

**CONCESSIONE B.C19.LF (OMBRINA)
RELAZIONE TECNICA ALLEGATA
ALL'ISTANZA DI PROROGA
DELL'IMPEGNO DI PERFORAZIONE**

GENERALITA'

A seguito del ritrovamento di idrocarburi liquidi al pozzo OMBRINA MARE 1, perforato durante il terzo periodo di vigenza sul permesso B.R125.LF, fu conferita alla ELF IDROCARBURI ITALIANA unitamente ad AGIP S.p.A. e SELM PETROLEUM ora EDISON GAS con D.M. del 28/04/1989 la Concessione B.C19.LF avente una superficie di 16.264 ha.

LAVORI ESEGUITI

Acquisizione dati sismici

Per precisare la scoperta di OMBRINA fu acquisita tra la fine del 1991 e gli inizi del 1992 una campagna sismica 3D su una superficie di circa 60 km² (3210 km lineari C1), come pure una campagna 2D di 44 km (vedasi figura 1) destinata sia a permettere l'integrazione dei dati geologici del pozzo ROMBO MARE 1 alla sismica 3D, sia a meglio definire la presenza di un prospect denominato "Ombrina Sud" situato tra il giacimento di OMBRINA e la linea di costa. Dopo un adeguato processing svolto presso il Centro di Calcolo della S.S.L. a Londra, finalizzato al miglioramento del dato sismico parzialmente disturbato da arrivi laterali dovuti alla presenza di scogliere artificiali poste in loco per proteggere la costa, l'interpretazione strutturale-stratigrafica fu affidata alla Divisione Studi di Giacimenti ed Esplorazione intensiva presso gli uffici di Pau della Elf.

Studio della risposta sismica a contrasti lito-stratigrafici

L'applicazione di tale metodologia ai dati della sismica 3D ha mostrato che il tetto del reservoir Oligo-Miocene inferiore, anche se associato ad un leggero coefficiente di riflessione positivo, non è visibile sui dati sismici a causa del loro scarso contenuto nelle alte frequenze. Solo la forma dell'arco che esprime fundamentalmente la risposta sismica legata al forte contrasto esistente a livello della soprastante base del Pliocene Inferiore è

influenzata dalla presenza di un sottile banco di packstone argilloso situato nella parte sommitale del reservoir (vedasi figura 2), ma in modo troppo debole e non estrapolabile su tutta l'estensione del giacimento. Neanche portando il segnale sismico a fase nulla si ottiene un suo miglioramento nella risoluzione verticale (figura 3).

Si è constatato anche che i valori delle impedenze acustiche del Miocene medio (roccia copertura) e del Miocene inferiore (roccia serbatoio) sono ambedue dell'ordine di 12.500 unità. Di conseguenza un'inversione della traccia sismica non darebbe risultati utili a definire i limiti del giacimento, come d'altronde non ha portato nessuna valida indicazione la modellizzazione sismica eseguita su modelli geologici.

Caratterizzazione delle facies sismiche

Pur teoricamente necessitando di più punti di taratura, è stata eseguita, come extrema ratio, una classificazione delle facies sismiche attraverso una metodologia, recentemente uscita dalla fase sperimentale, definita "reticolato di neuroni", che si basa sulla capacità di autodiscriminazione del programma di elaborazione e l'utilizzo della "logica sfumata" (la "fuzzy logic" degli Autori di lingua anglo-sassone). I risultati preliminari di tale studio sono però poco incoraggianti e difficilmente le elaborazioni ancora in corso potranno portare ad un'interpretazione univoca.

Inquadramento strutturale

La struttura di Ombrina si situa a Nord-Ovest di ROSPO in una zona interessata da faglie normali a direzione NO-SE di cui una maggiore, quella di Vasto, assicura la chiusura a Sud del giacimento. Dato che l'interpretazione della sismica 3D ha mostrato che il contrasto di impedenza acustica a livello del tetto reservoir non è visibile, sono stati tarati e cartografati la soprastante "base del Pliocene inferiore" e il sottostante "tetto dei calcari del Cretacico inferiore" (base del Pliocene inferiore) e il sottostante "tetto dei calcari del Cretacico inferiore" (base del reservoir al pozzo OBM 1). Sulla carta in isobate alla base della discordanza del Pliocene inferiore (vedasi figura 4), orizzonte che si situa su OBM1 40m sopra il tetto della roccia serbatoio, non appare una chiusura strutturale a livello del pozzo, di conseguenza si deve invocare l'origine stratigrafica o mista della trappola. L'osservazione della morfologia dei calcari del Cretacico inferiore (figura 5) permette di notare che l'ultima curva chiusa è a -2130m l.m., mentre questo orizzonte è stato raggiunto dal pozzo OBM1 a -2133m l.m. dopo aver attraversato 43m di reservoir mineralizzato ad olio; di conseguenza, supponendo il reservoir isopaco, la chiusura strutturale dovrebbe essere visibile fino a -2176m o, al minimo, a -2160m l.m. ipotizzando una riduzione dello spessore del reservoir come riscontrato al pozzo ROMBO MARE 1. Ciò conferma che il giacimento di OMBRINA è interessato da una chiusura stratigrafica o mista.

Il prospect "Ombrina Sud" (vedasi figura 6) appare poco evidenziato e di taglia non economica.

