

Maggio 2000

Concessione B.C19.LF
"Ombrina Mare"

Relazione Tecnica Allegata a
Istanza di Rinuncia della Concessione



CONTENUTI

1. GENERALITÀ.....	3
2. TEMI D'INTERESSE	4
3. LAVORI ESEGUITI.....	5
3.1 PERMESSO B.R125.LF/CONCESSIONE B.C19.LF.....	5
3.2 PERMESSO B.R240.LF.....	10
4. VALUTAZIONE MINERARIA	12
4.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO-STRUTTURALE.....	12
4.2 IDROCARBURI IN POSTO E RISERVE	13
5. CONCLUSIONI	16

**ALLEGATI**

1. Potenziale Minerario Titoli B.C19.LF e B.R240.LF
2. Scheda Pozzo "Ombrina Mare 1"
3. Scheda Pozzo "Aguglia 1"
4. Correlazione Ombrina-Aguglia
5. Isobate al Tetto del Giacimento
6. Parametri Petrofisici e Caratteristiche del Greggio
7. Indici di Produttività e O.O.I.P.



1. GENERALITÀ

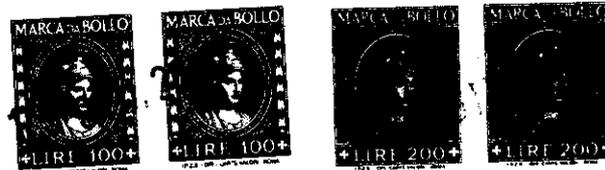
A seguito del ritrovamento d'idrocarburi liquidi e gassosi effettuato dal pozzo esplorativo "Ombrina Mare 1", perforato nel 1987 nel permesso B.R125.LF, il D.M. del 28.4.89 ha stabilito il conferimento della Concessione denominata "B.C19.LF", per una superficie di 16.264 ha, alle società ELF IDROCARBURI ITALIANA, AGIP e SELM ora EDISON GAS.

La scoperta, denominata OMBRINA MARE, è ubicata nella parte orientale della Concessione B.C19.LF, a circa 5 km al largo della costa abruzzese nella zona di mare prospiciente San Vito Chietino (CH), ad una profondità d'acqua di circa 20 m.

Le indicazioni derivanti dall'interpretazione sismica circa la possibile estensione della mineralizzazione nel limitrofo Permesso B.R240.LF, hanno portato alla proposta ed alla successiva approvazione (D.M. del 18.6.98) di un programma lavori coordinato per i due titoli minerari.

Nel corso degli anni, la titolarità della Concessione ha subito diverse modifiche sino a giungere all'attuale assetto amministrativo che vede le società EDISON GAS (responsabile unico) in quota con il 60 % ed ENI-AGIP con il rimanente 40 %.

2. TEMI D'INTERESSE



Gli obiettivi minerari individuati all'interno del Permesso B.R125.LF e ulteriormente investigati in regime di Concessione, sono rappresentati da:

- sabbie a gas del Pliocene, in produzione dal vicino campo a gas di SANTO STEFANO MARE;
- calcari Cretacei (giacimento di ROSPO MARE) e calcareniti Oligo-Mioceniche ad olio.

3. LAVORI ESEGUITI



Data la riconosciuta concorrenza d'interessi tra i titoli minerari B.C19.LF e B.R240.LF, è necessario rendere conto delle attività svolte sulle due aree, coerentemente all'unico obiettivo di sviluppo del ritrovamento effettuato dal pozzo "Ombrina Mare 1".

3.1 Permesso B.R125.LF/Concessione B.C19.LF

3.1.1 Acquisizioni Sismiche

Febbraio 1976	campagna sismica a riflessione (C.G.G.) per un totale di circa 391 km.
Aprile 1976	campagna sismica a riflessione "Shallow Water" per un totale di circa 130 km.
Luglio 1976	collegamento in sismica a riflessione tra il Permesso B.R125.LF e la zona a terra compresa tra Ortona e Rocca San Giovanni, per un totale di circa 9 km.
Dicembre 1989	campagna sismica avente per obiettivi il tema Pliocenico a Nord-Est e quello Carbonatico a Nord-Ovest della Concessione B.C19.LF, per un totale di circa 220 km.



Dicembre 1991

campagne sismica 3D, per 60 km², e 2D, per 44 km, finalizzate al miglioramento dell'immagine sismica ed all'identificazione del prospect OMBRINA SUD situato nella propaggine Nord-Occidentale del Permesso B.R240.LF.

