

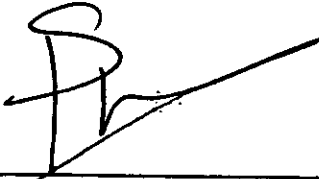
elf italiana s.p.A.
310A.PR.90/0.1.2.P.0091 DB

Roma, 12/03/1990

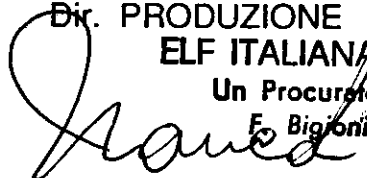


CONCESSIONE B.C19.LF

Programma di sviluppo
del campo di
OMBRINA MARE



Ing. P. SENEQUIER
Dir. PRODUZIONE
ELF ITALIANA SpA
Un Procuratore
E. Bigioni



1 PREMESSA

Il pozzo B.R125.LF/2 (OMBRINA MARE 1, OBM1), perforato nel 1987, ha messo in evidenza la mineralizzazione ad olio in una formazione calcarea di età mio-oligocenica.

Tale mineralizzazione insiste nell'ambito della concessione di coltivazione idrocarburi liquidi e gassosi denominata "B.C19.LF" ricadente nell'ambito della zona "B" del mare Adriatico dove la ELF opera con il 30% e dove SELM PETROLEUM ed AGIP sono associati con le quote rispettive del 50% e 20%.

Prove di produzione sono state effettuate sul pozzo di scoperta tra fine 1989 ed inizio 1990 con l'obiettivo di definirne la produttività.

Su questa base, sono stati definiti il programma di ulteriore esplorazione e delle ipotesi di sviluppo del giacimento di OMBRINA MARE (OBM) che sono riportati nella presente nota.

2 GENERALITA'

Il giacimento petrolifero di OMBRINA MARE (OBM), scoperto nel 1987 con la perforazione del pozzo OBM1, si trova 5 km circa al largo delle coste abruzzesi e più esattamente nella zona di mare prospiciente San Vito Chietino (CH), in una profondità d'acqua di circa 20 m.

Le distanze dalle principali strutture portuali e/o petrolifere esistenti in zona (all. 1) sono le seguenti:

- . porto di Ortona : 10 km circa;
- . centrale gas di Santo Stefano Mare (SSM) : 15 km circa;
- . strutture del campo di Rospo Mare (RSM) ed in particolare il serbatoio galleggiante Alba Marina : 38 km circa.

La joint-venture cui è stata attribuita la Concessione B.C19.LF su cui si trova il giacimento di OBM è costituita dalle seguenti Società:

ELF ITALIANA (Op.)	: 30%
AGIP	: 20%
SELM PETROLEUM	: 50%

3 RICHIAMI STORICI

Il permesso poi denominato B.R125.LF, fu richiesto nel 1974 con d.196 BR-LF dall'associazione ELF (50%)/MONTEDISON (50%), con l'intento di esplorare:

- A) le sabbie del Pliocene medio produttrici di gas a SANTO STEFANO MARE,
- B) i livelli di calcarenite al tetto della serie calcarea Mio-Cretacea, sotto la copertura dei gessi messiniani.

L'attribuzione avvenne con D.I. 4/06/1975 dopo che il Ministero competente aveva rigettato le istanze concorrenti.

Con D.I. 30/06/1978, la ELF cedeva all'AGIP una quota di titolarità pari al 20% a seguito della quale si determinava l'attuale associazione in partecipazione.

I lavori eseguiti nel primo periodo di vigenza del permesso possono così riassumersi:

A) GEOFISICA E GEOLOGIA

- Febbraio 1976 : campagna sismica a riflessione (C.G.G.) per un totale di circa 391 km.
- Aprile/Giugno 1976 : campagna di sismica a riflessione "Shallow-water" (Western) per un totale di circa 130 km.
- Luglio 1976 : collegamento in sismica a riflessione tra il permesso in oggetto e la zona a terra compresa fra Ortona e Rocca S. Giovanni (Western) per un totale di circa 9 km.

Nel corso dell'anno, ad un primo studio di interpretazione geologica dei risultati sismici, seguì uno studio di sintesi a carattere regionale con l'intento di definire geologicamente la zona del permesso, la serie stratigrafica tipo, le eventuali variazioni laterali di facies, oltreché tentare la ricostruzione paleogeografica e paleoambientale dell'area.

B) PERFORAZIONE

L'interpretazione dei succitati lavori portò all'ubicazione del pozzo esplorativo ROMBO MARE 1 (T.D. = 4125 m) che fu perforato nel periodo Luglio/Novembre 1979 con l'intento di esplorare la serie calcarea cretacea al tetto di una "anomalia" sismica. L'esito minerario fu negativo ed il pozzo abbandonato.

Alla scadenza del primo periodo di vigenza l'area fu ridotta da 46545 ha a 34778 ha con il rilascio della zona Nord-Occidentale del permesso (all. 2).

Nel secondo periodo di vigenza i lavori svolti sul permesso furono soltanto di tipo sismico con il reprocessing di 200 km di linee nel 1980, l'acquisizione di sismica a riflessione per 38,5 km nel 1981 e l'acquisizione di sismica a riflessione "shallow-water" (km 69,7) nel 1982.

Le acquisizioni sismiche furono processate in ampiezza preservata.

Alla scadenza del secondo periodo di vigenza l'area del permesso fu ulteriormente ridotta da 34778 ha a 22872 ha con il rilascio del settore Nord-Occidentale (all. 2).

Nel terzo ed ultimo periodo di vigenza del permesso furono registrati circa 100 km di sismica a riflessione di dettaglio (1985-C.G.G.), ma soprattutto fu eseguita dal 17/03/1987 al 29/05/1987, la perforazione del pozzo esplorativo OBM1 i cui risultati minerari hanno motivato l'inoltro, avvenuto il 29/05/1987 presso il Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, di un'istanza di Concessione (d. 25 BC-LF) per l'intera area residua del permesso, cioè 22872 ha.

Il conferimento avvenuto con D.M. del 28/04/1989 (B.U.I.G. XXXIII - n° 10), ma con decorrenza 4/06/1987, interessa un'area ridotta rispetto a quella richiesta, corrispondente a 16264 ha (all. 2).

4 RISULTATI DEL POZZO

4.1. Perforazione del pozzo OBM1

L'obiettivo principale del pozzo OBM1 era costituito dalla serie argillo-sabbiosa del Pliocene superiore, nell'ambito della quale erano stati evidenziati dei "bright-spots", mentre l'obiettivo secondario era rappresentato dalla serie calcarea oligo-miocenica e cretacea.

Il pozzo che raggiunse la profondità di 2360 m rinvenne mineralizzati a gas i livelli sabbiosi del Pliocene medio-superiore e ad olio la serie calcarea oligo-miocenica e cretacea.

Durante la perforazione del pozzo OBM1, furono eseguiti una serie di tests, tanto in foro scoperto quanto in foro tubato (all. 3), che hanno confermato le mineralizzazioni ed hanno fornito importanti indicazioni sulle capacità produttive e sulla consistenza dei ritrovamenti.

balle!

