



ENI S.p.A.
Divisione Exploration & Production



PERMESSO F.R29.AG
RELAZIONE TECNICA ALLEGATA ALLA
ISTANZA DI RINUNCIA

Preparato da : G. Staiolo
Controllato da : S. Scotto di Minico

Il Responsabile
L. Colombi
L. Colombi

INDICE



1. **DATI GENERALI**
 - 1.1 *Ubicazione Geografica*
 - 1.2 *Situazione Legale-Amministrativa*
 - 1.3 *Inquadramento Geologico e Minerario*
2. **ATTIVITÀ SVOLTA**
 - 2.1 *Attività pregressa alla vigenza del titolo*
 - 2.2 *Attività durante la vigenza del titolo*
 - 2.3 *Investimenti sostenuti*
3. **SINTESI DEI RISULTATI**
4. **POTENZIALITÀ RESIDUA**
5. **CONCLUSIONI**

ELENCO FIGURE

- Fig. 1 Carta Indice
- Fig. 2 Linea sismica 3D In Line 1220 - Lulù 1
- Fig. 3 Mappa isobate unconformity miocenica principale
- Fig. 4 Offshore Calabria ionica: area di studio geochimico
- Fig. 5 Scheda lead Fabia

1. DATI GENERALI



1.1. Ubicazione Geografica

Il Permesso F.R29.AG si estende nell'offshore ionico della Calabria, tra il golfo di Squillace e il promontorio di Capo Colonne, in zona D ed F (fig.1): la profondità d'acqua varia da 0 ad oltre 1000 m.

Esso confina a nord con la costa, la concessione D.C2.AG ed il permesso F.R27.AG, ad est, sud e ovest con area marina libera.

1.2. Situazione Legale-Amministrativa

Conferimento	:	03.08.1995
Titolarità iniziale	:	AGIP 100%
- 27.02.1996		AGIP 80% - FINA 20%
- 01.01.1998		ENI 80% - FINA 20%
- 01.01.2000		ENI 80% - TOTALFINA 20%
- 11.09.2000		ENI 100%
- 19.01.2001		ENI 75% - ENTERPRISE OIL 25%
- 26.03.2003		ENI 100%
Scadenza 1° periodo	:	03.08.2001
Scadenza 2° periodo	:	03.08.2004
Superficie iniziale	:	986,45 kmq
Superficie residua	:	738.28 kmq
Scadenza obbligo perforazione	:	03.08.2004
Regioni	:	Offshore calabro
UNMIG competente	:	Napoli



1.3 Inquadramento Geologico e Minerario

Dal punto di vista minerario gli obiettivi principali nell'area coperta dal permesso sono le successioni sedimentarie dei bacini neogenici impostatisi sulle unità strutturali delle falde calabre. Il permesso in esame ricopre l'area sud offshore del bacino di Crotona, sino al golfo di Squillace.

Nella sua evoluzione deposizionale vi si distinguono due cicli sedimentari: quello Tortoniano - Messiniano - Pliocene inferiore (conglomerati, arenarie, evaporiti, argille e marne) e quello del Pliocene superiore - Quaternario (conglomerati, sabbie, argille calcareniti).

L'assetto strutturale attuale è il risultato di diverse fasi tettoniche succedutesi nel Terziario e il Quaternario.

Una prima importante fase tettonica è avvenuta nel Miocene inferiore-medio ad essa ha fatto seguito una fase di riempimento dei bacini con il depositarsi di potenti sequenze torbiditiche.

Nel Tortoniano questi depositi vengono coinvolti in importanti eventi compressivi, a vergenza appenninica e comincia così a delinearsi una prima strutturazione dell'area.

La distribuzione regionale dell'unconformity del Messiniano superiore indica un forte incremento dell'attività orogenica che ha dato luogo ad erosioni, non deposizione o comunque rimodellazione della situazione esistente.

Le fasi tettoniche succedutesi tra il Pliocene ed il Pleistocene basale hanno riattivato sia le strutture più antiche ereditate, sia la stessa unconformity, lungo direttrici NW-SE e N-S di transtensione e transpressione.

Questi ultimi eventi hanno ampiamente deformato i depositi pliocenici e nelle zone più interne (alti di Luna, Hera Lacinia e Strongoli) hanno dato sviluppo a nuove faglie ed a sovrascorrimenti a basso angolo con piani di scollamento a livello dei depositi Messiniano, vergenti prevalentemente verso i quadranti orientali.

L'ultima fase tettonica è di carattere estensionale ed è legata al sollevamento del complesso silano: come evidenza di tale evento si osservano numerose faglie dirette, in taluni casi tuttora attive, sia nei depositi plio-pleistocenici che miocenici.

L'intero bacino crotonese è situato tra due importanti zone di taglio orientate NW-SE, che attraversano l'arco calabro: la "Rossano-S.Nicola" a nord, e la "Petilia-Sosti" a sud. Inoltre è interessato da ulteriori zone di taglio orientate in direzione NE-SW.