3.1.2 Perforazioni

Pozzo "Rombo Mare 1" perforato nel periodo Luglio-Novembre 1979 con l'obiettivo di esplorare la serie calcarea Cretacea. Il pozzo è risultato sterile avendo incontrato la serie carbonatica satura d'acqua.

Pozzo "Ombrina Mare 1" perforato nel periodo Marzo-Maggio 1987, alla profondità di 2.332,5 m s.l.m. (TR=27,5 m), con l'obiettivo di esplorare la serie Argilloso-Sabbiosa del Pliocene e la serie Carbonatica dell'Oligo-Miocene e Cretaceo. Il pozzo ha rinvenuto mineralizzazioni a gas nella serie Pliocenica e ad olio pesante (16 °API), con H₂S, nella serie Carbonatica. Il pozzo è stato chiuso minerariamente nel Gennaio 1990 per motivi di carattere tecnico ed economico derivanti dalla necessità di ricompletamento causa presenza H₂S.



3.1.3 Prove di Produzione e di Strato sul pozzo "Ombrina Mare 1"

Durante la fase di perforazione e successivamente al completamento, nel pozzo "Ombrina Mare 1" sono state eseguite delle prove di strato (DST), sia in foro scoperto che tubato, e una prova di produzione. I risultati acquisiti nel corso delle prove sono riassunti qui di seguito.

□ DST n° 1 (14-15 Aprile 1987)

Profondità	2.100 – 2.146 m TR (2.072,5 – 2.218,5 m s.l.m.)
Formazione	Calcareniti Oligo-Mioceniche
Pressione Statica	212,4 kg/cm ² ass @2.023,5 m s.l.m.
Tipo di Fluido	Olio con densità a 15 °C di 0,943 g/cm ³ (18,5 °API)
Volume Prodotto	8,5 m ³ di olio in 5h30'

□ DST n° 2 (22-23 Aprile 1987)

Profondità	2.273 – 2.307 m TR (2.245,5 – 2.279,5 m s.l.m.)
Formazione	Calcari Cretacei
Pressione Statica	231,7 kg/cm ² ass @2.236,7 m s.l.m.
Tipo di Fluido	Acqua Salata (50 g/dm ³ NaCl) con tracce di olio e presenza di H ₂ S
Volume Prodotto	8 m ³ di acqua salata 6h05'



□ DST n° 3 (20-30 Aprile 1987)

Profondità 2.197 – 2.207 m TR (2.169,5 – 2.179,5 m s.l.m.)

Formazione Calcari Cretacei

Pressione Statica 148,8 kg/cm² ass @2.163,0 m s.l.m.

Tipo di Fluido Prova Secca

□ DST n° 4 (7-8 Maggio 1987)

Profondità 1.693,5 – 1.698 m TR (1.666,0 – 1.670,5 m s.l.m.)

Formazione Sabbie Plioceniche

Pressione Statica 190,6 kg/cm² ass @1.636,5 m s.l.m.

Tipo di Fluido Gas

Portate 9.500 Nm³/g con duse da 1/8"

□ DST n° 5 (11-12 Maggio 1987)

Profondità 1.599 – 1.603 m TR (1.571,5 – 1.575,5 m s.l.m.)

Formazione Sabbie Plioceniche

Pressione Statica 178,9 kg/cm² ass @1.678,5 m s.l.m.

Tipo di Fluido Gas

Portate 190.000 Nm³/g con duse da 3/8"
90.000 Nm³/g con duse da 1/4"

□ DST n° 6 (16-21 Maggio 1987)



Profondità	1.553,5 – 1.562 m TR (1.526,0 – 1.534,5 m s.l.m.)
Formazione	Sabbie Plioceniche
Pressione Statica	172,5 kg/cm ² ass @1.536,5 m s.l.m.
Tipo di Fluido	Gas
Portate	190.000 Nm ³ /g con duse da 1/2" 140.000 Nm ³ /g con duse da 3/8" 70.000 Nm ³ /g con duse da 1/4"

□ Prova di Produzione n° 1 (18 Novembre-23 Dicembre 1989)