I risultati seguono:

- DST n° 1 = 2100-2146 m (OH)

Reservoir	: oligo-miocenico
Pressione statica	: 212,4 kg/cm ² abs. (a -2023,5 m)
Volume prodotto	: 8,5 m ³ di olio in 5h30'
Densità del greggio	: 0,943 kg/l a 15°C = 18,5° API

- DTS n° 2 = 2273-2307 m (OH)

Reservoir	: cretaceo
Pressione statica estrapolata	: 231,7 kg/cm ² abs. (a -2236,7 m)
Volume prodotto	: 8 m ³ di acqua salata (50 g/l NaCl) in 6h05' con tracce di olio e presenza di H ₂ S (1000 ppm)

.../...

- DTS n° 3 = 2197-2207m (CH)

Reservoir : cretaceo
Pressione statica misurata : 148,8 kg/cm² abs.(a -2163 m)
Volume prodotto : prova secca

- DTS n° 4 = 1693,5-1698 m (CH)

Reservoir : pliocenico
Perforazioni : 1693,5-1695,5 m/1695,5-1698 m
Pressione statica iniz. : 190,6 kg/cm² abs.(a -1636,5 m)
esplorata
Portata : 9500 Nm³/g, con duse 1/8"

- DST n° 5 = 1599-1603 m (CH)

Reservoir : pliocenico
Perforazioni : 1599-1603 m
Pressione statica iniziale : 178,9 kg/cm² abs(a -1678,5 m)
Portata : 190.000 Nm³/g con duse 3/8"
90.000 Nm³/g con duse 1/4"

- DST n° 6 = 1553,5 - 1562 m (CH)

Reservoir : Pliocenico
Perforazioni : 1533,5-1556,5 m/1560,5-1562 m
Pressione statica iniziale : 172,5 kg/cm² abs. (a-1536,5 m)
estrapolata
Portata : 190.000 Nm³/g con duse 1/2"
140.000 Nm³/g con duse 3/8"
70.000 Nm³/g con duse 1/4"

I risultati ottenuti dalle prove hanno dunque dimostrato l'effettiva presenza di mineralizzazione sia nella serie carbonatica oligo-miocenica (olio) che in quella pliocenica (gas). La serie carbonatica cretacea, per contro, ha presentato soltanto indizi di mineralizzazione ad olio.

Una scheda sintetica dei risultati principali del pozzo è mostrata in all. 3, mentre in all. 4 è riportata sinteticamente la situazione dei tests nei calcari miocenici e/o cretacei.

Per mezzo del "material balance" è stato possibile accertare che gli accumuli gassosi, nel pozzo OBM1, sono nell'ordine di una decina di milioni di metri cubi (superficie 1 Km², spessore mineralizzato estremamente ridotto) e presentano in questo contesto un interesse secondario.

Grazie ai risultati del VSP, registrato sul pozzo OBM1, è stato possibile individuare sismicamente il tetto dei calcari del Cretaceo inferiore che si è tentativamente cartografato su una vasta area del permesso (all. 5). Applicando poi le leggi di velocità calibrate su OBM1 e ROMBO MARE 1, si è ottenuta la restituzione in profondità delle mappe isocrone.

La mappa in isobate così disegnata mostra, per questo orizzonte, una strutturazione sensibilmente più vasta di quella che appare alla base del Pliocene.

4.2. Prove di produzione del pozzo OBM1

A seguito dell'attribuzione della Concessione denominata B.C19.LF, una prova di produzione è stata effettuata sul pozzo di scoperta al fine di definirne le capacità produttive.

Tale prova si è sviluppata nel periodo novembre/dicembre 1989 ed ha fornito (dopo riperforazione della zona e sua acidificazione) i seguenti risultati (spari: 2114.5-2145.5 m/TS, ovvero 2099.0-2130.0 m/lm):

- olio complessivamente prodotto, Np 400 m³;
- pressione statica a -2133 m/lm, Ps = 220.5 Kg/cm²;
- temperatura statica a -2133 m/lm, T = 87.8° C;
- portata media (duse 16/64"), Qo = 67 m³/g;
- GOR = 5 st^m3/m³;
- BSW = 0%;

- BSW = 0%;
- pressione dinamica di testa, FWHP = 10.1 Kg/cm²;
- indice di produttività, IP - 4.5 (m³/g)/(kg/cm²);
- capacità produttiva Kh - 1780 mDxm.

La presenza di H₂S (che è arrivata fino a 15000 ppm) e di CO₂ nel gas di soluzione, ha obbligato ad una momentanea interruzione delle prove per permettere un adeguamento delle attrezzature di superficie (separazione a più stadi).

La risalita di pressione di 4 giorni, registrata alla fine della prova, ha evidenziato un buon mantenimento della pressione che può forse imputarsi alla presenza di un acquifero attivo.

Per permettere opportune misure PVT sono stati prelevati 4 campioni di olio al fondo ed alcuni campioni di superficie.

Dopo le prove il pozzo è stato cementato per una definitiva chiusura mineraria (dic. 89/gennaio 90).

A causa della presenza di H₂S (fine anticipata), le prove di produzione non hanno fornito indicazioni dinamiche sulla consistenza dell'O.I.P. e delle relative riserve che rimangono pertanto le principali incertezze da sciogliere in fase di ulteriore apprezzamento del giacimento.

5 ESPLORAZIONE/ACCERTAMENTO

5.1. Temi di ricerca

Conseguentemente al ritrovamento di OBM1, alcune aree (all. 6) potrebbero acquisire motivi di attenzione sui due temi di ricerca presenti sul permesso:

- TEMA PLIOCENICO A GAS

Come constatato, la presenza di gas in questa serie detritica, abbastanza superficiale, si manifesta tramite anomalie di ampiezza del segnale sismico ("bright-spot"). Sull'area del permesso sono attualmente presenti tre zone di interesse potenziale:

- . Due di esse, convenzionalmente denominate "BS1" e "BS2", situate ad Ovest del pozzo OBM1, hanno dimensioni di 1 km² circa e si trovano rispettivamente a profondità stimate intorno a 900 e 1200 m;
- . Una terza anomalia, denominata "BS3", si trova nella parte Nord-orientale della concessione. Le sue dimensioni sono relativamente più importanti, dell'ordine di 3 Km², e le caratteristiche sismiche sembrano essere tipiche dei "bright-spots" riscontrati a gas in queste serie nell'Adriatico. Dei complementi sismici si rendono tuttavia necessari per un maggior dettaglio.

- TEMA CARBONATICO AD OLIO

Oltre alla struttura controllata positivamente dal pozzo OMB1, un secondo motivo strutturale si delinea a 2 km circa verso SSO dello stesso pozzo: sulla mappa in isocrone attualmente disponibile, rappresentativa della base del Pliocene, questo prospetto è costituito da una piccola anticlinale della superficie chiusa di circa 3 km².

