

AGIP S.p.A.
RENI

10722

01384 B.R.-AG

RELAZIONE TECNICA ALLEGATA ALL'ISTANZA
DI PERMESSO DI RICERCA DI IDROCARBURI

"d...B.R.-AG"

DI HA 15.958

Il Responsabile
Dr. G. Errico

Errico

S. Donato Milanese, 22.4.1982

Rel. RENI n. 75/81.

I N D I C E

1 - PREMESSA	pag. 1
2 - STRATIGRAFIA	pag. 4
3 - CONSIDERAZIONI GEOMINERARIE	pag. 6
3. 1 Litologia	pag. 6
3. 2 Tettonica e fratturazione indotta	pag. 7
4 - METODOLOGIA DI RICERCA E PRODUZIONE	pag. 9
4. 1 Correlazione tra logs speciali e carote	pag. 9
4. 2 Prove di produzione	pag. 9
4. 3 Sismica	pag. 10
5 - PROGRAMMA LAVORI	pag. 12



ELENCO ALLEGATI

- All. 1 - Carta Indice scala 1 : 5.000.000
- All. 2 - Carta Indice scala 1 : 500.000
- All. 3 - Sezione geologica dimostrativa scala verticale 1: 5.000
scala orizzontale 1: 25.000
- All. 4 - Isocrone top Membro Calcareo F.ne Scaglia
- All. 5 - Profilo multiplo alla scala 1:1000 pozzo Conrad 1



1 - PREMESSA

L'area in istanza, situata nel settore centrale della zona B a circa 35 km a SE di Ancona, corrisponde a parte della superficie residua dell'ex permesso B.R8.AS da cui è stata ricavata parte della Concessione di Gianna (B.C11.AS).

L'interesse minerario per l'area dell'istanza è notevolmente incrementato dopo la scoperta fatta dall'AGIP del suddetto giacimento. Inoltre le manifestazioni di idrocarburi liquidi avuti al pozzo Conrad 1 nella f.ne Scaglia spingono a proseguire con l'esplorazione nel permesso.

La scoperta in questi ultimi due anni sia del giacimento di Gianna che di quello di Donald, l'evoluzione subita nelle tecniche di prove in un serbatoio di tipo non convenzionale come il membro calcareo della F.ne Scaglia, e quella di un certo numero di giacimenti tutti con le stesse caratteristiche di serbatoio e di olio (Emilio, David, Dora, Piropo, Donald, Gianna), limitrofi all'area in istanza, hanno incrementato notevolmente l'interesse minerario dell'istanza stessa.

I pozzi eseguiti nell'area e nelle zone limitrofe dalla AGIP in collaborazione con altri Partners, che più contribuiscono ad un inquadramento geologico regionale sono:

	<u>Anno</u>	<u>P.F.</u>	<u>Esito</u>	<u>Ultima f.ne ragg.</u>
GIANNA 1 (ex B.R8.AS)	1980	2406	produttivo a gas e olio	M.bro Calcareo F.ne Scaglia (Eocene - Cretacico sup.)
CONRAD 1 (ex B.R8.AS)	1972	3250	indiziato ad olio	"
DAVID 1 ((B.C4.AS)	1970	4019	mineralizz. ad olio e gas	F.ne Burano
DORA 1 (B.C6.AS)	1972	1865	produttivo ad olio e gas	F.ne Maiolica



26 APR.

	<u>Anno</u>	<u>P.F.</u>	<u>Esito</u>	<u>Ultima f.ne ragg.</u>
PIROPO 2 (B.R42.AV)	1980	3695	produttivo ad olio	F.ne Scaglia (Cre tacico sup.)
CONTESSA 1 (ex B.R9.AS)	1971	2382.4	sterile	F.ne Bisciario
GLORIA 1 (ex B.R8.AS)	1980	2380	indiziato ad olio	F.ne Corniola (Lias inf.-medio)
ROSELLA 1 (ex B.R7.AS)	1980	2455	sterile	F.ne Corniola
COLOSSEO 1 (ex B.R7.AS)	1974	1734	indiziato ad olio	F.ne Scaglia
CONRAD SW 1 (ex B.R8.AS)	1975	2683	indiziato ad olio	M.bro Calcarea F.ne Scaglia (Eocene - Cretacico sup.)
DONALD 2 (ex B.R11.AS)	1980	1607	produttivo ad olio	F.ne Maiolica (Cre ta inf.)
VALERIA 1 (ex B.R10.AS)	1980	2200	indiziato	Dolomia (Trias sup)
DANIEL 1 (ex B.R10.AS)	1969	4950	sterile	F.ne Burano.