CALCOLO DELL'O.O.I.P.

Tale calcolo è interessato da una serie di incertezze come sotto indicato in ordine decrescente di importanza.

Incetanze sulla chiusura della trappola

Come sopra ampiamente descritto, la sismica, mostrando che gli orizzonti cartografabili risalgono a monoclinale verso l'Est e non evidenziando a livello del serbatoio una variazione di facies associabile ad una barriera stratigrafica, non permette di definire i limiti della trappola associata al giacimento di OMBRINA se non quelli per faglia a Sud (la già citata

faglia di Vasto) e per isobate a Nord ed a Ovest. Ne consegue che possono essere formulate diverse ipotesi, tra cui quella che considereremo "massima" tiene conto di una chiusura stratigrafica posta convenzionalmente a metà strada tra OMBRINA e KATIA verso Est e tra OMBRINA e ROMBO verso Nord, mentre nell'ipotesi minima è utilizzata una variazione di facies sismica presente nei calcari cretacei per ipotizzare una chiusura stratigrafica verso Est (vedasi figura 6).

Incertezze sulla quota del piano d'acqua

L'ipotesi minima è presa a -2133m l.m., corrispondente all'ODT di OMBRINA, mentre l'ipotesi massima assume come quota -2190m l.m., cioè la metà tra l'ODT ed il WUT (provato a -2245,5m l.m. dal DST n° 2 ad OMBRINA); la seconda quota implica necessariamente una barriera stratigrafica tra OMBRINA e ROMBO MARE; tale pozzo, infatti, ha incontrato la roccia serbatoio ad acqua a -2140m l.m..

Incertezze a livello del tetto del reservoir

Non potendo cartografare il reservoir, si ipotizza nel calcolo minimo una variazione lineare tra OBM1 e RBM1 del suo spessore, mentre nel calcolo massimo si considera uno spessore costante uguale a quello incontrato dal pozzo OMBRINA (43m). Tenendo conto delle incertezze sopra esposte è possibile definire come O.O.I.P. una forchetta compresa tra 10 e 80 milioni di tonnellate.

COEFFICIENTE DI RECUPERO

L'analisi delle carote recuperate a OMBRINA ha mostrato una densità di 4 fratture al metro (vedasi figura 7) e l'interpretazione del test di produzione ha indicato che la porosità è di due tipi: matriciale e per frattura.

Dato che la roccia serbatoio presenta fratturazione, il fattore di recupero dipende dalla imbibizione dei blocchi elementari della matrice delimitati dalle fratture ed aventi taglia decimetrica. L'imbibizione naturale misurata in laboratorio è in media del 5% (vedasi figure 8a, b, c). Tenendo conto del fattore tempo si può prevedere un fattore di recupero compreso tra il 5% ed il 7,5%.

RISERVE RECUPERABILI

Le riserve recuperabili potranno pertanto variare da 0,5 a 6 milioni di tonnellate. Nel secondo, più favorevole caso, solo in parte ricadenti sulla concessione B.C19.LF.

Le riserve minime di OMBRINA, (vedasi figura 6), non risultano attualmente e per un prossimo futuro, economiche (anche nel caso di una tavola d'acqua a -2140m l.m.); mentre l'ipotesi massima richiede evidentemente una verifica tramite l'esecuzione di lavori che però interessano preminentemente il limitrofo permesso B.R240.LF).

TEMA A GAS PLIOCENICO

Questo tema fu considerato marginale dopo i risultati negativi dati dal pozzo OBM1. Durante l'analisi dei dati 3D è emerso con particolare evidenza che, per motivi in corso di definizione, nella zona non sempre la presenza di gas è legata al ben conosciuto fenomeno del "bright-spot".

La taratura e la cartografia di alcuni orizzonti intra-pliocenici, non associati ad anomalie di ampiezza e per questo precedentemente trascurati, ha mostrato la possibilità di presenza di chiusure strutturali, che però necessitano di una migliore definizione nel dettaglio.

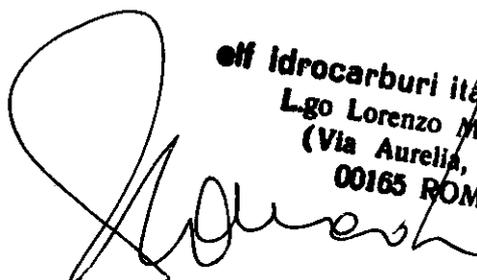
La priorità data al tema ad olio non ha permesso nel breve tempo disponibile di consacrare al tema a gas sufficiente attenzione. Attualmente non possiamo affermare che tale tematica sia realmente marginale, nè tanto meno esaurita, ma anzi pare meritoria di un adeguato approfondimento.

CONCLUSIONI

Da un punto di vista tecnico un pozzo di accertamento OBM2 posizionato sul B.C19.LF non permetterebbe di definire la posizione, nè il tipo di limite (strutturale e/o stratigrafico) situantesi verso l'Est. Il giacimento di OMBRINA sembra debordare considerevolmente sul contiguo permesso B.R240.LF ed in questo caso siamo nella necessità di attenderne gli sviluppi esplorativi.

Una pausa di riflessione è anche necessaria per i motivi sotto elencati.