Di primario interesse minerario, la struttura in oggetto sarà ulteriormente investigata con una campagna sismica "shallow-water" di dettaglio, volta in particolare a precisare l'andamento strutturale della serie carbonatica al di sotto delle evaporiti.

La modalità di esplorazione di questa struttura è condizionata dai risultati del pozzo di accertamento OBM2.

5.2. Lavori sulla Concessione

I lavori eseguiti in regime di Concessione sono finora esclusivamente di acquisizione sismica e prove di produzione.

Per quanto riguarda la sismica, una campagna eseguita dalla Western nel periodo 3/12/89 - 14/12/89, ha interessato sia l'area a Nord-Ovest di OBM1, che l'area ad Est del pozzo ROMBO MARE 1.

Nel primo caso l'acquisizione finalizzata al tetto dei calcari ed alla verifica della estensione verso nord della struttura di OMBRINA, è stata di 39,8 Km, mentre nel secondo caso, finalizzata agli obiettivi pliocenici, è stata di 180 Km.

Attualmente, per questa campagna, sono in corso (C.G.G., Ensign) tests di processing, sulla base dei quali verrà eseguito il trattamento di tutte le linee.

L'analisi delle nuove linee sismiche, insieme con quelle già esistenti, potrebbe portare all'ubicazione di uno o più pozzi esplorativi del tema pliocenico, integrando la loro realizzazione, se possibile, con gli eventuali lavori di sviluppo del campo.

Le zone interessate dalla sismica (di esplorazione e/o di accertamento) sono mostrate in all. 7.

5.3. Lavori di accertamento

La struttura di OBM presenta allo stato attuale due motivi di indagine geo-mineraria:

- riconoscimento della posizione della tavola d'acqua;
- verifica dell'eventuale evoluzione dei parametri petrofisici (argillosità, porosità, saturazioni).

Il pozzo di estensione OBM2 dovrà dunque rispondere a queste esigenze. Per una sua ubicazione ottimale una sismica 3D, per un totale di 1350 km di linee (all. 7), sarà registrata sulla struttura ed interpretata tra l'autunno del 1991 e l'autunno 1992; conseguentemente, la perforazione del pozzo OBM2 è prevista nel corso del 1993 (all. 8).

6' - SVILUPPO

6.1. Ipotesi di base

Lo sviluppo del campo di OBM sarà evidentemente condizionato dai risultati del pozzo OBM2 e dal pozzo di esplorazione che sarà perforato sulla struttura di Ombrina Sud.

Oltre a questo, risultati positivi dell'esplorazione dei prospetti a gas potrebbero condizionare lo sviluppo stesso, non tanto nei termini di fattibilità quanto nei termini di complementarità degli accumuli di idrocarburi da mettere in produzione che potrebbero richiedere nuove architetture (con investimenti più importanti) e nuove prospettive economiche.

L'ipotesi di sviluppo che proponiamo con questa nota interessa esclusivamente la mineralizzazione ad olio già messa in evidenza con la perforazione del pozzo OBM1. Su questa base, non essendo noti i limiti della mineralizzazione, si sono assunti i termini medio e massimo di olio in posto (O.I.P.) e di riserve recuperabili.

Il planning di realizzazione previsto è riportato in all. 8.

6.1.1 Olio in posto. Riserve recuperabili

Le prove di produzione condotte su OBM1 non hanno risolto il problema dell'accumulo di olio nella struttura a causa della loro brevità, ma hanno fornito indicazioni utili sulla produttività della formazione.

Per questi motivi, le incertezze dell'O.I.P. rimangono considerevoli e di diverso carattere:

- a livello strutturale, la definizione del top strutturale e dello spessore del Miocene (che potrà parzialmente risolversi con la sismica 3D) e, ovviamente, la posizione della tavola d'acqua;
- a livello petrofisico, la distribuzione della porosità e delle saturazioni (eventuale correlazione), il cut-off di porosità e/o di saturazione (o di permeabilità) come limite di olio "dinamico".

Il pozzo OBM2, previsto nel corso del 1993 (all. 8), si pone come obiettivo principale la definizione della profondità della tavola d'acqua (OWC) e come obiettivo secondario il riconoscimento di un'evoluzione eventuale dei parametri petrofisici.

Per quanto su detto rimane ancora valida la valutazione statica dell' O.I.P., che qui di seguito riportiamo nel metodo e nei risultati.

Il pozzo OBM1, che ha rinvenuto il tetto del Cretaceo* a -2133 m/lm, risulta leggermente spostato sul fianco Ovest del culmine strutturale, situato al di sopra dell'isobata -2120 m/lm (all. 5).

La chiusura strutturale massima, che si colloca all'incirca all'isobata -2240 m/lm, conduce ad una superficie di circa 10 km², con un'altezza verticale di almeno 120 m.

Tale chiusura verticale sarebbe in buon accordo con l'ipotesi di una tavola d'acqua, desunta dai logs elettrici, in seno alla serie cretacea. La colonna mineralizzata teorica riscontrata sul pozzo, dal tetto dell'Oligo-Miocene (2117,5 m/logs) all'acquifero cretacico (2251 m/logs), sarebbe infatti di 133,5 m.

* I riferimenti al tetto del Cretaceo sono dovuti al fatto che tale discontinuità costituisce il marker sismico seguito per la mappatura. Assumendo uno spessore costante del Miocene come trovato su OBM1, il calcolo volumetrico dell'O.I.P. si può effettuare sulla mappa così realizzata.

Tenendo conto tuttavia della sola colonna di 43 m provata dal pozzo nella serie oligo-miocenica, la chiusura strutturale relativa conduce ad una superficie minima di 4-4,5 Km².

I valori sopra riportati sono da ritenersi indicativi, in quanto la mappa realizzata è solo approssimativa della reale superficie di discordanza del Cretaceo inferiore, che sembra mostrare un andamento molto complesso.

I dati a disposizione ci hanno consentito di tentare una prima stima volumetrica basata sulla carta strutturale in isobate sopra illustrata. Benché questa mappa risulti compatibile con una mineralizzazione estesa anche al Cretaceo inferiore, quest'ultimo non viene preso in considerazione nel presente calcolo a causa della sua porosità trascurabile nel pozzo di scoperta.

La stima qui proposta tiene conto unicamente del reservoir oligo-miocenico, dello spessore e caratteristiche petrofisiche uguali a quelle riscontrate sul pozzo OBM1, supposti costanti su tutta la struttura.

Una prima valutazione viene fatta nell'ipotesi di un piano d'acqua teorico alla base della formazione oligo-miocenica su OBM1, cioè a -2133 m/lm, corrispondente approssimativamente alla chiusura strutturale minima di 4 km²; l'ipotesi di massimo accumulo si ha con OWC a -2222 m/lm per una superficie chiusa di 10 km². Una valutazione con un possibile OWC a -2160 m/lm costituisce il valore medio. Nella tabella allegata (all. 9) sono riportati i termini degli accumuli così calcolati.