Tipo di prova	Foro tubato da 7"
Intervalli Sparati	2.126 – 2.133 m TR 2.135 – 2.139 m TR 2.140 – 2.146 m TR 2.151 – 2.157 m TR
Formazione	Calcareniti Oligo-Mioceniche
Durata Erogazione	5 giorni
Durata Risalita finale	4 giorni
Spessore Mineralizzato	43 m (23 m di spari)
Porosità	12 %
Saturazione in Acqua	28 %
Densità dell'olio	16 °API (0,959 g/cm ³)
Fattore di Volume Olio	1,064



Compressibilità Olio	$5,8 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$
Viscosità Olio	25 cP
H ₂ S	1,5 %
CO ₂	16 %
Olio Prodotto	400 m ³
Pressione statica	220,5 kg/cm ² ass @2.105,5 m s.l.m.
Temperatura di fondo	87,8 °C @2.105,5 m TR
Portata media	67 m ³ /g con duse da 16/64"
GOR	5 Sm ³ /m ³
BSW	0 %
Indice di produttività	4,5 m ³ /g/kg/cm ²
Permeabilità	321 mD
Skin	-3,8
Barriere	80 –100 m (acquifero) 250 – 300 m (barriera di permeabilità)

3.2 Permesso B.R240.LF

3.2.1 Sismica

I dati sismici rilevati tra il 1976 ed il 1992 sono stati reinterpretati per circa 87 km, nel 1994, in quanto le informazioni da essi deducibili non risultavano essere confrontabili a causa

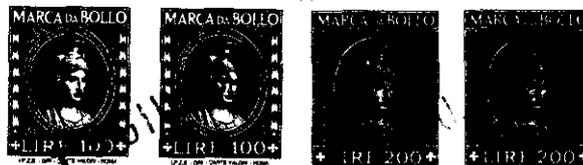
delle diverse metodologie usate al tempo nella fase di acquisizione e successiva elaborazione.

3.2.2 Perforazioni

Pozzo Aguglia 1

perforato nel periodo Novembre 1997- Gennaio 1998, alla profondità di 2.043 m s.l.m. (TR=27 m), con l'obiettivo di esplorare la serie Argilloso-Sabbiosa del Pliocene e la serie Carbonatica dell'Oligo-Miocene. Il pozzo ha rinvenuto del gas non economicamente sfruttabile nella serie Pliocenica ed ha verificato l'assenza della serie Oligo-Miocenica.





4. VALUTAZIONE MINERARIA

4.1 Inquadramento Geologico-Strutturale

L'area d'interesse è situata nella parte settentrionale della piattaforma mesozoica Apula, localmente interessata da fenomeni di dolomitizzazione e carsificazione. Dopo un periodo d'emersione, che dal Cretaceo Superiore arriva al Paleogene Inferiore, la piattaforma è stata ricoperta dalle serie transgressive Oligo-Mioceniche, terminando il ciclo deposizionale con la Formazione Gessoso-Solfifera del Messiniano. Il Pliocene Inferiore inizia con una facies argillosa per poi passare a torbiditi distali, provenienti da Nord-Ovest, che depositano alternanze di sabbie ed argille in bacino stretto. La tettonica del tardo Pliocene Inferiore è poi responsabile della suddivisione del pre-esistente bacino di sedimentazione in sotto-bacini. Nel Pliocene Medio si assiste alla messa in posto di un sistema torbiditico di direzione SSE-NNO, mentre nel Pliocene Superiore la sedimentazione presenta essenzialmente depositi a carattere prossimale con grande ricchezza di facies conglomeratiche.

Dal punto di vista strutturale, l'accumulo d'idrocarburi **OMBRINA MARE** è costituito da un'anticlinale fagliata



racchiudente rocce carbonatiche fratturate, mineralizzate ad olio, di età Oligo-Mioceniche a profondità di circa 2100 m s.l.m.. La trappola è di tipo misto stratigrafico-strutturale.

L'olio è contenuto in due litotipi d'età e genesi diverse: biocalcareni terziarie (con buone caratteristiche petrofisiche) e calcari compatti del Cretaceo.

Il pozzo esplorativo "Ombrina Mare 1" ha rinvenuto altresì una modesta mineralizzazione a gas nelle sabbie del Pliocene. Gli accumuli a gas presentano principalmente chiusure di tipo strutturale.