Il pozzo CONRAD 1 fu eseguito nel periodo 18/2/1972-6/4/1972 dall'impianto Neptune Guascogne in corrispondenza delle seguenti coordinate geografiche:

Lat. 43° 23' 17,5" N - Long. 13° 55' 25,5" E di Greenwich.

Il pozzo esplorò un alto strutturale pre-pliocenico fino alla profondità finale di m 3250 nei termini del Membro Calcarea della Formazione Scaglia del Cretacico superiore e risultò indiziato ad idrocarburi pesanti da m 2570 a m 2870.

La presenza delle manifestazioni di idrocarburi indusse a proseguire la ricerca con l'esecuzione del pozzo GIANNA 1 (B.C11.AS) (inizio perforazione 16/10/1979 - fine perforazione 22/12/1979) ubicato in corrispondenza delle seguenti coordinate: Long. 13° 59' 18,85" N - Lat. 43° 26' 23,17" E Greenwich .



Il pozzo raggiunse la profondità finale di m 2406 e rinvenne mineralizzazione ad idrocarburi liquidi e gassosi da m 2140 fino a fondo pozzo nel Membro Calcarea della F.ne Scaglia (Eocene-Cretacico superiore).

In seguito al ritrovamento è stata accordata la concessione B.CILAS.

La scoperta del giacimento di Gianna ha confermato l'interesse minerario della zona in esame che ricade nell'area degli "upthrust adriatici" che è risultata sede di importanti rinvenimenti di idrocarburi nel Membro Calcarea della Formazione Scaglia (Eocene - Cretacico superiore).



2 - STRATIGRAFIA

- Quaternario : Argille e argille sabbiose nella parte alta indi sabbie con intercalazioni di argilla.
- Pliocene : Sabbie argillose con intercalazioni di argilla.
- Miocene superiore : Gessi e marne (Formazione Gessoso Solfifera).
- Miocene medio : Marne con intercalazioni di calcare argilloso (Formazione Schlier).
- Miocene inferiore : Marne con livelli di calcare argilloso (Formazione Bisciario).
- Oligocene : Marne (Membro Marnoso della Formazione Scaglia).
- Eocene - Paleocene : Wackestone con intercalazioni di Packstone (Membro Calcareo della Formazione Scaglia).

Probabile unconformity

- Cretacico superiore : Mudstone/Wackestone con intercalazioni di Packstone (Membro Calcareo della Formazione Scaglia).
- Cretacico inferiore : Marne e argille grigio verdi (Marne a Fucoidi) nella parte alta, indi Mudstone biancastro e grigio con livelli di Wackestone e noduli di selce (Formazione Maiolica).



Dogger-Malm

: Wackestone-Packstone con intercalazioni di marne e noduli di selce (Formazione Calcari ad Aptici).

Lias superiore

: Marne verdi e rossastre con intercalazioni di Mudstone (Formazione Rosso Ammonitico).

Lias inferiore medio

: Mudstone-Wackestone da grigio chiaro a beige talora con noduli di selce nella parte alta (Formazione Corniola).



3 - CONSIDERAZIONI GEOMINERARIE

3.1 - Litologia

L'obiettivo principale per la ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi nell'area è rappresentato dal Membro Calcareao della Formazione Scaglia (Eocene - Cretacico superiore). Tale unità si è deposta nel Cretacico superiore, nel Paleocene e nell'Eocene in un ambiente di deep marine, ed è caratterizzato da sedimenti micritici variamente alternati a talus.

Questi ultimi derivano probabilmente dalla erosione pene contemporanea di alti locali.

