

6373

21



## Istanza "d22G.R.NP" (Canale di Sicilia) Zona G

### Relazione Geologica

#### UBICAZIONE E GENERALITA'

L'istanza "d22G.R.NP" che si richiede in permesso di ricerca è ubicata nel Canale di Sicilia nella Zona "G", (settore nord) fra 75 e 100 ad ovest dalla costa della Sicilia occidentale e fra 35-68 Km ad ovest dell'Isola Marettimo su di una superficie di 74309 ettari in acqua per la maggior parte fra 400-700 metri, ma a sudest dell'istanza l'acqua è fra 280-400 metri All.1, Fig. 1, . L'istanza è ubicata a mare in una zona poco esplorata negli ultimi 15 anni e che dal punto di vista geologico rappresenta il collegamento fra la catena appenninica della Sicilia settentrionale - Appennini meridionali e la catena Maghrebide del Nord Africa. All.1, fig.9 L'area è pressoché quasi inesplorata e solo tre pozzi sono perforati in acqua italiana nella Zona "G" (settore nord) dell'Agip. Il pozzo più vicino è Ermione-1 ubicato a 10 Km a sud dell'istanza e perforato nell'anno 88. Nonostante il pozzo sia risultato sterile risulta comunque importante per la conoscenza della stratigrafia dell'area in esame. L'area della Zona "G" (settore nord) ad ovest della Sicilia è attualmente priva di permessi di ricerca; ma sono state presentate tre istanze di permesso di ricerca della nostra società nel 2003. Una recente dettagliata interpretazione dei vecchi dati sismici pubblici ha convinto la nostra società della prospettività di questa zona e perciò richiediamo questo ulteriore permesso nel quale è evidente una grande struttura sulla linea sismica G 82 67 All1, fig.8 e altri numerosi leads. A sud in acqua territoriale Tunisina sono presenti numerosi permessi di ricerca e istanze di permessi e una decina di pozzi esplorativi nel Golfo di Tunisi, il più vicino Raja-1 degli anni '80. Nessun pozzo è presente nell'istanza "d22G.R.NP" ma l'area è coperta da una discreta griglia sismica effettuata dall'Agip nell'anno '82 (All.1, fig.12). Attualmente è in corso un più profondo studio geofisico dei dati sismici. I campi di



1095

Eocene. Il tetto di numerosi grandi anticlinali asimmetrici corrispondenti a secche e banchi poco profondi, sono in parte coperti da una ridotta sequenza di Plio-Pleistocene. A sudest della "thrust front" sono evidenti nella sismica massi diapirici con ripetizione della sequenza geologica come incontrato nel pozzo Raouad-1. L'area in istanza è ubicata nel Mare Mediterraneo (Canale di Sicilia) ed è geologicamente complessa a quasi metà strada tra la Tunisia nord e la Sicilia occidentale dove tettonica e la geologia sono maggiormente studiate dalla geologia di superficie, dati geofisici regionali e numerosi pozzi esplorativi. I dati geofisici disponibili nell'area a mare, comprendono soprattutto il rilevamento ricognitivo eseguito dall'Agip nel 1982 per la Zona "G" con una sismica tale da poter individuare varie chiusure strutturali e lo schema tettonico dell'area. I dati gravimetrici e aereomagnetici aumentano la cognizione di varie strutture positive nell'area. Questa area era piegata e rovesciata "thrust sheets" durante il periodo Oligocene-Miocene e suddiviso in due zone diverse: da nordovest la zona dell'offshore Tellian-Atlas e a sudest la zona di imbricazione e diapirismo.

### STRATIGRAFIA

La successione stratigrafica dell'area in oggetto può essere ricostruita con riferimento sia alla geologia regionale, che ai dati dei pozzi esplorativi, e in particolare Ermione-1, Ventura-1 e Tullia-1 che dai dati pubblicati nei campi di Narciso, Nilde (Zona C), Belli e Cap Bon (Tunisia) e da numerose pubblicazioni promozionali della società ETAP. La terminologia stratigrafica dell'area è mista fra quella della Tunisia e quella della Sicilia occidentale, come descritto in seguito. Per un sommario della stratigrafia e della terminologia, vedi All.1, fig. 2,3,4 e 7

#### Pliocene - Quaternario

Argilla grigia siltosa e calcareniti con intercalazione di sabbie. Lo spessore medio è molto variabile fra 100-600 metri.



