

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

3A

RELAZIONE AL COMITATO  
TECNICO PER GLI IDROCARBURI  
E LA GEOTERMIA.

Roma, 12 LUG. 2005

OGGETTO: Istanza di  
permesso di ricerca per  
idrocarburi "d22.GR.NP"  
della Società NORTHERN  
PETROLEUM (Canale di  
Sicilia, Zona G).

L'istanza di permesso di  
ricerca "d22GR.NP" è stata presentata  
dalla Società NORTHERN PETROLEUM il  
21 gennaio 2005 e pubblicata nel  
BUIG del 28 febbraio 2005, si  
riferisce ad un'area di km<sup>2</sup> 743,09,  
ricadente nel Canale di Sicilia (Zona  
G - Sicilia Occidentale), al largo di  
Marsala.

L'istanza, che interessa  
un'area marina antistante le coste  
occidentali della Sicilia, ricade in  
una zona poco esplorata negli ultimi  
quindici anni. Il pozzo più vicino è  
"Ermione 1", ubicato a circa 10 km a  
sud dell'istanza e perforato dalla  
Società AGIP nel 1988 con esito  
minerario negativo.

L'istanza è delimitata da area libera e la profondità d'acqua è compresa tra 280 e 700 m.

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

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

Il Miocene inferiore comprende calcari fratturati della formazione "Ain Grab" (spessore variabile da 40 a 60 metri), mentre il Miocene Inferiore-Oligocene si presenta con una spessa serie di torbiditi, arenarie e argille siltose-sabbiose con spessore di 1500 m (formazione "Fortuna").

L'Eocene-Paleocene comprende marne e calcari (Formazione "El Haria") (spessore di circa 300 metri) e i sottostanti calcari e argille della formazione "Bou Dabbous" (spessore di circa 100 metri).

Il Cretaceo superiore è costituito da calcari compatti ("formazione Aboid"), su spessori di circa 200 m, mentre il Cretaceo inferiore è costituito da argille bituminose e marne con sabbie (formazione "Fahdene"), su spessori di circa 200 m.

La successione prosegue con una serie calcarea e marnoso-argillosa del Giurassico ed argille, arenarie (spessore di circa 500 m) ed anidriti con intercalazioni calcaree (spessore di circa 200 m) del 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.

Essa rappresenta il collegamento fra la catena appenninica della Sicilia settentrionale e la catena maghebride del Nord Africa.

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 "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 Liassico con porosità fra l'8% ed il 20% rappresentano un serbatoio di moderata qualità e rappresentano il principale serbatoi nel sudest 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.

Nella relazione tecnica allegata alla 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 tre "leads" strutturali finora non esplorati meccanicamente. Si tratterebbe di strutture allungate in direzione NO-SE con riserve potenziali interessanti perché simili alla struttura meglio conosciuta di "Gagliano" ubicata nella terraferma siciliana ed in coltivazione a gas fin dagli anni '60.

Questi "leads", secondo la Società istante, sarebbero chiaramente causati dal sovrascorrimento miocenico e corrispondono ad area marina dove le acque sono meno profonde.

Il programma dei lavori proposto prevede:

- studio geologico regionale per una spesa di circa 20.000 Euro;
- rielaborazione di circa 200 km di linee sismiche per una spesa di circa 40.000 Euro;
- rilievo sismico per circa 160 km e del costo di circa 150.000 Euro;

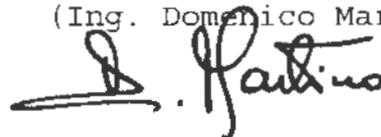
La Società fa presente che i lavori di indagine sismica e geologia avranno inizio entro 12 mesi dal conferimento.