- a) La serie clastica del Pliocene merita di essere rivista attraverso una ripresa dei dati fino ad oggi raccolti ed integrandoli in uno schema regionale.
- b) E' importante uno studio sull'uso del "gas-lifting" per facilitare la produzione dell'olio utilizzando eventuali ritrovamenti di accumuli di gas nella serie pliocenica.
- c) Occorre valorizzare l'economicità del giacimento attraverso lo studio delle problematiche legate all'ottimizzazione della produzione di un campo ad olio con elevato contenuto di anidride solforosa.


Elf Idrocarburi italiana s.p.a.
L.go Lorenzo Mossa, 8
(Via Aurelia, 619)
00165 ROMA

LISTA DELLE FIGURE

- Figura 1** Programma sismico eseguito
- Figura 2** Modellizzazione geofisica con segnale calcolato al pozzo OBM1
- Figura 3** Modellizzazione geofisica con segnale a fase nulla
- Figura 4** Carte in isobate alla base del Pliocene inferiore
- Figura 5** Carte in isobate al tetto dei calcari del Cretacico inferiore
- Figura 6** Ipotesi minimale di chiusura strutturale-stratigrafica della trappola
- Figura 7** Scheda descrittiva zona reservoir
- Figure 8a,b,c** Pressioni capillari della roccia serbatoio