21

### Miocene inferiore (Langhiano – Serravalliano)

Calcari microvacuolare fratturati, grigio- marrone e marne porose con uno spessore variante da 40-70 metri “Ain Grab”

### Miocene inferiore- Oligocene (Formazione di Fortuna)

Consiste in una spessa serie di turbiditi arenaria quarzosa, da bianca a rossastra, fine-media a cemento siliceo, e sabbia quarzosa medio-grossa con qualche intercalazione di argilla siltoso- sabbiosa rossa. La profondità in Ermione-1 è 800 m con spessore di 200 m. Al di sotto, alternanze di argilla siltosa, da grigia a verdastra, di arenaria quarzosa, grigio-biancastra, a grana fine e a cemento siliceo e carbonatico, e di siltite quarzosa, grigio-verdastra, bioturbata, a matrice argillosa e scarso cemento carbonatico. Argilla grigio-verdastra e nera, localmente sabbiosa, con qualche intercalazione di arenaria quarzosa, fine-media, a cemento siliceo e carbonatico. Spessore 600 metri. Lo spessore della intera formazione di Fortuna può arrivare sino a 1500 m.

### Eocene- Paleocene (Formazione El Haria)

Marnose e livelli di calcare. Spessore 300 metri. Al di sotto calcare organico e argille scure della formazione Bou Dabbous. Spessore 100 metri.

### Cretaceo superiore (Formazione Aboid)

Calcari packstone-wackestone compatti. Spessore 200 metri.

### Cretaceo inferiore (Formazione Fahdene)

Argille scure bituminose e marne scuro(roccia madre principale) con livello di sabbia. Spessore 200 metri.

### Giurassico

Calcare e marne argillose.

Le serie fra Eocene e Giurassico inferiore sono assenti nel pozzo Ermione-1 a causa di un taglio di una faglia inversa.



### Triassico

Argilla da grigio-verdastra a nera, con intercalazioni di arenaria a grana media e siltite a cemento carbonatico, localmente anidritico. Tetto a 1910 m in Ermione-1.

Spessore 500 metri.

Argille intercalate con arenaria grigia, fine e marne con presenza di anidride

### Triassico (Formazione Carbonatico e Evaporitico)

Anidrite bianca con varie intercalazioni di mudstone e dolomicrite. Spessore 200 m

Calcere, ricristallizzato, grigio-biancastro con tracce di anidrite, barite e celestine, presenza di livelli stromatolitici localmente fratturati con fratture subverticali.

Spessore 200 metri.

### GEOLOGIA DI IDROCARBURI

In questa area offshore poco esplorata nel dominio Appenninico, la nostra società considera una eccellente probabilità di trovare metano e olio analoghi a quelli degli Appennini meridionali dove è stato scoperto nel '88 il grande campo di olio di Fiume Agri; (Monte Alpi) e negli Appennini Siciliani settentrionali che contiene il campo di metano di Gagliano, in produzione dagli anni '50. A sudest dell'istanza in Tunisia i campi di olio più vicini sono Belli e Al Manzah ed i campi a metano di Cap Bon e Zinnia.

### SERBATOIO E COPERTURA

La colonna stratigrafica mostra almeno cinque serbatoi ma il calcare fratturato (e localmente ("reefoidal")) dalla formazione Aboid di età Cretaceo superiore e i calcari e dolomie di età Triassico sono i principali serbatoi per olio e metano. Il principale serbatoio per metano è la spessa serie sabbiosa della formazione Fortuna di età Oligocene- Miocene inferiore, come nel campo di Gagliano. Altri serbatoio sono costituiti da calcarie di Bou Dobbous e calcare del Giurassico superiore e Triassico.



L'Aboid è un calcare wackestone- packstone depositato in acqua marina profonda con una porosità fino 20% con bassa permeabilità, ma vicino le zone di faglia intensa come nel campo di Sidi el Kilani la permeabilità è fra 1-3 darcy, con produzione di 15000 BOPD. La copertura per questo serbatoio è una spessa serie argillosa della formazione El Haria di età Paleocene. (All.1, fig 4b)

La sabbia della Formazione di Fortuna (Siliciclastici della flysh numidico) è una spessa serie sabbiosa (1000 m.) con ottime qualità di serbatoio e specialmente nella parte medio-superiore della serie, con porosità fra 5% e 15% e alta permeabilità nei numerosi "sandbars"(con spessore fino a 20 metri). Numerose manifestazioni di metano sono presenti nei pozzi KRB-1-2, e KRK-1 nel Golfo di Tunisi e la equivalente sabbia di Collesano è il serbatoio del campo di Gagliano in Sicilia. I numerosi livelli di argille offrono una eccellente copertura.