L'ipotesi ritenuta per le analisi di base è quella di un accumulo di 10 Mtonn di O.I.P. e di riserve recuperabili di 1.5 Mtonn circa.

Il valore di O.I.P. considerato massimo (22.3 Mtonn) e delle relative riserve (4.4 Mtonn), senza contare la possibile mineralizzazione del Cretaceo, è stato assunto come seconda ipotesi di lavoro per lo sviluppo del campo.

6.1.2. Numero dei pozzi e profili di produzione

Il numero di pozzi necessari per coltivare il campo di OBM è evidentemente in relazione con l'O.I.P. del giacimento.

La coltivazione del campo sarà realizzata per mezzo di pozzi orizzontali perforati a partire da una piattaforma la cui ubicazione sarà decisa sulla base dei risultati del pozzo OBM2.

E' comunque presumibile che essa potrà essere posizionata a S della struttura di OBM tra questa e la struttura denominata OBM Sud (all. 10) che diverrebbe in tal modo accessibile dalla piattaforma qualora tale struttura sarà ritenuta potenzialmente interessante da un punto di vista tecnico/economico.

Nel caso il pozzo OBM2 dovesse definire un O.I.P. di 10 Mtonn (per 1.5 Mtonn di riserve), si perforerebbero 4 pozzi di coltivazione (3 orizzontali, uno deviato iso-OBM1) per coprire la parte sommitale della struttura.

Nel caso di accumuli più importanti, si potrebbero perforare anche 7 pozzi (6 orizzontali, uno deviato iso-OBM1) in modo da coprire più opportunamente l'estensione del giacimento.

I due profili di produzione per riserve recuperabili di 1.5 Mtonn (4 pozzi) e di 4.4 Mtonn (7 pozzi), e sulla base del planning della all. 8, sono qui di seguito riportati (Mtonn):

ANNO	CASO 4 POZZI	CASO 7 POZZI
1995	10	25
96	200	500
97	200	500
98	200	500
99	160	425
2000	130	360
01	110	305
02	90	260
03	70	235
04	50	200
05	40	165
TOTALE	1260	3475

In questi profili la produttività media per pozzo è stata modulata in funzione delle riserve (e quindi della distanza dalla tavola d'acqua), 140 m3/g e 200 m3/g per pozzo medio rispettivamente.

6.2. Architettura dello sviluppo

Lo sviluppo di OBM sarà basato sul posizionamento di una piattaforma con 12 slots da cui saranno perforati i pozzi di coltivazione.

Sulla piattaforma sarà separato (e quindi bruciato) il gas di soluzione; l'eventuale acqua prodotta sarà eventualmente iniettata, per mezzo del pozzo deviato, nell'acquifero della formazione medesima. Una pompa di spedizione invierà il petrolio così prodotto verso la struttura di evacuazione prescelta, per mezzo di un pipe da 8".

Sono state analizzate quattro differenti ipotesi di evacuazione:

- pipe di 16 km sino alla centrale di SSM, dove l'olio sarà caricato su camions (denominazione "SSM");
- pipe di 38 km sino a RSMB e da qui sull'ALBA MARINA (denominazione "RSM");
- pipe di 2 km sino ad un sistema jacket-serbatoio galleggiante da cui procedere con gli allibi marini (denominazione "OBM");
- pipe di 10 km sino al porto di Ortona dove sarà predisposto uno stoccaggio ed un terminale marino (denominazione "ORTONA").

L'evacuazione via SSM presuppone un ampliamento della Centrale gas, il posizionamento di un serbatoio di 11000 m3 di stoccaggio ed un sistema di caricamento per camions.

Analoghe attrezzature sono necessarie per la soluzione "ORTONA", con un terminale marino in luogo del sistema di caricamento per camions. La soluzione "ORTONA" impone inoltre il dragaggio di un corridoio di accesso al porto e la sistemazione del molo.

Un pipe verso il campo di RSM imporrebbe semplici lavori di adattamento su RSMB da dove l'olio, mescolato con l'olio di RSM, sarebbe inviato verso l'Alba Marina.

La soluzione di un sistema jacket/serbatoio di stoccaggio galleggiante (25000 tonn) presuppone il posizionamento di una piccola struttura di ormeggio e l'acquisto di una cisterna galleggiante di circa 25000 tonn.

La soluzione "RSM" è la sola che offre però il vantaggio di integrarsi in un sistema di coltivazione già operativo ed ampiamente sperimentato.

Ad ogni modo, la decisione finale concernente lo sviluppo (tipo di evacuazione, n° dei pozzi, posizione della piattaforma, ...) sarà conseguenza dei risultati del pozzo di accertamento OBM2 e della situazione contingente intesa sotto l'aspetto finanziario.