Nei tratti più fittamente carotati, sono stati riconosciuti:

- chalky limestones, a porosità anche del 30%, e permeabilità (se non fratturati) praticamente nulla;
- calcari tipo Mudstone o Wackestone con porosità e permeabilità ridottissime, se non fratturati;
- Packstone e Grainstone, rappresentanti i talus , distinti in sedimenti di:
 - a) inner slope, con intraclasti a diametro molto variabile, in abbondante matrice micritica. Porosità e permeabilità ridotte;
 - b) middle slope, con intraclasti isodiametrici, a scarsa matrice micritica, porosità fino a 15 - 18%, permeabilità buona;
 - c) outer slope, con intraclasti meno abbondanti e più fini, in matrice micritica di nuovo abbondante. Porosità e permeabilità molto ridotte.

Le modalità di sedimentazione, di tipo turbiditico, comportavano variazioni laterali di facies per ogni singo



lo livello, per cui l'estensione areale dei litotipi porosi di un livello, non corrisponde a quella di un altro.

3.2 - Tettonica e fratturazione indotta

L'area dell'istanza ricade nella zona dei "foreland up-thrust" centro-adriatici.

Tale stile tettonico, essendo caratterizzato dalla formazione di alti strutturali formati durante il Pliocene medio-superiore e delimitati da una o più faglie sub-verticali, crea la possibilità di una comunicazione diretta tra rocce madri profonde (in quest'area i calcari di Emma di età Liassico-Triassica) ed i serbatoi più superficiali (Membro Calcarea della Formazione Scaglia).

Essendo però, la Formazione Scaglia un deposito carbonatico prevalentemente micritico di mare profondo, presenta estese caratteristiche di serbatoio solo se fratturata.

Ciò si verifica nell'ambito delle strutture situate nella area del permesso sulle quali, dall'interpretazione strutturale dell'area, è possibile ipotizzare la presenza di due sistemi di fratture, che si sono prodotti in seguito alla azione dello stress principale, nelle varie fasi della orogenesi pliocenica e del suo orientamento all'interno della struttura.

Un primo sistema di fratture, infatti, si è formato allorché lo stress principale, diretto verticalmente, ha iniziato ad agire nell'area della struttura ondulando la serie carbonatica; questo sistema di fratture tensionali si è sviluppato prevalentemente lungo la cresta della piega.



26 APR

Continuando ad agire lo stress, si sono formate le faglie di "upthrust" subverticali con un secondo sistema di fratture ad esse coniugate.

Alla porosità secondaria per fratturazione si aggiunge anche quella creata dalle stiloliti, formatesi con la pressione di carico dei sedimenti stessi mediante processi di "pressure solution".

Le stiloliti, avendo un andamento parallelo agli strati, collegano i vari sistemi di fratture subverticali prima descritti.

Si produce così un reticolo tridimensionale che permette ad un calcare con modesta porosità primaria, di dar luogo ad una roccia serbatoio.



4 - METODOLOGIE DI RICERCA E PRODUZIONE

4.1 - Correlazione tra logs speciali e carote

Il reservoir Scaglia è determinato da:

- modesta porosità primaria e da prevalente porosità secondaria, conseguente a fratturazione;
- sviluppata permeabilità verticale, determinata esclusivamente da fratture;
- presenza di permeabilità orizzontale, determinata dalla permeabilità primaria dei livelli di talus.

Per poter meglio ricavare dai log i dati utili a definire le caratteristiche petrofisiche della Scaglia, le più recenti esperienze acquisite indicano che i migliori risultati si possono ottenere abbinando ai log convenzionali di porosità e resistività, altri log più indicati ad evidenziare porosità e permeabilità per fratturazione (specialmente il wave form e il microsonic).

Tali log, tarati dai dati delle carote eseguite in alcuni pozzi AGIP, hanno permesso l'individuazione di differenti unità "LITOELETTICHE", permettendo così l'estrapolazione dei dati ad altri pozzi.

4.2 - Prove di produzione

L'esperienza, acquisita dall'AGIP nell'area, ha dimostrato che prove di produzione sofisticate e prolungate possono consentire una esauriente indagine sui fluidi contenuti in questo tipo di "reservoir non convenzionale".

