

d.13 FR

d.13 F.R.-PH

MINISTERO INDUSTRIA, COMMERCIO ED ARTIGIANATO

DIREZIONE GENERALE DELLE MINIERE

UFFICIO NAZIONALE MINERARIO PER GLI IDROCARBURI

ROMA - Via Molise, 2

MINISTERO INDUSTRIA, COMMERCIO ED ARTIGIANATO DIREZIONE GENERALE DELLE MINIERE Via Molise, 2 - 00187 Roma
22 AGO, 1978
N. 404148 Posiz. d.13 FR

Domanda di permesso esclusivo di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi denominato d F.R - PH, dell'estensione di ha. 98.132 nel sottofondo marino del mare Adriatico al largo della costa pugliese (Zona F).

La sottoscritta PHILLIPS PETROLEUM INTERNATIONAL CORPORATION ITALY con sede principale in Monrovia (Liberia) e sede secondaria in Milano, Via Festa del Perdono n.14, filiale completamente controllata dalla Phillips Petroleum International Corporation di Panama che è una filiale completamente controllata della Phillips Petroleum Company con sede legale in Delaware - U.S.A.,

Cod. Fis. 80142070152
 Preso nota per la pubblicazione nel BUI An. XXII
 n. 8
 Cypelli

CHIEDE

ai sensi della legge 21 luglio 1967, n. 613, l'attribuzione di un permesso esclusivo di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi nel sottofondo marino del Mare Adriatico, al largo della costa pugliese (zona F), avente un'area di ha 98.132 e delimitato, come da allegato foglio della carta nautica dell'Istituto Idrografico della Marina, alla scala 1:250.000, con linea nera continua, passante per i vertici a,b,c,d,e,f,g,h,i,j,k,l,m, aventi le seguenti coordinate geografiche:

<u>Vertici</u>	<u>Longitudine Est Gr.</u>	<u>Latitudine Nord</u>
----------------	----------------------------	------------------------

a	16° 47',3	42° 10'
b	16° 50'	42° 10'
c	17° 04'	42° 3',7
d	17° 04'	41° 59'
e	17° 06'	41° 59'
f	17° 06'	41° 57'
g	17° 11'	41° 57'
h	17° 11'	41° 54'
i	17° 10'	41° 54'
j	17° 10'	41° 52'
k	17° 09'	41° 52'
l	17° 09'	41° 49'
m	16° 51',6	41° 49'

Tra i vertici m ed a il limite del permesso coincide con l'isobata dei 200 metri.

La Phillips Petroleum Company (Phillips) è una compagnia petrolifera pienamente integrata con operazioni ampiamente diversificate. I perfezionamenti da essa portati nell'industria petrolifera ne hanno fatto una delle compagnie a più rapida ed ampia espansione nel mondo.

Fondata nel 1917 come una piccola compagnia d'approvvigionamento di petrolio greggio, la Phillips ha ora un bilancio di circa 6 miliardi di dollari ed oltre 28,000 dipendenti in tutto il mondo.

Attualmente la Phillips sta operando nel settore della ricerca

di idrocarburi liquidi e gassosi in oltre 20 paesi in 6 continenti, con riserve d'olio e gas in 7 paesi. L'esperienza Phillips nel campo della esplorazione e della produzione si è affinata attraverso tecniche d'avanguardia come quelle applicate allo sviluppo dei campi scoperti nel Mare del Nord. Tale esperienza è inestimabile per suscitare la necessaria fiducia, che la tecnologia occorrente per sviluppare e produrre da permessi in acque profonde, quali quelle della Zona F in Mare Adriatico, sarà disponibile quando richiesta.

La Phillips partecipa in tutto il mondo, in associazione con molte compagnie petrolifere internazionali, per l'esercizio di attività esplorative e di produzione.

In molte di queste aree, l'AGIP S.p.A. ha avuto un ruolo di rilievo, in associazione con la Phillips.

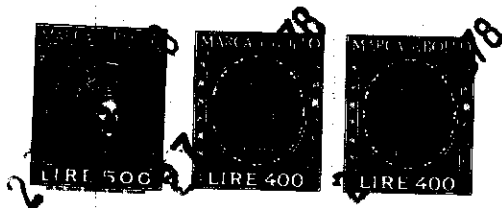
Le attività in "joint venture" tra AGIP e Phillips sono iniziate circa 15 anni or sono. Questa collaborazione si è rivelata fruttuosa in diverse aree.