4.2 Idrocarburi In Posto e Riserve

Il principale interesse minerario del titolo è rappresentato dalla presenza di olio pesante nelle calcareniti Oligo-Mioceniche. Il computo dell'Olio Originariamente In Posto è affetto da una serie d'incertezze relative, in ordine d'importanza, a:

- estensione areale della mineralizzazione (limiti stratigrafici non precisabili geometricamente);
- profondità del piano d'acqua (ODT= -2133 m, WUT= -2245,5 m);
- tetto del giacimento (non cartografabile dalla sismica).



La verifica della mancata estensione ad Est dell'accumulo d'olio (vedi insuccesso del pozzo Aguglia 1 nel tema ad olio) ha consentito di restringere il margine d'incertezza circa l'area mineralizzata che è stata coerentemente stimata in circa 5÷6 Km². Fissata la superficie mineralizzata ed assumendo le più ottimistiche condizioni di calcolo per la tavola d'acqua (2390 m s.l.m., a metà tra ODT e WUT) e lo spessore della formazione (costante e pari a 43 m come in "Ombrina Mare 1"), l'O.O.I.P. risulterebbe dell'ordine di 19 milioni di tonnellate.

Considerando la natura fratturata del giacimento, le caratteristiche dell'olio (viscosità di 25 cP in condizioni di giacimento) e la presenza dell'acquifero di fondo è presumibile che il principale meccanismo di recupero sia per imbibizione della matrice rocciosa per mezzo dell'acqua che risale nel sistema di fratture. Si è pertanto assunto un fattore di recupero primario del 6÷8 %. Le riserve recuperabili risultano quindi comprese tra 1,1 e 1,5 milioni di tonnellate di olio in condizioni standard.

La presenza di gas nella serie Pliocenica è decisamente di scarso interesse economico. La stima del G.O.I.P. dinamico effettuata a seguito dei DST condotti nei tre livelli a gas principali fornisce un valore complessivo di circa 30 milioni di Sm³.

Si ritiene in definitiva che, data la limitatezza di riserve disponibili (sia di olio che di gas), la qualità del greggio estraibile, nonché le problematiche di coltivazione connesse a giacimenti offshore con presenza di H₂S, non sussistono le condizioni tecniche per uno sviluppo economico del ritrovamento in OMBRINA MARE.





5. CONCLUSIONI

Alla luce delle valutazioni eseguite nell'ambito della Concessione B.C19.LF e dell'esito negativo della verifica circa la possibile estensione del ritrovamento nel vicino permesso B.R240.LF, si è potuto individuare il potenziale di riserve certe attribuibili alla scoperta.

- Per il tema ad olio Oligo-Miocenico, le riserve recuperabili su un O.O.I.P. di 18,6 milioni di tonnellate, sono dell'ordine di 1,12÷1,49 milioni di tonnellate.
- Per il tema a gas Pliocenico, il G.O.I.P. dinamico è pari a 30 milioni di Sm³.