COURBES DE PRESSION CAPILLAIRE EAU/HUILE
DRAINAGE ET IMBIBITION

Puits : OMBRINA 1

Cote (m) : 2150.72

Kw (mD) : 10.0

Porosité (%) : 16.39

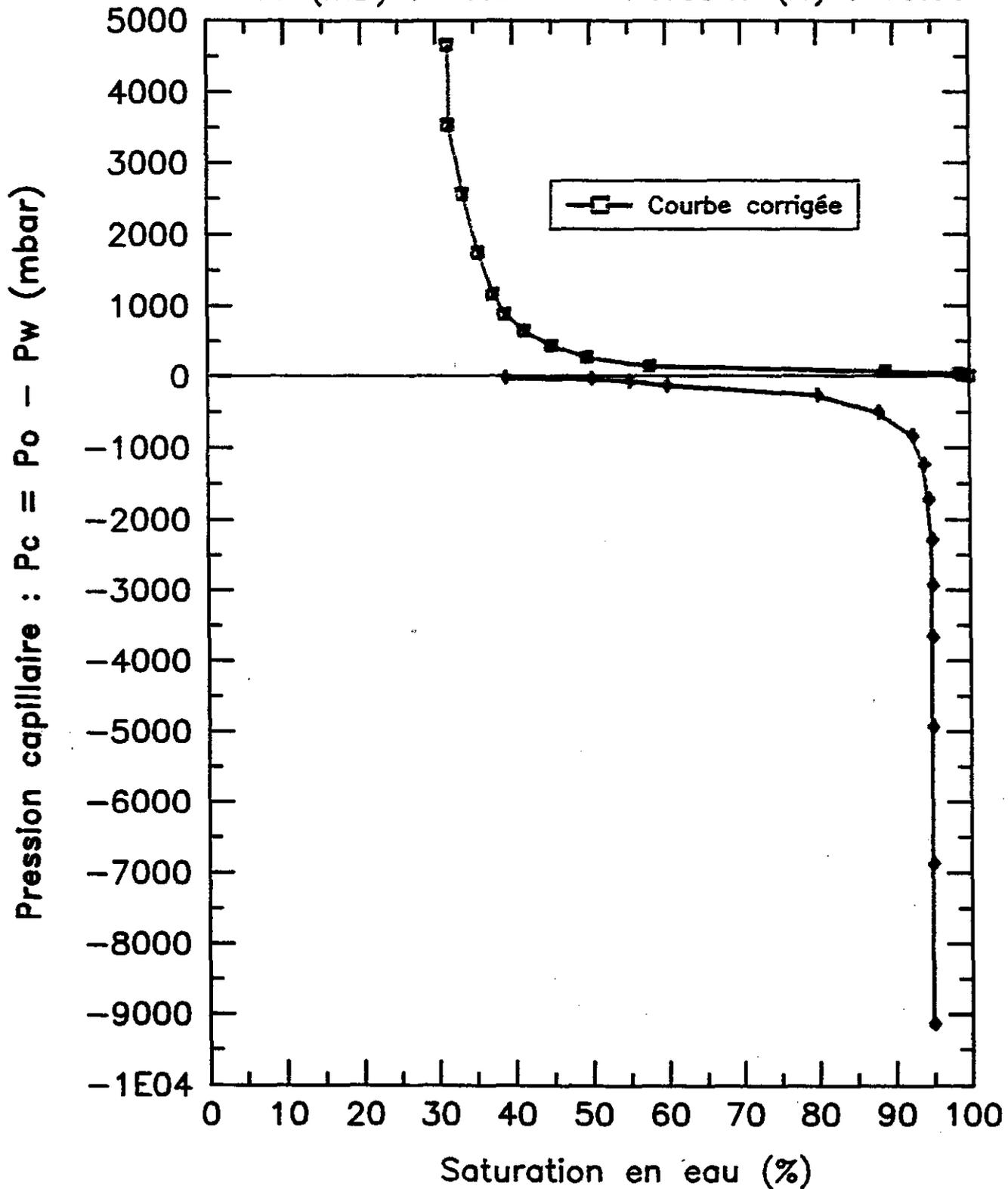


Figura 8b Pressioni capillari della roccia serbatoio

COURBES DE PRESSION CAPILLAIRE EAU/HUILE
DRAINAGE ET IMBIBITION

Puits : OMBRINA 1

Cote (m) : 2154.08

