilibrium liberation (P-V-T) of gas from oil.



—Laboratory differential liberation of gas from oil.
(Courtesy WORLD OIL.—April, 1953.)

Fig. 13 - Volumetric factors of reservoir oil during "differential vaporization" and during "composite vaporization".

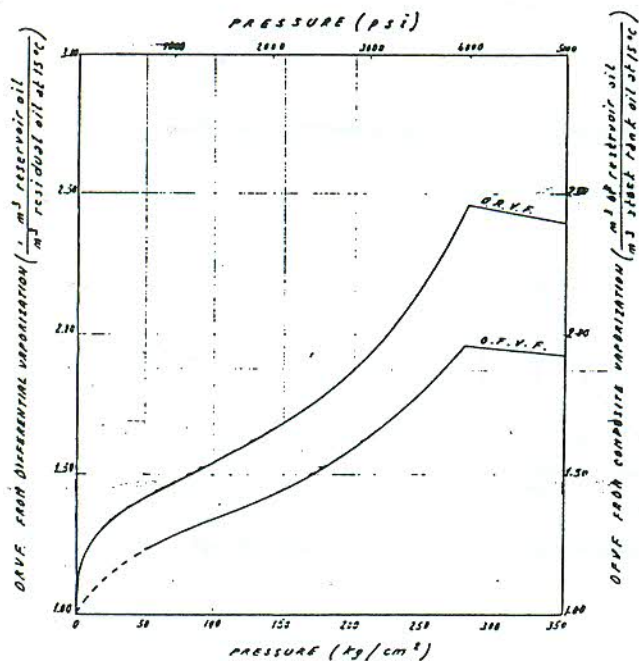


Fig. 14 - Differential vaporization at reservoir temperature: solution gas. Gas/oil ratio determined during the composite vaporization.

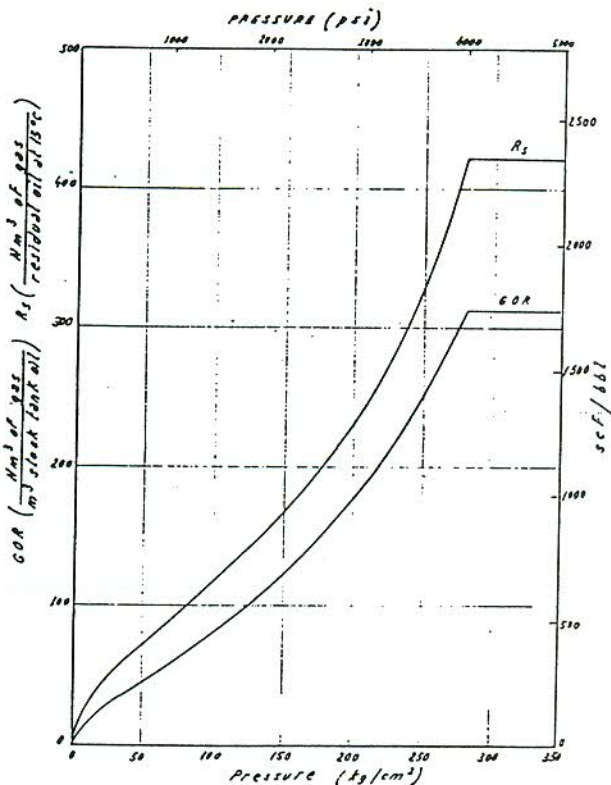


Fig. 16 - Differential vaporization at reservoir temperature. Reservoir oil viscosity (cP) and viscosity of liberated gas (μP).

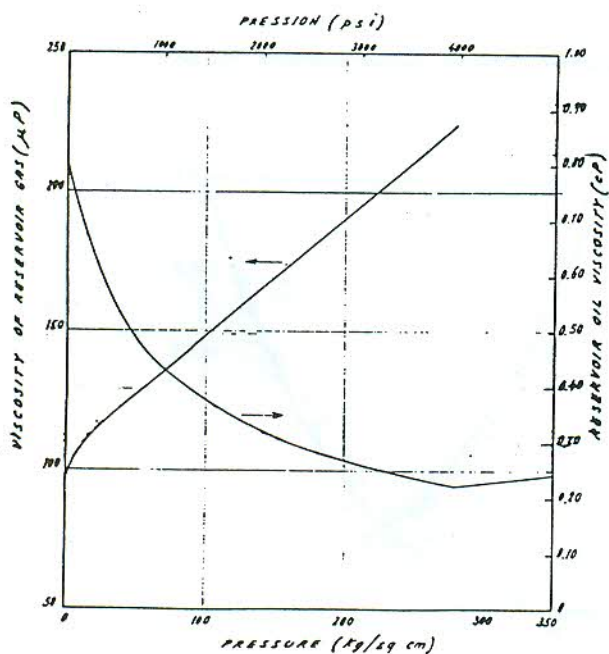
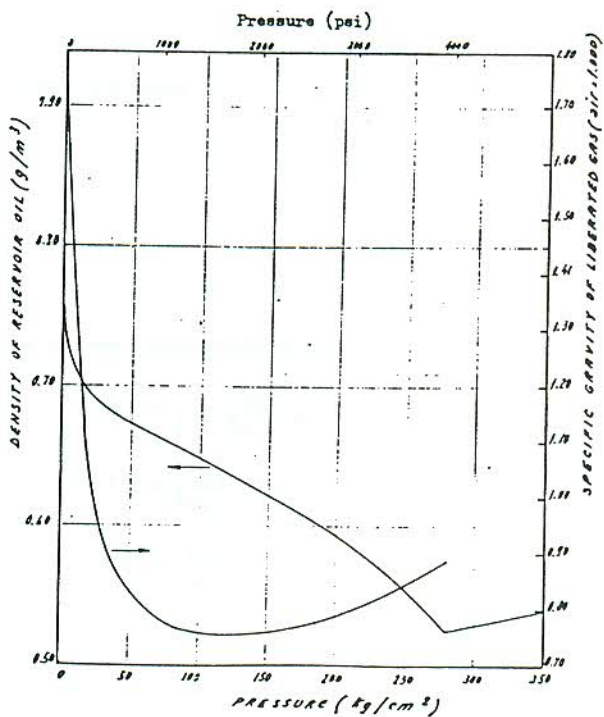


Fig. 15 - Differential vaporization at reservoir temperature: density of reservoir oil and specific gravity of liberated gas.



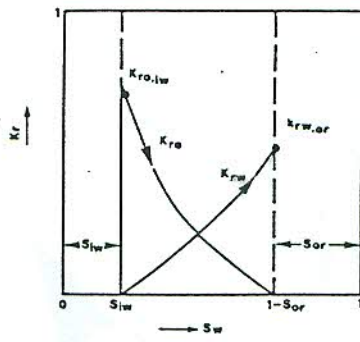


Fig. 3.22 - Andamento indicativo delle curve di permeabilità relativa acqua/olio in processo di imbibizione.

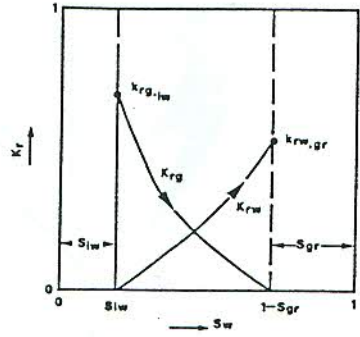


Fig. 3.23 - Andamento indicativo delle curve di permeabilità relativa acqua/gas in processo di imbibizione.

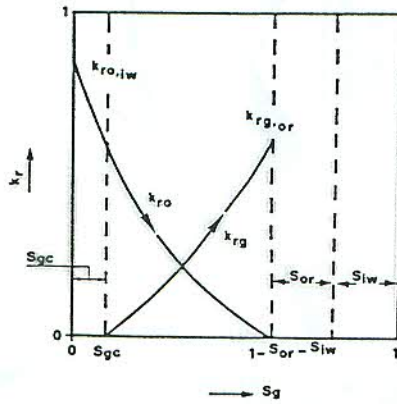
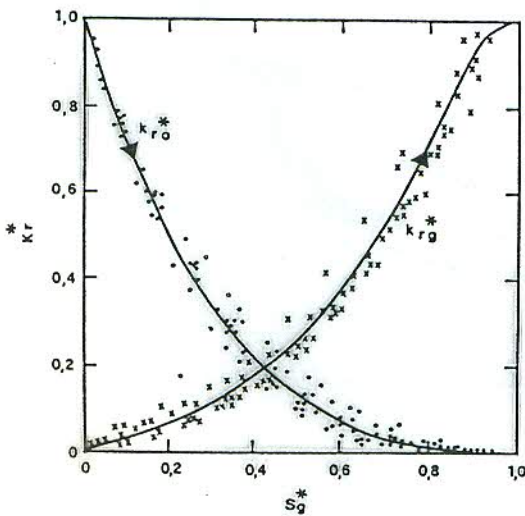


Fig. 3.24 - Andamento indicativo delle curve di permeabilità relativa gas/olio in processo di drenaggio.

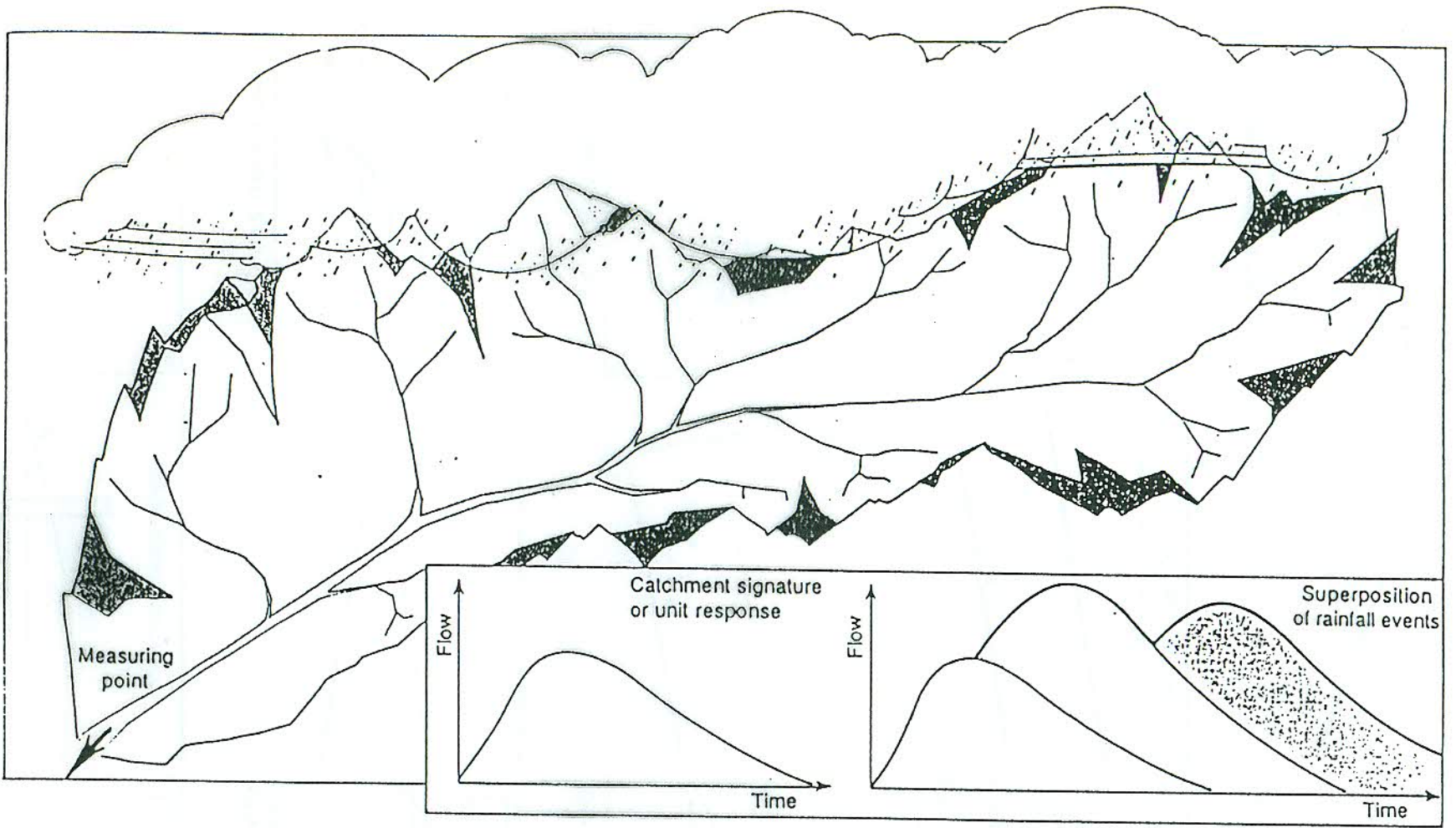


per le curve di permeabilità relativa gas/olio:

$$S_g^* = \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{iw} - S_{gc} - S_{or}}$$

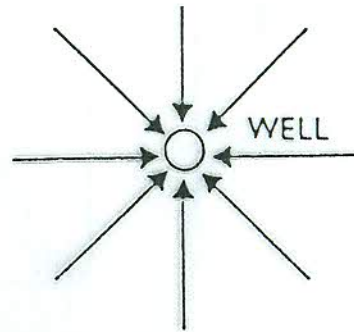
$$k_{ro}^* = \frac{k_{ro}}{k_{ro,gc}}$$

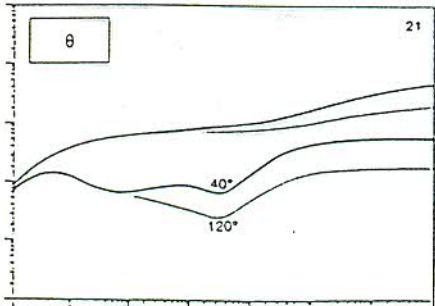
$$k_{rg}^* = \frac{k_{rg}}{k_{rg,or}}$$



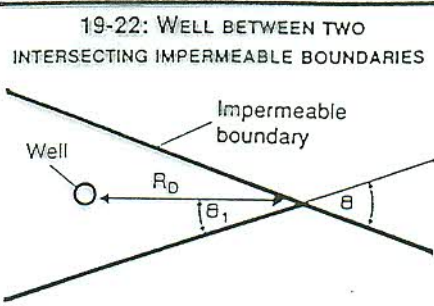
$$\frac{\delta^2 p}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p}{\delta r} = \frac{1}{\eta} \frac{\delta p}{\delta t}$$

$$\eta = \frac{K}{\rho_0 C_0 \phi}$$

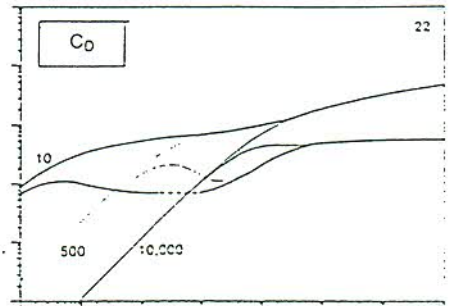




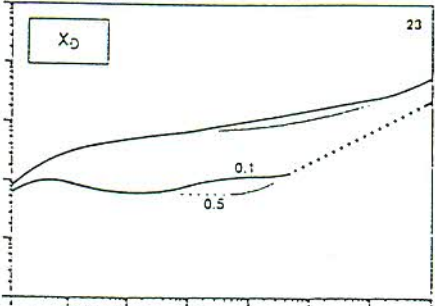
$\omega = 0.1, \lambda = 1E-5, R_D = 500, \theta_1 = 22.5, C_D = 10$