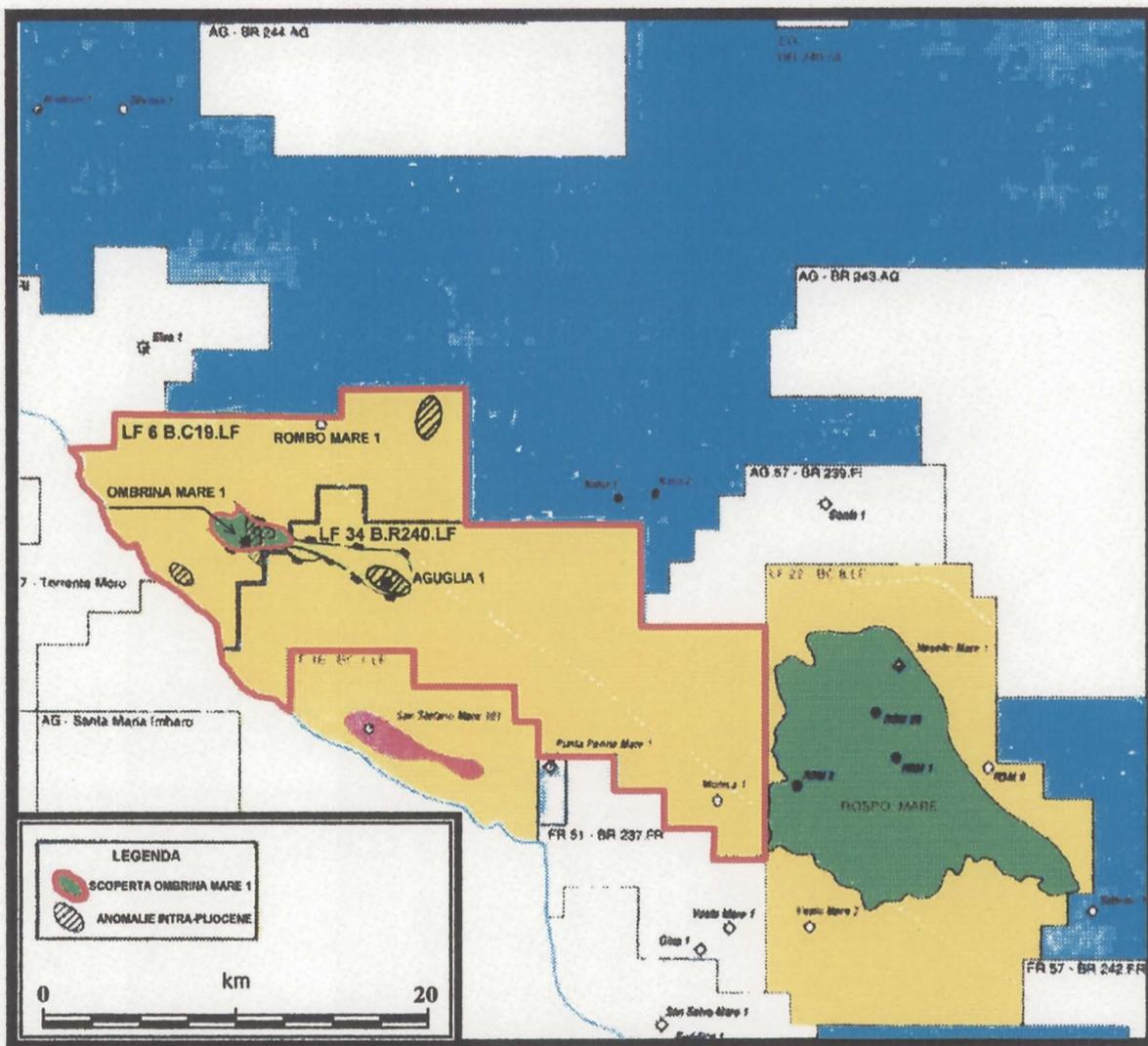
Con tali presupposti tecnici si ritiene che lo sviluppo del ritrovamento off-shore di OMBRINA MARE non sia economico e, pertanto, che la Concessione B.C19.LF non presenti al momento ulteriori motivi d'interesse.