Come appare dalle attività della organizzazione denominata SEAGAP, si prevede che l'associazione tra AGIP e Phillips continui negli anni a venire.

La precedente denominazione della SEAGAP era "CGAP", fondata nel 1971. In quell'anno, quattro Compagnie petrolifere internazionali, consapevoli dell'importanza che avrebbe assunto l'esplorazione del mare profondo, decisero di mettere insieme le loro risorse finanziarie, nonché la loro esperienza

tecnica nel campo dell'esplorazione e della produzione di idrocarburi nelle acque profonde fino ed oltre i 200 m. Nel gennaio 1972, queste quattro Compagnie - Phillips, AGIP S.p.A., Continental Oil Company e Getty Oil Company - costituirono il gruppo noto come "CGAP". Nell'Ottobre 1974, la Continental Oil Company si ritirò dal gruppo, e fu sostituita dalla Compagnia di Stato Spagnola, la Hispanica De Petroleos S.A. (Hispanoil). Nello stesso tempo, il nome fu modificato in "SEAGAP".

Fin dai primi mesi del 1975 il gruppo "SEAGAP" si assicurò le prestazioni della nave sismica "Deep Sea Explorer". Questo natante, posseduto e gestito dalla Petty-Ray Geophysical Inc. di Houston, nel Texas, eseguì uno dei più continui ed estesi programmi di rilievi sismici mai eseguito. Equipaggiato con le più moderne attrezzature per rilievi sismici oggi esistenti, esso rilevò circa 43000 km di linee sismiche lungo le regioni costiere dell'America Centrale e delle regioni settentrionali dell'America Latina, nonché lungo le coste orientali e occidentali dell'Africa. In aggiunta ai dati acquisiti con la "Deep Sea Explorer", decine di migliaia di km di sismica in acque profonde sono stati acquistati o ottenuti per scambio-dati. Come risultato della acquisizione di questi dati e della susseguente elaborazione degli stessi, il gruppo SEAGAP ha acquisito selettivamente aree in acque profonde in diversi Paesi. Da questa scelta, appariva come i primi "prospects"



5.

geologici localizzati erano al di fuori delle capacità operative di tutti gli impianti fatta eccezione per poche navi di perforazione. Il gruppo SEAGAP stipulava allora nell'Aprile del 1975, un contratto per la costruzione della nave "Discoverer Seven Seas".

Questa nave è capace di perforare in acque profonde fino a 1900 metri ed è equipaggiata con i più moderni mezzi tecnici di perforazione e di posizionamento disponibili. Essa ha successivamente eseguito pozzi esplorativi nel off-shore dell'Egitto (Mar Rosso), della Costa d'Avorio, del Congo Brazzaville e, attualmente, sta perforando nell'off-shore spagnolo. Al momento, il "Discoverer Seven Seas" detiene il primato, riferito a perforazioni esplorative in acque profonde, con l'attraversamento della serie sedimentaria dell'off-shore congolese (Africa Occidentale) in acque con 1360 m di fondale.

In ragione della notevole esperienza tecnica e dell'impegno finanziario richiesti nella conduzione delle operazioni di esplorazione e di produzione in acque profonde, la Phillips, di norma, prende in considerazione la partecipazione di altre società petrolifere con capacità simili. Nel caso particolare, se la presente istanza venisse accettata, è intendimento della Phillips Petroleum International Corporation Italy (PPICI) offrire all'AGIP S.p.A., una quota di partecipazione.

Per quanto concerne il grado di importanza attribuito a ciascuna delle tre istanze, la PPICI desidera rendere nota la propria

posizione al riguardo.

Dall'analisi dei dati di cui si dispone, l'area centrale, tra le tre richieste, di ha 99.910, risulta essere la chiave dell'esplorazione nell'intera zona costituita dai tre permessi, per quanto attiene al "Bacino di Durazzo" della zona F.

L'area oggetto della presente istanza è secondaria, come priorità, rispetto a quella centrale e, pertanto, non può essere valutata senza avere prima valutato quest'ultima, ossia quella di ha 99.910.

