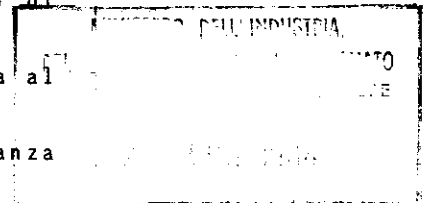


102977

102977

RELAZIONE GEOLOGICA E PROGRAMMA DI LAVORO RELATIVI AL-
L'AREA DELL'ISTANZA "d 1 BR-BV".

L'area per la quale si chiede di ottenere il permesso di
ricerca ha una estensione di 21.604 ettari ed è ubicata al
largo della costa settentrionale del Gargano. La distanza
media dalla costa è di 45 km e la profondità dell'acqua si



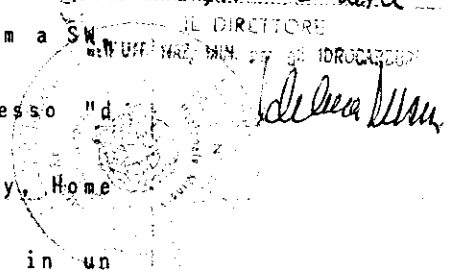
agira sui 150 mt. Nessun pozzo è stato perforato nell'area
in esame ma una discreta attività è stata svolta nelle

Programma di ricerca del lavoro
D.M. - 2 NOV. 1985
relativo al permesso di ricerca per idrocarburi
liquidi e gassosi

aree circostanti. Il risultato più interessante è rappre-
sentato dal giacimento di Rospo ubicato a circa 40 km a SW

B.R.213. BV
in possesso di BOW VALLEY INDUSTRIES
(EUROPE) Ltd. ed altre

L'area richiesta si trova subito a Nord del permesso "d
404 BRLA", già assegnato al gruppo Lasmo, Bow Valley, Home



Oil, TCPL, nel passato parte dell'area ricadeva in un
permesso più ampio detenuto da Agip-Shell e parte dalla
Conoco.

Stratigrafia

La descrizione che segue è basata soprattutto sui dati di
sottosuolo forniti dai pozzi perforati nell'area del-
l'Adriatico centrale, ma anche i più significativi pozzi
eseguiti in terraferma sono stati considerati.

Triassico

I sedimenti più antichi conosciuti nell'area in esame sono
rappresentati dal membro dolomitico e da quello evapori-
tico della formazione "Burano" del Trias superiore. La

serie evaporitica nel pozzo Ernesto 1 ha uno spessore superiore ai 3500 mt. ed è stata perforata per 1177 m dal pozzo Famoso 1.

In prossimità del limite orientale dell'area richiesta, il pozzo Stella 1 ha attraversato una potente serie dolomitica che, nella porzione basale, sarebbe stata attribuita al Retico.

Giurassico

Nelle aree marine il Giura inferiore è, generalmente, rappresentato da calcari e dolomie, con intercalazioni marnose nella parte alta. Gli spessori aumentano con la distanza dalla costa: il massimo è stato registrato nel pozzo Ernesto 1 con 1510 m. Variazioni di facies possono anche intervenire in direzione orientale: al pozzo Famoso 1, calcareniti ed anidriti si intercalano ai calcari dolomitici.

Nelle aree circostanti la zona in oggetto, il Giura superiore è stato raggiunto nei pozzi Rombo 1, Rospo 2 e Sonia 1 con uno spessore massimo di 1575 m. la litologia è rappresentata da calcari algali, soprattutto del tipo wackestone e grainstone, talvolta leggermente dolomitici.

La serie giurassica può anche presentarsi notevolmente incompleta: nel pozzo Stella 1 sono stati perforati solamente 600 m di calcari e dolomie del Lias medio-superiore.

Cretacico

La caratteristica più significativa della serie cretacea è la variazione di facies da un ambiente pelagico "marchigiano" ad una piattaforma "abruzzese". Nel Cretaceo inferiore si passa da calcari sub-litografici con sottili livelletti di selce ed argilla a calcari densi con intercalazioni di calcari detritici. Nel Cretaceo superiore, invece, i calcari marnosi della "scaglia" vengono sostituiti da calcareniti e breccie calcaree con intercalazioni di calcari dolomitici e dolomie. Una ampia fascia di depositi di transizione si interpone tra le due facies.

Nella parte inferiore del Creta, tali depositi sono soprattutto calcari detritici (Rospo, Nasello, Branzino); una litologia pressochè analoga si incontra nel Cretaceo superiore dove, però, si hanno anche indicazioni di accrescimenti reefoidi (facies a Rudiste al pozzo Branzino, 1).