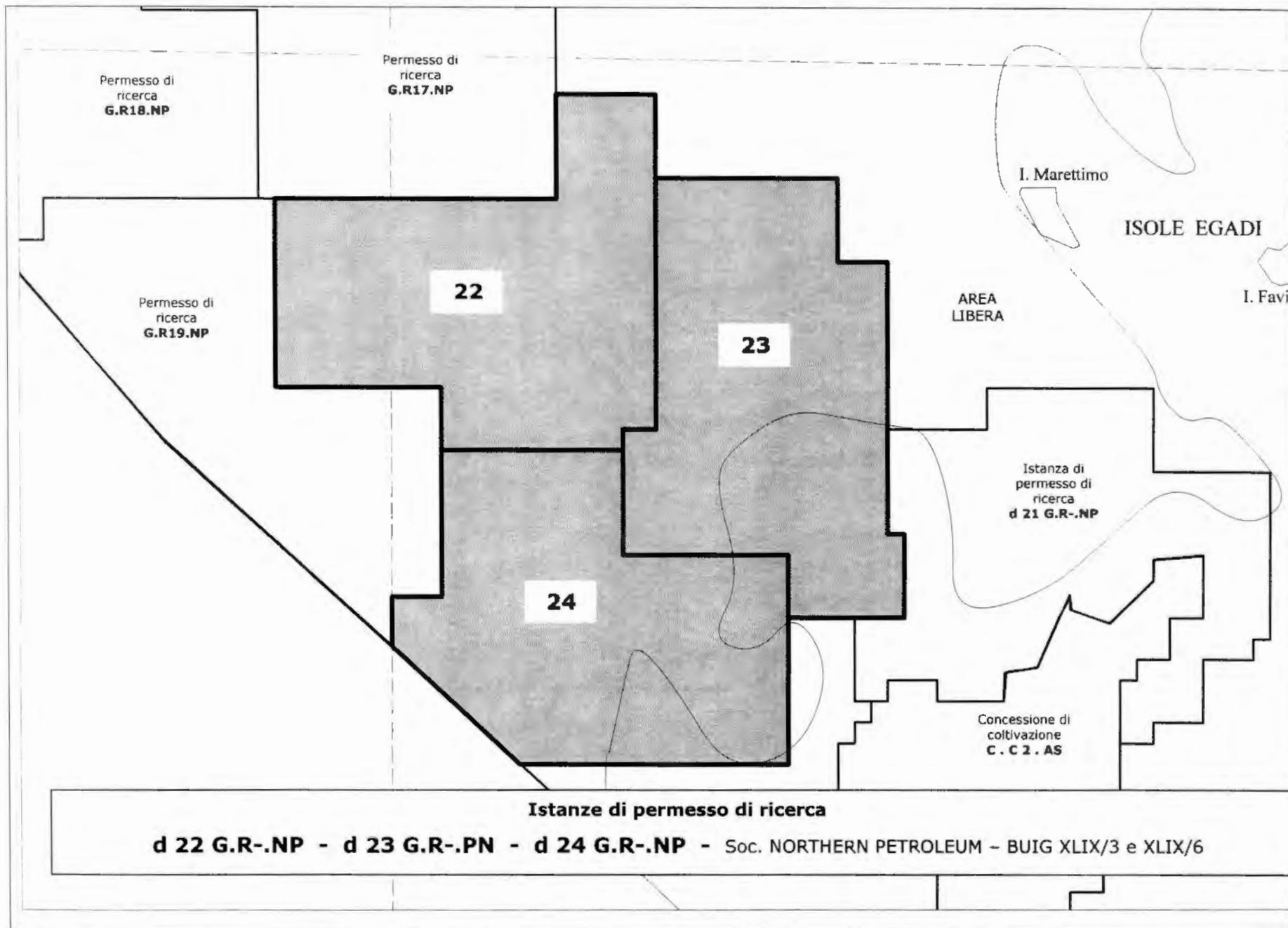
- perforazione, entro 36 mesi dall'inizio delle indagini geologiche, di un sondaggio esplorativo della profondità di circa 2.600 m e del costo di 4 milioni di Euro.

Il totale dell'impegno di spesa ammonta pertanto a circa 4.210.000 Euro.

IL DIRETTORE DELL'UFFICIO

(Ing. Domenico Martino)





Permesso di  
ricerca  
**G.R.18.NP**

Permesso di  
ricerca  
**G.R.17.NP**

Permesso di  
ricerca  
**G.R.19.NP**

**22**

**23**

**24**

I. Marettimo

ISOLE EGADI

I. Favignone

AREA  
LIBERA

Istanza di  
permesso di  
ricerca  
**d 21 G.R.-NP**

Concessione di  
coltivazione  
**C. C 2 . AS**

**Istanze di permesso di ricerca**  
**d 22 G.R.-NP - d 23 G.R.-PN - d 24 G.R.-NP - Soc. NORTHERN PETROLEUM - BUIG XLIX/3 e XLIX/6**