Per questo motivo viene rispettosamente richiesto che questa domanda sia considerata come strettamente legata all'ottenimento di quella centrale, e condizionata a questa.

La sigla convenzionale da usare nella denominazione del permesso è PH.

A corredo della presente istanza si allegano:

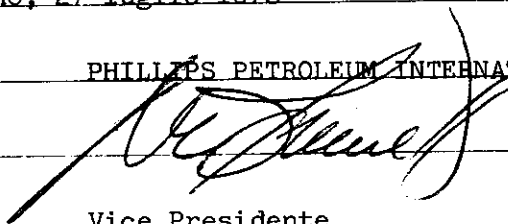
- a) sei esemplari della stessa, in carta legale,
- b) cinque esemplari della relazione geologica e contestuale programma lavori in carta legale,
- c) sei esemplari del piano bollato e firmato con la delimitazione dell'area richiesta,
- d) un piano in bianco non piegato,
- e) copie legali dell'atto costitutivo e dello statuto della Phillips Petroleum International Corporation Italy, muniti in calce della dichiarazione di conferma della Rappresentanza italiana in Liberia.

f) Lettera di reciprocità del Ministero Liberiano.

Con osservanza,

Milano, 27 luglio 1978

PHILLIPS PETROLEUM INTERNATIONAL CORPORATION ITALY

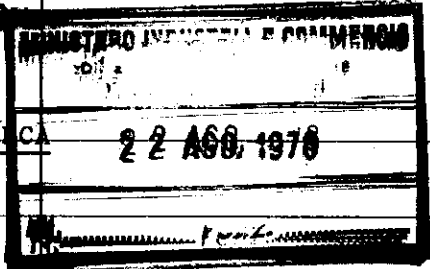


Vice Presidente

N.L. Burnett



22 AGO. 1970



RELAZIONE GEOLOGICA ALLEGATA ALL'ISTANZA DI PERMESSO DI RICERCA

d. FR. PH. di ha 98.132

Il presente rapporto è allegato all'istanza d. FR. PH. (v. fig. 1) presentata dalla Phillips per ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in Zona "F" nel Mare Adriatico.

L'area del permesso richiesto ed i suoi limiti sono definiti nell'istanza stessa.

Stratigrafia (fig. 2)

Nell'area mediterranea, dall'inizio del Mesozoico fino a tutto l'Eocene, si è avuto una sedimentazione carbonatica. Le rocce carbonatiche giurassiche sono costituite da calcari di piattaforma con locale sviluppo di scogliere coralline. Lo spessore raggiunge oltre i 3000 metri; ma questi calcari sono probabilmente troppo profondi per costituire un obiettivo investigabile con l'attuale tecnologia.

I carbonati del Cretaceo inferiore sono costituiti da calcari di piattaforma in facies di mare aperto e verso la fine del Cretaceo inferiore si è sviluppata una deposizione in ambiente evaporitico. La serie del Cretaceo inferiore raggiunge lo spessore di circa 2000 metri ma data la sua profondità anche essa non è considerata obiettivo per una ricerca in acqua profonda.

L'obiettivo principale è essenzialmente costituito dai carbonati del Cretaceo superiore unitamente a quelli dell'Eocene. Si verificano, infatti, variazioni di facies tra ambienti

sedimentari di bacino di piattaforma o litorali con probabile sviluppo di facies di scogliera che dovrebbero rappresentare un ottimo reservoir. Depositi locali di tipo euxinico dovrebbero costituire una valida roccia madre. L'erosione post-cretacea dovrebbe aver ridotto gli spessori e probabilmente incrementata la porosità. La serie del Cretaceo superiore raggiunge i 2500 m.

Depositi paleocenici sono presenti sotto forma di marne o calcari nelle aree strutturalmente ribassate e possono raggiungere uno spessore di 700 metri. Essi sono ridotti o mancanti sugli alti strutturali.

La serie eocenica è rappresentata da calcari il cui spessore varia da 250 m ad oltre 900 metri. Questi calcari per le facies che li caratterizzano dovrebbero costituire un ottimo reservoir.

Attualmente questa unità non può essere sismicamente distinta dai carbonati del Cretaceo quando mancano le marne del Paleocene. L'evento sismico riferibile al top dei carbonati osservabile sulle sezioni rappresenta in realtà i calcari eocenici quando essi sono a contatto diretto con quelli cretacici. Questa unità assieme con i calcari cretacici costituisce l'obiettivo principale.

