

ID 992

al PS
2528PROGRAMMA DI LAVORO ALLEGATO ALL'ISTANZA

28

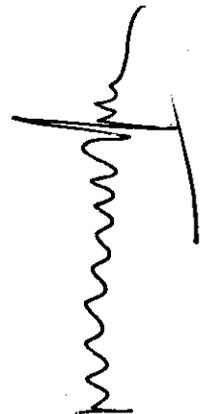
DI PERMESSO DI RICERCA DI IDROCARBURI "FORCE"1. INQUADRAMENTO GEOLOGICO REGIONALE1.1 ASPETTO STRUTTURALE

L'istanza di permesso "FORCE" ricade nella bordura occidentale del bacino terziario Umbro-Marchigiano; più esattamente nella zona di "avampaese deformato" dell'Appennino centro settentrionale, in prossimità del principale fronte di sovrascorrimento dell'Appennino stesso (All. 2).

La catena appenninica nel settore umbro-marchigiano si presenta in forma arcuata ed in corrispondenza dell'area del permesso rappresenta il tratto più orientale della curvatura, la quale è definita dagli assi delle strutture plicative che nella parte più settentrionale hanno direzione NW-SE e, attraverso una rotazione progressiva, nella parte più meridionale una direzione NNE - SSW.

Detta curvatura è interpretata dagli Autori, anche in funzione alle diverse e talvolta contrastanti vedute sul significato strutturale della "linea Ancona - Anzio", come manifestazione di una faglia di sovrascorrimento profonda, oppure come una complessa struttura di accavallamento.

L'Appennino umbro-marchigiano può essere considerato come una catena costruita per "thrust-faults" di una serie sedimentaria soggetta a forti pressioni che portano alla rottura e all'accavallamento di una unità sull'altra con back-



thrusts di assestamento tardivi (All. 4).

L'elemento strutturale piú evidente e importante è rappresentato dai "thrusts", il piú noto dei quali è quello dei Monti Sibillini che, verso Sud, si raccorda con il sovrascorrimento della "linea Ancona-Anzio", mentre verso Nord, va a congiungersi con il margine appenninico-padano.

Esso rappresenta il fronte di sovrascorrimento di una grossa unità tettonica, quale l'Appennino calcareo umbro-marchigiano-sabino, sugli elementi piú esterni rappresentati dal "dominio marchigiano-abruzzese" e dalla "piattaforma laziale - abruzzese" (All. 3).

Un altro elemento importante che caratterizza il dominio umbro-marchigiano è costituito da strutture compressive esterne (pieghe e thrusts) sia affioranti che sepolte, con curvatura meno accentuata rispetto a quella delle strutture compressive piú interne.

1.2 EVOLUZIONE TETTONICO-SEDIMENTARIA

Nel Trias medio-superiore il dominio umbro-marchigiano rappresenta il margine interno di una estesa piattaforma carbonatica, articolato in bacini e lagune costiere a circolazione ristretta con deposizione di anidriti (V. Formazione Burano).

Successivamente si instaura, su tutta l'area un ambiente marino di acque basse, dove si ha dal Trias superiore al Lias inferiore, una potente sedimentazione carbonatica

(Calcare Massiccio).

All'inizio del Lias medio, a causa di una intensa fase tettonica distensiva collegata ai movimenti iniziali dell'apertura oceanica, avviene l'annegamento della precedente piattaforma carbonatica con conseguente formazione del "bacino umbro-marchigiano" caratterizzato da numerosi "seamounts", sui quali la sedimentazione giurassica è condensata o lacunosa.

La presenza di lacune sedimentarie in queste successioni può essere attribuita anche a variazioni del livello marino.

Durante il Cretaceo e soprattutto nella parte terminale del medesimo si verifica un evento trasgressivo su vasta scala che porta, nelle aree a dominio pelagico dei margini continentali, alla sostituzione della sedimentazione carbonatica con una sedimentazione prevalentemente argillosa che nel bacino umbro-marchigiano è rappresentata dalle "Marne a Fucoidi".

Con il Paleocene, caratterizzato dalla deposizione della "Scaglia Rossa", che termina nell'Eocene inferiore, iniziano, nel dominio più interno, le prime fasi compressive che portano alla formazione di dorsali e depressioni anche in zone più esterne. La sedimentazione, tuttavia, non è continua presentando in varie zone delle lacune che interessano soprattutto il Paleocene basale.

L'Eocene medio - superiore nell'area si manifesta con una alternanza di calcari marnosi vari-colori (Scaglia variegata) che rappresentano gli strati di passaggio alla "Scaglia Cinerea" oligocenica.