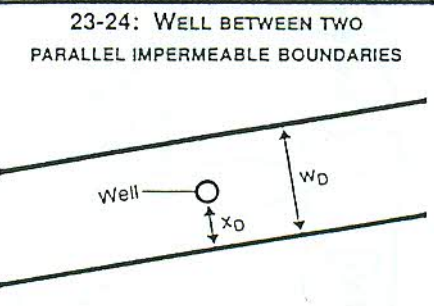
19-22: WELL BETWEEN TWO INTERSECTING IMPERMEABLE BOUNDARIES



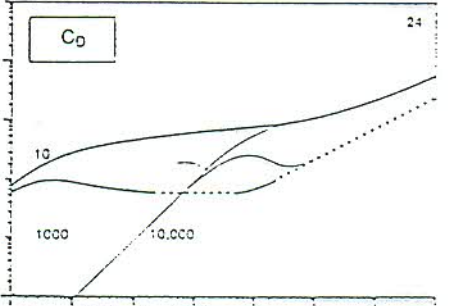
$R_D = 500, \theta_1 = 22.5, \theta = 45$



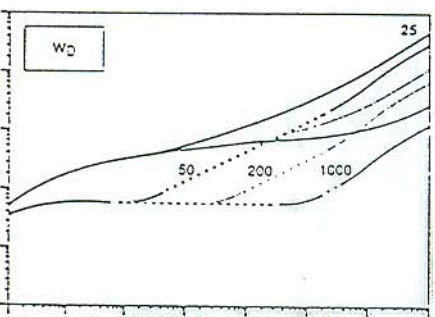
$w_D = 1000, C_D = 10$



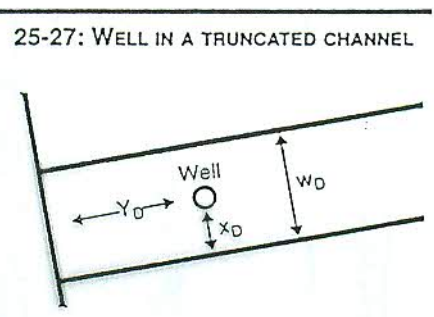
23-24: WELL BETWEEN TWO PARALLEL IMPERMEABLE BOUNDARIES



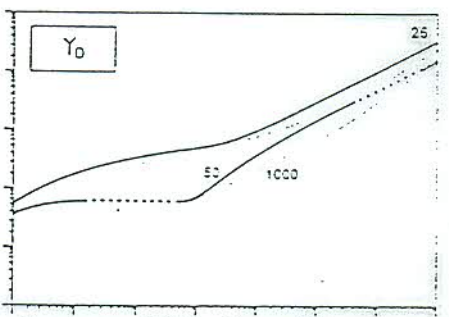
$w_D = 1000, x_D = 0.5$



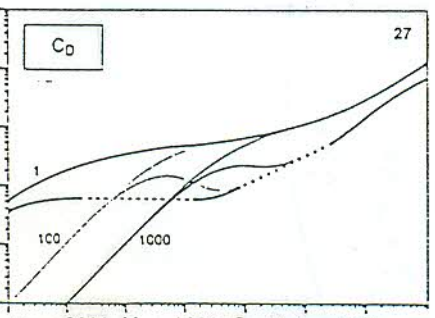
$C_D = 1, Y_D = 1000, S = 0, x_D = 0.5$



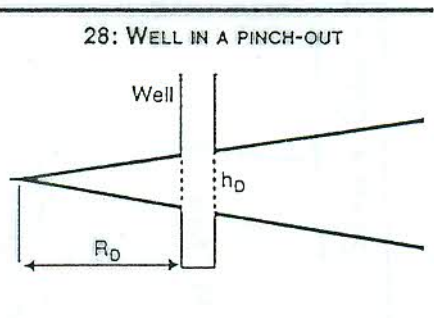
25-27: WELL IN A TRUNCATED CHANNEL



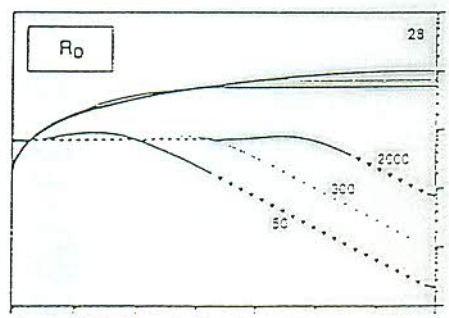
$C_D = 1, w_D = 100, S = 0, x_D = 0.5$



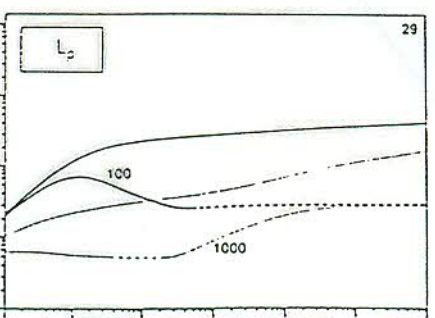
$w_D = 2000, Y_D = 1000, S = 0, x_D = 0.5$



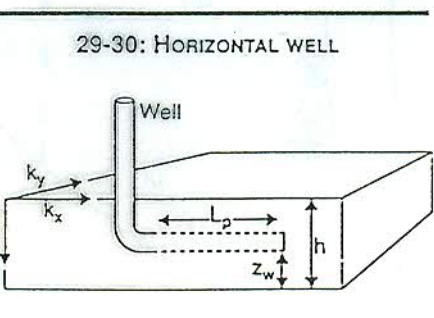
28: WELL IN A PINCH-OUT



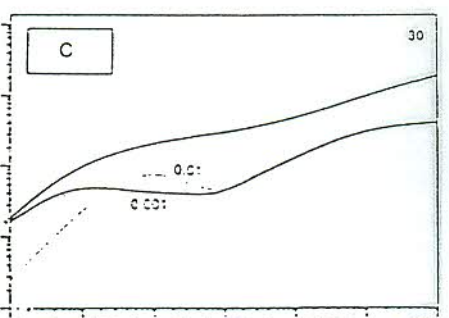
$h_D = 100, C_D = 0, S = 0$



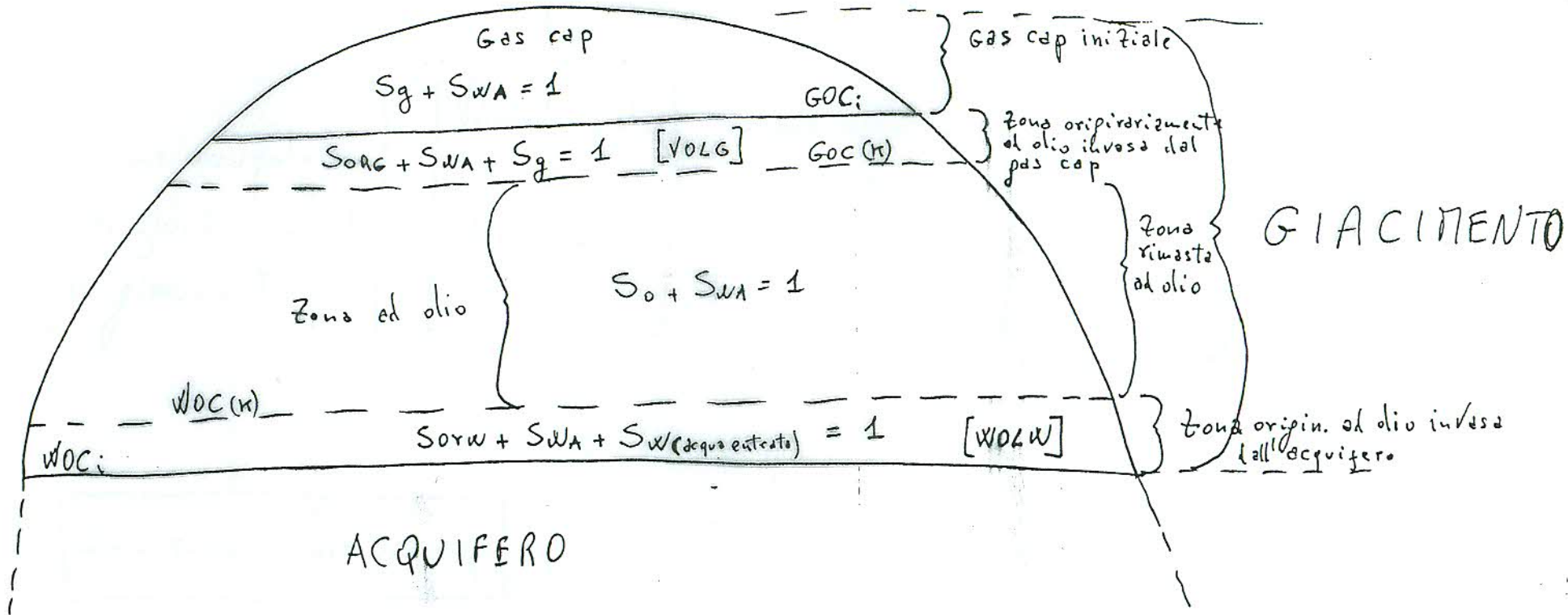
$k_x = k_y = 500, k_z = 50, h = 50, C = 0.001, z_w = 25$



29-30: HORIZONTAL WELL



$k_x = k_y = 500, k_z = 50, h = 30, L_p = 1000, z_w = 15$



Espressione concettuale del bilancio volumetrico

$$\left[\begin{array}{l} \text{Volume occupato} \\ \text{dai fluidi rimasti} \\ \text{in giacimento} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Volume iniziale} \\ \text{di} \\ \text{idrocarburi} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{acqua netta} \\ \text{entrata} \\ \text{in giacimento} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{espansione} \\ \text{della} \\ \text{roccia} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{espansione} \\ \text{dell'acqua} \\ \text{interstiziale} \end{array} \right]$$



Gas rimasto nel per cap

+

olio rimasto nella zona
ad olio

+

Gas liberato dalla zona
olio e rimasto in giacimento

Equazione di bilancio Volumetrico

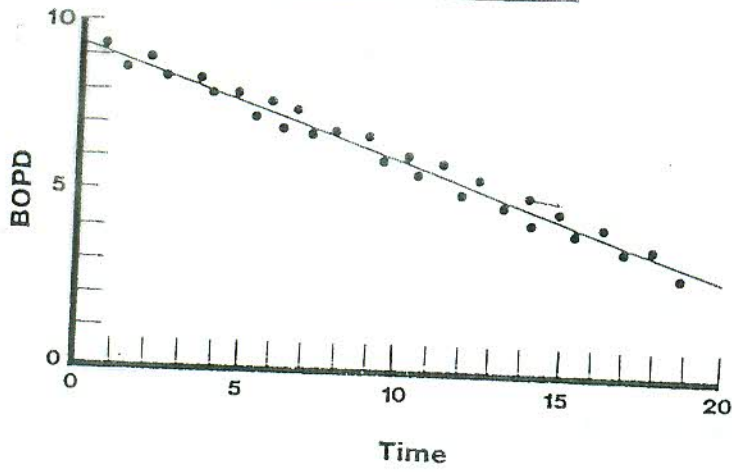
Giacimento ad olio con gas cap ed acquifero attivo

$$\left[G - G_{p \text{ (gas cap)}}(k) \right] \times B_p(k) + \left[N - N_p(k) \right] \times B_o(k) + \left[N \times R_{si} - (N - N_p(k)) \times R_s(k) - G_p(k) \right] \times B_g(k)$$

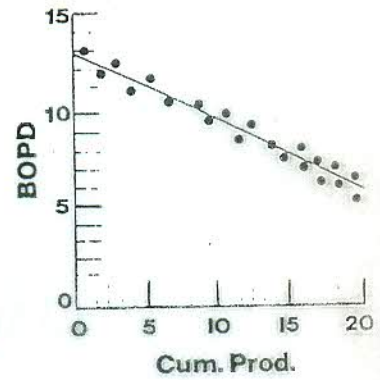
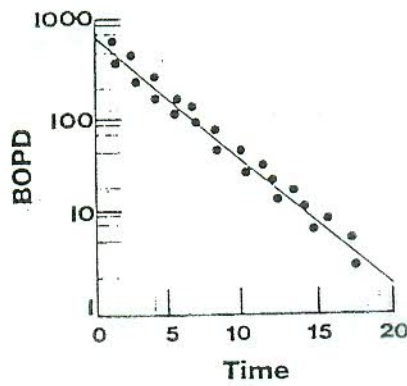
=

$$\left[N \times B_{oi} + G \times B_{gi} \right] - \left[W_c(k) - W_p(k) + W_i(k) \right] - \left[\frac{N \times B_{oi}}{1 - S_{wi}} + \frac{G \times B_{gi}}{1 - S_{wi}} \right] \times \left(C_g + C_w \times S_{wi} \right) \times (P_i - P_{14})$$

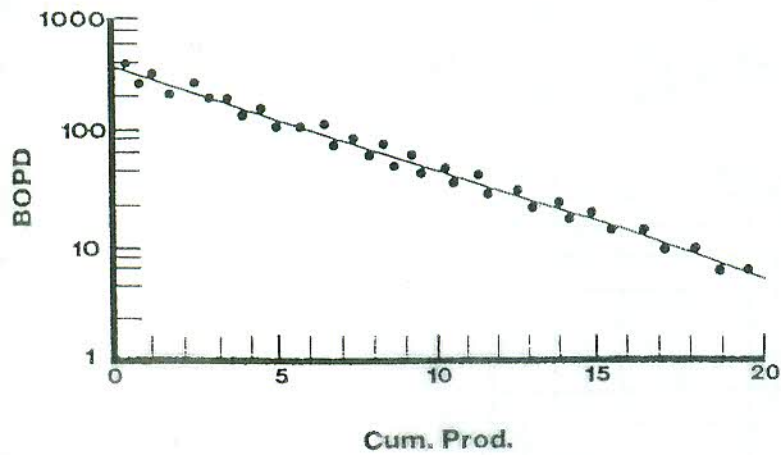
Linear Decline



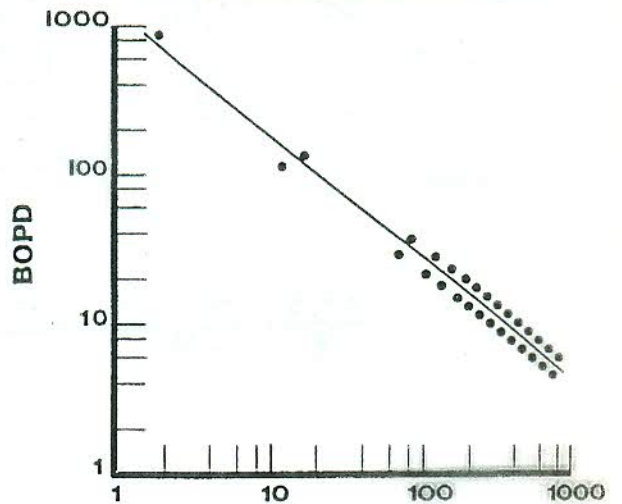
Exponential Decline



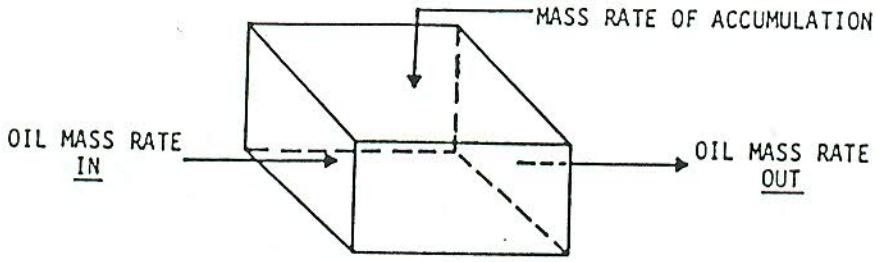
Harmonic Decline



Hyperbolic Decline



Conservation of Mass:



Oil mass balance on element.