L'Eocene Bou Dobbous è un calcare a globigeriana e un buon serbatoio quando è fratturato come nei campi di Belli e Al Manzah. La copertura è argilla della formazione Sour dell'età Eocene.

Dolomia e calcarea del Liassico con porosità fra 8% e 20% è un possibile serbatoio di moderata qualità ed è la principale "reservoir" nel sudest della Sicilia.

Il calcare è dolomia di età Triassico con spessore sino a 300 metri dove furono registrati forti assorbimenti e perdite di circolazioni, può essere un buono serbatoio con una spessa copertura di evaporitici come in Ermione-1

#### ROCCE MADRI

La spessa serie argillosa della Formazione Fahdene è ricca di componenti organici è estesa su tutta l'area della nostra istanza. All.1, Fig.4a I dati geochimici del pozzo Raja-1 (Golfo di Tunisi) evidenzia che le argille della Formazione Fahdene (età Albiano) è una buona roccia madre e la principale roccia madre del nord della Tunisia, passata nel "oil window" durante il periodo compreso tra Miocene e



6005

Pliocene, e perciò le manifestazioni di olio e la sua migrazione era effettiva durante e dopo la creazione di trappole nei maggiori eventi di tettonica. Il gradiente geotermico è alto nell'area più di  $4^{\circ}\text{C}/100\text{ m}$ . Lo spessore medio di quella serie di argille marnose scure è di 200-250 metri con componente organico fino al 3%. L'altra importante roccia madre estesa nell'area è la serie marnosa della formazione del Bou Dabbous di età Ypresiano con contenuto organico del 2% circa. Nell'Isola Egadi affiorano argille scure del Triassico che forse indicano l'estensione del bacino della roccia madre ben nota nella Sicilia sud orientale (F.ne Noto) in questa zona di frontiera ad ovest della Sicilia.

### TEMI DI RICERCA

L'istanza "d22G.R.NP" è un proseguimento del tema di ricerca già evidenziato nelle nostre prime tre istanze in questa area. E' ubicata a mare a circa 120 Km dalla costa della Sicilia occidentale in una zona considerata di frontiera che dal punto di vista geologico rappresenta il collegamento fra la catena appenninica della Sicilia settentrionale e la catena magherbide del Nord Africa (All.1, fig.9). L'area offshore è pressoché quasi inesplorata e solo tre pozzi furono perforati nella zona G – settore nord. Nella terraferma circostante in Sicilia e Tunisia vari Petroleum Systems sono attivi con numerosi campi di olio e metano e numerosi seeps di olio vicino a Bizerte lungo la thrust fronts che attraversa la nostra istanza. Gli obiettivi principali sono costituiti da metano ed olio leggero della formazione di Fortuna e per olio nel serbatoio calcareo dell'Aboid, Bou Dabbous del Triassico. Uno studio dei vecchi dati sismici di dominio pubblico e la gravimetria evidenziano tre leads strutturali nell'area di istanza., di cui il più evidenti è sulla linea sismica G 82 67 All.1, fig.8 ma questi non furono valutati meccanicamente in precedenza. Queste strutture sono allungate in direzione nordovest – sudest, di tipo thrust anticlinale analoghe al Campo di Monte Alpi, nell'estensione della stessa zona tettonica di



sovrascorrimento e coprono un'area di superficie fra 15 e 30 Km quadrati con possibili riserve simili a quelle del campo di Gagliano o Monte Alpi. Questa analogia è ben evidente nell'All.1 fig. 6a e 6b. Queste strutture sono chiaramente causate dal sovrascorrimento del Miocene. Con obiettivi per olio e gas fino al calcare Triassico la nostra società intende rielaborare i dati esistenti ed eseguire un adeguato programma sismico al fine di poter definire un prospetto per perforare l'obiettivo prescritto in precedenza fino a circa 3200 metri.

IL GEOLOGO

*BS Lonsdale*

Roma,

21 GEN. 2005