


103814

Agip S.p.A.

GERM

RELAZIONE TECNICA
ALLEGATA ALLE ISTANZE DI PROROGA
DEI PERMESSI
F.R1.AG

Il Responsabile
Dr. A. Biancoli



S. Donato Mil. se, 18/4/84
Rel. n° 29/84

I N D I C E

1. - Situazione dei permessi
2. - Lavori di esplorazione svolti nell'area
 - 2.1 - Sismica
 - 2.2 - Gravimetria e Magnetometria
 - 2.3 - Perforazione
3. - Risultati
4. - Situazione geologica
5. - Proposta di riduzione d'area
6. - Programma lavori per il primo triennio di proroga

FIGURE E ALLEGATI

- Fig. 1 - Carta indice
- All. 1 - Linea sismica FR 185-79
- All. 2 - " " FR 243-79
- All. 3 - " " F 76-12
- All. 4 - " " F 81-105
- All. 5 - Mappa strutturale al top della serie carbonatica
(isocrone)
- All. 6 - Riduzioni d'area



Agip S.p.A.

GERM

Mare Jonio - Zona 'F,

FIGURA

1

CARTA INDICE

AUTORE

DISEGNATORE

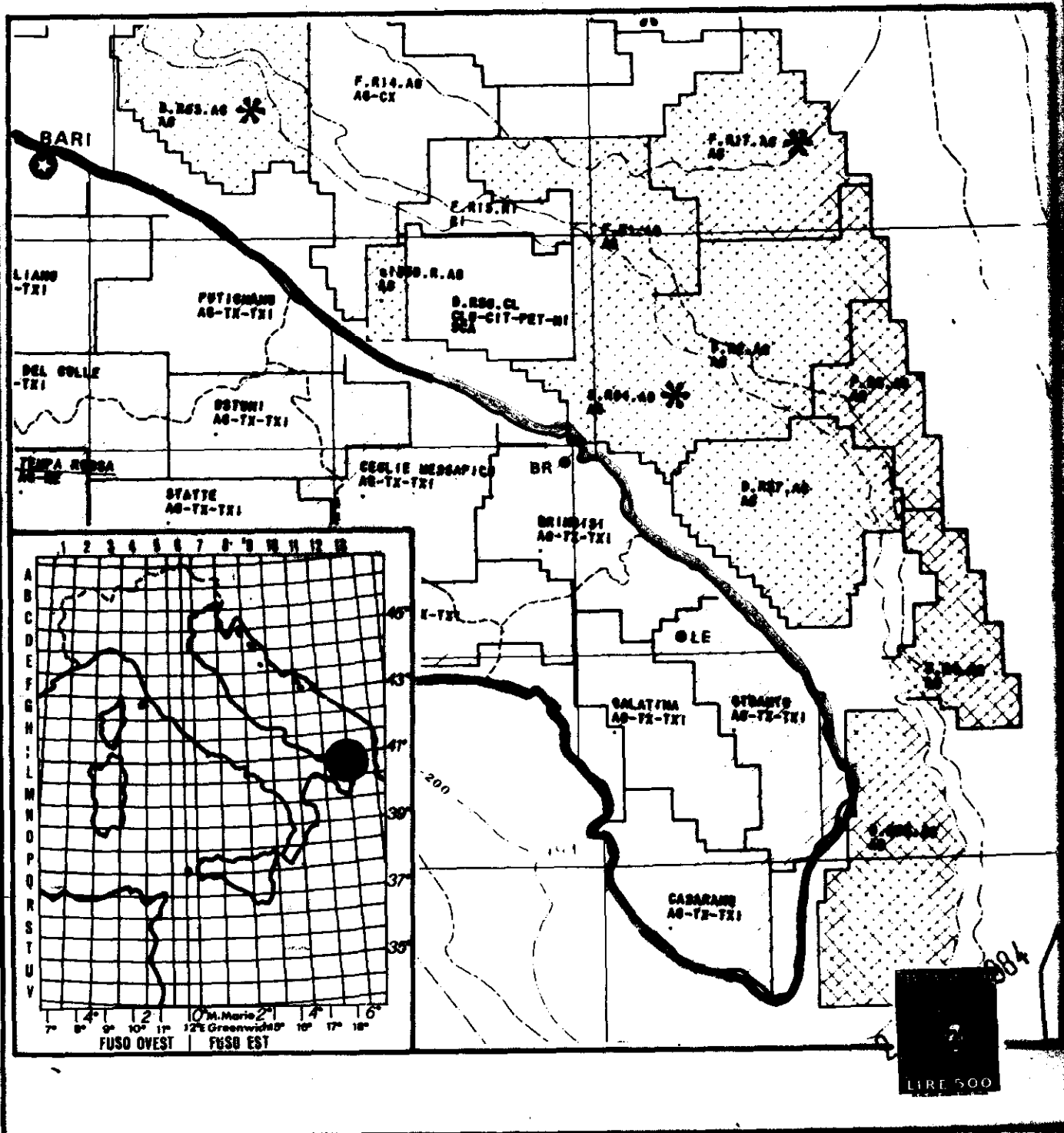
DATA

APRILE 1984

SCALA

1:1000000

DISEGNO N°



1. - Situazione dei permessi

I permessi F.R1,2,3,4.AG (Carta indice - Fig.1) sono stati conferiti il 24.5.1978.

Il primo periodo di vigenza scade il 24.5.1984.

L'obbligo di esecuzione delle indagini sismiche e dei lavori di perforazione è stato adempiuto in tutti i permessi.

2. - Lavori svolti

2.1 Sismica

I lavori svolti sono riassunti nella tabella seguente:

Permessi	Impegni	1979 (Western)	1981 (Prakla)	TOTALI
F.R1.AG	200	1145,850	164,750	Km 1310
F.R2.AG	200	766,750	1181,175	" 1948
F.R3.AG	150	373,700	233,925	" 607
F.R4.AG	150	456,350	178,650	" 665