L'attività di questi sistemi, che possono essere visti come un 'set' di faglie coniugato, (collegati a grosse zone di taglio obliquo profondo), è certa dal Miocene medio fino al Pleistocene; essa ha condizionato notevolmente l'intera evoluzione tettonica e deposizionale di quest'area, generando quei bacini oggetto della attuale ricerca nel permesso F.R29.AG e più in generale in tutto l'offshore ionico calabro.



2. ATTIVITÀ SVOLTA

2.1. *Attività pregressa alla vigenza del titolo*

Rielaborazione sismica

Tra il 1968 e il 1983 nell'area occupata originariamente dal permesso, furono acquisiti un totale di 1,430 km di linee sismiche 2D.

Nel 1992 è stato avviato uno studio sperimentale di reprocessing per l'ottimizzazione dei parametri che ha portato nel 1995 a rielaborare numerose linee sismiche onshore e offshore omogeneamente distribuite tra tutti i permessi del progetto Calabria.

Perforazione

L'area coperta originariamente dal permesso era stata interessata negli anni '70 e '80 da 5 pozzi esplorativi.

Liliana1	- sterile
Lola 1	- sterile
Leda 1	- sterile
Floriana 1	- sterile
Liana 1	- sterile

2.2. *Attività durante la vigenza del titolo*

L'attività esplorativa durante il **primo periodo** di vigenza viene qui di seguito sintetizzata:

Rielaborazione

Reprocessing di 408,5 km di linee appartenenti ai rilievi FR - DE - DR - D 80 - F75 (nel 1996).

Acquisizione

Acquisizione e processing del rilievo sismico 3D Crotone (1,380 km² Full Fold totali, di cui 98 km² nel permesso in esame - 1996).

Acquisizione e processing del rilievo sismico 3D "Golfo di Squillace" (625 km² full fold - 1998).

Perforazione

Pozzo Lulù 1, perforato dal 25.09.2000 al 06.11.2000 - sterile.

Durante il secondo periodo di vigenza è stata finalizzata una reinterpretazione sismica di tutta l'area utilizzando come taratura il risultato del pozzo Lulù 1 e quello di Florida 1, perforato nel 1999 nel limitrofo permesso F.R27.AG.

Inoltre sono stati effettuati vari studi specialistici, in particolare:

- Studio geofisico, al fine di dettagliare le residue aree indiziate, tramite l'analisi specifica degli attributi del segnale (ampiezza, fase, frequenza) e la rielaborazione del volume sismico in coerenza, per evidenziare eventuali discontinuità strutturali
- Studio geochimico, con l'evidente obiettivo di chiarire i motivi per cui il pozzo Lulù 1 non abbia trovato traccia di mineralizzazione.

2.3 Investimenti sostenuti

Gli investimenti complessivi sostenuti durante il periodo di vigenza ammontano ad un totale di 19,900 M €.



3. SINTESI DEI RISULTATI

Il pozzo Lulù 1, ubicato 12 km a SE del campo di Luna, aveva come obiettivo la successione clastica miocenica (F.ne San Nicola - Serravalliano) che rappresenta il reservoir del campo di Luna, mineralizzato a gas termogenico. La struttura si presentava caratterizzata da un'ampia anticlinale fagliata impostatasi in un'area di intensa deformazione tettonica.

Il pozzo ha incontrato il top del serbatoio circa alla quota prevista ma con una successione stratigraficamente più giovane (F.ne Ponda - Tortoniano).

La F.ne San Nicola, con sabbie poligeniche e sabbie quarzose è stata incontrata a maggiore profondità in successione stratigrafica.

Entrambi le serie clastiche sono state rinvenute sterili e l'esito minerario negativo di questo pozzo resta il più problematico da spiegare.

Il "timing" di generazione/espulsione sembrerebbe in parte compatibile con l'età di efficienza della trappola (Pliocene inferiore); inoltre la sua vicinanza con il grande giacimento di Luna farebbe pensare anche ad una situazione favorevole riguardo alla presenza di una roccia madre nell'area e alla efficacia delle vie di migrazione.

L'unica giustificazione valida per spiegare l'insuccesso resta quella di invocare l'effetto "non sealing" della faglia principale che chiude verso NE la struttura di Lulù (figg. 2 - 3).

Studio geochimico: sulla base del risultato negativo del due pozzo Lulù 1 e dei più recenti recenti pozzi perforati nel limitrofo F.R27.AG (Florida 1 - Filomena 1) è stato effettuato un'ulteriore sforzo per meglio inquadrare l'area dal punto di vista geochimico, cercando di identificare con maggior certezza la roccia madre che avrebbe generato il gas di Luna, nonché la sua distribuzione areale (fig. 4).

La valutazione naftogenica è stata effettuata sulle formazioni Albidona (Paleocene-Eocene), Saraceno (Creta sup.), Crete Nere (Creta sup.) e sulle sequenze di età Miocene superiore, prendendo in considerazione sia campioni di superficie che di pozzo.