Mass rate in — Mass rate out = Mass rate of accumulation

Rate Equation:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}$$

Equation of State:

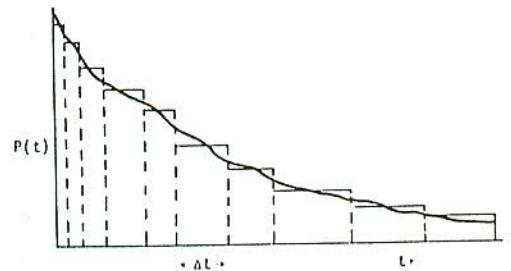
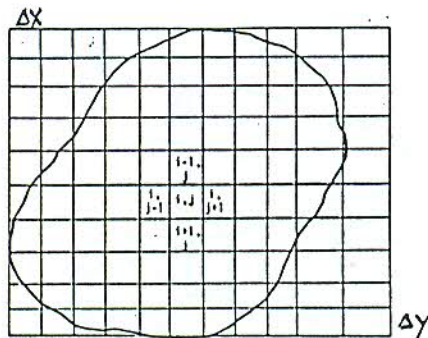
$$\rho = \rho_0 e^{c(P-P_0)}$$

$$c \equiv -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)_T$$

diffusivity equation

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Two-dimensional}$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Three-dimensional}$$

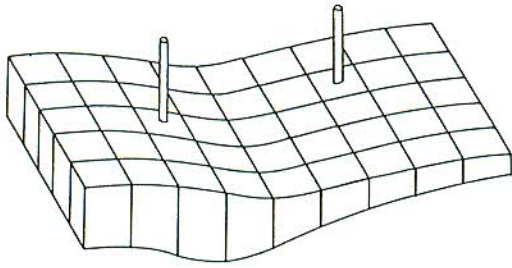


Time discretization.

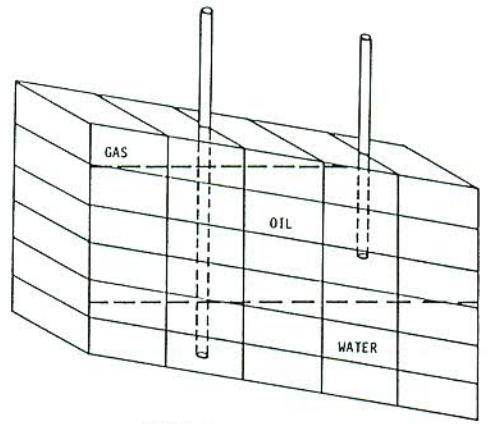
A finite-difference form is:

$$\frac{P_{i,j+1}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{P_{i+1,j}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} = \frac{P_{i,j}^{n+1} - P_{i,j}^n}{\Delta t} \cdot \frac{\phi \mu c}{k}$$

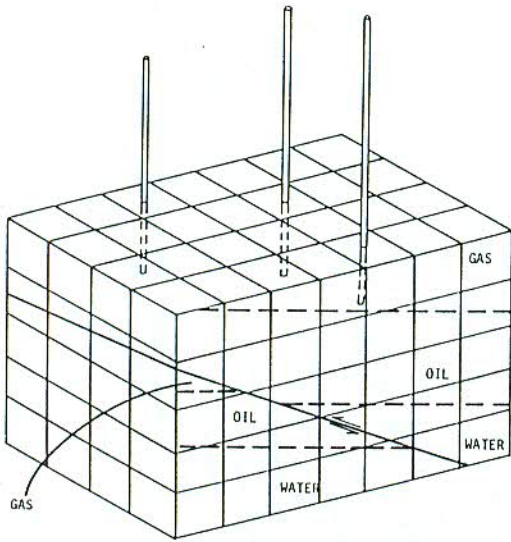
$$P_{i,j}^{n+1} = P_{i,j}^n + \alpha(P_{i,j+1}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i,j-1}^n) + \beta(P_{i+1,j}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i-1,j}^n)$$



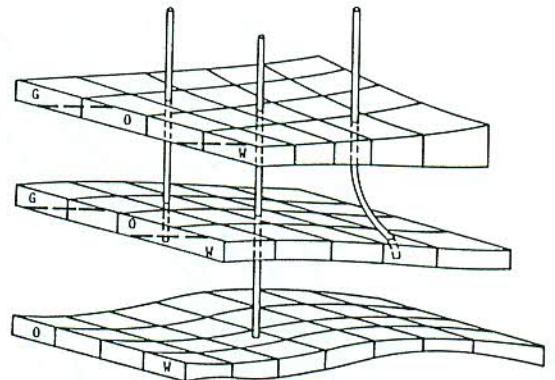
TWO DIMENSIONAL HORIZONTAL



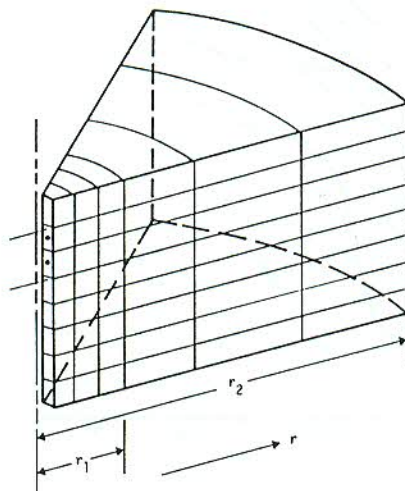
TWO DIMENSIONAL VERTICAL



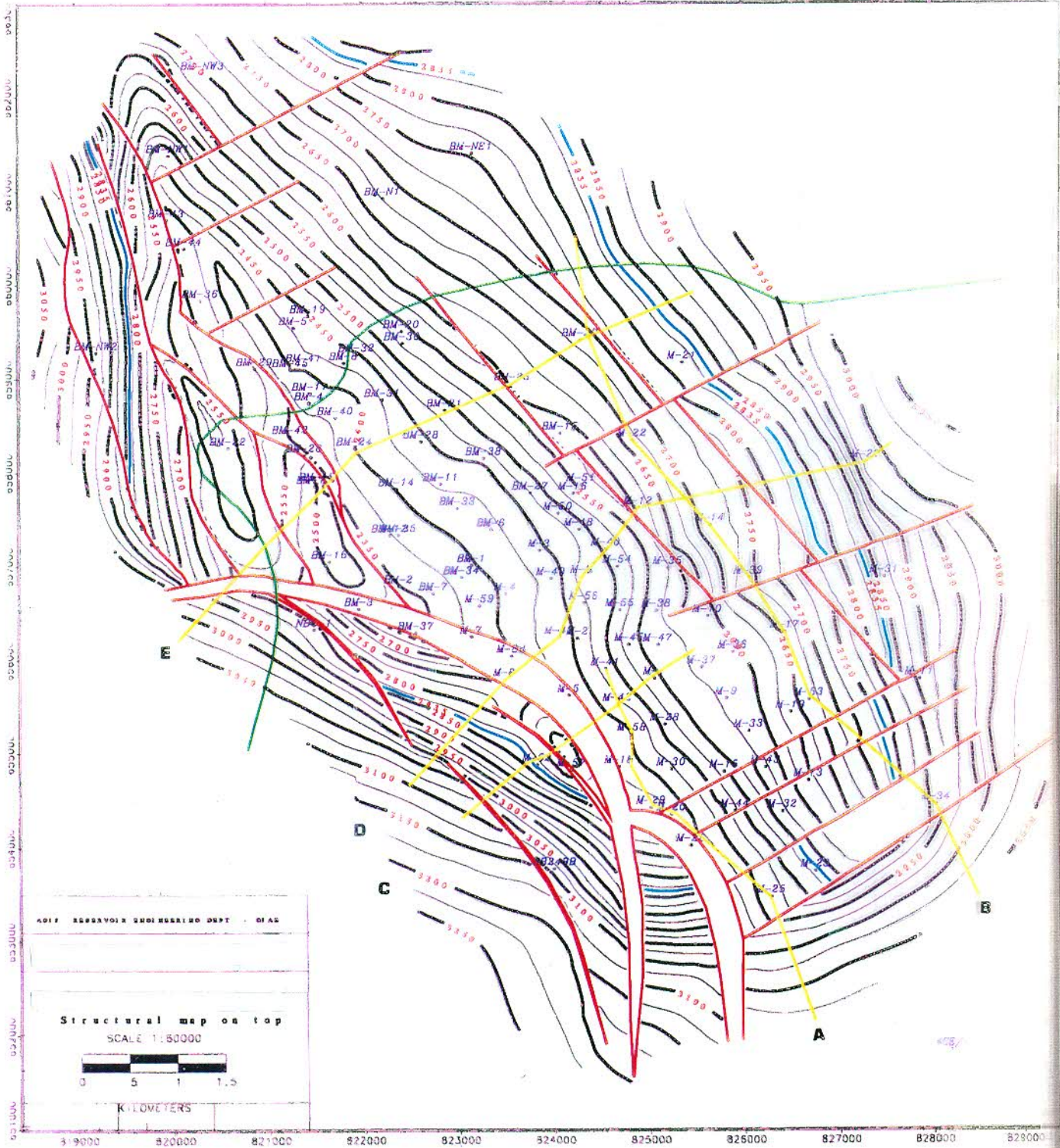
THREE DIMENSIONAL - CONTINUOUS (SECTION)