Il costo complessivo delle campagne sismiche è stato di 2634 milioni di lire. Questa somma è comprensiva del reprocessing e degli studi speciali eseguiti su un gran numero di linee sismiche.

2.2. Gravimetria e magnetometria

L'Agip ha eseguito una vasta campagna gravimetrica ed aeromagnetica che ha interessato tutta l'Italia meridionale onshore ed offshore.

I rilievi hanno portato all'elaborazione di mappe regionali sull'andamento del basamento cristallino ed hanno permesso di migliorare l'interpretazione stratigrafica.

2.3 Perforazione

Nei permessi FR1,2,3 e 4 AG sono stati eseguiti rispettivamente i pozzi: Rovesti 1, Aquila 1, Falco 1, Merlo 1. I dati generali di questi pozzi tutti eseguiti dall'impianto Discoverer Seven Seas sono i seguenti:

Rovesti 1 (F.R1.AG) (A11.1)

Coordinate definitive	41° 06' 42",454 N
	17° 52' 50",584 E
Profondità finale	m 3347 (WD 957m)



Inizio perforazione	3.8.1978
Fine perforazione	2.10.1978
Rilascio impianto	31.10.1978
Esito del pozzo	indiziato ad olio
Situazione attuale	pozzo abbandonato
Costo complessivo	9848 milioni di lire

Aquila 1 (F.R2.AG) (All.2)

Coordinate definitive	40° 55' 58",237 N 18° 20' 42",399 E
Profondità finale	m 4246 (WD 827 m)
Inizio perforazione	30.10.1980
Fine perforazione	16.4.1981
Rilascio impianto	20.5.1981
Esito del pozzo	mineralizzato ad olio
Situazione attuale	pozzo abbandonato
Costo complessivo	<u>25626</u> milioni di lire

Falco 1 (F.R3AG) (All.3)