Nell'Oligocene inizia la formazione della catena appenninica che si realizza mediante la migrazione di un complesso sistema catena-avanfossa, ubicato in zone più interne, verso oriente, cioè verso l'area umbro-marchigiana, che costituisce l'avampaese a sedimentazione pelagica e emipelagica, nel quale si ha un'accentuazione delle dorsali e delle depressioni precedenti.

Con la "Scaglia cinerea" si chiude il ciclo sedimentario (prevalentemente calcareo-marnoso) pelagico, del bacino umbro - marchigiano; le intercalazioni calcareo - detritiche, presenti maggiormente nell'area meridionale, indicano la vicinanza alla piattaforma Laziale - Abruzzese il cui margine costituiva la fonte del materiale detritico. La presenza nel "Bisciario" e, maggiormente, nei calcari marnosi della "Cerrogna" di abbondante materiale detritico è indicativa di una forte attività tettonica lungo il margine della piattaforma. La diminuzione quantitativa di tali materiali sia procedendo verso Nord lungo il bacino, che in corrispondenza delle dorsali sarebbe la testimonianza di una maggiore profondità del bacino stesso nella sua parte meridionale.

20



Nel Miocene inferiore- medio a causa della migrazione verso Est del sistema catena-avanfossa inizia a prendere forma nell'ambito del dominio umbro-marchigiano, il bacino umbro che costituisce la più antica avanfossa a sedimentazione torbitica del dominio stesso il cui aspetto morfologico è dato da depressioni e dorsali contornate da faglie sinsedimentarie.

Contemporaneamente in aree più orientali, nell'ambito dell'avanpaese, si ha l'evoluzione di alcune dorsali in veri e propri altifondi a sedimentazione neritica.

Un brusco cambiamento nel quadro tettonico-sedimentario si ha nel Tortoniano dove, a causa della cessata attività tettonica, la piattaforma laziale-abruzzese non alimenta più il bacino.

Si instaura così un regime a scarsa circolazione con la deposizione nelle parti più profonde di "marne a Pteropodi". La presenza sempre più ridotta di queste ultime andando verso Nord è un'altra conferma che le aree meridionali del bacino erano le più depresse.

Durante il Messiniano inferiore, a causa della persistente migrazione, l'avanfossa trasla verso oriente; la sedimentazione torbitica inizia nelle zone meridionali più depresse, per continuare poi progressivamente verso Nord e verso i bordi delle dorsali, interessando tutta l'area, fino a colmare le depressioni.



Con la " crisi di salinità" avutasi nel Mediterraneo durante il Messiniano medio, concomitante ad un abbassamento del livello marino, si instaura nella regione un ambiente evaporitico, con la deposizione della " Gessoso-solfifera". Un'intensa fase tettonica sinsedimentaria doveva essere in atto in questo periodo, come è evidenziata dalle discordanze angolari esistenti fra i depositi evaporitici e quelli post-evaporitici.

Nel Messiniano superiore si instaura nella regione un'ambiente con facies salmastre o alluvionali.

Con il Pliocene inferiore inizia un nuovo ciclo sedimentario nel quale argille di ambiente batiale si depositano in discordanza sulle argille a Colombacci del Messiniano. Verso la fine del Pliocene inferiore la tettonogenesi appenninica raggiunge il suo acme e subito dopo iniziano a depositarsi successioni sedimentarie marine non omogenee che presentano caratteri differenti da un settore all'altro.

La ripresa di spinte compressive, nel Pliocene medio-superiore, controlla la morfologia dei bacini e con il perdurare di queste compressioni nel Pliocene superiore l'area centrale e l'area settentrionale si sollevano fino all'emersione, mentre l'area meridionale è ancora interessata da una sedimentazione continua.

L'attività compressiva cessa durante il Pleistocene inferiore dove la depressione meridionale risulta totalmente

colmata. Successivamente iniziano una serie di movimenti verticali, che evidenziano motivi a gradinata ribassanti verso Sud, e trasversali che si sviluppano particolarmente nel Pleistocene medio-superiore creando una suddivisione in blocchi a direzione antiappenninica.

1.3 LITOSTRATIGRAFIA

La serie litostratigrafia prevista nell'area oggetto della presente istanza e qui di seguito descritta, è stata ricostruita sia da osservazioni geologiche di superficie che dall'analisi dei pozzi esplorativi perforati nella regione.