THREE DIMENSIONAL LAYERED



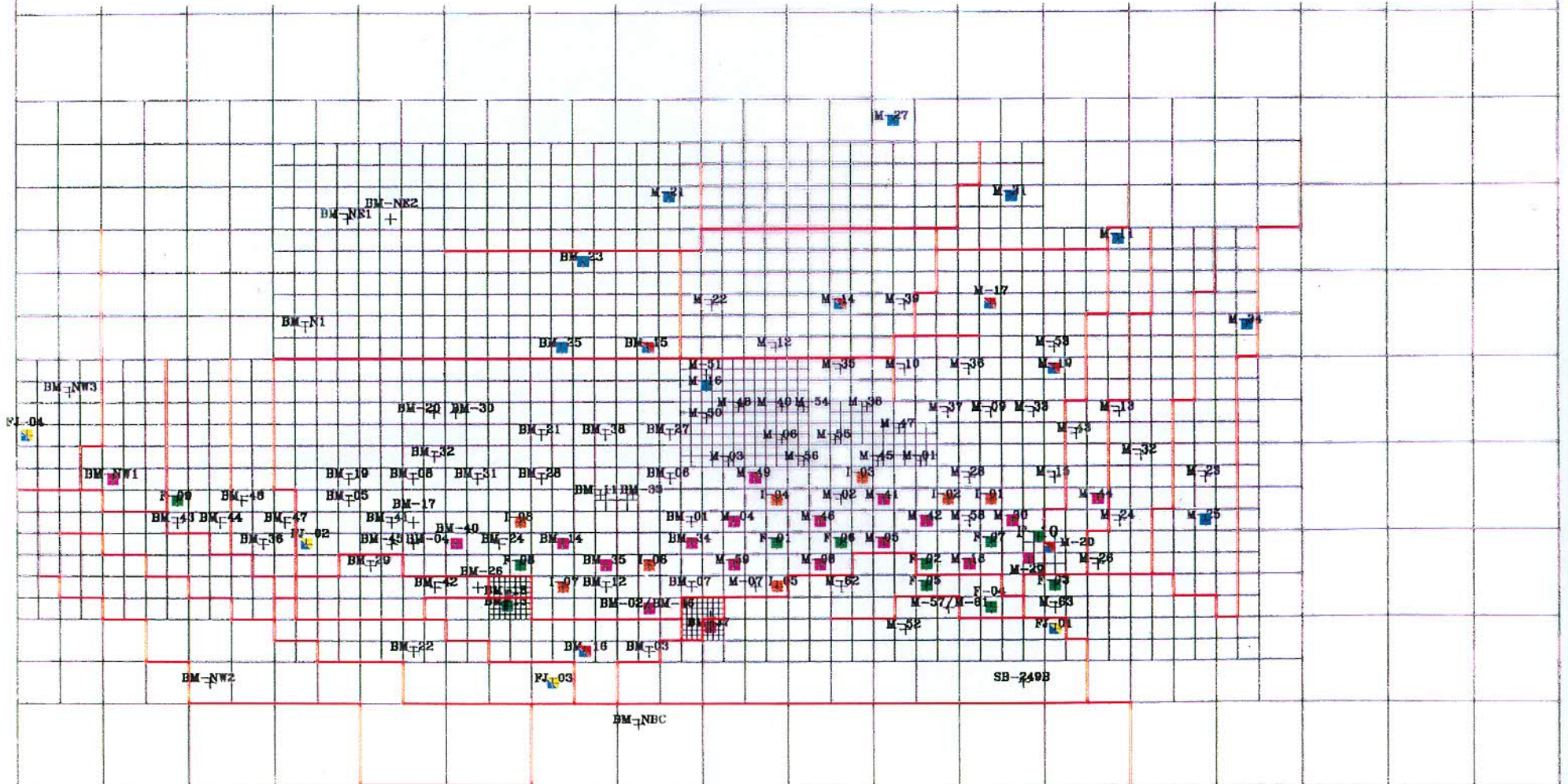
TWO DIMENSIONAL CONING MODEL



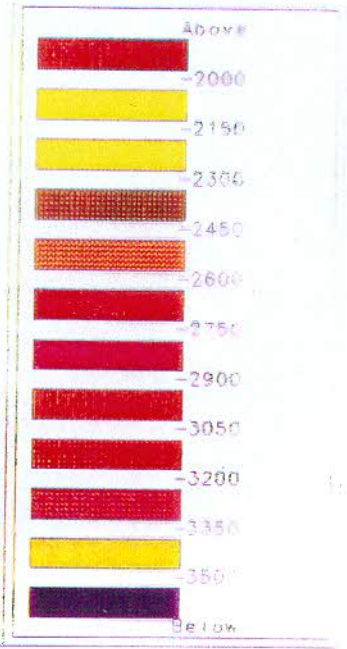
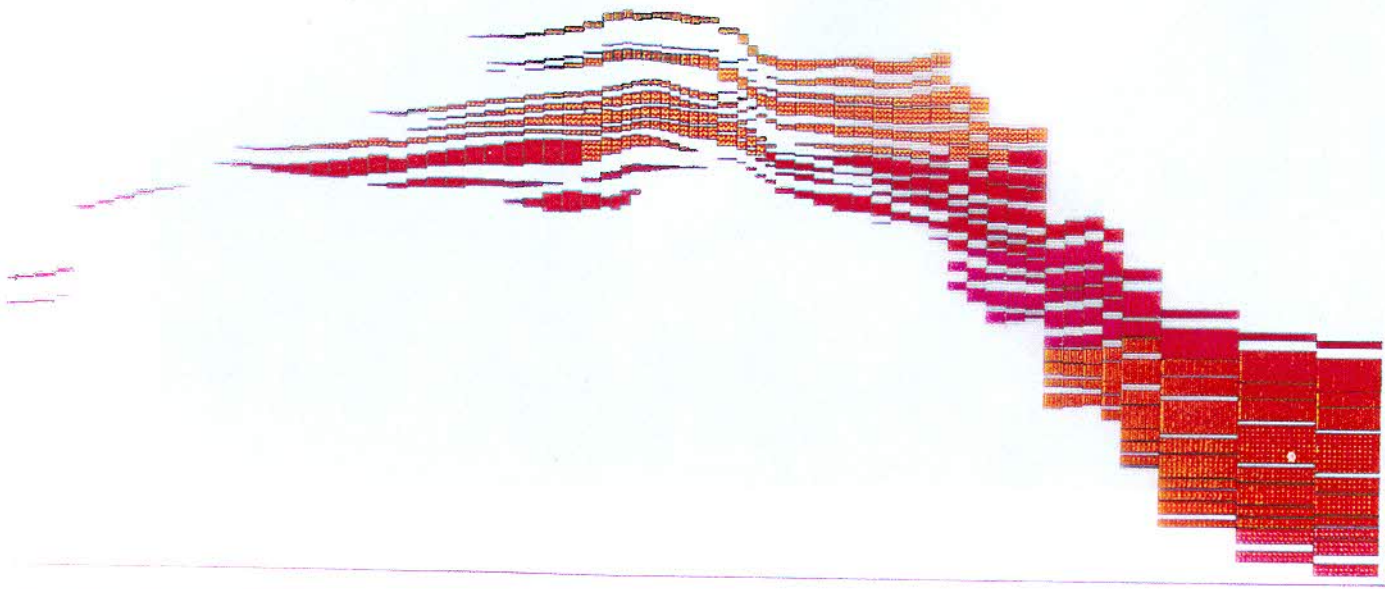
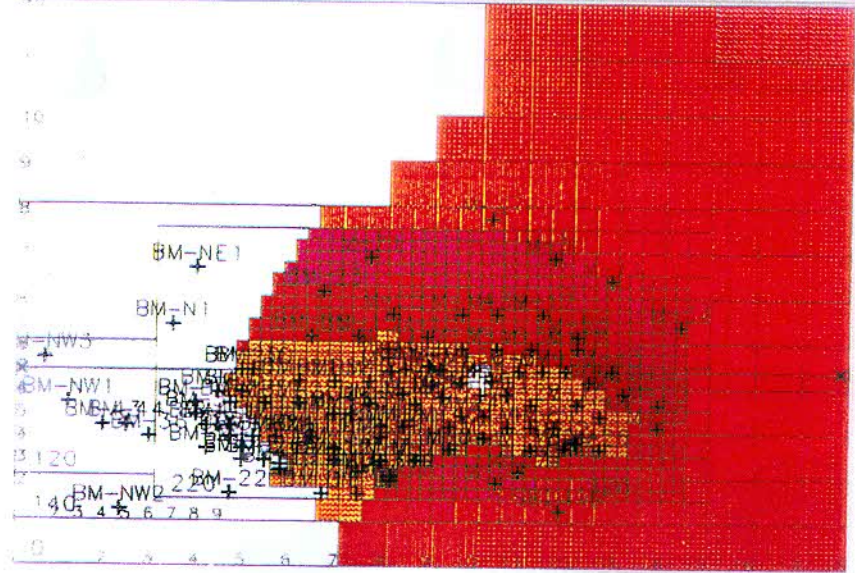
DYNAMIC GRID WITH WELLS LOCATION

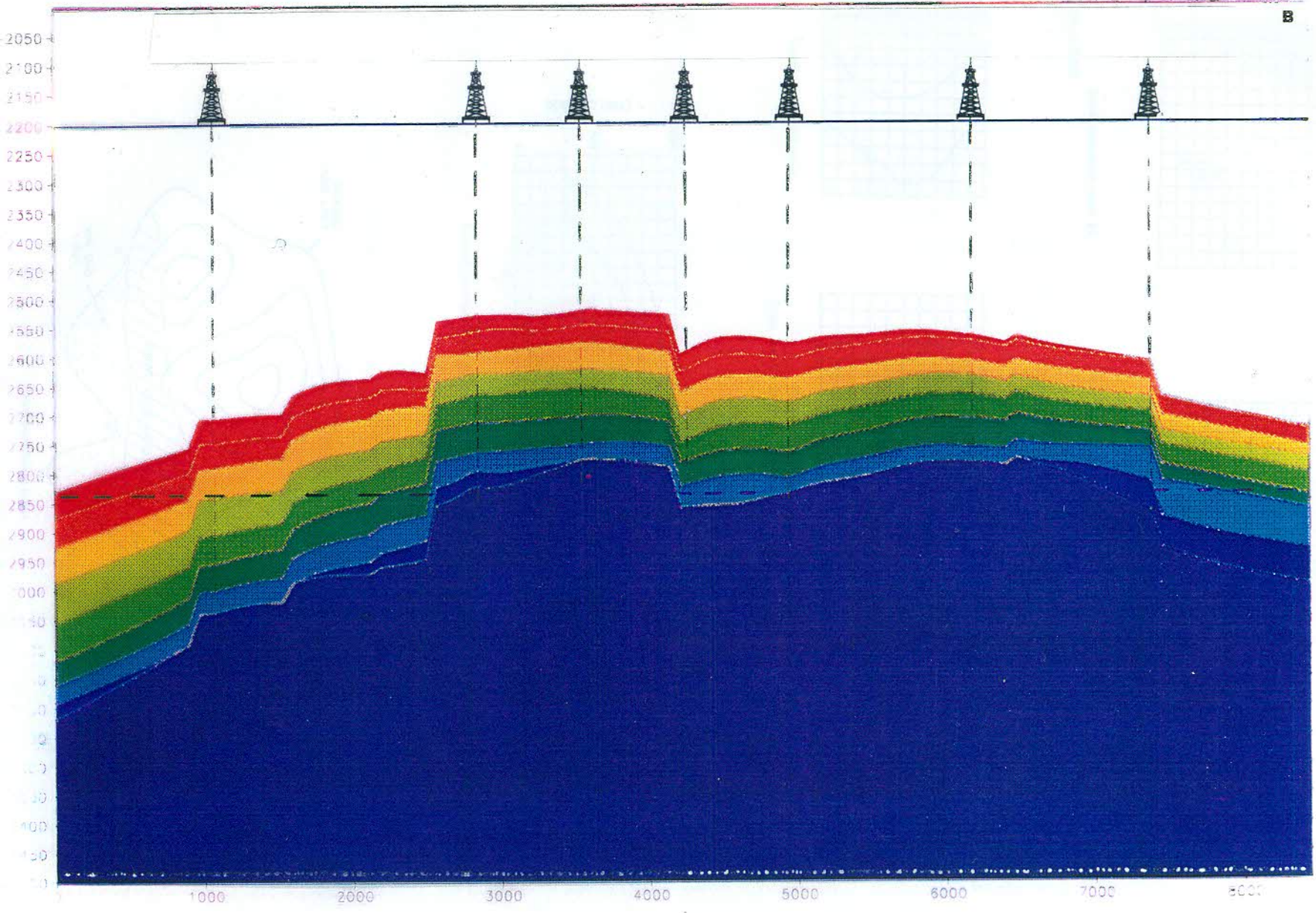
LEGEND:

- EXISTING INJECTOR WELLS
- NEW INJECTOR WELLS
- NEW FORECASTED PRODUCER WELLS
- WELLS CONVERTED IN INJECTORS
- UPGRADED WELLS
- FURTHER PRODUCER WELLS (CASE 2A ONLY)

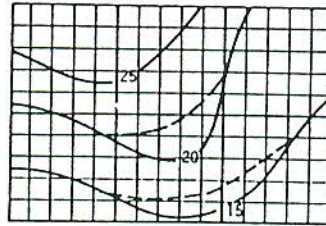
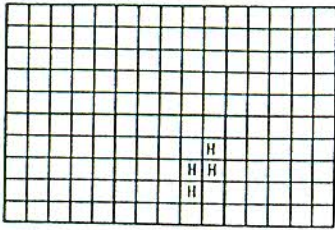


UNIT	SPIT	LAYER	PARAM	Normal Scale	Cross X Scale	Cross Z Scale	UNIT	Water
100		001	DELDEP	135686	80843	12224	meters	Use patch





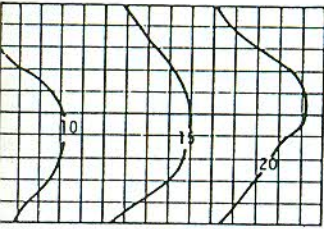
↑ 2050
 ↑ 2100
 ↑ 2150
 ↑ 2200
 ↑ 2250
 ↑ 300
 ↑ 3350
 ↑ 3400
 ↑ 3450
 ↑ 3500
 ↑ 3550
 ↑ 3600
 ↑ 3650
 ↑ 3700
 ↑ 3750
 ↑ 3800
 ↑ 3850
 ↑ 3900
 ↑ 3950
 ↑ 4000
 ↑ 4100
 ↑ 4200
 ↑ 4300
 ↑ 4400
 ↑ 4500
 ↑ 4600
 ↑ 4700
 ↑ 4800
 ↑ 4900
 ↑ 5000
 ↑ 5100
 ↑ 5200
 ↑ 5300
 ↑ 5400
 ↑ 5500
 ↑ 5600
 ↑ 5700
 ↑ 5800
 ↑ 5900
 ↑ 6000
 ↑ 6100
 ↑ 6200
 ↑ 6300
 ↑ 6400
 ↑ 6500
 ↑ 6600
 ↑ 6700
 ↑ 6800
 ↑ 6900
 ↑ 7000
 ↑ 7100
 ↑ 7200
 ↑ 7300
 ↑ 7400
 ↑ 7500
 ↑ 7600
 ↑ 7700
 ↑ 7800
 ↑ 7900
 ↑ 8000



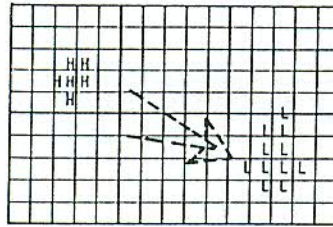
OLD ISO-POROSITY CONTOURS
NEW ISO-POROSITY CONTOURS

Modification of isoporosity lines in localized areas.

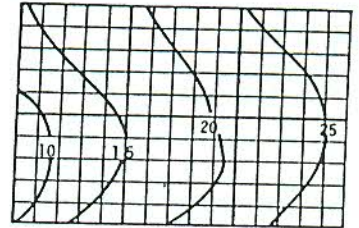
New pressure map at given time.



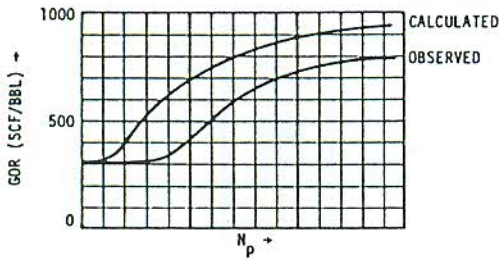
Isopermeability map.



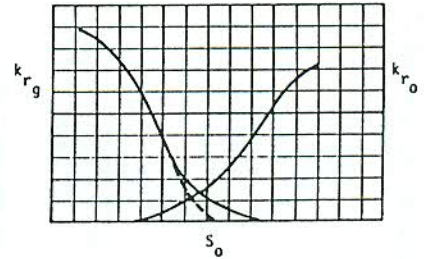
Pressure distribution from model at given time.