Kw (mD) : 20.0

Porosité (%) : 16.67

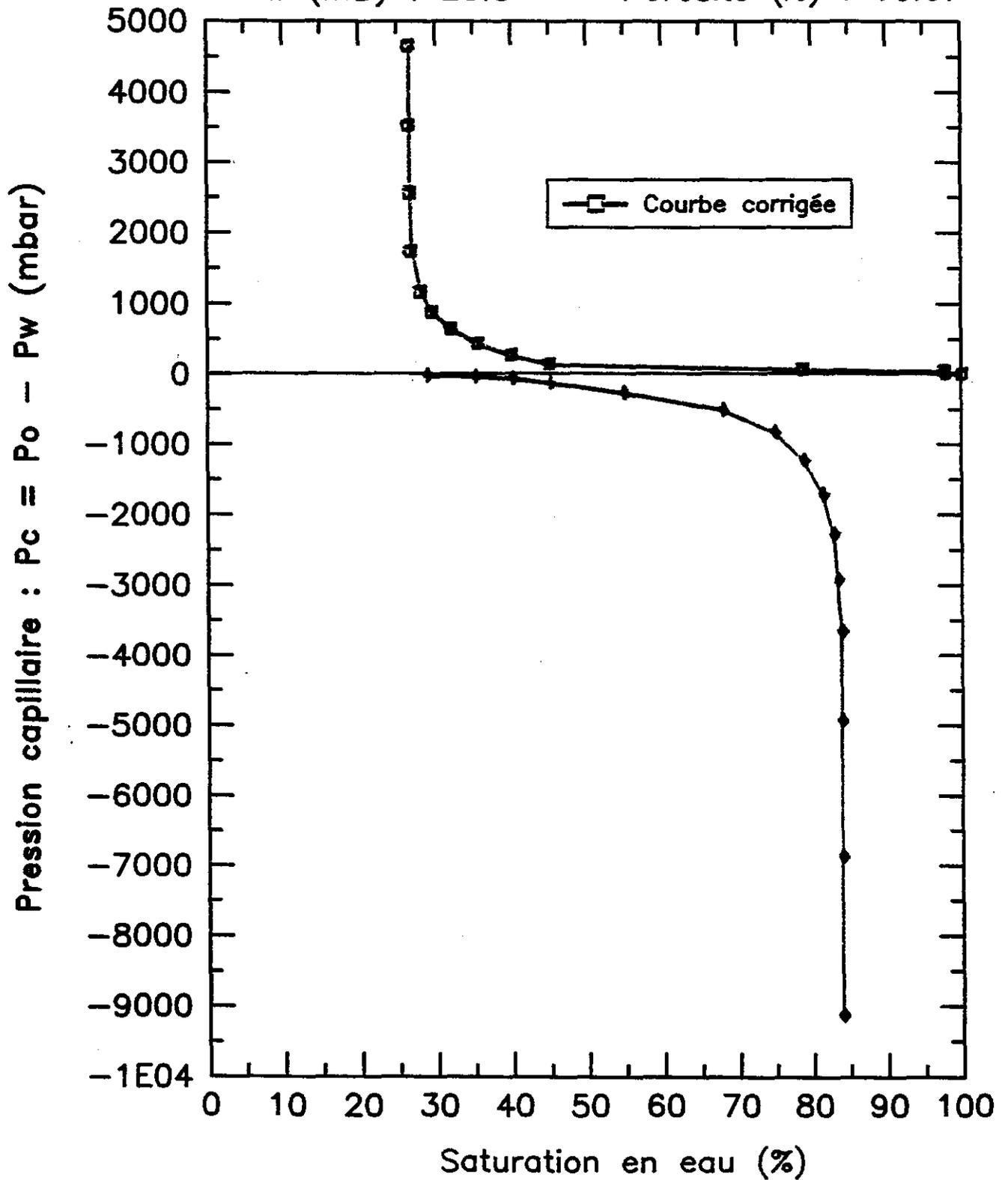


Figura 8c Pressioni capillari della roccia serbatoio

COURBES DE PRESSION CAPILLAIRE EAU/HUILE
DRAINAGE ET IMBIBITION

Puits : OMBRINA 1
Kw (mD) : 11.0

Cote (m) : 2126.79
Porosité (%) : 14.85

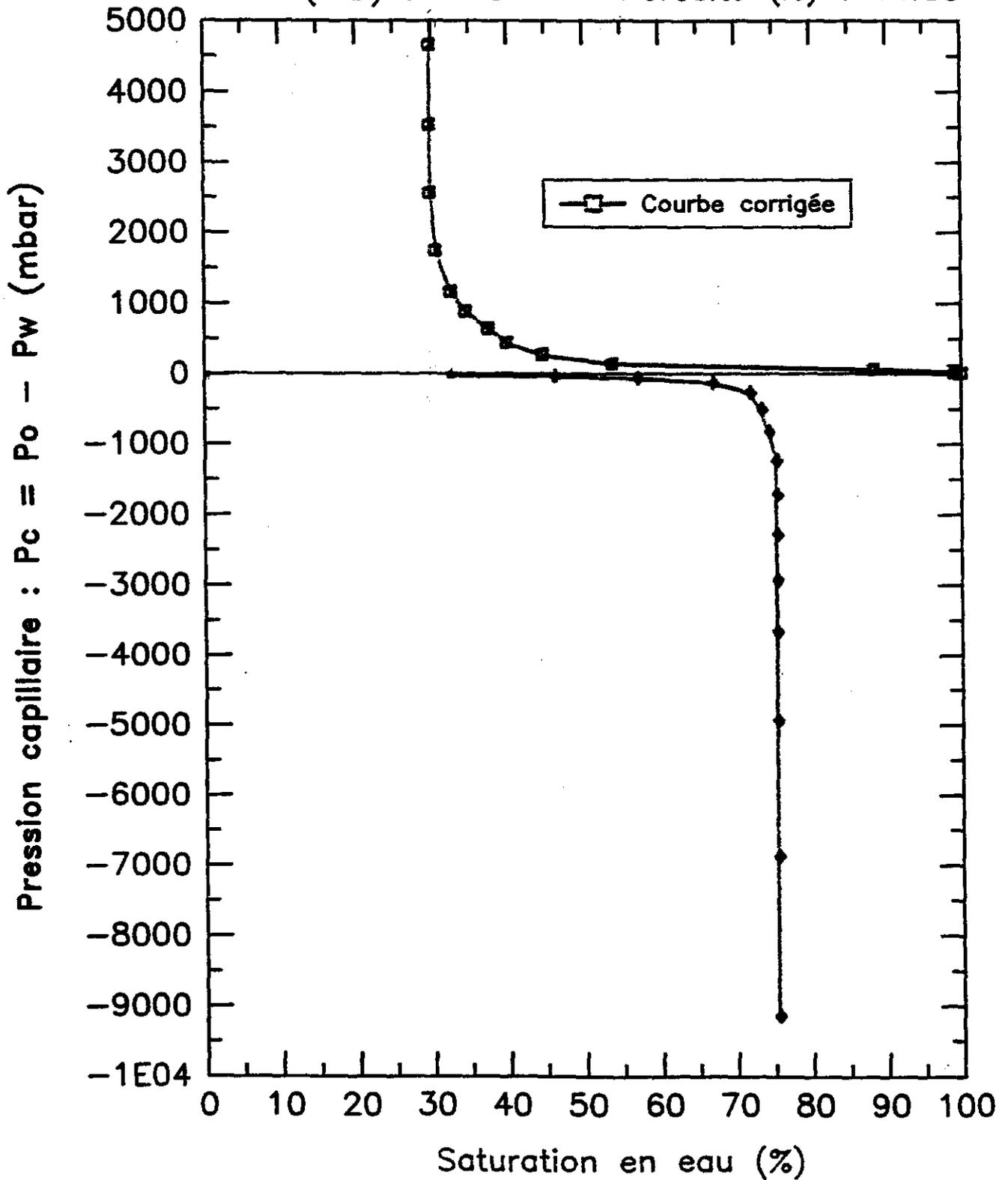
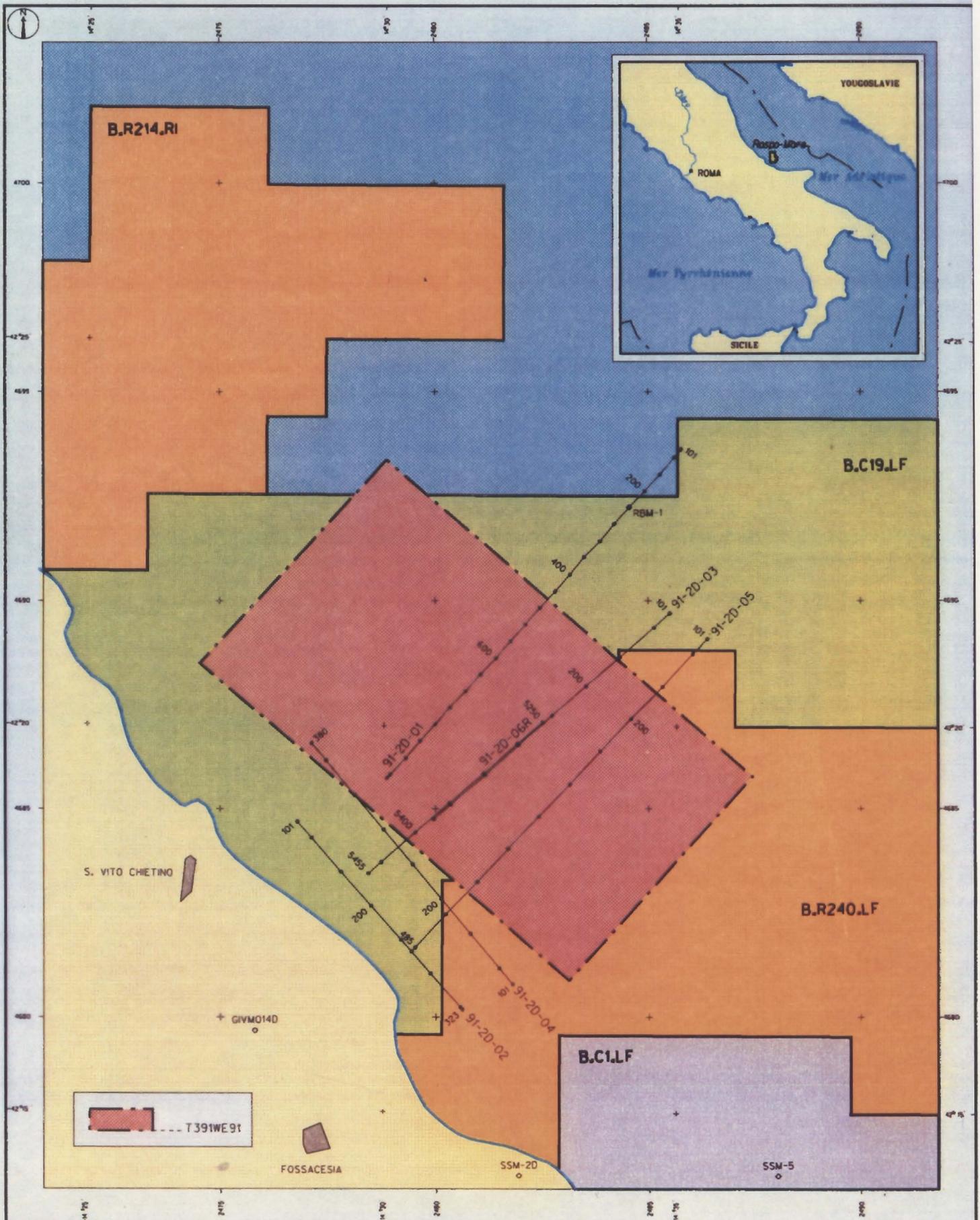