OMI EXPLORATION
 Date
 Area
 Date
 No. Chart
ALL. I

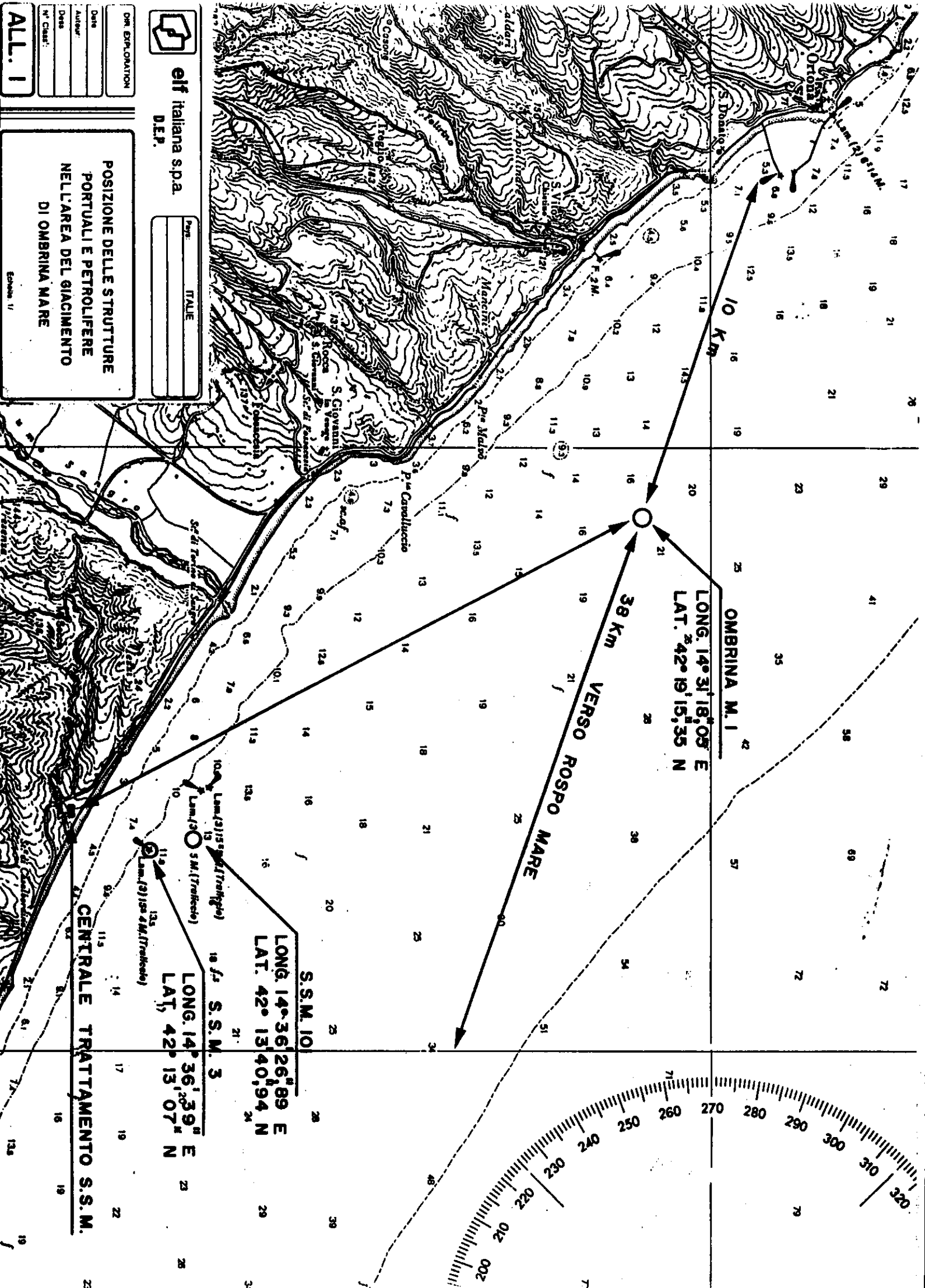


elf italiana s.p.a.
 D.E.P.

Page: _____
 ITALIE

**POSIZIONE DELLE STRUTTURE
 PORTUALI E PETROLIFERE
 NELL'AREA DEL GIACIMENTO
 DI OMBRINA MARE**

Edizione: 11



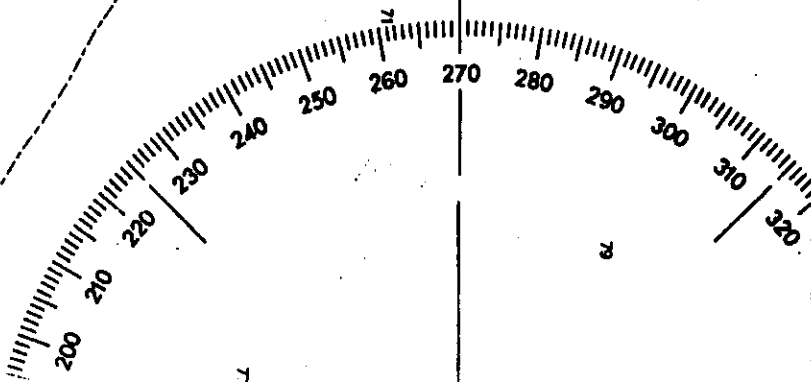
OMBRINA M. I
 LONG. 14° 31' 18" 05 E
 LAT. 42° 19' 15" 35 N

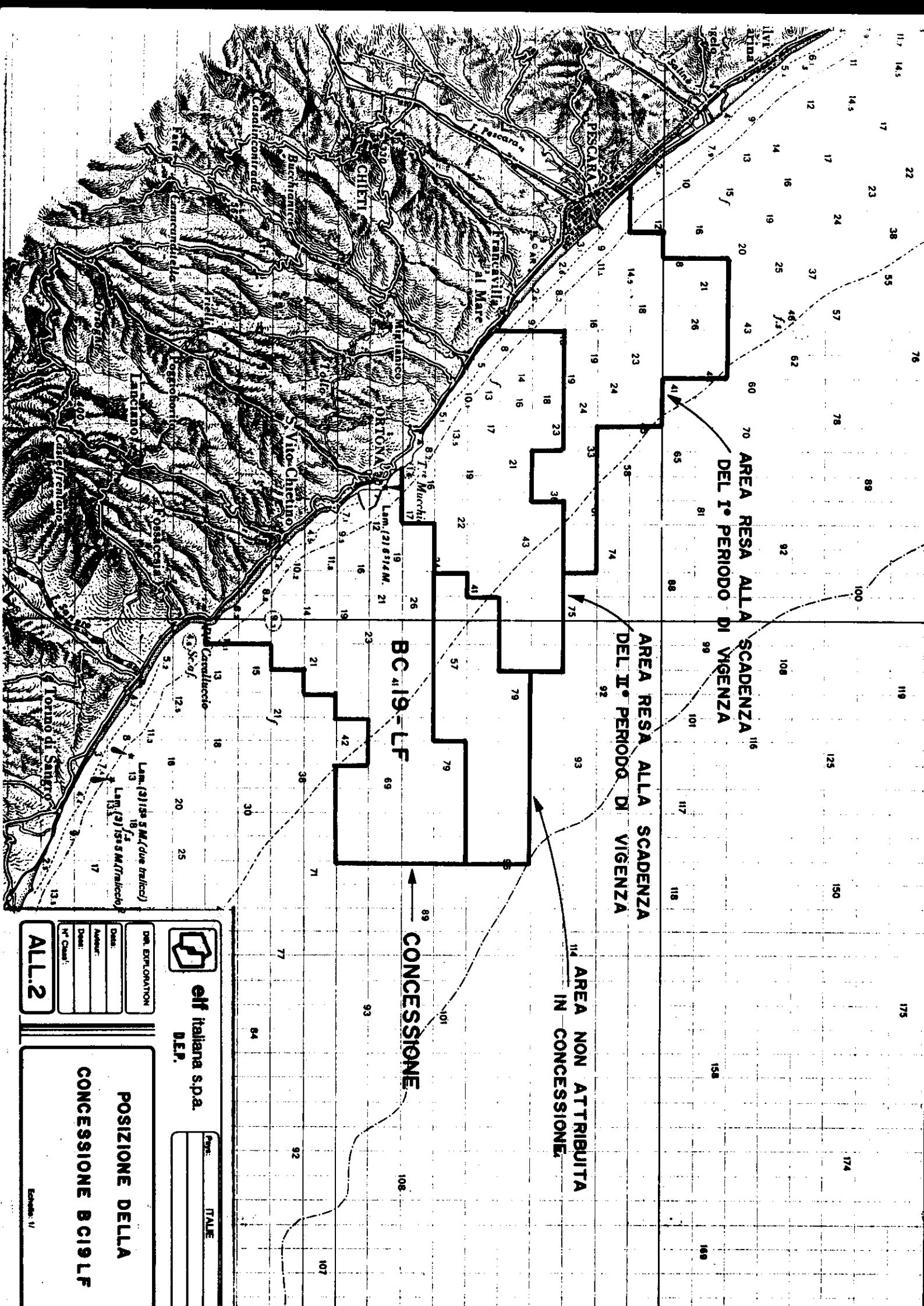
38 km
 VERSO ROSPO MARE

S.S.M. 10
 LONG. 14° 36' 26" 89 E
 LAT. 42° 13' 40" 94 N

S.S.M. 3
 LONG. 14° 36' 13" 39 E
 LAT. 42° 13' 07" N

CENTRALE TRATTAMENTO S.S.M.