I sedimenti oligocenici sono assenti nelle zone di alto probabilmente a causa dell'erosione. Nel settore iugoslavo dell'area adriatica sono note arenarie fini e poco gradate alternate con argille più o meno plastiche e talvolta con silt e

arenarie fini poco gradate.

Questi sedimenti denunciano una provenienza orientale e quindi le caratteristiche di reservoir dovrebbero migliorare in tale direzione. La serie oligocenica può raggiungere uno spessore di 3000 metri nelle zone ribassate.

Durante il Miocene si è verificata una graduale trasgressione con deposizione iniziale di clastici fini. Condizioni regionali di ambiente evaporitico si verificano verso la fine del Miocene come risultato del disseccamento della Tetide. Le evaporiti al di sotto della superficie di erosione messiniana costituiscono un eccellente riflettore sismico che è presente su gran parte dell'area.

La sequenza miocenica è prevalentemente argillosa ma nella parte inferiore sono presenti diversi livelli siltosi e sabbiosi.

Lo spessore sembra essere di circa 700 metri nel settore orientale. Le rocce serbatoio sono costituite da sabbie di tipo deltaico ad andamento lenticolare mineralizzate ad idrocarburi nell'area albanese, dove questa unità ha uno spessore di circa 350 metri.

Il Pliocene rappresenta una serie trasgressiva costituita da conglomerati, sabbie grossolane, clastici fini ed argille. Esso sovrasta le anidriti mioceniche ed ha circa 2000 metri di spessore nel settore orientale dell'area adriatica. Questa serie è produttiva nel settore albanese ed è un possibi-

le obiettivo nell'area di interesse.

Sabbie poco consolidate, ciottoli, argille calcaree e talvolta livelli lignitiferi sovrastano i clastici del Pliocene e sono attribuiti ad un periodo dal Quaternario al recente. Questa serie raggiunge lo spessore di circa 800 metri nel settore orientale dell'area adriatica.

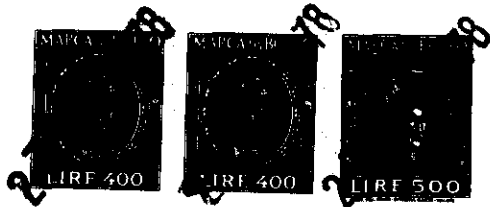
Assetto strutturale

L'assetto strutturale regionale è mostrato nella fig. 3 (Adriatico meridionale e mare jonico) e nella fig. 4 (sezione geologica attraverso l'Adriatico).

I principali motivi strutturali sono le Dinaridi interne, le Dinaridi esterne, la piattaforma pre-apula e la piattaforma pugliese.

Le Dinaridi interne sono costituite da una geosinclinale mesozoica orientata a nord-nord ovest ubicata nell'area iugoslava. Essa è stata sollevata e deformata come risultato della collisione avvenuta al passaggio tra il Cretaceo ed il Paleocene tra la placca continentale adriatica (Africa) e la placca continentale pannonico-greco-turca-persiana (Europa). La collisione causò accavallamenti della serie mesozoica in direzione sud-ovest che dettero origine alla Dinaridi esterne. Questa zona è caratterizzata da intensi movimenti tettonici durante l'Oligocene e l'inizio del Pliocene.

L'avampaese "pre-apulo" è rappresentato dalla fascia immediatamente al fronte delle Dinaridi esterne ed è co-



5.

stituito da carbonati mesozici coperti dai clastici terziari
Si tratta dell'area compresa tra le Dinaridi esterne e la piattaforma pugliese, ubicata nel bacino di Durazzo.

I trend strutturali sono generalmente orientati verso nord-ovest come risultato del movimento delle placche durante il tardo Cretaceo ed il Terziario.

La piattaforma carbonatica mesozoica pugliese si estende verso sud e verso ovest dove viene a giorno formando il tallone dello "stivale italiano". Questo trend di alto strutturale della piattaforma si estende verso sud-est in una zona di alto strutturale presente nel Mar Jonio.