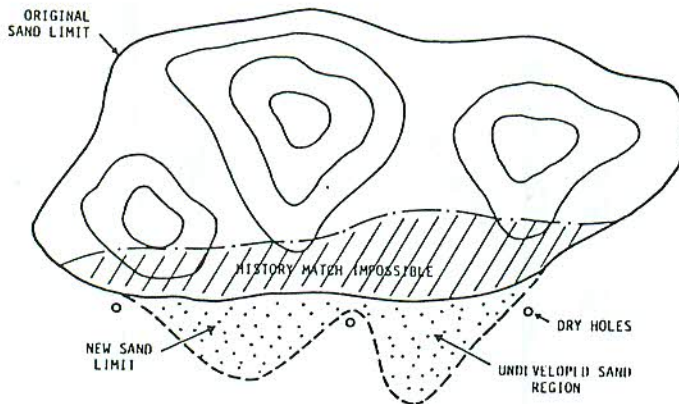
New permeability



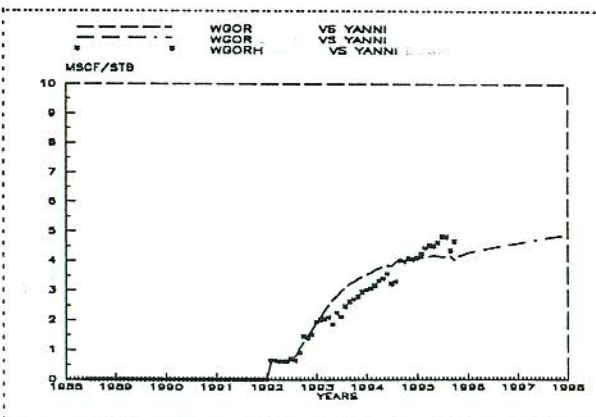
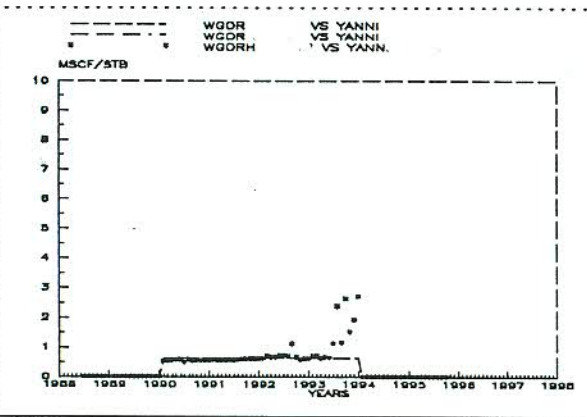
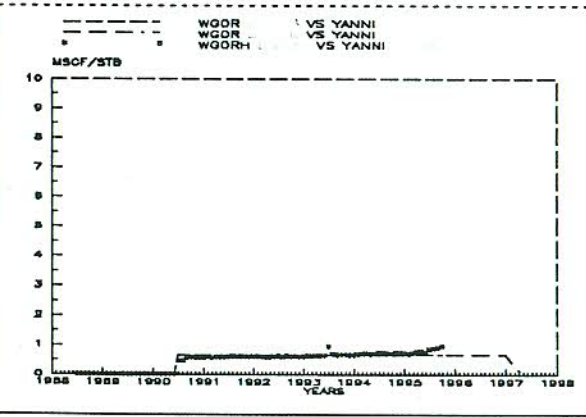
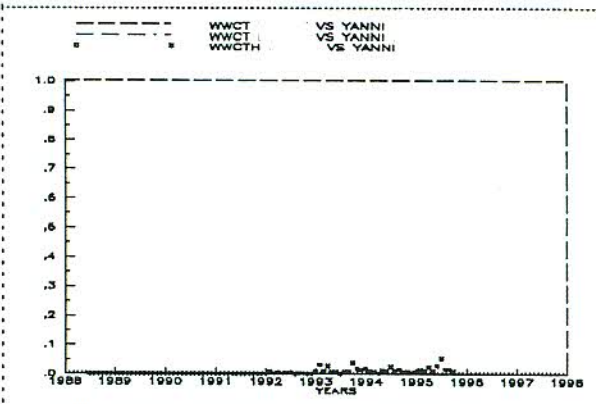
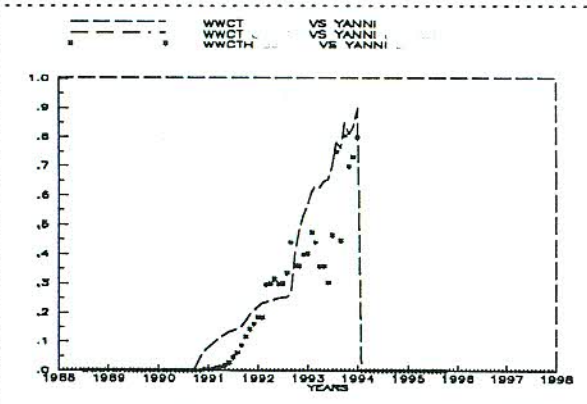
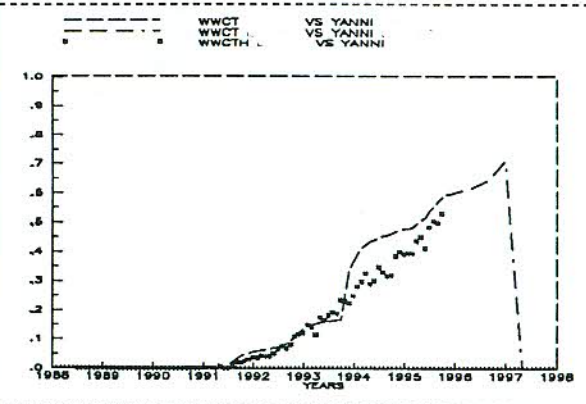
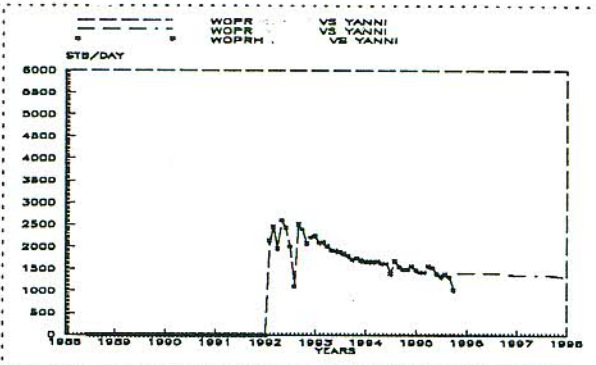
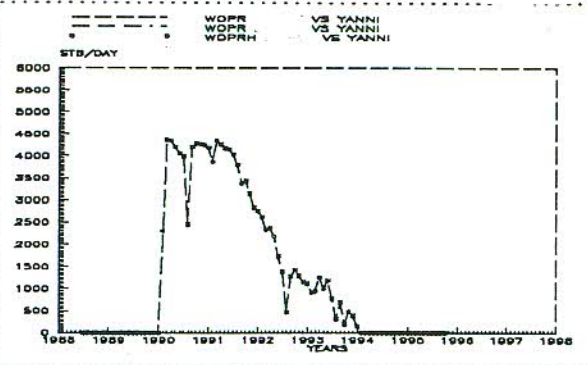
Model produces gas too early.

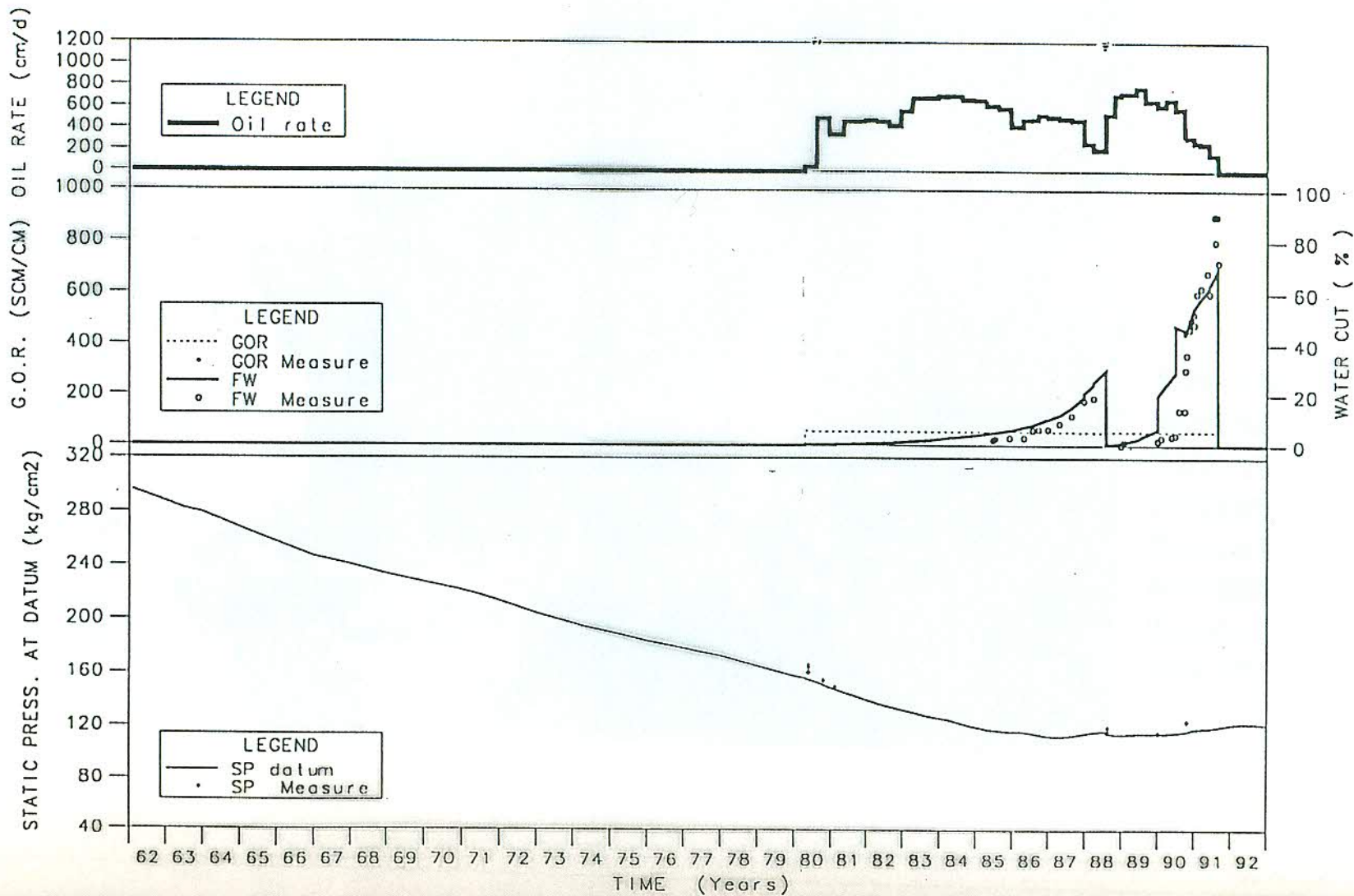


Shift in critical gas saturation.

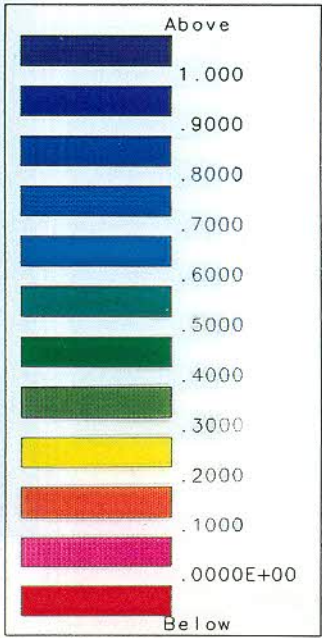
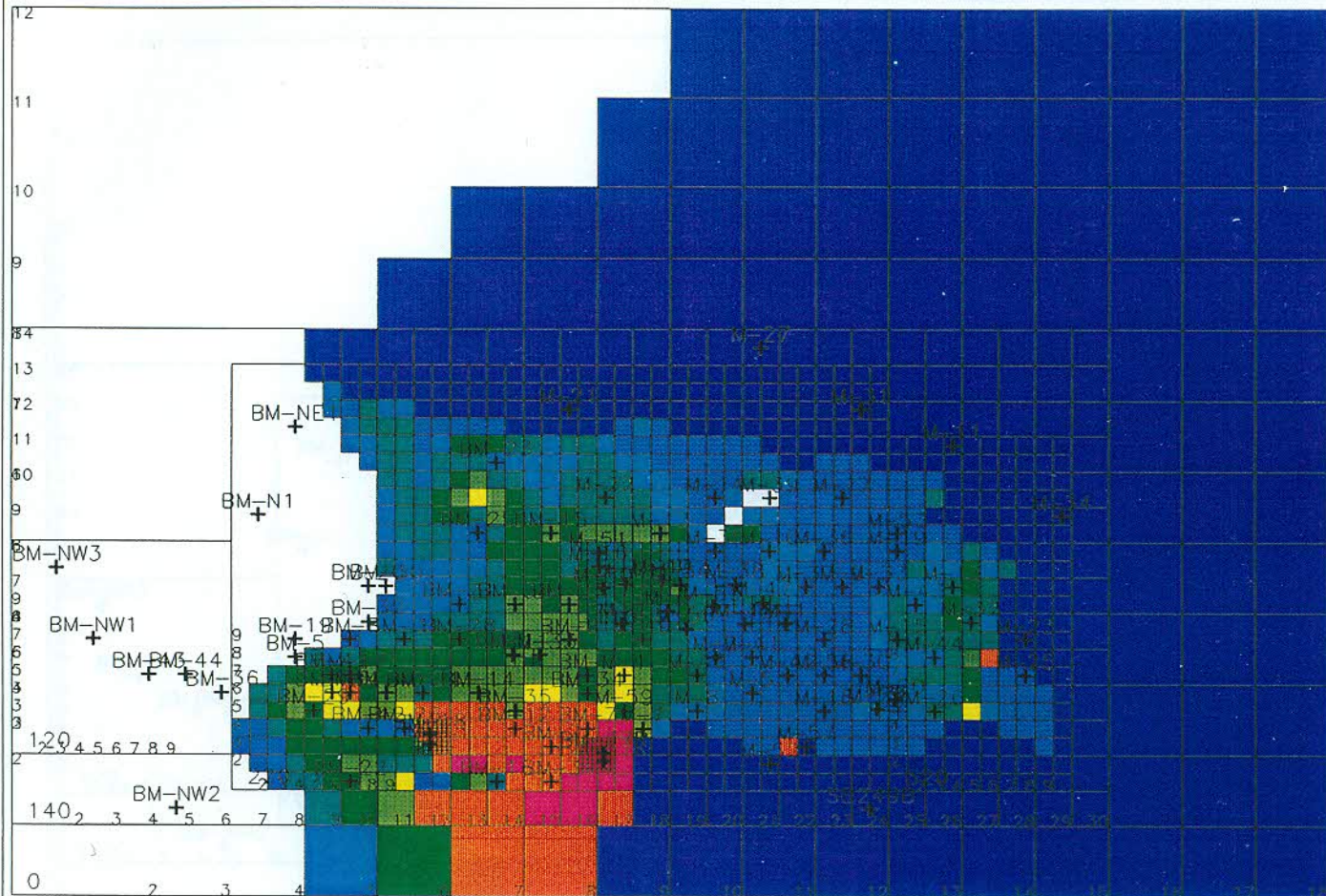


Communicating areas.