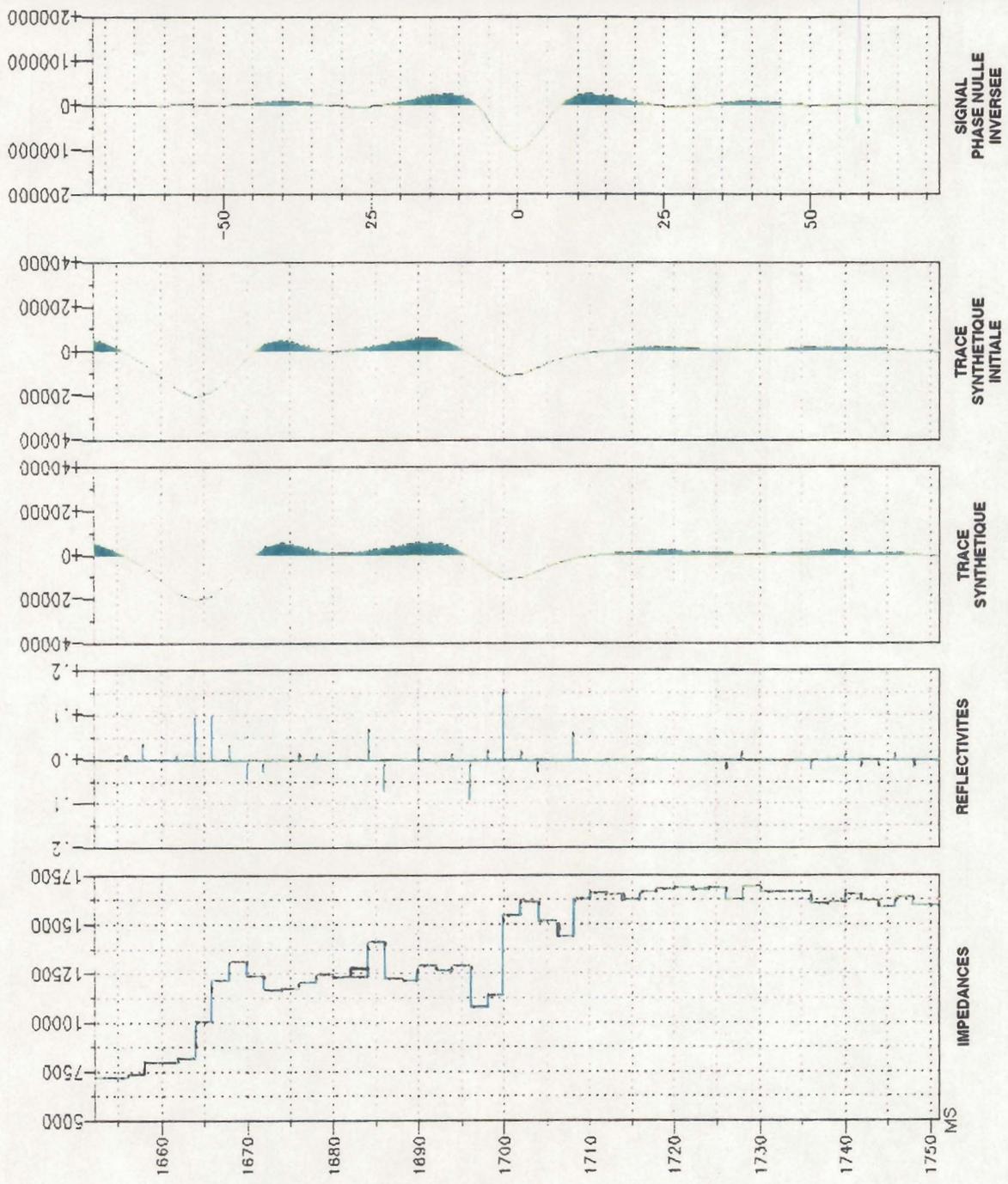
Figura 8a Pressioni capillari della roccia serbatoio