Sedimentologia e tettonica

Le Dinaridi interne sono caratterizzate da sedimenti di piattaforma depositi prima del tardo Triassico quando si verificò l'apertura ed ebbe inizio la subsidenza. Questi fenomeni furono accompagnati da manifestazioni vulcaniche nell'area delle Dinaridi esterne. La presenza di ofioliti lungo il fronte delle Dinaridi interne fa supporre che lungo la fascia di apertura fosse presente un bacino oceanico tipo quello dell'attuale Mar Rosso.

Il cambiamento del movimento delle placche ha causato un'inversione delle forze in gioco dando origine ad una compressione in questa area e durante il passaggio Cretaceo-Paleocene iniziarono fenomeni di accavallamento in direzione sud-ovest.

Le sequenze fliscioidi deposte durante la fase orogenica vennero quindi spinte contro le Dinaridi esterne.

Diastrofismi si verificarono nell'area delle Dinaridi esterne a cominciare dall'Oligocene ed i depositi carbonatici della piattaforma mesozoica che caratterizzavano l'area italiana ed adriatica si accavallarono sui sedimenti terziari. Questo fenomeno continuò anche durante la deposizione dei sedimenti clastici del Miocene e del Pliocene.

Sollevamenti oligocenici diedero origine frequentemente ad una superficie di erosione dei carbonati eocenico-cretacici. Depositi clastici oligocenici sono presenti in alcune zone probabilmente limitate ad aree che erano precedentemente ri-passate e quindi meno soggette all'erosione. Essi sono costituiti probabilmente da sabbie di ambiente continentale o di mare poco profondo.

La subsidenza miocenica dell'area di Durazzo ed il contemporaneo sollevamento dell'area adiacente posta a nord-est causò il riempimento mediante sedimenti clastici fino al tardo Miocene quando ebbe luogo il sollevamento che dette origine alla discordanza messiniana.

A questo punto l'area subiva aggiustamenti isostatici che portavano al riempimento mediante clastici dei bacini in rapida subsidenza.

Durante l'Oligocene, il Miocene ed il primo Pliocene aveva luogo la messa in posto delle coltri alloctone costi-

tuenti la fascia corrugata appenninica dell'Italia meridionale in risposta a sforzi di compressione da ovest. Il meccanismo principale del trasporto è quello delle coltri gravitative.

Questi depositi diventano sempre più giovani procedendo verso oriente e danno origine agli olistostromi del Pliocene inferiore ad occidente della piattaforma apula.

Possibilità minerarie

Serie clastica terziaria

La maggior parte degli idrocarburi italiani proviene dalla serie clastica terziaria ad ovest della penisola pugliese. Si suppone che una serie analoga probabilmente mineralizzata a gas sia presente nell'area in studio.

Alcuni campi on shore in Albania danno una modesta produzione di olio da sabbie deltizie del Miocene e Pliocene. Questi campi sono caratterizzati da pay multipli e il meccanismo di produzione è del tipo "solution gas drive".

Le trappole sono costituite da anticlinali fagliate orientate a nord-nord ovest. I reservoir sono inglobati in marne ed argille che fungono sia da roccia madre che da copertura.

Carbonati mesozoici e del Terziario basale

I carbonati dell'Eocene e del Cretaceo superiore rappresentano gli obiettivi principali. Questi calcari di piattaforma cominciarono a depositarsi all'inizio del Mesozoico e continuarono fino all'Eocene compreso.

Si sono verificati anche sviluppo di formazioni di

scogliera (reef) e fenomeni di erosione subaerea che probabilmente hanno incrementato la porosità. Alcuni pozzi e campi producono da tali carbonati porosi.

Risulta da informazioni scouting che è stato rinvenuto olio pesante (16° API) nella serie carbonatica dell'offshore adriatico nei pozzi di Nasello-Rospo (circa 90 miglia a nord-ovest della Zona F) dove sembra che la copertura non sia stata del tutto valida. La stima delle riserve in posto ammonta a 400.000 tonn.

Le caratteristiche di copertura dovrebbero migliorare andando verso oriente a maggior distanza dagli affioramenti cretacei.

Il campo di Malossa molto più a nord ed in terraferma (400 miglia a nord-ovest della Zona F) ha riserve recuperabili stimate in 40 milioni di tonnellate di olio e 50 miliardi di m³ di gas.

