

MINISTERO DELLE ATTIVITA' PRODUTTIVE
DIREZIONE GENERALE PER L'ENERGIA E LE RISORSE MINERARIE
Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

30

RELAZIONE AL COMITATO
TECNICO PER GLI IDROCARBURI
E LA GEOTERMIA.

Roma, 22 LUG. 2005

OGGETTO: Istanze di permesso di ricerca per idrocarburi "d24.GR.NP" della Società NORTHERN PETROLEUM (Canale di Sicilia, Zone G e C).

L'istanza di permesso di ricerca "d24.GR.NP" è stata presentata dalla Società NORTHERN PETROLEUM il 30 maggio 2005 e pubblicata nel BUIG del 30 giugno 2005, si riferisce ad un'area di km² 723,81, ricadente nel Canale di Sicilia (Zone G e C - Sicilia Occidentale), al largo di Marsala.

L'istanza interessa un'area marina antistante le coste occidentali della Sicilia che non è stata interessata nel passato da attività di ricerca mineraria e che risulta in atto delimitata da area libera e dalla linea di delimitazione della piattaforma continentale italo-turca.

I campi ad olio più vicini sono quelli della concessione "C.C2.AS" ovvero Nilde (ormai esaurito) e Narciso (mai coltivato perché ricadente in area marina circostante le isole Egadi e vietata alle attività upstream dall'art.4 della legge n.9/91).

Il pozzo esplorativo più vicino perforato nella zona è "Ermione", eseguito dall'AGIP nel 1989 in 361 metri d'acqua.

L'area ha una distanza dalla costa siciliana di circa 60 km. La profondità d'acqua è compresa tra 30 e 825 m.

La successione stratigrafica viene descritta sulla base dei dati dei pozzi perforati nella zona (Ermione, Ventura e Tullia) e dei dati pubblicati sui campi già scoperti, utilizzando una terminologia mista ovvero tunisina e italiana.

Tale successione stratigrafica viene descritta, procedendo dall'alto verso il basso, a partire dal Pliocene-Pleistocene rappresentato da argille marine e calcareniti con intercalazioni sabbiose, con spessore molto variabile (100-600 m).

Il Miocene inferiore comprende calcari e marne con spessore variabile da 40 a 70 metri ("Ain Grab"), mentre il restante Miocene inferiore-Oligocene si presenta con una spessa serie di torbiditi, arenarie, sabbie e argille siltose-sabbiose con spessore di 600 m-1500 m (formazione "Fortuna").

L'Eocene-Paleocene comprende marne, calcari e argille (Formazione "El Haria") con spessore di circa 100 metri, mentre il Cretaceo superiore è costituito da calcari compatti di piattaforma ("Aboid"), su spessori di circa 200 m..

La successione prosegue con una serie di argille e marne scure bituminose del Cretaceo inferiore (Fahadene), che rappresentano la principale roccia madre dell'intera zona, e si chiude con i calcari, le marne e le anidriti del Giurassico-Triassico.

Dal punto di vista strutturale l'area appare molto complessa poiché è stata interessata da vari eventi tettonici che hanno determinato la formazione di strutture di sovrascorrimento fagliate e piegate, nonché di strutture di

tipo "graben".

La regione rappresenta infatti il collegamento tra la catena appenninica della Sicilia settentrionale e la catena maghrebide nord africana ed è stata pertanto sottoposta a tutta una serie di fenomeni tettonici legati al sovrascorrimento delle zone di catena, con effetti di piegamento, rovesciamento, trascorrenza, imbricazione e diapirismo succedutisi in epoche diverse.

In relazione agli obiettivi di ricerca la Società fa presente che il serbatoio principale per olio e metano è rappresentato dai termini della formazione "Aboid" di età cretacea e dai calcari e dolomie di età Triassica.

Il serbatoio principale per il metano è rappresentato dalla spessa serie sabbiosa della formazione "Fortuna" di età Oligocene-Miocene inferiore.

Altri serbatoi (tema ad olio) sono costituiti dai calcari della formazione eocenica "Bou Dobbous" e dai calcari del Giurassico superiore-triassico.

La società, in relazione a tali obiettivi di ricerca, descrive con buon dettaglio la geologia degli idrocarburi nella zona (rocce madri, rocce serbatoio e copertura) alla luce dei dati attualmente disponibili.

La formazione "Aboid" è un calcare depositato in acqua marina profonda con una porosità fino al 20% e un valore di permeabilità che può essere compreso, talora, tra 1 e 3 darcy. La copertura di detto serbatoio è rappresentata dalla serie argillosa della formazione "El Haria" di età Paleocene.

La sabbia della Formazione "Fortuna" è una spessa serie sabbiosa (1000 m) con ottime qualità di serbatoio e specialmente nella parte medio-superiore della serie, può avere porosità tra il 5% ed il 15% ed alta permeabilità. La copertura è assicurata dai livelli di argilla sovrastanti.

La formazione eocenica "Bou Dobbous" è un calcare che in alcuni casi (campi di Belli e Al Manzah) presenta una buona fratturazione. La copertura è assicurata dalle argille della formazione "Sour" di età Eocene.

Le dolomie ed i calcari del Triassico di moderata qualità, con porosità fra l'8% ed il 20%, rappresentano il

principale serbatoio nel sud-est della Sicilia.

I calcari e le dolomie del Triassico, con spessore fino a 300 m, si possono considerare un buon serbatoio, la cui copertura è rappresentata da termini di tipo evaporitico.

Le trappole ipotizzate sono strutturali e stratigrafiche.

Nella relazione tecnica allegata all'istanza la Società espone tra l'altro una carta geologica regionale, uno schema stratigrafico ed una sezione geologica schematica.

Sulla base di tali ricostruzioni, effettuate anche con l'ausilio di vecchi dati sismici disponibili, la Società afferma che è possibile individuare nell'area richiesta in permesso alcuni "leads" strutturali finora non esplorati meccanicamente. Si tratterebbe di strutture allungate in direzione NE-NO.

Il programma dei lavori proposto prevede:

- studio geologico regionale per una spesa di circa 15.000 Euro;
- rielaborazione di circa 200 km di linee sismiche per una spesa di circa 25.000 Euro;
- rilievo sismico per circa 200 km e del costo di circa 150.000 Euro;

La Società fa presente che i lavori di indagine geologica e sismica avranno inizio entro 12 mesi dal conferimento.

- perforazione, entro 36 mesi dall'inizio delle indagini geologiche, di un sondaggio esplorativo della profondità di circa 3.200 m e del costo di 7 milioni di Euro.

Il totale dell'impegno di spesa ammonta pertanto a circa 7.190.000 Euro.

IL DIRETTORE DELL'UFFICIO

(Ing. Domenico Martino)