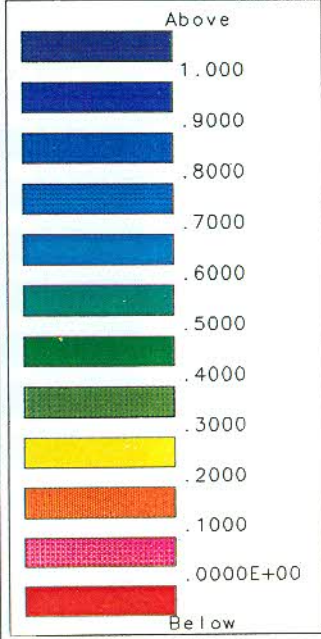
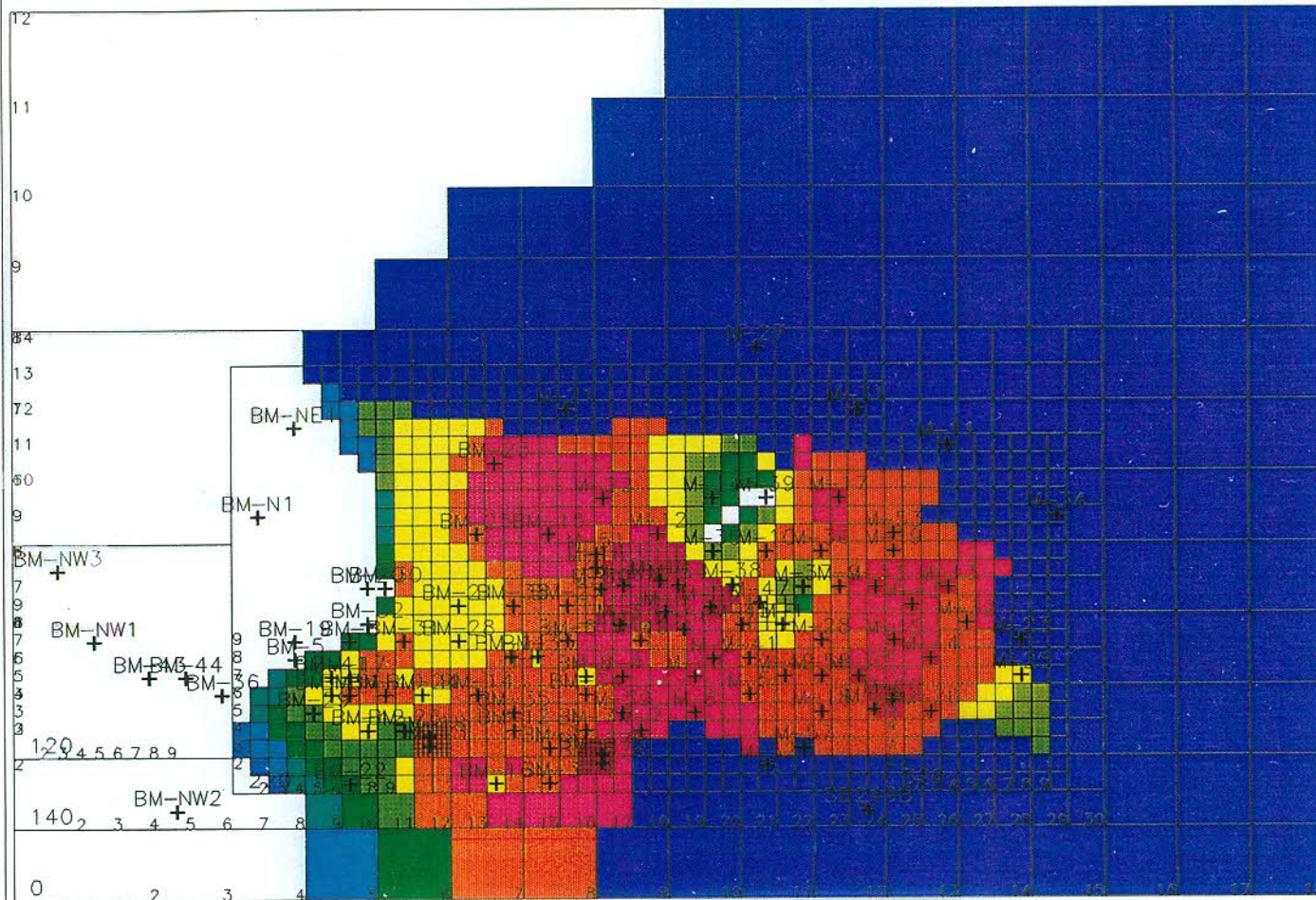


MODE global	GRID 0	LAYER 5.00	PARAM. SW_22339	Normal Scale 1/ 82192	Cross:X Scale No scale	Cross:Z Scale No scale	UNIT meters
----------------	-----------	---------------	--------------------	--------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------



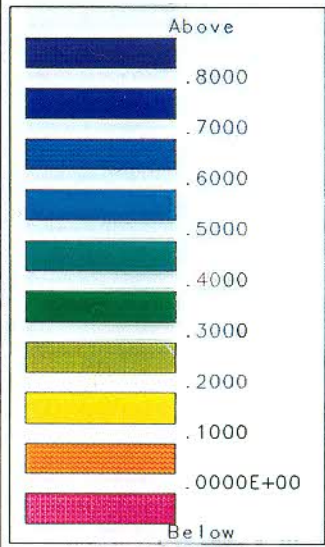
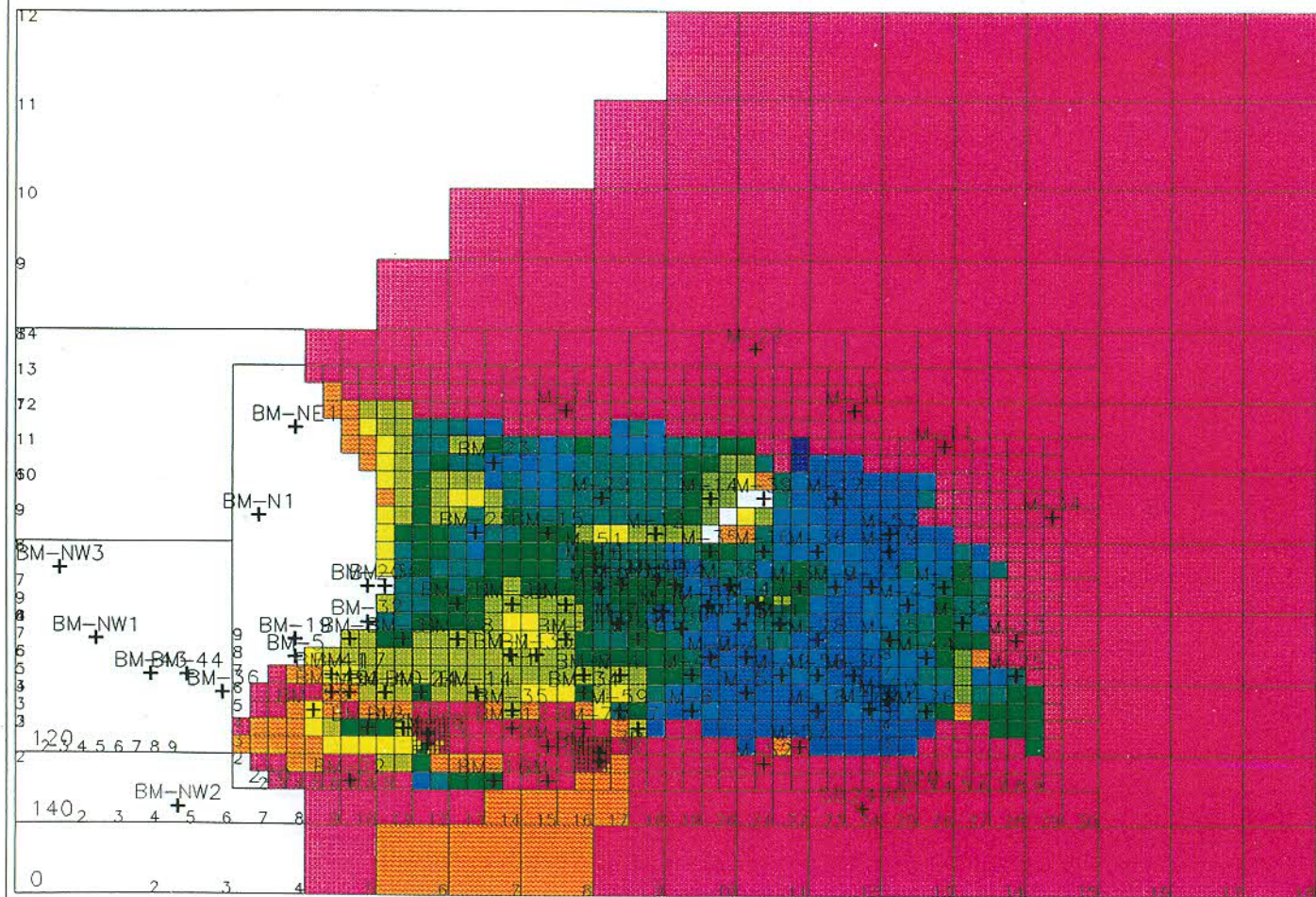
WATER SATURATION AT 12 /2030 - LAYER R2A

MODE global	GRID 0	LAYER 5.00	PARAM. SW_0	Normal Scale 1/ 82192	Cross:X Scale No scale	Cross:Z Scale No scale	UNIT meters
----------------	-----------	---------------	----------------	--------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------



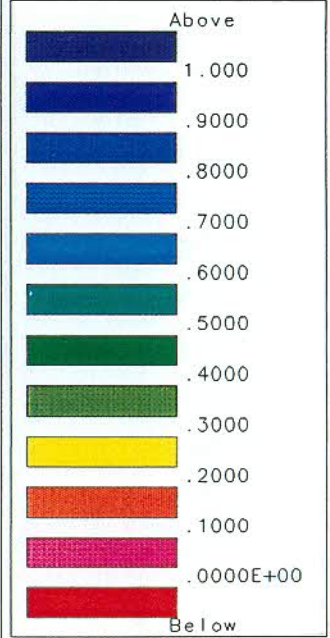
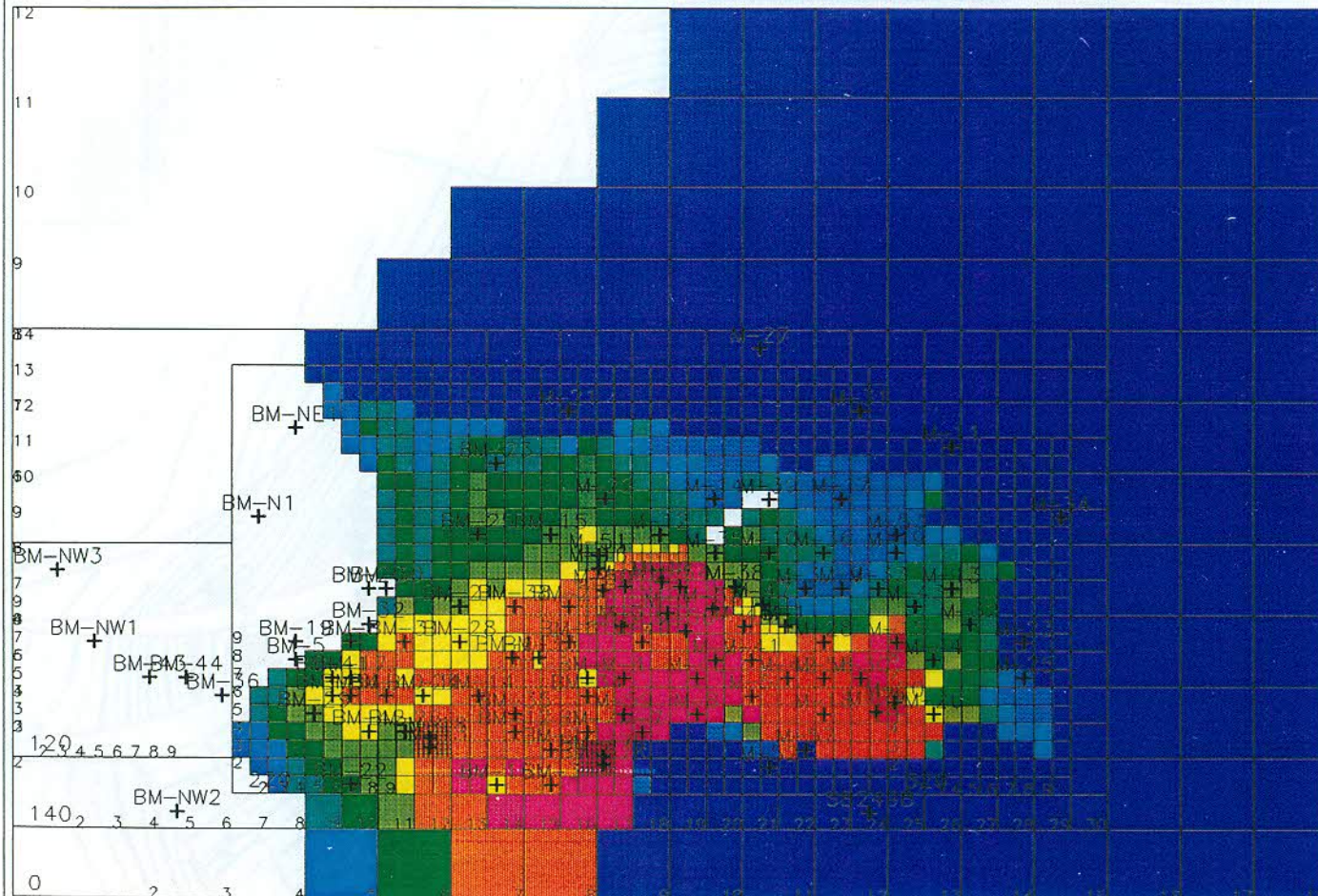
INITIAL WATER SATURATION MAP - LAYER R2A

MODE global	GRID 0	LAYER 5.00	PARAM. DSW_2233	Normal Scale 1/ 82192	Cross:X Scale No scale	Cross:Z Scale No scale	UNIT meters
----------------	-----------	---------------	--------------------	--------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------



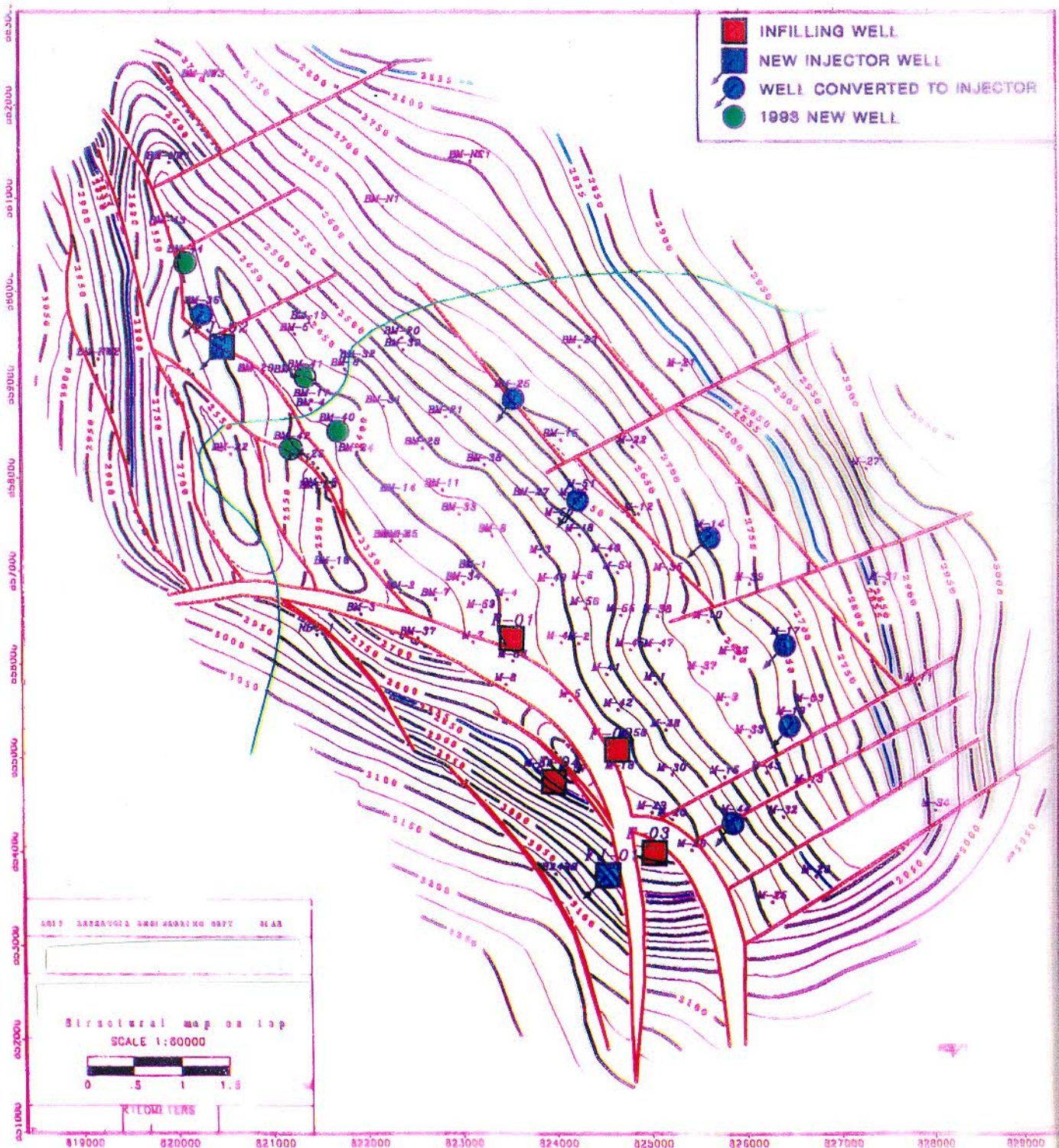
WATER SATURATION VARIATION AT 12 /2030 - LAYER R2A