Infatti la permeabilità relativa all'area vicina al foro condiziona il flusso dei fluidi dalla formazione alla superficie.



25

Occorre quindi migliorare al massimo la permeabilità nei pressi del foro con le opportune tecniche .

Alcune tecniche che si possono usare per migliorare le permeabilità relative a favorire la produzione di idrocarburi liquidi sono:

- 1) acidificazione;
- 2) fratturazione idraulica con aggiunta nel gasolio di additivi chimici, sabbia, gel; materiali questi che penetrando nelle fratture le mantengono beanti;
- 3) riscaldamento dei fluidi presenti nella formazione nei pressi del pozzo per aumentare la fluidità;
- 4) messa in produzione mediante pompa;
- 5) utilizzo del CO₂ per diminuire la viscosità dell'olio in condizioni di serbatoio.

Le manifestazioni che talora appaiono durante la perforazione, possono indicare la presenza di un giacimento ad idrocarburi liquidi pesanti , che solo prove adeguate sono in grado di definire.

4.3 - Sismica

L'utilizzo delle informazioni sismiche, oltre a definire l'assetto strutturale di orizzonti significativi, permette, mediante opportuni programmi che l'AGIP ha sviluppato, di evidenziare il grado di fratturazione dei reservoir carbonatici. Tali elaborazioni permettono di ubicare i pozzi nelle condizioni di serbatoio più favorevoli.

Tale metodologia verrà applicata nell 'esecuzione di un rilievo sismico che verrà incluso nel programma lavori, ed eseguito con le più appropriate tecniche di registrazione e di elaborazione.



L'acquisizione del rilievo verrà inoltre seguita da accurati studi di analisi continue di velocità e di analisi delle caratteristiche del segnale che permettono di dettagliare più accuratamente le strutture di Colosseo e Rosella al fine di definire la posizione del culmine strutturale e le aree di maggior fratturazione del reservoir carbonatico.



20 m.

5 - PROGRAMMA LAVORI

Negli ultimi anni l'AGIP ha sviluppato delle metodologie idonee sia per l'ubicazione dei pozzi che per le prove di produzione tali da permettere un'esplorazione approfondita e completa del tema.

Il programma lavori geofisici che si propone è suddiviso in due fasi:

- in una prima fase sarà eseguito un rilievo sismico di super dettaglio per un totale di Km 250 in corrispondenza soprattutto degli alti strutturali già individuati, allo scopo di avere il massimo di informazioni nell'area dell'istanza;
- successivamente sulle linee sismiche registrate verranno applicati dei programmi di elaborazione dati in possesso dell'AGIP (pseudo log di impedenza acustica) che permetteranno di avere una ricostruzione accurata dell'andamento strutturale e dell'entità della fratturazione.

Con tali dati verrà iniziata la perforazione, entro 24 mesi dall'inizio della sismica, di un pozzo esplorativo della profondità di m 3000 circa sulla struttura di Conrad .

In tale sondaggio verranno registrati logs adeguati e verranno effettuate prove atte a definire con precisione il contenuto in fluidi delle formazioni attraversate.

Il costo attualmente previsto della sismica è di circa 300 milioni di lire, mentre quello del primo pozzo è previsto in 5000 milioni di lire (Lire Aprile 1982).

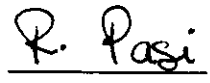
Infine la presenza, ormai consolidata, in quest'area dell'Adriatico di un certo numero di giacimenti dell'AGIP tutti con le stesse caratteristiche di serbatoio e di olio (Emilio David, Dora, Pirolo, Donald e Gianna) permetterà di affrontare la fase



26 MAR.

di sviluppo in modo coordinato, favorendo l'estrapolazione dei dati acquisiti con la coltivazione, da un giacimento all'altro.