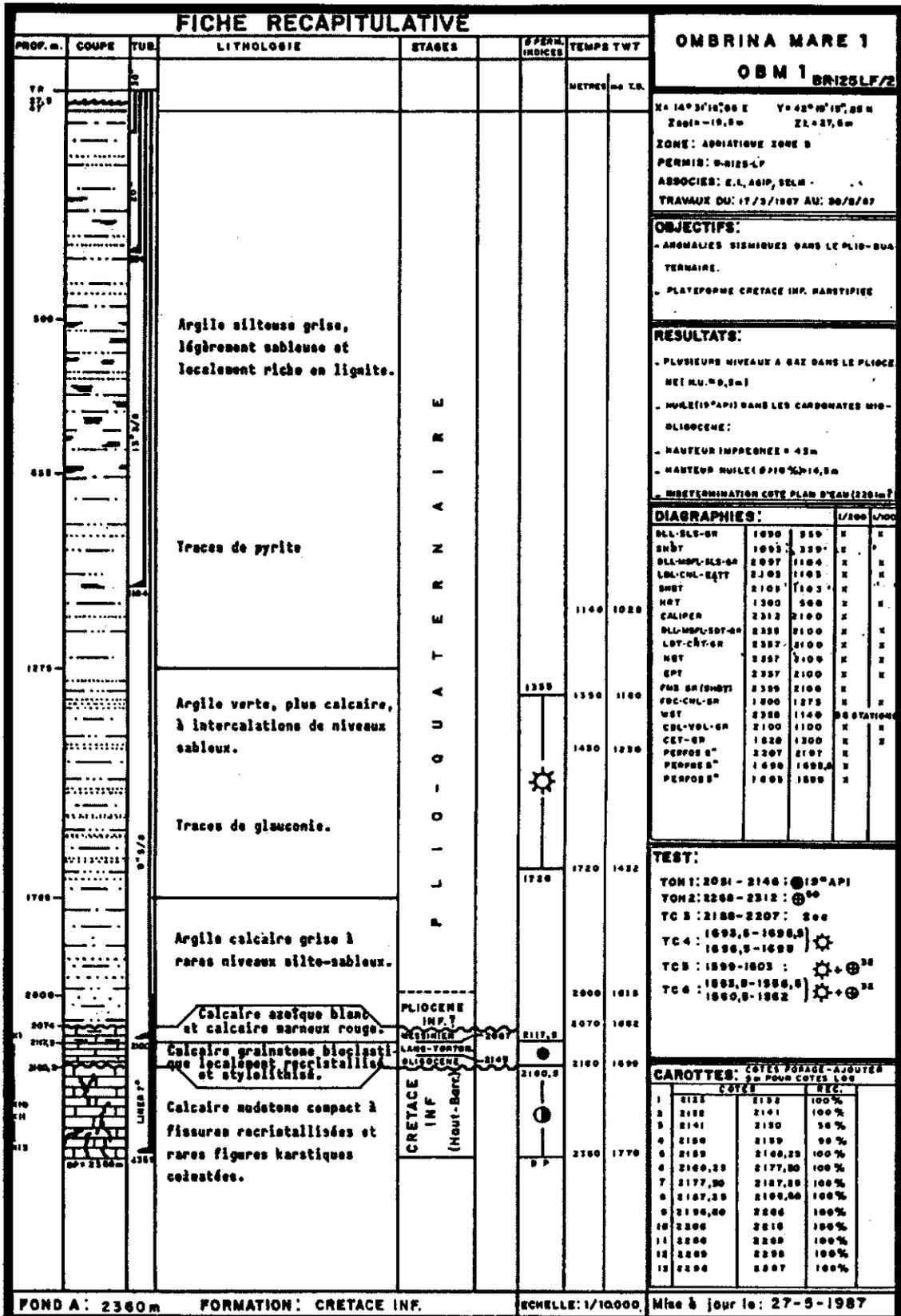
ALLEGATI



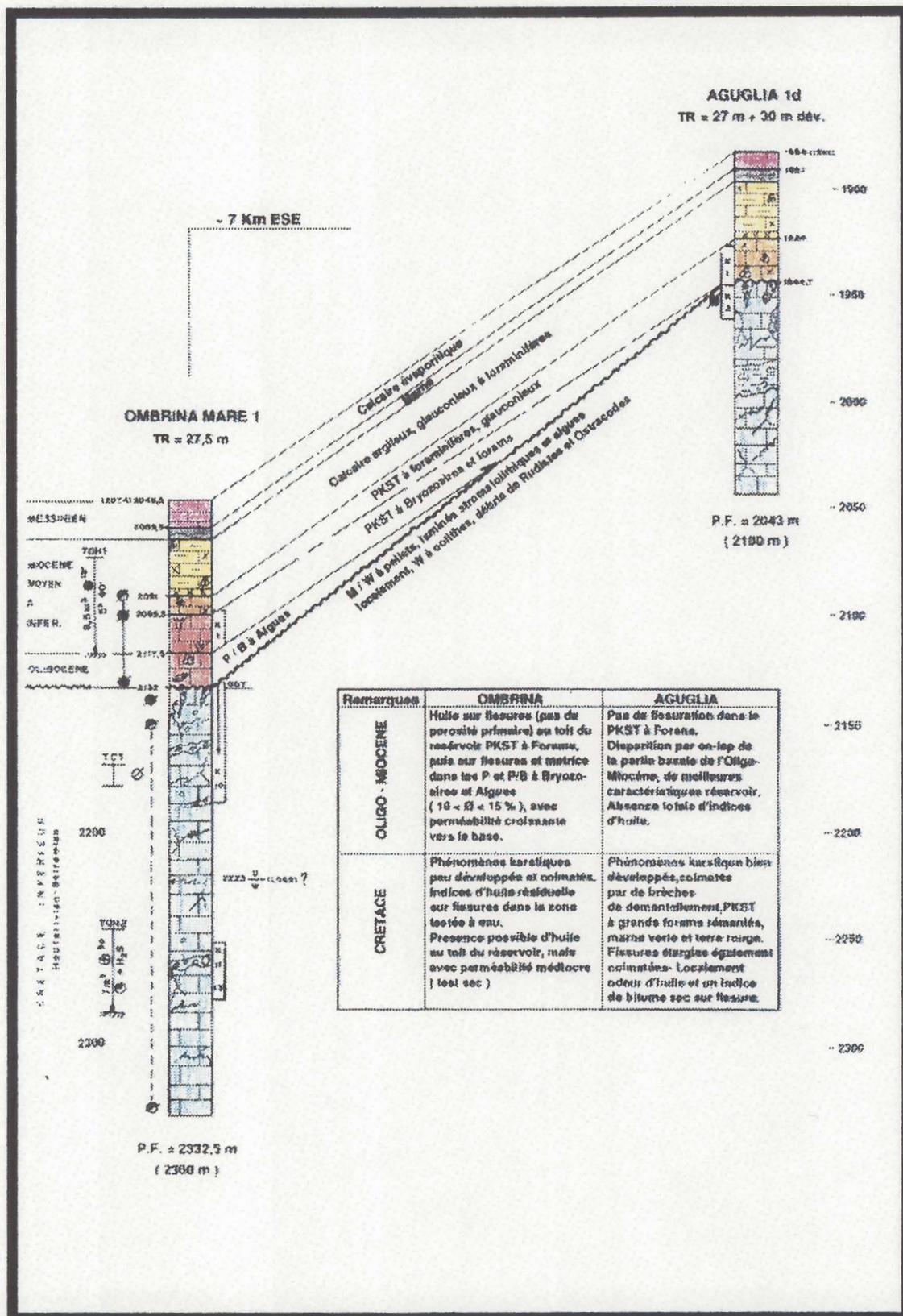
Allegato 1