Coordinate definitive	40° 52' 44",238 N 18° 35' 39",394 E
Profondità finale	m 2839 (WD 846 m)
Inizio perforazione	22.5.1981



Fine perforazione	9.8.1981
Rilascio impianto	30.8.1981
Esito del pozzo	mineralizzato a gas
Situazione attuale	pozzo abbandonato
Costo complessivo	12937 milioni di lire

Merlo 1 (F.R4.AG) (All.4)

Coordinate definitive	40° 16' 53",183 N 18° 48' 53",216 E
Profondità finale	m 2307 (WD 797 m)
Inizio perforazione	26.9.1982
Fine perforazione	28.10.1982
Rilascio impianto	30.10.1982
Esito del pozzo	sterile
Situazione attuale	pozzo abbandonato
Costo complessivo	7019 milioni di lire



3. - Risultati

I pozzi Rovesti 1, Aquila 1 e Falco 1 hanno dato esito positivo avendo rinvenuto livelli mineralizzati a idrocarburi liquidi o gassosi.

Rovesti 1 (F.R1.AG) ha manifestato olio nelle formazioni calcaree pelagiche cretaceo-giurassiche.

L'intervallo mineralizzato è da m 2320 a m 2562. L'olio recuperato ha una densità di circa 25° API.

Aquila 1 è mineralizzato da m 3820 a m 3996 ed ha lo stesso tipo di serbatoio; l'olio ha densità che varia da 36° API nella parte alta a 22° API nella parte bassa del serbatoio.

Falco 1 ha trovato gas secco (metano 99%) distribuito in pools separati del tipo multi-layers. Il serbatoio è in livelli sabbiosi del Pliocene e del Messiniano ed in calcari del Messiniano e del Tortoniano. Gli intervalli mineralizzati sono compresi fra 2160 e 2530 m.

Per quanto riguarda la definizione delle riserve è importante rilevare che esistono tuttora degli interrogativi sia sulla potenzialità produttiva dei vari pozzi, sia sulle caratteristiche petrofisiche e dinamiche dei serbatoi, sia sulle dimensioni reali delle strutture.



4. - Situazione geologica

L'area dei permessi è caratterizzata dalla presenza del margine della piattaforma apula che in questa zona ha trend E-W. Durante il Giurassico ed il Cretaceo il margine costituiva il limite tra una zona meridionale a subsidenza rapida e sedimentazione neritica ed una zona settentrionale profonda a sedimentazione prevalentemente pelagica con intercalazioni di bancate detritiche provenienti dalla piattaforma apula.

I pozzi Aquila 1 e Rovesti 1 sono stati ubicati nella zona di bacino dove la sedimentazione dei carbonati mesozoici è in facies pelagiche; Falco 1 e Merlo 1 hanno attraversato sequenze mesozoiche di piattaforma.

Il fatto che i serbatoi ad olio siano ubicati solamente nella zona di bacino mentre i pozzi perforati in piattaforma non abbiano mai manifestato la presenza di idrocarburi liquidi è stato imputato all'assenza di coperture (emersione post-cretacea della piattaforma apula) al momento della migrazione, avvenuta presumibilmente in epoca oligo-miocenica.



5. - Proposta di riduzione d'area

Durante il Terziario la zona di bacino è stata interessata da uno sprofondamento continuo che ha notevolmente accentuato le caratteristiche morfologiche del margine.

Questo limite è attualmente riconoscibile con facilità sulle mappe sismiche (All. 5a + e).

Dal momento che l'obiettivo principale della ricerca in questa zona è costituito dal top della sequenza carbonatica in facies pelagica, nella riduzione d'area dei permessi F.R1.AG ed F.R2.AG è stata privilegiata la zona di bacino a spese della piattaforma apula (All.6).

Per quanto riguarda i permessi F.R3.AG ed F.R4.AG sono state rilasciate le zone confinanti tra loro caratterizzate da una continua risalita in monoclinale della piattaforma verso SW.

