

6877

24 MAR 1982



Istanza "d23G.R.NP" (Canale di Sicilia) Zona G e Zona C

Relazione Geologica

UBICAZIONE E GENERALITA'

L'istanza "d23G.R.NP" che si richiede in permesso di ricerca è ubicata nel Canale di Sicilia nella Zona "G", (settore nord) e Zona "C" fra 45 e 75 ad ovest dalla costa della Sicilia occidentale e fra 10-35 Km ad ovest dell'Isola Marettimo su di una superficie di 74393 ettari in acqua per la maggior parte fra 200-500 metri, ma nel sudest dell'istanza l'acqua è fra 100-200 metri con una secca di 31 metri nella parte dell'estremo sud. Nel settore nordorientale la profondità è di 500-1000 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 ovest dell'istanza e perforato nell'anno '88 All.1 fig.5. 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 sono attualmente presenti quattro istanze di permessi di ricerca e il nuovo permesso G.R.17NP della Northern Petroleum. 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 sono evidenti una grande e complessa struttura sulla linea sismica G 82 64 All.1, 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 "d23G.R.NP" ma l'area è coperta da una discreta griglia sismica effettuata dall'Agip nell'anno '82 (All.1, fig.12). I campi di olio più



2005

vicini (ora esauriti) sono Nilde (15 Km a sud) e Narciso (a 45 Km a est). Nel nordovest della Tunisia, vicino Bizerte e nell'entroterra sono presenti numerose, importanti manifestazioni di olio "live seeps" e impregnazioni di bitume in varie cave e miniere. In Sicilia sono presenti i campi di gas Lippone e Gagliano a 120 Km ad est, e nella penisola di Cap Bon in Tunisia a 100 Km a sudovest è presente il campo di Zinnia.. Numerosi permessi dell'Agip-Shell coprono negli anni '80 quasi l'intera area della Zona "G" settore nord, ad est dal meridiano di 11° E. In quel epoca l'acqua era considerata "profonda" da un punto di vista esplorativo e per lo sviluppo di eventuali scoperte di campi. Ora, nel 2005 per lo sviluppo di una scoperta, il mare non è più così profondo da un punto di vista economico. Dopo la scoperta della società Kufec del campo di olio Sidi El Kilani nel serbatoio della formazione Aboid, numerose attività si concentrarono negli ultimi anni nell'area della penisola di Cap Bon a 100 Km a sud dell'istanza. Ci sono state altre due scoperte nell'area: Zinnia-1 (2000 BOPD) del serbatoio Aboid, e Belli-1 (16000) BOPD della Formazione Bou Dabbous dell'età Ypresiano. . Una recente campagna sismica con metodo 2D e 3D della società P.G.S è stata effettuata nell'acqua territoriale nord Tunisina "on trend" a sud ovest di questa istanza che potrà apportare una maggiore conoscenza di questa zona di thrust (vedi la griglia della campagna e alcuni dati nell' All.1, fig.10 e 13) L'area nell'istanza è geologicamente molto complessa ed i vecchi dati sismici devono essere migliorati usando delle tecniche moderne e innovative. L'istanza è dominata dalla struttura di compressione e sovrascorrimento appartenente all'età Miocene Superiore. La struttura consiste in anticlinale di compressione con "four way dip" e "thrust-anticlins" con orientamento a nordest – sudovest. Nel settore sud-orientale dell'istanza nella zona di imbricazione è caratterizzato dalle presenze da un probabile "wrench Fault" orientate a nordovest- sudest, associati dalla distensione del Pliocene e confinante con un prominente graben a sud dell'isola di Marettimo.

TETTONICA E INQUADRATURA GEOLOGICA

24 M



La regione in studio dal punto di vista tettonica è complesso e rappresenta il collegamento fra la catena appenninica della Sicilia settentrionale e la catena maghrebide del Nord Africa. Nella Zona "G" ad ovest a circa 9°40'E a nordovest la zona Numidico-Telliano, si estende fino il Canale di Calite, un graben di età Pleistocene- Pliocene con uno spessore di 800 m di sedimenti. A Nord di Galite la presenza di sedimenti numidiani è improbabile e la sismica regionale è molto complessa ma i dati gravimetrici e aereomagnetici indicano basamento e rocce vulcaniche al disotto di 1000 m. Per la nostra società questa area per ora ha poche potenzialità. Nell'area dell'istanza ci sono varie "thrust fronts" che non sono dritte ma sono "en echelon" con discontinuità laterale causata da faglie trascorrenti con orientamento nordovest- sudest di età Plio-Pleistocene. Fra le strutture ci sono "fore trough basins" che contengono due sequenze: una superiore poco deformata probabilmente appartenente al Plio-Pleistocene, ed una unità seguente inferiore di strati piegati di età Miocene-Eocene. Il tetto di numerosi grandi anticlinali asimmetrici corrispondenti a secche e banchi poco profondi, con evidenza nel settore sud orientale sono in parte coperti da una ridotta sequenza di Plio-Pleistocene. Lungo una probabile "thrust front" L'area in istanza è ubicata nel Mare Mediterraneo (Canale di Sicilia) ed è geologicamente complessa e interessante dal punto di vista esplorativo, 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 cognitivo 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



2005

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, dati geofisici e dello studio "Geoseis CROP" 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.

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 scure (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. Queste serie affiorano e sono state esaminate nell'isola Marettima e Favignano da un geologo della nostra società

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

Calcare, 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



2005

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 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 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°C/100 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 "d23G.R.NP" è un proseguimento del tema di ricerca già evidenziato nelle nostre numerose istanze in questa area. E' ubicata a mare a circa 45 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 -



2005

settore nord. Nella terraferma circondante 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 fronte" e sul mare in questa area. 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 due eccellenti leads strutturali nell'area di istanza (lead A e lead B di circa 15 Km² ognuno), di cui il più evidente è sulla linea sismica G 82 64 con "four way anticlinal dip" (All.1, fig.8) ma questi non furono valutati meccanicamente in precedenza. Altri possibili leads strutturali sono allungati in direzione-sudest, di tipo thrust anticlinale ben evidenti. Questo stile tettonico si vede nella fig.13 su dati pubblicati dalla società PGS nell'anno 2004 ad ovest in Tunisia e analoghe al Campo di Monte Alpi, nell'estensione della stessa zona tettonica di sovrascorrimento con possibili riserve simili a quelle del campo di Gagliano o Monte Alpi. Questa analogia è ben evidente nella sezione geologica regionale nell'All.1 fig. 6a e 6b. Queste strutture sono chiaramente causate dal sovrascorrimento del tardo Miocene. Con obiettivi per olio e gas fino al calcareo Triassico la nostra società intende rielaborare i dati esistenti ed eseguire un adeguato programma sismico con metodo 3D al fine di poter definire un prospetto per perforare l'obiettivo prescritto in precedenza fino a circa 3200 metri.

IL GEOLOGO

BJ Iannace

Roma,

24 MAG. 2005