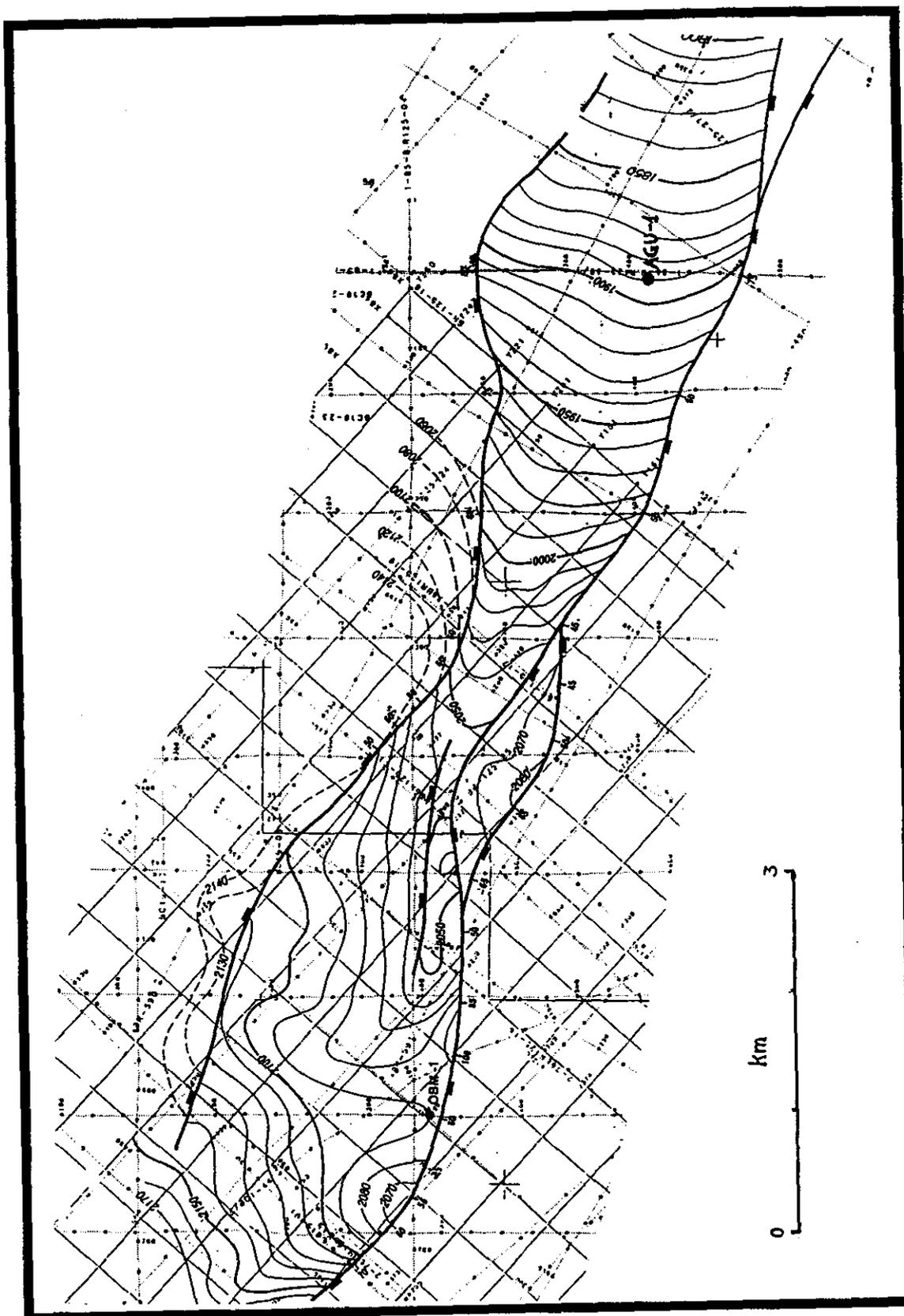
Potenziale Minerario dei Titoli B.C19.LF e B.R240.LF