AREA RESA ALLA SCADENZA DEL I° PERIODO DI VIGENZA

AREA RESA ALLA SCADENZA DEL II° PERIODO DI VIGENZA

BC 41 19 - LF

AREA NON ATTRIBUITA IN CONCESSIONE

CONCESSIONE



elf italiana s.p.a.
D.E.P.

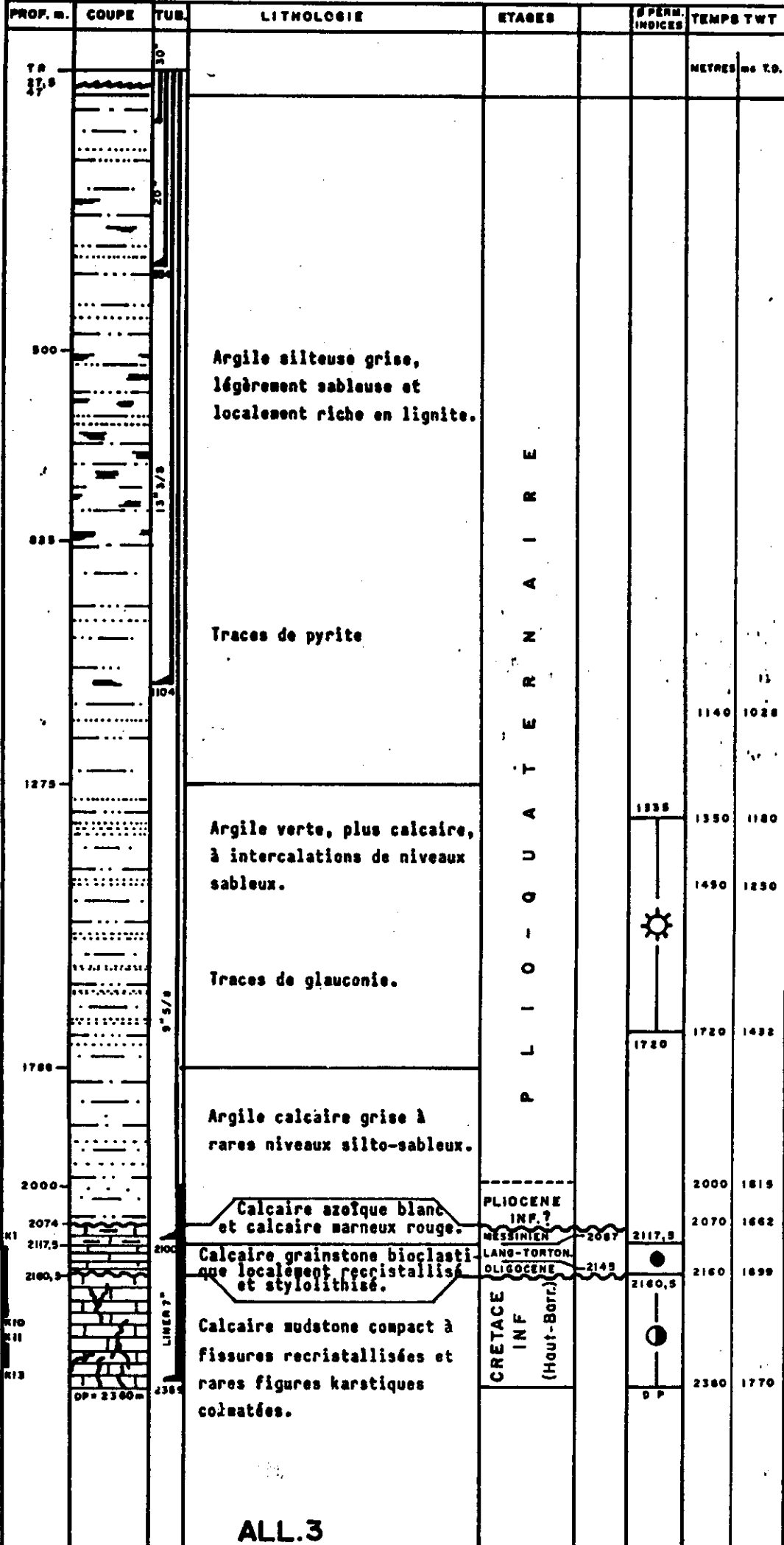
Nome: _____
 Cognome: _____
 Indirizzo: _____
 Città: _____
 Prov.: _____
 Tel.: _____

D.M. EXPLORATION
 Data: _____
 Autore: _____
 Disegn.: _____
 Nr. Carta: _____

ALL.2

POSIZIONE DELLA
 CONCESSIONE BC19LF

FICHE RECAPITULATIVE



OMBRINA MARE 1

OBM 1 BR125LF/2

X = 14° 31' 10",00 E Y = 42° 19' 15",00 N
 Zsois = 19,5m ZL = 27,5m

ZONE: ADRIATIQUE ZONE B
PERMIS: B-1125-LF
ASSOCIES: S.I., AGIP, SELM
TRAVAUX DU: 17/3/1987 AU: 30/5/87

OBJECTIFS:

- ANOMALIES SISMIQUES DANS LE PLIO-QUATERNAIRE.
- PLATEFORME CRETACE INF. KARSTIFIEE

RESULTATS:

- PLUSIEURS NIVEAUX A GAZ DANS LE PLIOCE.
- ME (M.U. = 9,5m)
- HUILE (19° API) DANS LES CARBONATES MIO-OLIGOCENE:
- HAUTEUR IMPREGNEE = 43m
- HAUTEUR HUILE (0,10%) = 14,5m
- INDETERMINATION COTE PLAN D'EAU (2281m?)

DIAGNOSTICS:

		1/200	1/1000
DLL-SLS-GR	1090	359	X
SNBT	1093	359	X
DLL-MSPL-SLS-GR	2097	1104	X
LGL-CNL-EATT	2103	1103	X
SNBT	2103	1103	X
HRT	1300	500	X
CALIPER	2312	2100	X
DLL-MSPL-SBT-GR	2355	2100	X
LDT-CNT-GR	2357	2100	X
NGT	2357	2100	X
EPY	2357	2100	X
FMS GR(SHDT)	2359	2100	X
FDC-CNL-GR	1800	1275	X
WST	2390	1140	88 STATIONS
CBL-VOL-GR	2100	1100	X
CET-GR	1820	1300	X
PERFOS 5"	2207	2197	X
PERFOS 5"	1898	1893	X
PERFOS 5"	1803	1899	X