6. - Programma lavori per il primo triennio di proroga

- a) I risultati della esplorazione nella zona F dell'Adriatico, ha posto l'Agip nell'esigenza di accertare la possibilità tecnica di estrarre idrocarburi da giacimenti in acque profonde (intese convenzionalmente oltre i 200 m di profondità) ed in particolare da fondali di 600-1200 metri. Scartate le soluzioni convenzionali, quali per



esempio l'uso di piattaforme fisse, l'Agip ha indirizzato la ricerca tecnologica verso due filoni principali:

- Piattaforma tipo TLP
- Croce sottomarina di produzione per alti fondali

peraltro non tralasciando le possibilità offerte da altre tecnologie in via di sviluppo.

I due principali progetti di ricerca avviati per far fronte alle necessità tecnologiche per lo sfruttamento di giacimenti, sia d'olio che di gas, in acque profonde e segnatamente per la zona F sono i seguenti:

Sistema galleggiante di produzione per alti fondali

Scopo del progetto è di accertare la fattibilità tecnica di costruire ed installare una piattaforma TLP in acque profonde per lo sfruttamento di giacimenti ad olio e di valutare costi di investimento ed operativi. In questo quadro è stato quindi scelto il campo AQUILA, nella zona F, come riferimento. Il progetto, che ha come principale contrattista la Tecnomare prevede la conclusione alla fine del 1986. I primi risultati interessanti potranno comunque essere disponibili all'inizio del 1985, cioè alla conclusione della Fase 1 del progetto.



Sviluppo di una croce sottomarina di produzione per alti fon-
dali installabile ed operabile senza l'ausilio di cavi guida
e sommozzatori

Scopo del progetto è quello di progettare e provare sperimentamente una croce sottomarina di produzione adatta ad operare in acque molto profonde, cioè oltre i limiti di impiego dei cavi guida e dei sommozzatori.

Questo sistema potrà essere utilizzato in campi a gas dove, entro certi limiti, è fattibile un invio diretto della produzione a terra o in una piattaforma posta nelle vicinanze (in fondali meno profondi).

Il progetto è iniziato il 15.3.84 e se ne prevede la conclusione alla fine del 1987.

- b) Per quanto riguarda la sismica, per il primo periodo di proroga dei permessi F.R1,2,3,4 AG si prevede di eseguire complessivamente circa 200 Km di linee.

Questi rilievi verranno ubicati per completare la definizione delle strutture, dal momento che durante il primo periodo di vigenza l'area è stata coperta interamente da rilievi sismici regionali e di dettaglio a maglie molto fitte (4530 Km anziché i 700 previsti dalle istanze di permesso).

- c) L'esecuzione di ulteriori sondaggi di accertamento o esplorativi verrà valutata dopo il completamento della migrazione in profondità delle mappe, in funzione soprattutto della riuscita



dei progetti di ricerca sull'estrazione di idrocarburi da giacimenti in acque profonde.

Pertanto il programma lavori per ognuno dei permessi in oggetto è il seguente:

F.R1.AG

sismica -

eventuale perforazione di un pozzo di 3300 m (WD 950 m costo previsto 12.600 milioni di lire).

F.R2.AG

sismica 100 Km (50 milioni di lire)

eventuale perforazione di un pozzo di 4200 m (WD 800 m costo previsto 14.700 milioni di lire)

F.R3.AG

sismica 50 Km (25 milioni di lire)

eventuale perforazione di un pozzo di 2800 m (WD 800 m costo previsto 12.000 milioni di lire)

F.R4.AG

sismica 50 Km (25 milioni di lire)

eventuale perforazione di un pozzo di 2300 m (WD 750 m costo previsto 8.400 milioni di lire)

A questi investimenti vanno aggiunte le somme destinate all'esecuzione dei progetti ingegneristici per lo sfruttamento dei giacimenti.