Il giacimento di Santa Maria Mare (165 miglia a nord-ovest della Zona F) dovrebbe produrre 21.900 barili al giorno di olio (23°5 API) da una profondità di circa 2.300 metri.

Le riserve recuperabili^{sono} stimate in 4,8 milioni di tonnellate circa.

Questi esempi mostrano che la provincia è sicuramente naftogenica e che si sono verificate condizioni favorevoli all'intrappolamento degli idrocarburi generatisi.

Si ritiene che le rocce madri siano nell'ambito



9.

della serie del Miocene inferiore e del Mesozoico e che geneticamente la roccia madre possa fungere anche da roccia di copertura. Anche la serie evaporitica del Miocene superiore può essere considerata roccia di copertura.

Nell'area di questa istanza (v. fig. 1) sono presenti situazioni di tipo scogliera corallina caratterizzata da chiusure areali probabilmente di vistose dimensioni (v. fig. 5).

Queste situazioni si sono sviluppate nell'ambito dei calcari eocenico-cretacei e sono state coperte dai clastici del Terziario.

Questa area presenta buone prospettive per saggiare le possibilità minerarie dei reservoir sia terziari che mesozoici.

Sulla base dei dati disponibili sembra che il prospecto migliore (v. fig. 5) si trovi a circa 2500 metri sotto il livello marino in una profondità d'acqua di circa 750 metri.

Milano, 27 luglio 1978



PHILLIPS PETROLEUM INTERNATIONAL CORPORATION ITALY

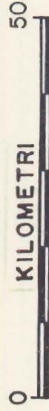
Vice Presidente

N.L. Burnett

PHILLIPS PETROLEUM
INTERNATIONAL CORPORATION, ITALY

ZONA "F" ITALIA

-  AREA IN ISTANZA
-  TRACCIA LINEA SISMICA



SCALA 1:1.000.000

3/78

L.A.W.

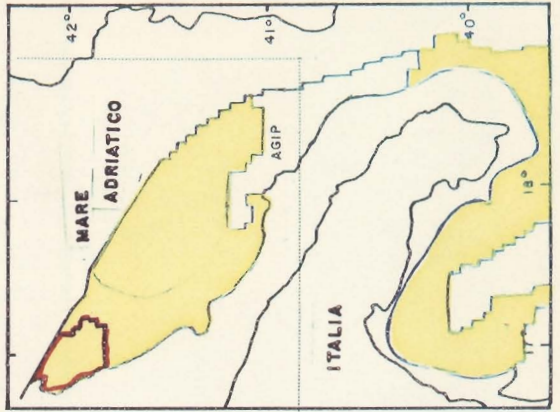
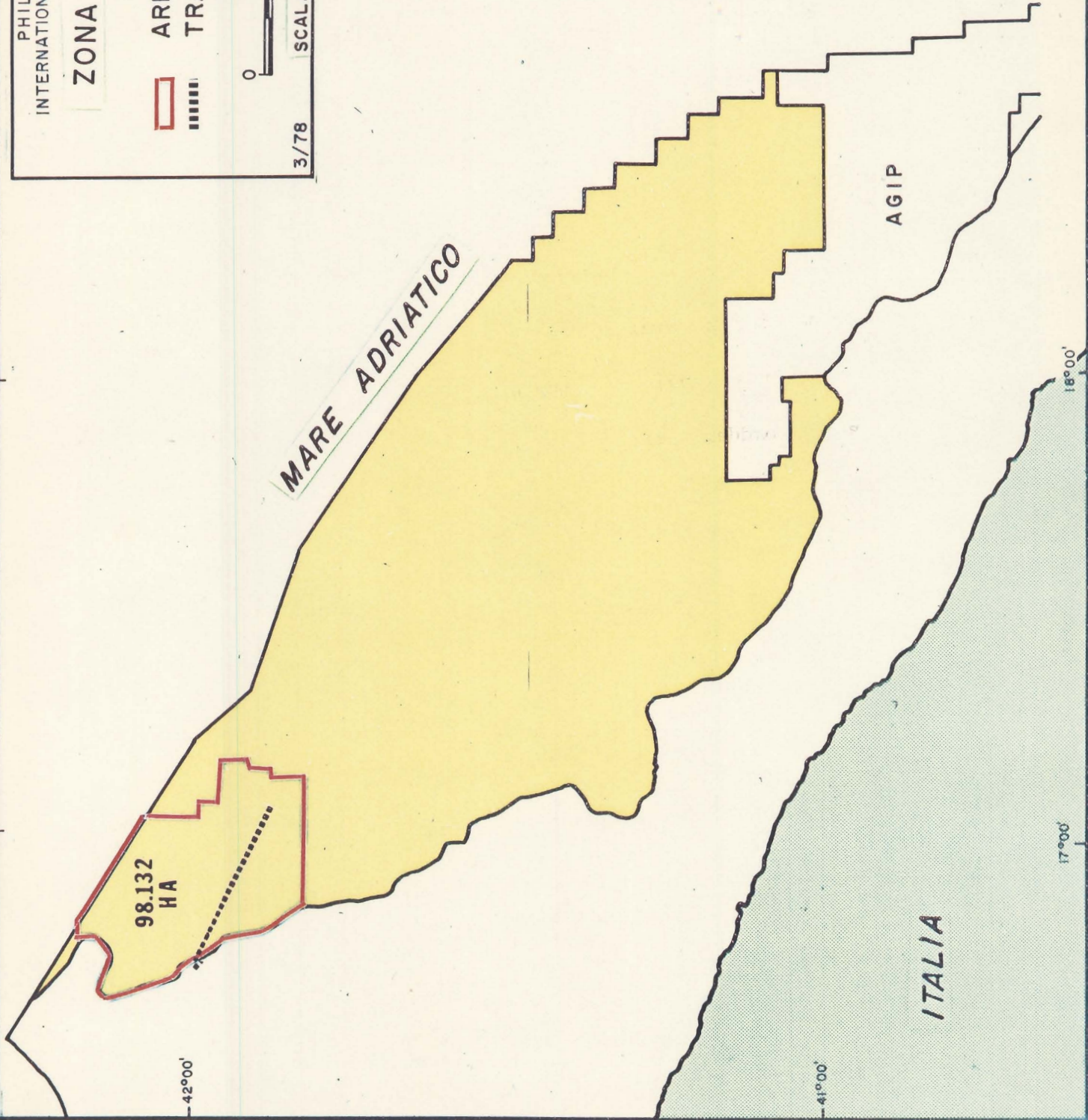