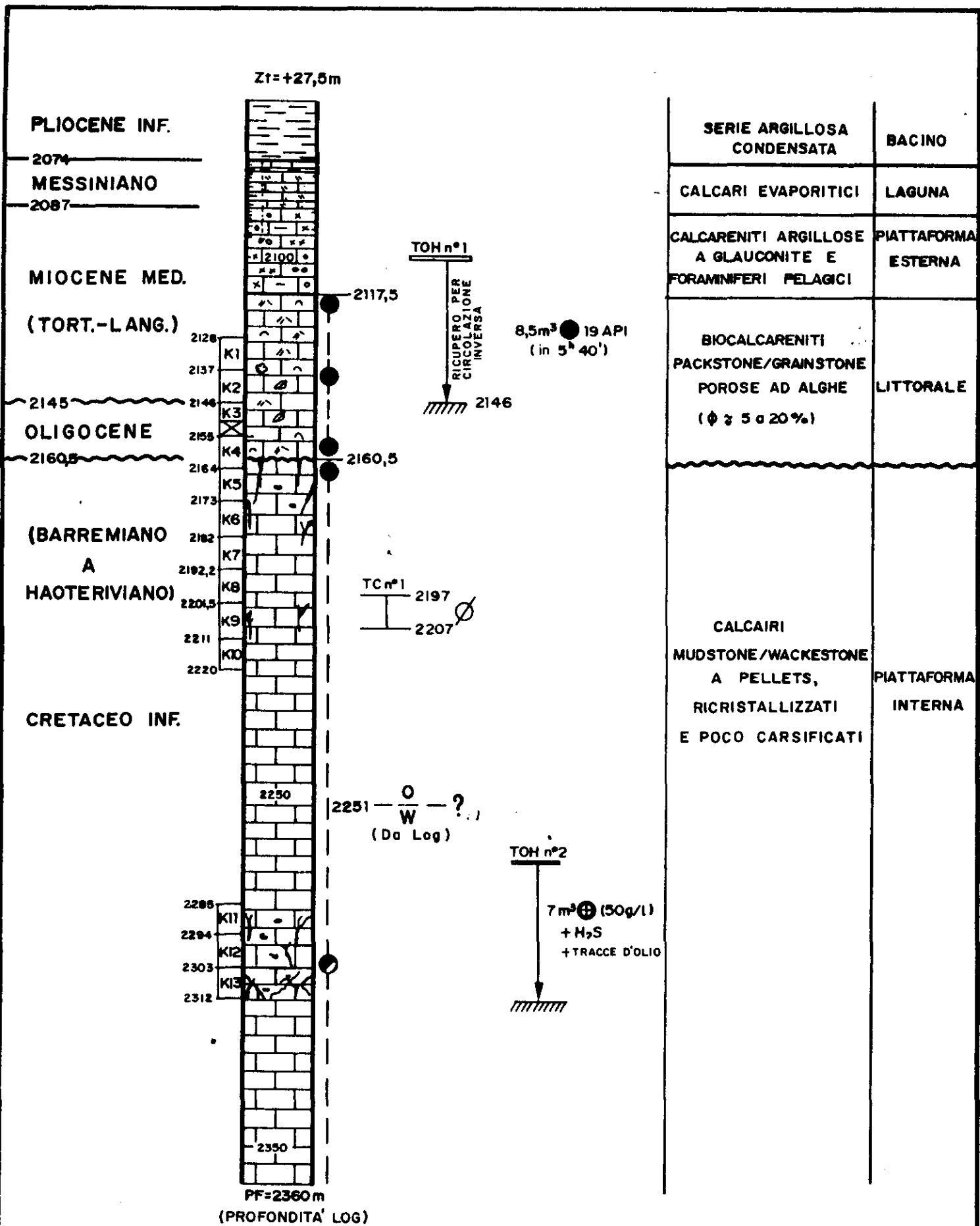
TEST:

TON 1: 2051 - 2146 : ● 19° API
 TON 2: 2268 - 2312 : ⊕⁸⁰
 TC 3 : 2188 - 2207 : Sec
 TC 4 : 1893,5 - 1898,5 : ⚙
 1896,5 - 1898 : ⚙
 TC 5 : 1599 - 1603 : ⚙ + ⊕³²
 TC 6 : 1553,5 - 1556,5 : ⚙ + ⊕³²
 1560,5 - 1562 : ⚙ + ⊕³²

CAROTTES: COTES FORAGE - AJOUTER 5m POUR COTES LOG

	COTES		REC.
1	2123	2132	100%
2	2132	2141	100%
3	2141	2150	56%
4	2150	2159	98%
5	2159	2168,25	100%
6	2168,25	2177,50	100%
7	2177,50	2187,25	100%
8	2187,25	2196,50	100%
9	2196,50	2206	100%
10	2206	2216	100%
11	2216	2226	100%
12	2226	2236	100%
13	2236	2247	100%