Scheda di Riepilogo del Pozzo "Ombrina Mare 1"



Correlazione nella Serie Carbonatica di Ombriina ed Aguglia



Isobate al Tetto del Giacimento Oligo-Miocenico



Allegato 6

Intervallo, m TR		Caratteristiche Petrofisiche Medie		Grado di Fratturazione
		porosita, %	permeabilità, mD	
da	a	Alto/Medio/Basso		
2127,0	2133,0	15,0	0.23-410	Medio
2133,0	2140,5	10,0	0.01-24	Alto
2140,5	2145,0	15,0	0.15-187	Basso
2145,0	2151,0	11,3	0.01-62	Medio
2151,0	2160,5	13,2	0.01-500	Medio

Caratteristiche Petrofisiche della serie Cretacea/Oligo-Miocenica

Analisi dell'Olio Greggio

Caratteristiche Fisiche

Densità	0,959 g/cm ³	(16 °API)
Contenuto in Acqua	2,1 %	
Viscosità Cinematica	280 cStokes	@ 30 °C
	150 cStokes	@ 40 °C
	91 cStokes	@ 50 °C
Punto di Scorrimento	-24 °C	
Contenuto in Zolfo	5,6 %	
Asfaltini	12,6 %	
Nichel	49 ppm	
Vanadio	117	

Rendimenti di Distillazione T.B.P. (True Boiling Point)

a 80 °C	2,1 %
a 180 °C	12,6 %
a 350 °C	33,9 %
a 500 °C	60,1 %

Frazioni Principali

Benzina Leggera	15-80 °C	indice ottani = 79,8
Benzina Pesante	80-180 °C	N+2A = 35
Gasolio	145-375 °C	P. di Scorrimento = -22 °C
Residuo Topping	375+ °C	Zolfo = 2,2 %
		Penetrazione Bitume = 72 % Zolfo = 7,8 %

Caratteristiche del Greggio di "Ombrina Mare 1"



Allegato 7

Profondità Misuratori = 1803 m TR, Pressione Statica = 189,5 kg/cm ² @ 1803 m TR				
Duse	Durata Erogazione	Portata di Olio	Pressione Dinamica Fondo Pozzo	Indice di Produttività
mm	ore	Sm ³ /g	kg/cm ² ass	Sm ³ /g/kg/cm ²
6,350	4,5	85	175,0	5,86
4,763	32,0	50	177,1	4,03
6,350	5,2	74	174,3	4,87
7,938	2,8	79	173,5	4,94
6,350	74,5	67	174,5	4,47

Indice di Produttività da PT#1 sul pozzo "Ombrina Mare 1"

	Ipotesi di Calcolo	
	Minima	Massima
Contatto Acqua-Olio, m s.l.m.	2133	2190
Spessore Mineralizzato, m	43	43
Superficie Mineralizzata, km ²	5	6
Porosità, frazione	0,116	0,116
Saturazione in Acqua, frazione	0,31	0,31
Fattore di Volume dell'Olio	1,064	1,064
Densità, g/cm ³	0,959	0,959
Olio Originariamente In Posto, milioni ton	15,510	18,612

O.O.I.P. nella serie carbonatica