MODE global	GRID 0	LAYER 5.00	PARAM. SW_11292	Normal Scale 1/ 82192	Cross:X Scale No scale	Cross:Z Scale No scale	UNIT meters
----------------	-----------	---------------	--------------------	--------------------------	---------------------------	---------------------------	----------------



WATER SATURATION AT 12 /1992 - LAYER R2A

- INFILLING WELL
- NEW INJECTOR WELL
- WELL CONVERTED TO INJECTOR
- 1993 NEW WELL

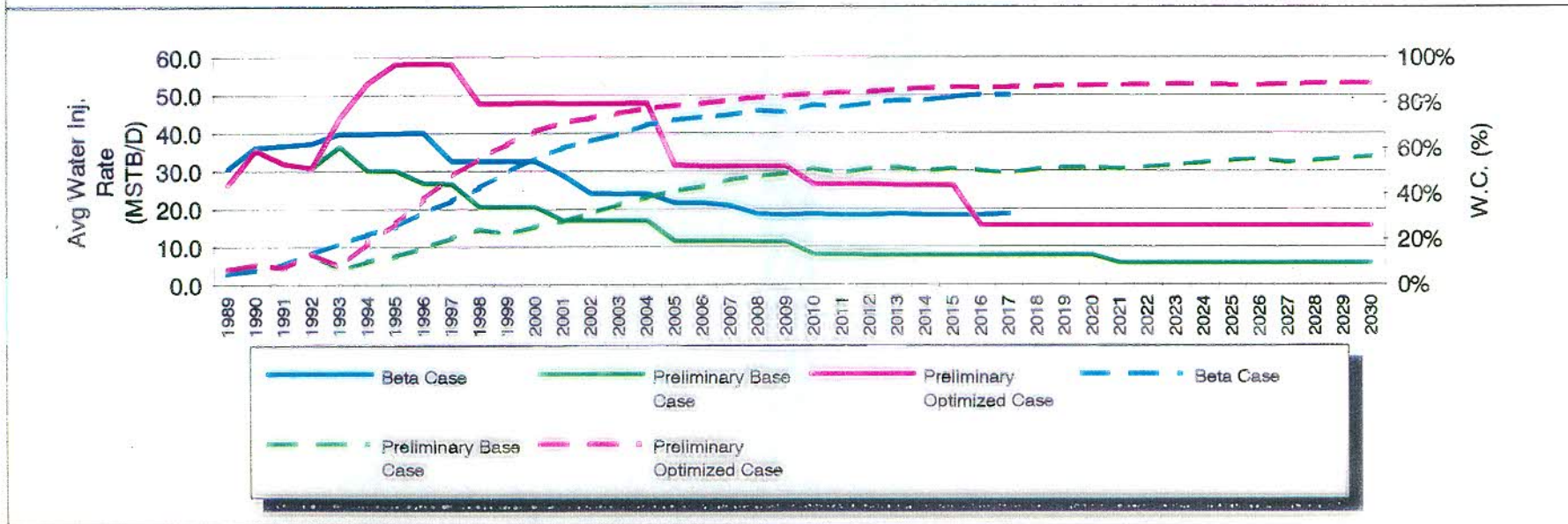
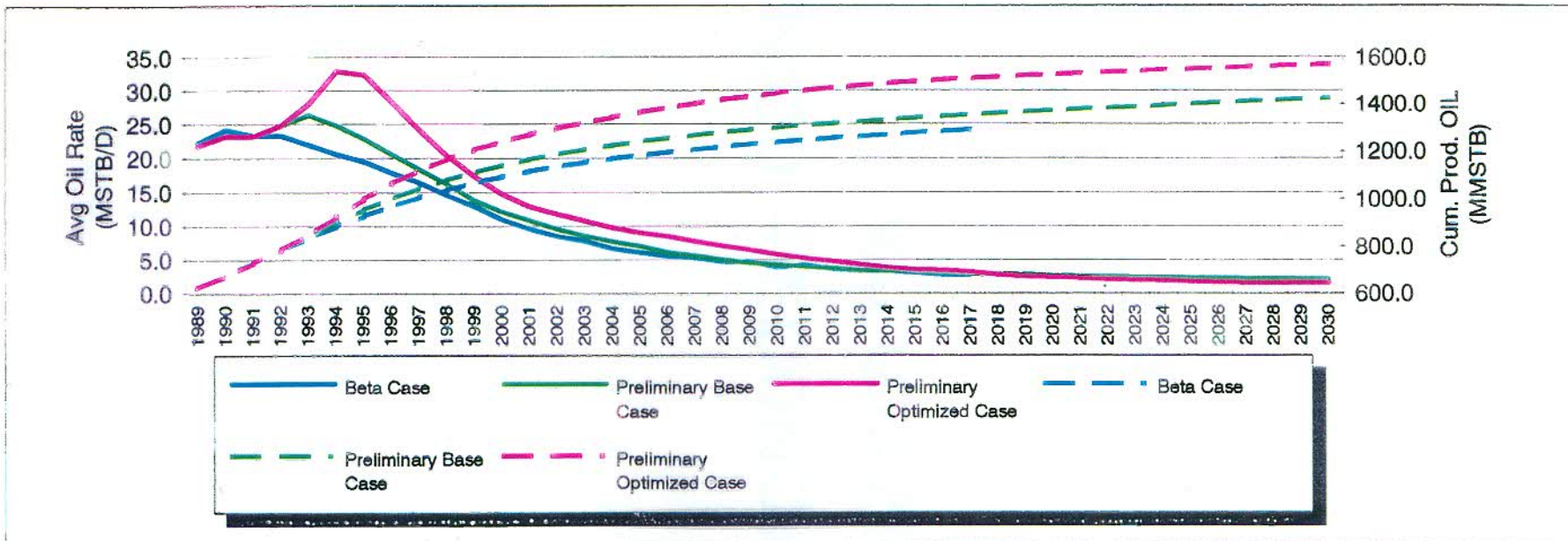


0 0.5 1 1.5
 KILOMETERS

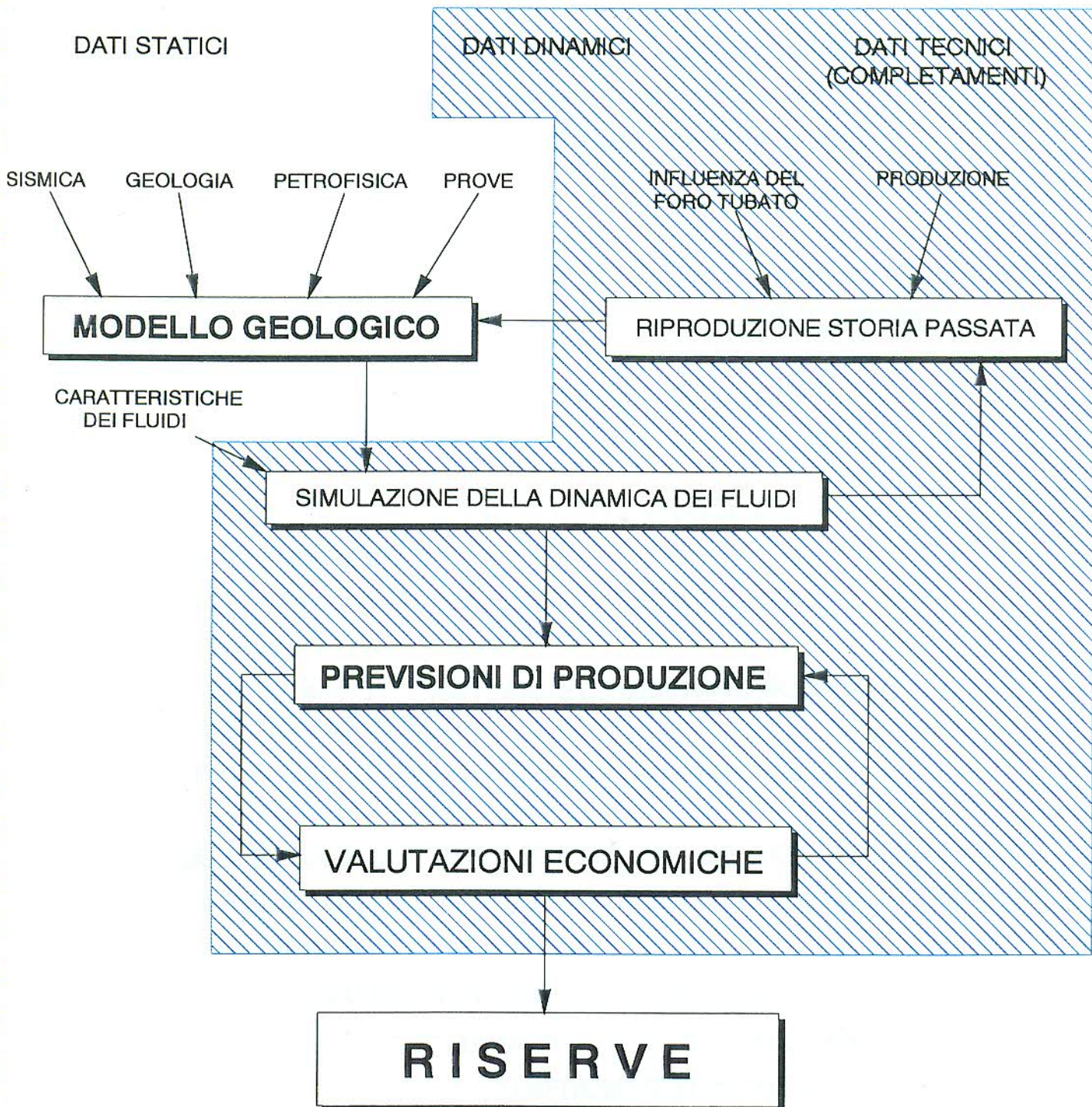
Scale 1:80000
 Structural map on top

819000 820000 821000 822000 823000 824000 825000 826000 827000 828000 829000

Comparison between FRAGOR and BETA Model Production Forecast Cases



STUDIO DI GIACIMENTO



CENNI DI VALUTAZIONE ECONOMICA

I PRINCIPALI INDICATORI ECONOMICI DI VALUTAZIONE USATI PER LA DEFINIZIONE DELLA REDDITIVITA' DEGLI INVESTIMENTI IN UN PROGETTO SONO:

- P.W.V. = Present Worth Value (Valore attuale netto)
- A.A.R.R. = Annual Average Rate of Return (Tasso di rendimento implicito)
- P.O.T. = Pay Out Time (Periodo di pareggio finanziario)
- C.W.P. = Cost When Produced (Costo unitario del prodotto)

IL P.W.V. E' LA SOMMA ALGEBRICA DEI FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI AD UN TASSO PRESTABILITO E' ESPRESSO DALLA RELAZIONE:

$$P.W.V. = \sum_{t=k+1}^n dR_t (1+i)^{-t+k} + \sum_{t=1}^k A_t (1+i)^{k-t}$$

ove:

- i** = TASSO DI SCONTO (atteso dalla societa')
- n** = N. ANNI PREVISTI
- k** = TEMPO A CUI LA VALUTAZIONE E' RIFERITA
- t** = UNITA' DI TEMPO, anni
- A_t** = RISULTATI OTTENUTI ANTECEDENTI AL MOMENTO DELLA VALUTAZIONE
- dR_t** = FLUSSO DI CASSA NETTO (tot: entrate - uscite)

IN GENERALE SI CALCOLA QUESTO PARAMETRO PER DIVERSI TASSI DI SCONTO IN RELAZIONE ALLA SCELTA AZIENDALE DELL'AUTOFINANZIAMENTO O DEL MERCATO FINANZIARIO.

UN VALORE POSITIVO DI P.W.V. INDICA UN INCREMENTO NETTO DI RISORSE PER LA SOCIETA' MA NON E' USATO COME UNICO CRITERIO DI VALUTAZIONE SPECIE PER CONFRONTO TRA DIVERSI PROGETTI.

L' A.A.R.R. E' DEFINITO COME IL TASSO DI INTERESSE CHE ANNULLA LA SOMMA ALGEBRICA DEI VALORI ATTUALIZZATI DEL FLUSSO DI CASSA OVVERO $P.W.V. = 0$ E' UN INDICATORE INDIPENDENTE DALLA DIMENSIONE ASSOLUTA DEI FLUSSI DI CASSA, PRESCINDE DAL TEMPO A CUI IL CALCOLO E' RIFERITO, PER SUA NATURA ESPONENZIALE OLTRE CERTI VALORI ($> 40\%$) PERDE DI ATTENDIBILITA' (specie per valori di flusso di cassa tutti positivi o negativi).

IL P.O.T. E' DEFINITO COME IL TEMPO NECESSARIO PER RECUPERARE I CAPITALI INVESTITI.

E' UN INDICATORE CHE NON DEFINISCE L'AMMONTARE DEI CAPITALI INVESTITI E IL PROFITTO CHE NE DERIVA, INDICA LA VOLONTA' CON CUI SI RAGGIUNGE IL PAREGGIO TRA FLUSSI DI CASSA DI OPPOSTO SEGNO. PUO' ESSERE CALCOLATO IN VALORI CORRENTI O DEFLAZIONATI.

IL C.W.P. E' IL COSTO UNITARIO DEL PRODOTTO RIFERITO AL RAPPORTO PRODUZIONE/COSTI ATTUALIZZATO.