Eocene - Paleocene

La regressione oligocenica che condusse all'erosione della maggior parte dei sedimenti basso terziari nelle regioni meridionali, sia in mare che in terraferma, influenzò in parte anche la zona in esame. La serie Eocene-Paleocenica è completamente assente nella zona dei pozzi Rombo, Katia, Rospo e Sonia dove l'Oligocene o addirittura il Miocene ricoprono il Cretaceo. In pozzi perforati più ad est, discreti spessori di sedimenti paleogenici (minimo 48 m. ad Ernesto 1), sono stati perforati, soprattutto rappre-

sentati da dolomie e calcari dolomitici di piattaforma.

Oligocene

La presenza dell'oligocene nell'area in esame è limitata dall'allineamento tra i pozzi Tremiti 1 e Rombo 1. Mentre a sud esso è completamente mancante, a nord sono stati perforati calcari marnosi della formazione "scaglia" con spessori variabili da 40-50 m. fino ad un massimo di 305 m al pozzo Edmondo 1. A NW e a SE dell'area in esame è presente una fascia di depositi di piattaforma (dolomie e calcari dolomitici) incontrati ad Eterno 1 ed a Stella 1.

Miocene

In Abruzzo e nelle aree marine antistanti, la serie è rappresentata da un Miocene medio ed inferiore in facies di transizione con calcareniti e calciruditi a Briozoi e Litotamni e dal Messiniano con marne ed evaporiti. Lo spessore è compreso tra 100 e 200 m. Ad Est dell'area in esame si incontra, invece, la serie di facies marchigiana ed i depositi di transizione sono sostituiti da marne e calcari marnosi.

Tettonica e Strutture

L'area in esame appartiene, principalmente, alla zona di transizione tra l'ambiente di bacino, ubicato più a Nord e caratterizzato da una tettonica compressiva e l'ambiente di piattaforma carbonatica contraddistinto da una tettonica distensiva. Questa zona di transizione non presenta

tracce di movimenti per compressione ed i piegamenti sono esclusivamente riferibili alla sedimentazione, alla costipazione od alla crescita verticale.

La valutazione strutturale dell'area è stata eseguita utilizzando linee sismiche ministeriali ed altre acquisite tramite scambi. L'interpretazione sismica è stata diretta, soprattutto, a rappresentare la situazione strutturale al tetto del Miocene, al tetto della formazione "Scaglia" Cretaceo sup. - Eocene e al tetto del Cretaceo inf. equivalente alla formazione delle "marne e Fucoidi".

Il panorama strutturale dell'area in esame è messo in evidenza dalle carte delle isocrone relative al top del Cretaceo inferiore e Cretaceo superiore - Eocene. In particolare, la carta delle isocrone del Cretaceo superiore - Eocene mostra la presenza nella parte NW di una blanda anticlinale allungata in direzione NE-SW, chiusa per pendenza su tutti i lati, della superficie approssimativa di 30 Km^2 , con una culminazione stimata ad una profondità di circa 1.450 mt. (la chiusura verticale dovrebbe essere di almeno 60 metri).

Data la scarsità dei valori di velocità disponibili, i dati di profondità e di chiusura verticale sopra esposti devono considerarsi suscettibili di ampia verifica.

Geologia del Petrolio

Una intensa attività esplorativa è stata finora condotta

nella fascia costiera marchigiano-abruzzese e nelle prospicienti acque dell'Adriatico centrale. Al di fuori del dominio dei profondi bacini terziari, dove le perforazioni sono state limitate alla ricerca in seno alla serie pliocenica, i pozzi perforati nelle restanti aree sono stati spinti al Cretaceo inferiore, al Giurassico ed anche al Trias superiore.

Nelle zone poste a Nord dell'area in esame, nell'ambito della serie "marchigiana", l'obiettivo principale è rappresentato dai depositi detritici dell'Eocene - Cretaceo superiore in facies di transizione dal pelagico alla piattaforma, sono anche interessanti le intercalazioni detritiche presenti negli scisti ad Aptici del Giurassico superiore.

Nelle aree di dominio della facies "abruzzese", a parte una certa attività di ricerca in seno al Miocene calcareo nella fascia costiera, molti pozzi hanno avuto lo scopo di esplorare la serie mesozoica.