OMBRINA 3D
PLAN DE SITUATION
T391WE91



- SCROLLING DOWN
- SCROLLING UP
- CHANGE
- C. SPLA. PARAMETERS
- SHIFT
- NOUIRE
- DELETE POINT
- RESTORE POINT
- DELETE FLAGE
- RESTORE FLAGE
- TRACER LOG
- MODIF.
- VALID.
- ZOOM
- RUDZOOM
- FIN

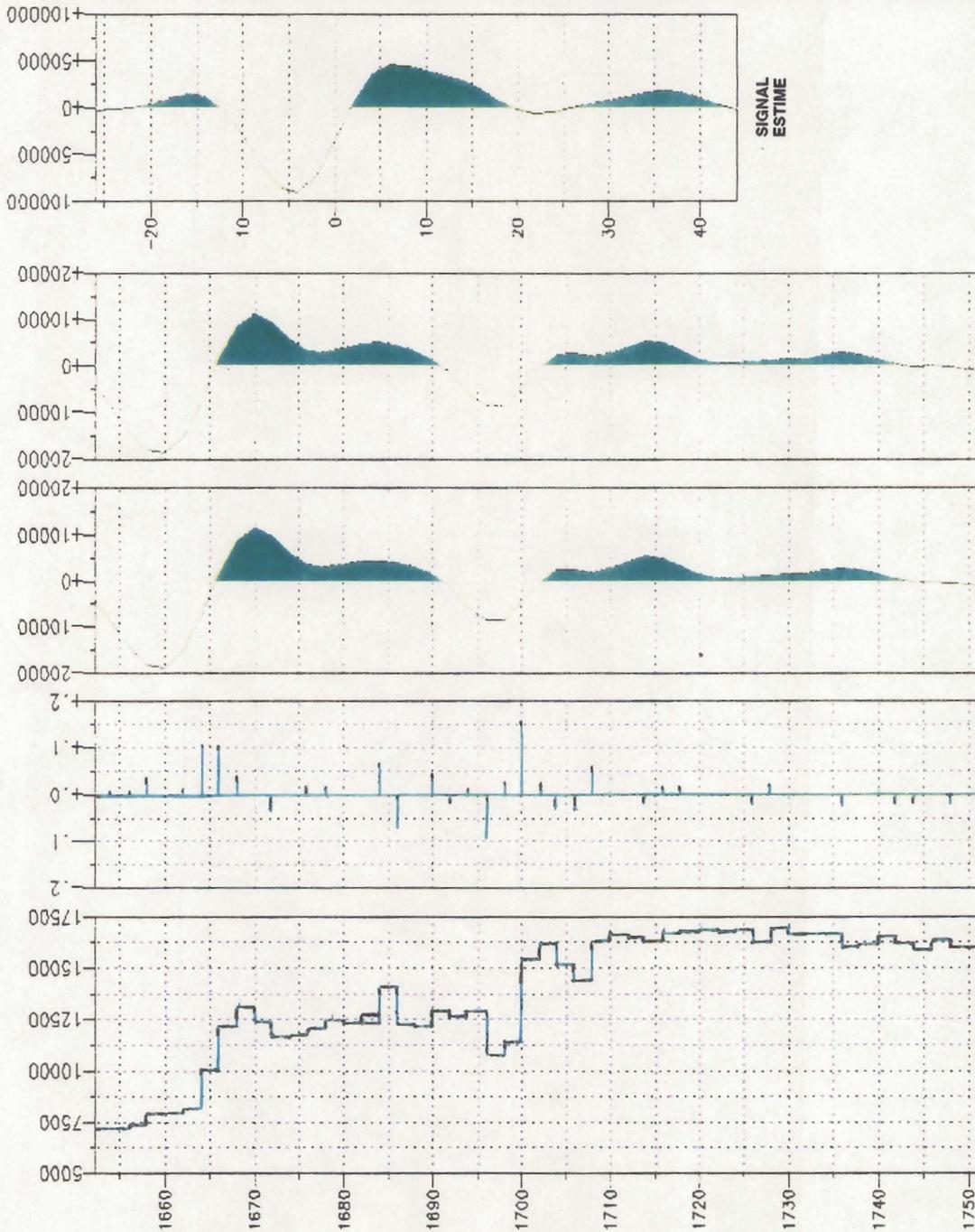


CRETAIE INF.	H5
OLIGO-CENE	H4-1
MIOCENE INF./MOY.	H4
	H3-4
	H3-3
	H3-2
MESSIN	H3-1
	H2
PLIOCENE INF.	H1

H3 - H5 = INTERVALLE RESERVOIR A HUILE
OMBRINA
REPONSE SISMIQUE ASSOCIEE AU RETRAIT DU PREMIER BANC AU SOMMET DES RESERVOIRS
(TEST AVEC SIGNAL PHASE NULLE INVERSEE)