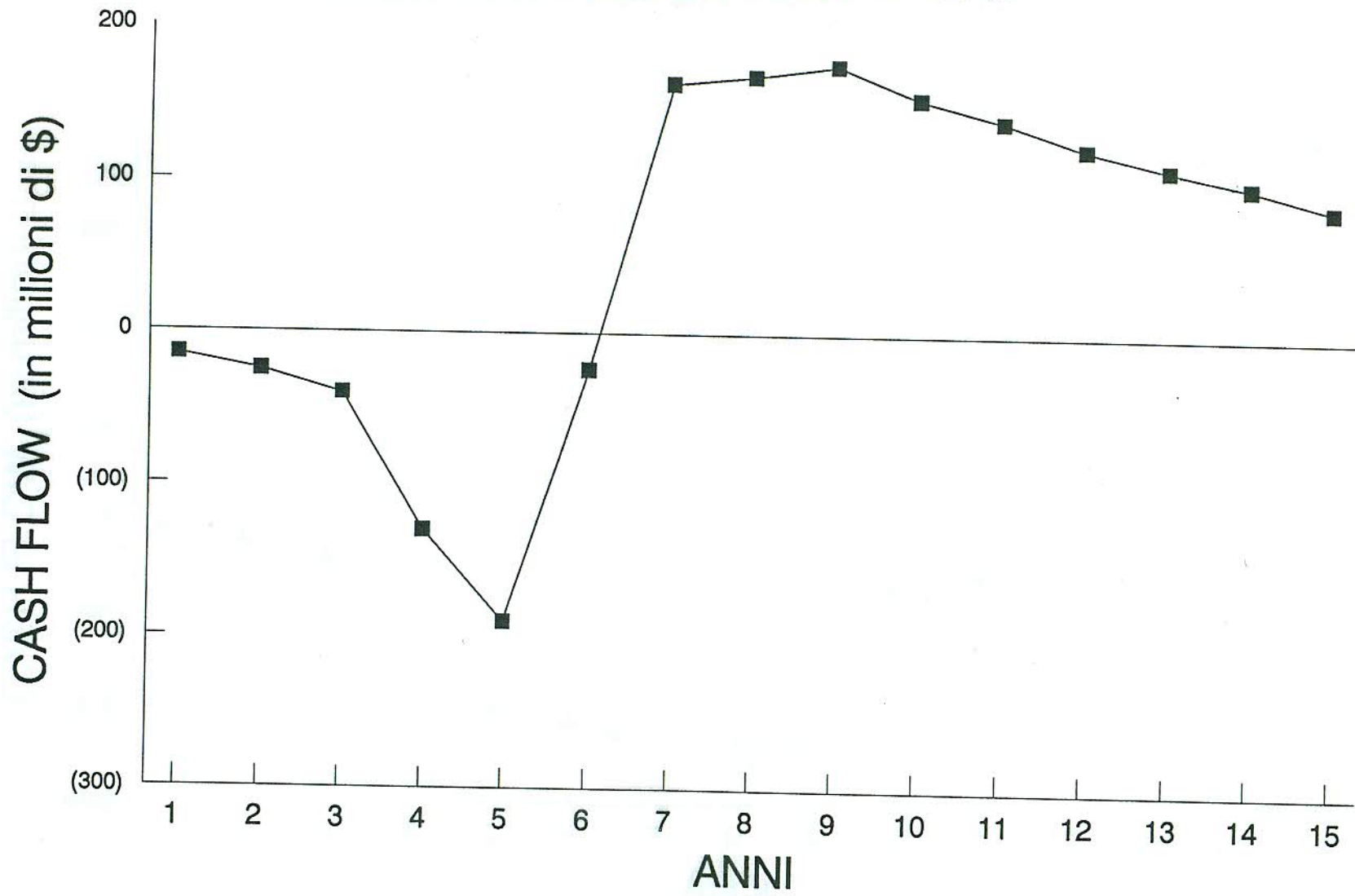
IN GENERALE NESSUN INDICATORE, SE CONSIDERATO SINGOLARMENTE E' UN GRADO DI MOSTRARE SE UN PROGETTO DI INVESTIMENTO SIA PIU' O MENO ATTRAENTE RISPETTO AGLI ALTRI.

RIMANGONO SEMPRE FERME PERO' LE CONDIZIONI CHE PER OGNI PROGETTO SIANO ALMENO SODDISFATTI I SEGUENTI VINCOLI:

$$P.W.V. > 0$$

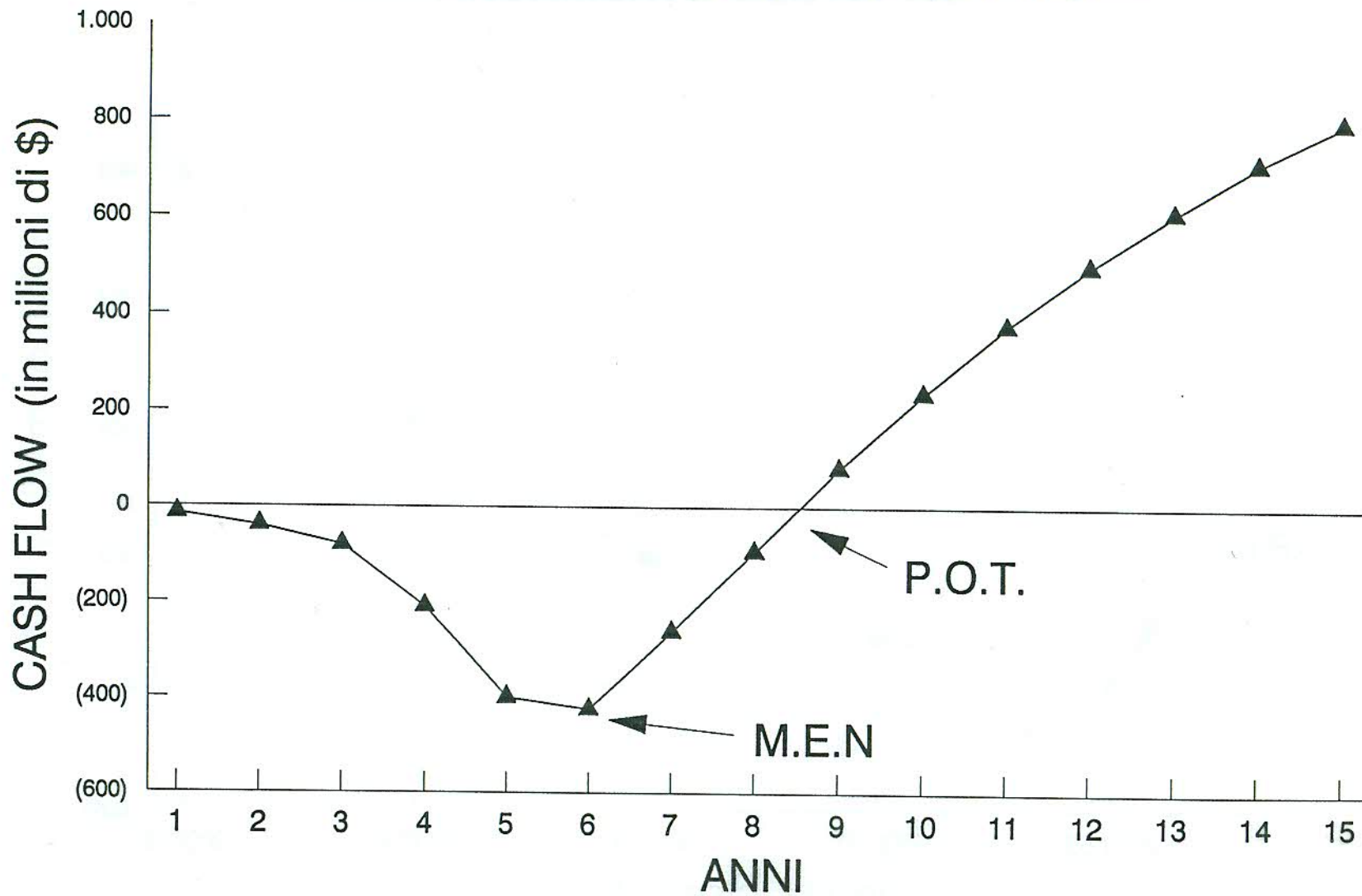
$$A.A.R.R. defl > i \quad (\text{tasso medio di rendimento dei capitali aziendali})$$

ANDAMENTO DEL CASH FLOW



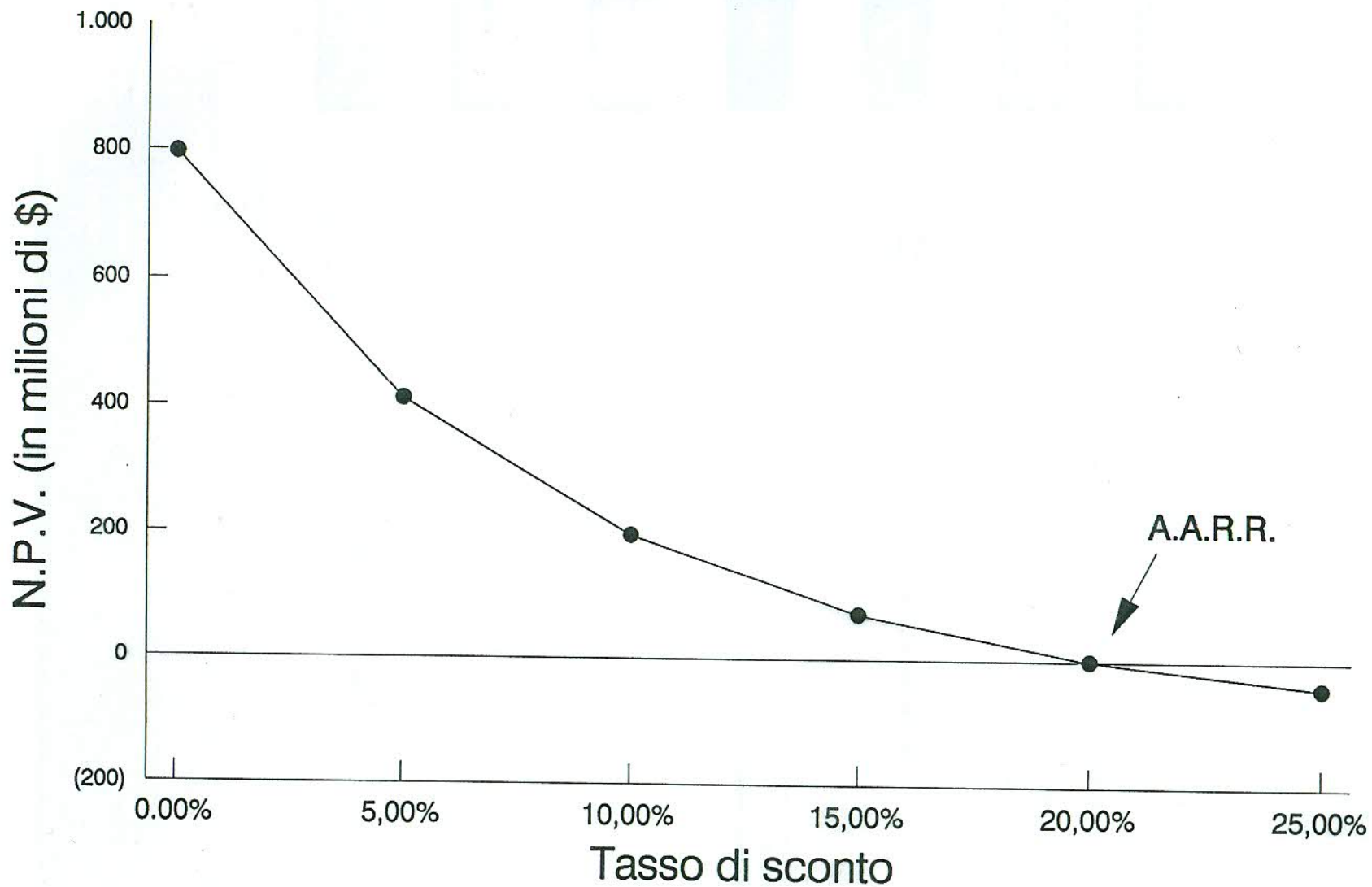
Graf. 1

ANDAMENTO DEL CASH FLOW CUMULATO



Graf. 1b

ANDAMENTO DEL N.P.V.



ITALIA : SCHEMA PER VALUTAZIONI ECONOMICHE

RICAVI NETTI

$$\text{RICAVI NETTI} = [\text{PRODUZIONE} * (1 - \text{ROYALTIES})] * \text{PREZZO}$$

ROYALTIES		
Zona ENI		0%
Terra	olio	9%
	gas	9%
Mare	olio	8%
	gas	5%
Sicilia olio	0 - 450 t	12.5%
	0 - 900 t	16%
	0 - 1350 t	18%
	> 1350 t	20%
Sicilia gas	t = 1200 Sm ³	

OPEX E AMMORTAMENTI

MARGINE LORDO

$$\text{MARGINE LORDO o IMPONIBILE} = \text{RICAVI NETTI} - \text{OPEX} - \text{AMMORTAMENTI (pregressi, esplorazione e sviluppo)}$$

TASSE

$$\text{TASSE} = \text{MARGINE LORDO} * 0.36 = \text{IRPEG}$$

$$\text{TASSE} = \text{MARGINE LORDO} * 0.162 = \text{ILOR}$$

TOT. TASSE = 52.2%

UTILE NETTO

$$\text{UTILE NETTO} = \text{MARGINE LORDO} - \text{TASSE}$$

AMMORTAMENTI

CASH FLOW

prima tasse = $\text{RICAVI NETTI} - \text{OPEX} - \text{INVESTIMENTI}$
 ovvero ($\text{MARGINE LORDO} + \text{AMMORTAMENTI} - \text{INVESTIMENTI}$)

dopo tasse = $\text{IMPONIBILE} - \text{TASSE} + \text{AMMORTAMENTI}$
 ovvero ($\text{UTILE NETTO} + \text{AMMORTAMENTI}$)

PARAMETRI ECONOMICI

AARR %	N.P.V. dal 2 al 15 %	P.O.T. anni	C.W.P. lire/tonn o lire/Sm ³	M.E.N. lire - anno	P.V.R. %
Tasso interno di rendimento (redditività')	Valore netto attualizzato $\sum_{t=1}^n \text{Cash flow} (1+i)^{-t}$ lire	Tempo necessario per recuperare l'investimento	Costo unitario di produzione $\frac{\text{Costo (invest + OPEX)}}{\text{Produzione netta}}$	Massima esposizione negativa del cash flow cumulato nell'anno ...	Redditività' per \$ o lira investiti N.P.V. @ 15% investimento

R I S E R V E

CLASSIFICAZIONE

Tutte le riserve hanno un grado di incertezza che dipende principalmente dall'attendibilità dei dati geologici-ingegneristici disponibili al momento della stima e della interpretazione di questi dati.

Si classificano perciò in :

CERTE

SVILUPPATE

NON SVILUPPATE

PROBABILI 50%

POSSIBILI 20%

R I S E R V E

DEFINIZIONE: Volumi stimati di olio, (*norme SEC*)* condensati, gas, liquidi di gas naturale e sostanze associate che valutazioni basate su dati geologici e di ingegneria di giacimento mostrano con ragionevole certezza di poter essere recuperate in futuro da giacimenti noti, nelle condizioni economiche esistenti al momento considerato e nel rispetto della legislazione esistente.

* *SEC Securities Exchange Commission*