- | | |
|--|---|
| - Pliocene superiore
(200 - 300 m) | Argille. |
| - Pliocene medio
(300 - 400 m) | Argille e sabbie. |
| - Pliocene inferiore
(400 - 600 m) | Argille, sabbie, conglomerati. |
| - Miocene sup. post-evaporitico
(200 - 300 m) | Argille, marne, arenarie, conglomerati con sottili intercalazioni calcaree.
(F.ne a "Colombacci"). |
| - Miocene sup. evaporitico
(30 - 50 m.) | Gessi laminati.
(F.ne "Gessoso-solfifera"). |

- Miocene sup. pre-evaporitico
(1000 - 1500 m) Arenarie con intercalazioni argillose (F.ne "Laga");
Marne con sottili intercalazioni di arenarie e calcari marnosi (F.ne "Marne a Pteropodi").
- Miocene medio
(300 - 400 m) Calcari e calcari marnosi (F.ne "Cerrogna"); marne, marne calcaree e marne argillose in alternanza (F.ne "Schlier").
- Miocene inferiore
(150 - 200 m) Calcari e calcari marnosi scuri (F.ne "Bisciario").
- Oligocene /Eocene m-sup.
(200 - 300 m) Marne e calcari marnosi (F.ne "Scaglia Cinerea e variegata").
- Eocene inf./ Cretaceo sup.
(300 - 400 m) Calcari e calcari marnosi (F.ne "Scaglia calcarea").

1.4 TEMI DI RICERCA - RESERVOIRS

Il principale tema di ricerca nell'area oggetto della

presente istanza è costituito dai livelli sabbiosi sia del Pliocene medio- inferiore che del Miocene superiore post-evaporitico.

Regionalmente tali livelli presentano ottime caratteristiche di reservoir e sovente si sono rivelati eccellenti produttori di gas.

Le trappole che possono essere prese in considerazione per questa area sono di tipo: strutturale, stratigrafico e miste.

Particolarmente importante e determinante sarà il riconoscimento e lo studio di "anomalie sismiche di ampiezza" indicative di accumulo di idrocarburi gassosi, associate a questi tipi di trappole.

La profondità massima di questi obiettivi minerari miopliocenici è stimabile intorno ai 1000 - 1500 metri, ma accumulazioni commerciali possono trovarsi anche a profondità sensibilmente inferiori.

Un obiettivo secondario, che in altre aree ha dato produzione di idrocarburi, è rappresentato dalla Scaglia calcarea qualora si presentasse in condizioni strutturali favorevoli ed a profondità non eccessivamente elevate.

2. PROGRAMMA DI LAVORO

Sull'area costituente l'oggetto della presente "Istanza di permesso", la scrivente intendere procedere all'ese-



28-5-3000

cuzione dei seguenti lavori :

- a) studi di sintesi geologica regionale con l'integrazione di tutte le informazioni bibliografiche disponibili, dei risultati dei pozzi perforati sia sull'area stessa che su quelle limitrofe e di rilevamenti geologici di terreno;
- b) controllo dell'andamento strutturale degli orizzonti di potenziale interesse minerario, mediante l'impiego di sismica a riflessione la cui acquisizione può avvenire sia mediante l'acquisto presso altre Compagnie di linee registrate per lavori precedenti sia mediante la registrazione di altre nuove linee;
- c) esecuzione di un pozzo esplorativo su un eventuale motivo strutturale potenzialmente valido, evidenziato dagli studi geofisici. La profondità finale sarà in funzione degli obiettivi da esplorare : 1000 - 1500 metri per obiettivi mio-pliocenici; 2500 - 3000 metri per obiettivo alla "Scaglia calcarea".

L'inizio dei lavori geologici e/o geofisici è previsto entro sei mesi dalla data di consegna del decreto di attribuzione, mentre l'inizio della perforazione è previsto entro 36 mesi dalla stessa data.

3.

SPESE PREVISTE

Le spese previste per l'attuazione del suddetto programma di lavoro sono in linea di massima le seguenti:

- Geologia: sintesi regionale e
lavori di campagna Lit. 50.000.000
- Geofisica: a) acquisto sismica a
riflessione Lit. 100.000.000
b) rilevamento sismi
co e trattamento
di centrale Lit. 500.000.000
- Perforazione: esecuzione di un
pozzo a 1000/
1500 metri Lit. 1.500.000.000
oppure :
esecuzione di un
pozzo a 2500/3000
metri. Lit. 3.000.000.000

4. VALORIZZAZIONE DEI GIACIMENTI

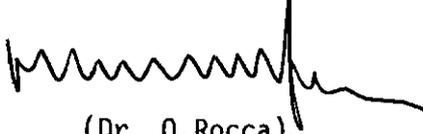
In caso di rinvenimento di un giacimento di gas combustibile, la produzione sarà canalizzata attraverso la rete di distribuzione già esistente in aree vicine. In caso di scoperta di olio grezzo, questo verrà destinato al mercato italiano.

Con Osservanza,

Roma, li 28 NOV. 1986

COPAREX S.A.

Sede Secondaria



(Dr. O. Rocca)