FIG. I



ETA (SPESSORI IN METRI)		LITOLOGIA	MANIFESTAZIO NI	DESCRIZIONE DELLA LITOLOGIA E DELLE MANIFESTAZIONI
QUATERNARIO (0-2000)		— — — — — —		CLASTICI POCO GRADATI
PLIOCENE (0-2600)		— — — — — — — — —	☼	CLASTICI GAS IN ITALIA GAS ED OLIO IN ALBANIA
MIOCENE (500-1000)		▲ ▲ ▲ — — — — — — —	● ☼	CALCARI ED ARGILLA, FLYSCH VERSO EST. GAS & OLIO IN ITALIA & ALBANIA
OLIGOCENE (300-1500)		— — — — — — — — —	☼	MANIFESTAZIONI DI GAS FLYSCH
EOCENE (250-1000)		— — — — — — — — —	●	FLYSCH VERSO EST CALCARI VERSO OVEST
PALEOCENE (500-1000)		— — — — — — — — —		CALCARI, MARNE, SABBIE AD OVEST, FLYSCH AD EST
CRETACEO	SUPERIORE (<2500)	▲ ▲ ▲ — — — — — — — — — — — — — — —	●	CARBONATI: CALCARI TALVOLTA BIOTERMALI, NODULI DI SELCE. OLIO NELL'AREA ADRIATICA ITALIANA, MANIFESTAZIONI IN JUGOSLAVIA
	INFERIORE (<2000)	▲ ▲ ▲ — — — — — — — — —	☼	MANIFESTAZIONI DI OLIO E GAS IN ITALIA, ALTO CONTENUTO IN ZOLFO
GIURASSICO (<3000)		▲ ▲ ▲ — — — — — — — — — — — — — — —		CALCARI, DOLOMIA, ANIDRITE
TRIASSICO (>2000)		— — — — — — — — — — — —		CARBONATI ARENARIE? ARGILLE?

FIGURA 2

COLONNA STRATIGRAFICA SCHEMATICA
DELL' AREA ADRIATICA