A. Ianniello


R. Pasi

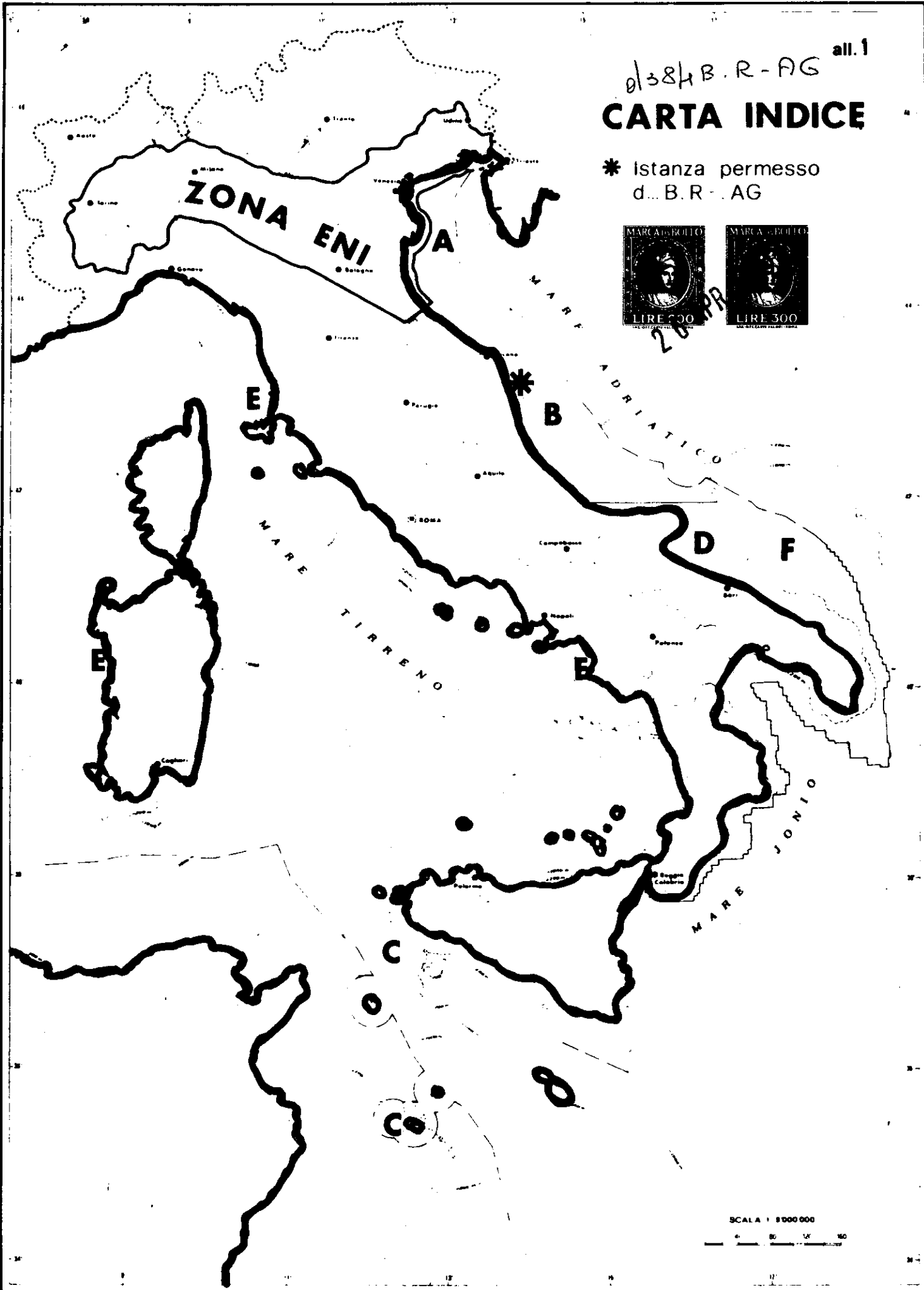


01384 B.R.-AG ^{all. 1}
CARTA INDICE

* Istanza permesso
d... B.R.-AG



20 APR



Agip SpA
RENI

Mare Adriatico - Zona B

Allegato

Istanza permesso d...B.R. AG

CARTA INDICE

2

Autore

d384 B.R-AG

Disegnatore

Data

APRILE 1982

Scala

1:500.000

Disegno n°

2075