ALL.3



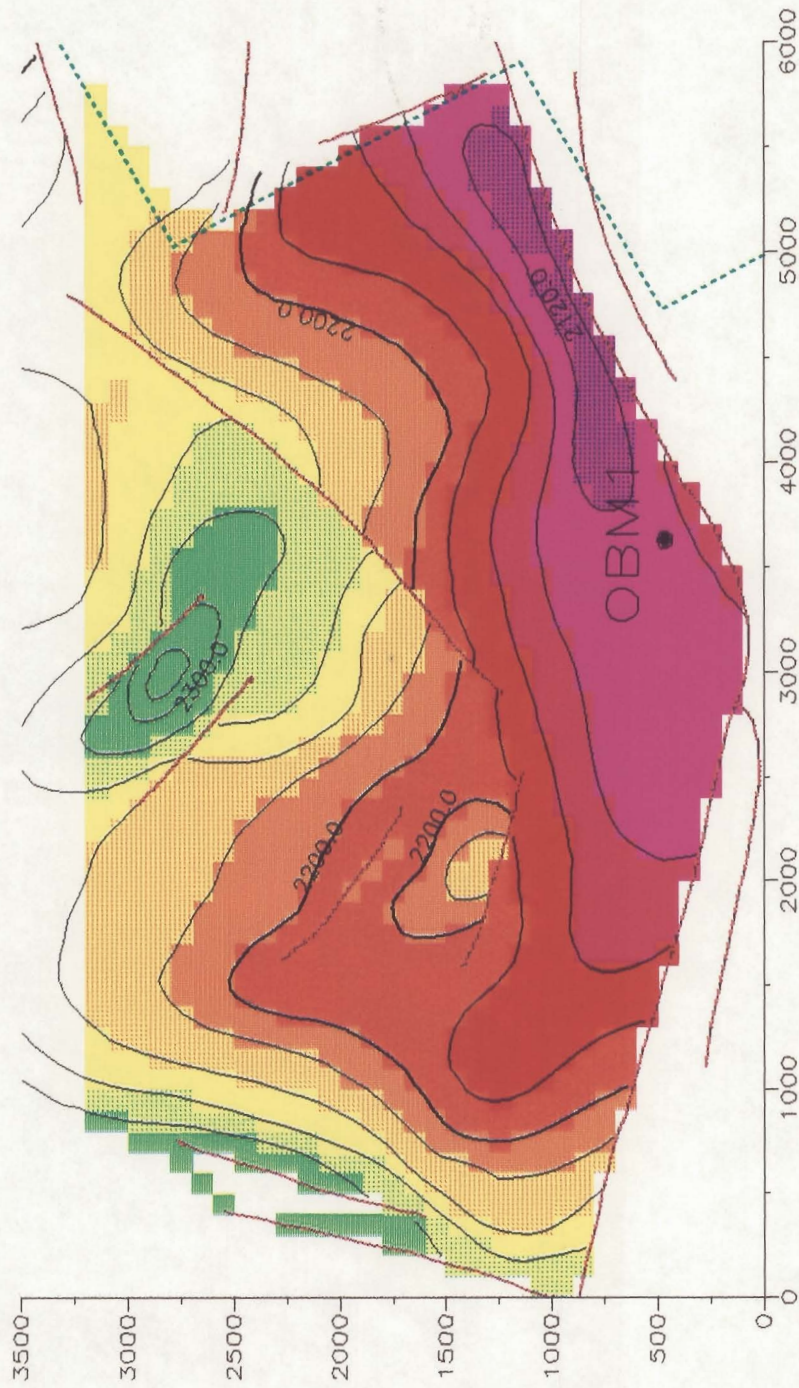
LA SERIE CARBONATICA D'OMBRINA I

DIR EXPLORATION
Date 27/04/87
Autore E. I.
Basi CIPULLO
nr Class' C 5.980



CAMPO OMBRINA MARE

Isobate al tetto del Cretaceo Inferiore



ALL.5

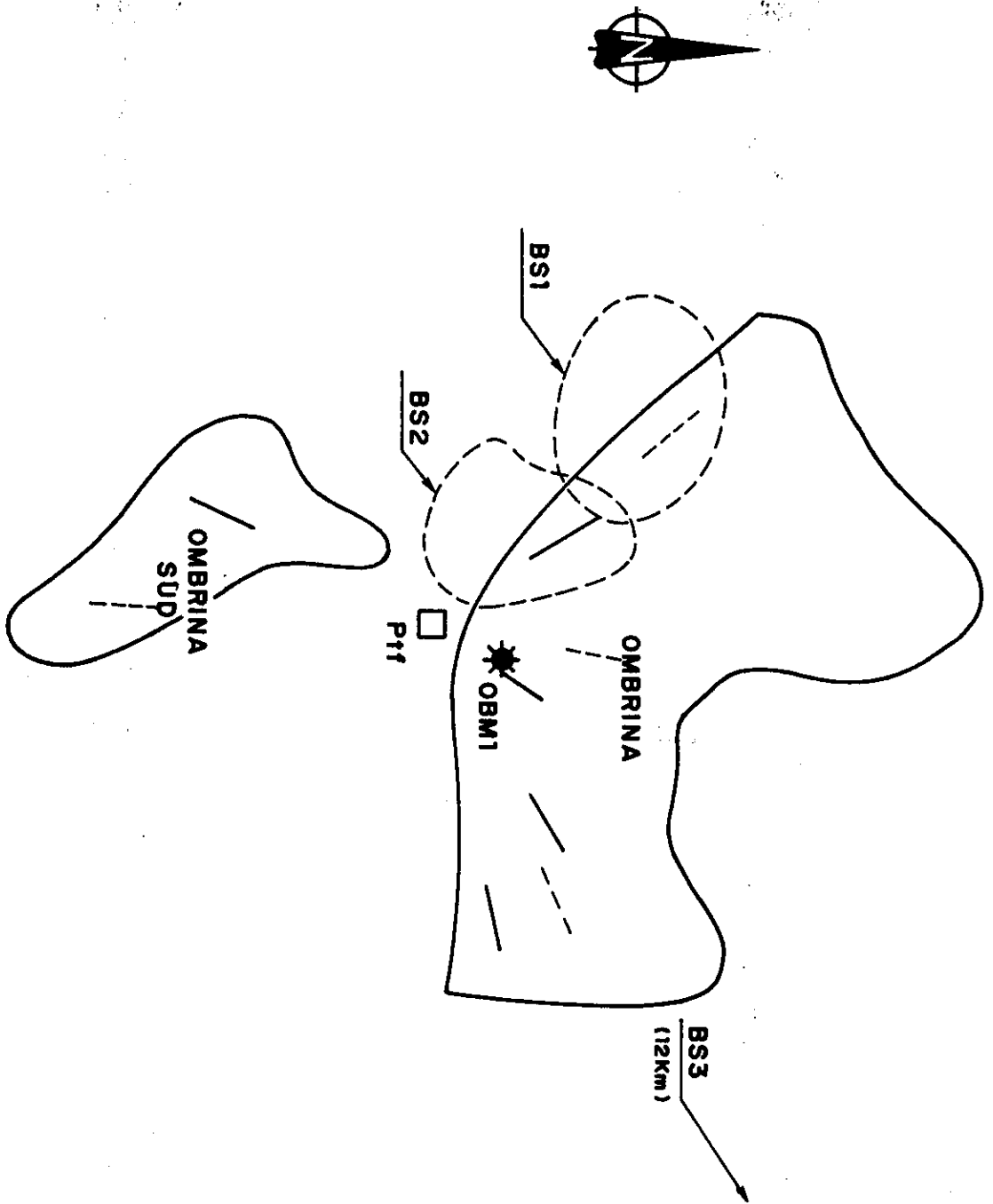
Concessione B. C 19. LF Calendario dei lavori

ATTIVITÀ	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
PROVE DI PRODUZIONE OBM 1								
SISMICA 2D (220 Km)	ACQUISIZIONE 	PROCESSING INTERP 						
SISMICA 3D (1350 Km)			ACQUISIZIONE 	PROCESSING INTERP 				
PERFORAZIONE POZZO OBM 2								
SVILUPPO OBM (EVENTUALE)						ENGINEERING COSTRUZIONE POBA OBM 3 4 POZZI 7 POZZI 		
						OBM 3 		
PRODUZIONE								
LEGENDA	<p>LAVORI DI ESPLOREZIONE </p> <p>LAVORI DI SVILUPPO </p> <p>LAVORI DI APPREZZAMENTO </p> <p>PRODUZIONE </p>							
								ALL. 8

CAMPO DI OMBRINA MARE

OLIO IN POSTO (O.I.P.) E RISERVE RECUPERABILI (R.R.)

DESCRIZIONE	PROVATO	MEDIO	MASSIMO
ODT	-2133		
OWC possibile		-2160	
WUT			-2222
Volume di roccia (Mm³)	118	202	451
O.I.P. (fondo) (Mm³)	6.6	11.3	25.2
O.I.P. (superficie) (Mm³, B₀ =1.064V/V)	6.2	10.6	23.7
O.I.P. (superficie) (MT, d₀=0.942 Kg/cm³)	5.8	10.0	22.3
Fattore di recup. %	15	15	20
R.R. (superficie) (KT)	0.9	1.5	4.4



Campo di OMBRINA
 Possibile ubicazione
 della piattaforma di
 produzione.