Rocce Madri

Per il gas secco scoperto nelle intercalazioni sabbiose della spessa serie argillosa del Pliocene, le argille Plioceniche stesse sono considerate l'origine del gas. Più complesso è il discorso nel caso degli idrocarburi immagazzinati in sedimenti del Cretaceo e dell'Eocene inferiore dove sono stati individuati giacimenti sia di olio che di

gas e condensati.

Questa diversa qualità di idrocarburi può essere associata alla presenza di due differenti tipi di rocce madri, per quanto riguarda l'olio, esso potrebbe essere generato dai calcari del Liass inferiore-Triassico superiore del tipo di quelli presenti nei pozzi di Emma 1 e David 1. Per quanto riguarda il gas e i condensati essi potrebbero trovare origine all'interno della serie basso Terziaria. D'altro canto, elementi di complicazione quali la densità dell'olio che varia da 12° a 23° API, l'età del serbatoio e la serie stratigrafica interessata non possono far escludere ipotesi alternative e si ritiene che solo l'acquisizione di un gran numero di dati supplementari potrà aiutare a risolvere il problema della naftogenesi nelle aree dell'Adriatico centrale.

Rocce serbatoio

Le intercalazioni sabbiose presenti nella serie pliocenica del bacino Abruzzese sono considerate un ottimo serbatoio per il gas, presentando generalmente alti valori di porosità e permeabilità.

I pozzi perforati nelle vicinanze dell'area richiesta indicano la presenza delle seguenti rocce serbatoio:

- a) Le calcareniti ed i calcari di scogliera del Miocene medioinferiore sono sede di modesti accumuli di olio individuati in terraferma. In mare, questa facies è

ancora presente ma con caratteristiche quanto mai erratiche: è stato trovato olio a Nasello 1, è assai marnosa a Rospo 1 ed è rimpiazzata da wackestone a Branzino 1.

b) Indizi di idrocarburi nell'Oligocene sono molto insoliti nell'area, tuttavia olio pesante dovrebbe essere stato recuperato nel pozzo Katia 1.

c) Calcari cretacicci, spesso brecciati con Coralli, Rudiste ed Alghe rappresentano un ottimo serbatoio, come dimostrato dai parametri osservati nel pozzo Branzino 1; una simile facies di avanscogliera produce olio pesante dal giacimento di Rospo.

d) La "corniola" (Lias medio-inferiore), coperta dalle marne del "rosso ammonitico" offre buoni parametri di porosità in calcari oolitici e calcareniti (pozzi Ernesto e Spinello), sono anche note manifestazioni di bitume.

E' inoltre indispensabile citare le calcareniti del Cretacico superiore-Eocene, esse presentano eccellenti valori di porosità e permeabilità ed hanno dato luogo a numerosi rinvenimenti di idrocarburi (porto San Giorgio, Mormora, Sarago ecc.).

I pozzi che hanno raggiunto il Lias inferiore-Trias superiore hanno messo in evidenza una serie carbonatica spesso molto porosa e fratturata, indizi di idrocarburi si sono

avuti in David 1 ed Edmondo 1.

Sono anche da menzionare le possibilità potenziali delle intercalazioni di dolomie e calcari in seno alla formazione evaporitica "Burano". Concludendo, si può ritenere che, sulla base di tentativi di ricostruzione paleogeografica, l'area in esame viene a trovarsi in una zona compresa tra piattaforma carbonatica e transizione al bacino pelagico.

Come detto in precedenza, l'interpretazione sismica ha messo in evidenza la presenza di una blanda anticlinale a livello del Cretacico inferiore e del Cretacico superiore-Eocene, ovviamente, qualora ulteriori indagini geofisiche, nel caso di conferimento del permesso richiesto, mettessero in evidenza la possibilità di un tema di ricerca più profondo, sarebbe indispensabile ampliare il programma di lavoro a tale ulteriore obiettivo.

PROGRAMMA DI LAVORO

In aggiunta ai dati sismici già in nostro possesso, verrà eseguito un rilievo di dettaglio comprendente circa 250 km di linee.

Si ritiene che il costo di questa fase di indagine geofisica non sarà inferiore ai 400-450 milioni di lire.

La perforazione di un pozzo esplorativo fino a 2000 m, con lo scopo di investigare il Cretaceo inferiore e il Cretaceo superiore-Eocene, ai costi odierni, sarà di almeno sei

miliardi di lire.

Ovviamente, tale cifra dovrà essere aumentata in proporzione, qualora l'acquisizione di nuovi dati sismici indichi la presenza di strutturazioni più profonde. L'avvio dei lavori di perforazione avverrà entro trentasei mesi dalla data di comunicazione del conferimento del permesso.

27 LUG. 1984

IL GEOLOGO