Figura 3 Modellizzazione geofisica con segnale a fase nulla

- SCROLLING DOWN
- SCROLLING UP
- CHANGE
- DISPLAY PARAMETERS
- SHIFT
- INQUIRE
- DELETE POINT
- RESTORE POINT
- DELETE FLAGE
- RESTORE FLAGE
- TRACER LOG
- MODIFY
- VALID
- ZOOM
- FULLZOOM
- FIN



CRETAIE INF.	H5
OLIGO-CENE.	H4-1
MIOCENE INF./MOY.	H4
	H3-4
	H3-3
	H3-2
MESSIEN PLOCENE INF.	H3-1
	H2
	H1

H3 - H5 = INTERVALLE RESERVOIR A HUILE
OMBRINA
 REPONSE SISMIQUE ASSOCIEE AU RETRAIT DU PREMIER BANC AU SOMMET DES RESERVOIRS
 (TEST AVEC SIGNAL ESTIME)

Figura 2 Modellizzazione geofisica con segnale calcolato al pozzo OBM1

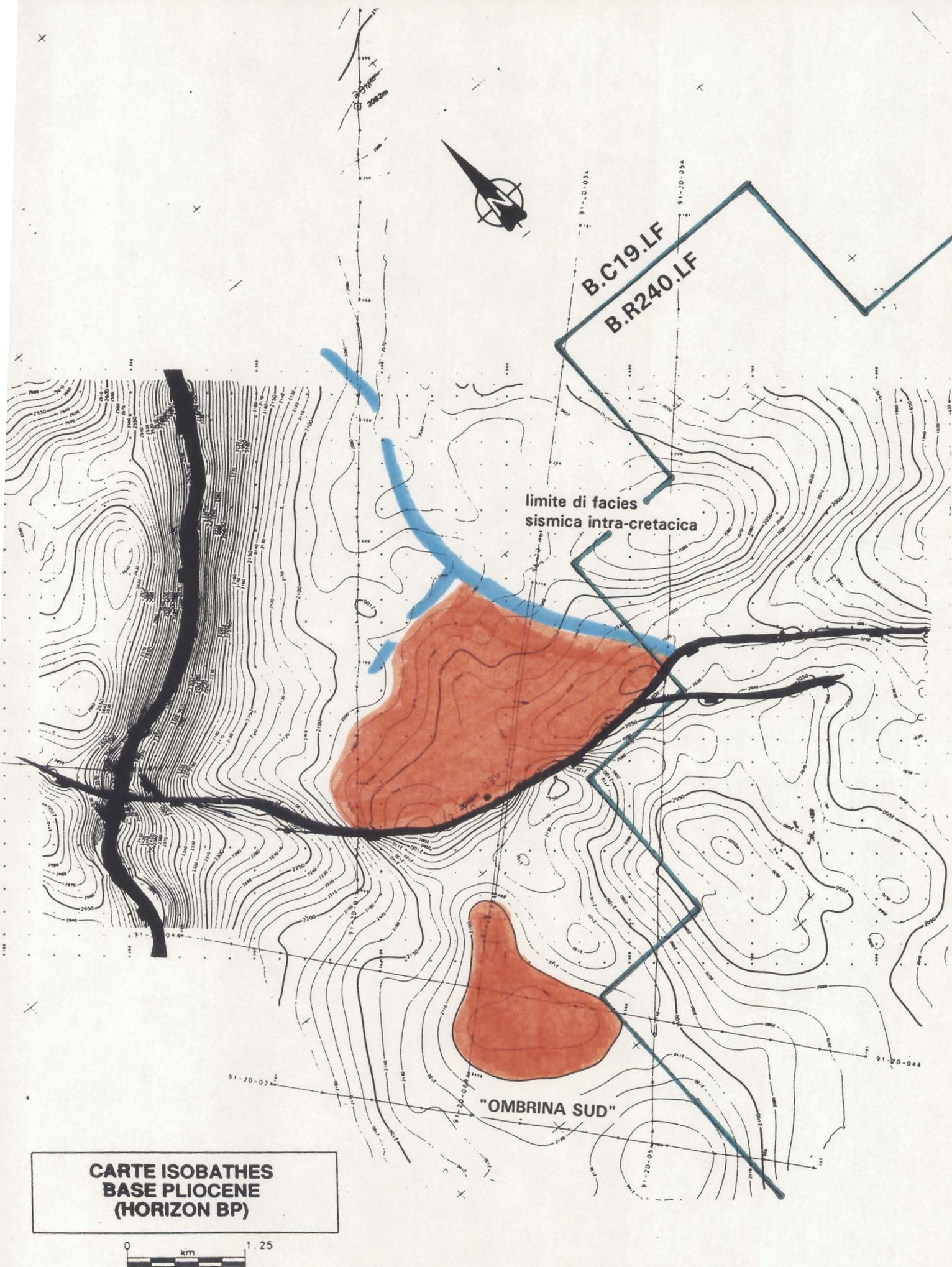


Figura 6 | ipotesi minimale di chiusura strutturale-stratigrafica della trappola