I risultati di questa indagine hanno evidenziato in tutta la sequenza dell'Albidona scarse proprietà di roccia madre, adatta prevalentemente alla generazione di idrocarburi gassosi.

Anche la F.ne Saraceno presenta nel suo complesso scarse potenzialità naftogeniche, ma esistono interessanti proprietà di roccia madre limitate a sporadici livelli di esiguo spessore con interessanti caratteristiche di roccia madre.

Riguardo all'unico accumulo veramente importante dell'area, ossia il complesso di Luna - Hera Lacinia, a causa dell'alto grado di biodegradazione riscontrato a carico della gasolina di Luna, non è stata possibile una correlazione tra gas termogenico (ipotizzato come associato alla gasolina) e roccia madre, essendo venuti a mancare i parametri molecolari utili a questo confronto.

Dall'analisi naftogenica e da una stima dello SPI (Source Potential Index) è comunque ragionevole identificare nella sequenza Saraceno/Albidona la possibile roccia madre degli accumuli a gas termogenico.

Per il top della F.ne Albidona, l'inizio della generazione di idrocarburi è per lo più molto recente (Miocene medio superiore - Pliocene medio) mentre per il bottom delle F.ni Albidona e Saraceno l'inizio della generazione di idrocarburi è invece decisamente precoce rispetto all'età delle formazioni stesse (Eocene - Oligocene) e principalmente innescato dal forte seppellimento post deposizionale (notevole spessore di sedimenti successivi alla deposizione di queste rocce madri).

La conclusione principale dello studio geochimico è che, anche assumendo la capacità della roccia madre di generare idrocarburi, il rapporto tra età di efficienza delle trappole ed età di generazione/espulsione degli idrocarburi sembra costituire un fattore di altissimo rischio per l'esplorazione petrolifera nell'area del permesso in esame, in quanto tali processi si realizzerebbero in tempi non sempre compatibili con l'efficienza delle trappole stesse (processi coevi o addirittura precedenti all'efficienza della trappola).



4. POTENZIALITÀ RESIDUA

Il risultato negativo del sondaggio Lulù 1 ha evidenziato sia la mancanza di informazioni certe riguardo alla possibile localizzazione di rocce madri, sia la difficoltà con la quale è possibile prevedere la distribuzione e i caratteri litologici della serie serravalliana (obiettivo minerario primario).

Gli intensi e ripetuti eventi tettonici ed i fenomeni erosivi a questi connessi rendono infatti alquanto difficoltosa la ricostruzione del "timing" delle strutture, dei rapporti stratigrafici tra le varie unità in obiettivo e del possibile bacino di generazione degli idrocarburi.

Inoltre gli effetti deformativi ininterrotti fino ad oggi potrebbero avere determinato delle vie di fuga secondarie anche nel caso di trappole inizialmente efficienti: spesso infatti gli effetti delle spinte tettoniche sono riscontrabili sino a fondo mare, caratterizzato da marcate ondulazioni

Se a queste considerazioni aggiungiamo che in fase di programma si è data la precedenza alla struttura considerata meno rischiosa, si comprende come le potenzialità residue dell'obiettivo minerario serravalliano siano ormai piuttosto ridotte, vista anche la scarsa presenza di indicatori diretti di idrocarburi.

Infatti i pochi giacimenti fin qui rinvenuti nella serie in esame hanno sempre offerto "gas indicator" piuttosto evidenti, quali anomalie di ampiezza ma soprattutto "flat spot" in corrispondenza della tavola d'acqua. Particolarmente esemplificativo è il giacimento di Fedra che, pur presentando una mineralizzazione di soli 20 metri per un'area di 3 km², evidenzia un flat spot nettissimo, a testimoniare che anche la presenza di ridotte quantità di gas offre, salvo casi particolari, evidenze sismiche dirette.

Alla luce di questa completa revisione dell'obiettivo miocenico dopo la perforazione di Lulù 1, sono venute quindi a cadere del tutto le potenzialità minerarie inizialmente riscontrate sul prospect denominato Fortuna (settore SW del permesso).

Anche a livello pliocenico, come obiettivo secondario, lo studio geofisico specialistico sugli attributi sismici ha dimostrato che quasi tutta l'area è priva di interessanti "gas indicator". Le uniche evidenze riguardano il settore più occidentale del permesso, dove a circa ms 600 di profondità sono presenti intensi "bright spot" multipli al passaggio Pliocene - Pleistocene, ma la superficie è così ridotta (ca km² 1) da rendere le riserve calcolate molto al di sotto della soglia di economicità (Lead Fabia, fig. 5).



5. CONCLUSIONI



Alla luce delle considerazioni tecniche descritte e della intensa attività esplorativa fin qui svolta all'interno del permesso, appare ingiustificata la perforazione di un ulteriore pozzo esplorativo, essenziale per assolvere gli obblighi di legge e proseguire nella valutazione geo-mineraria del permesso: conseguenza inevitabile è la scelta alla rinuncia volontaria del titolo.

CARTA INDICE

PERMESSO F.R.29.AG - CALABRIA OFFSHORE

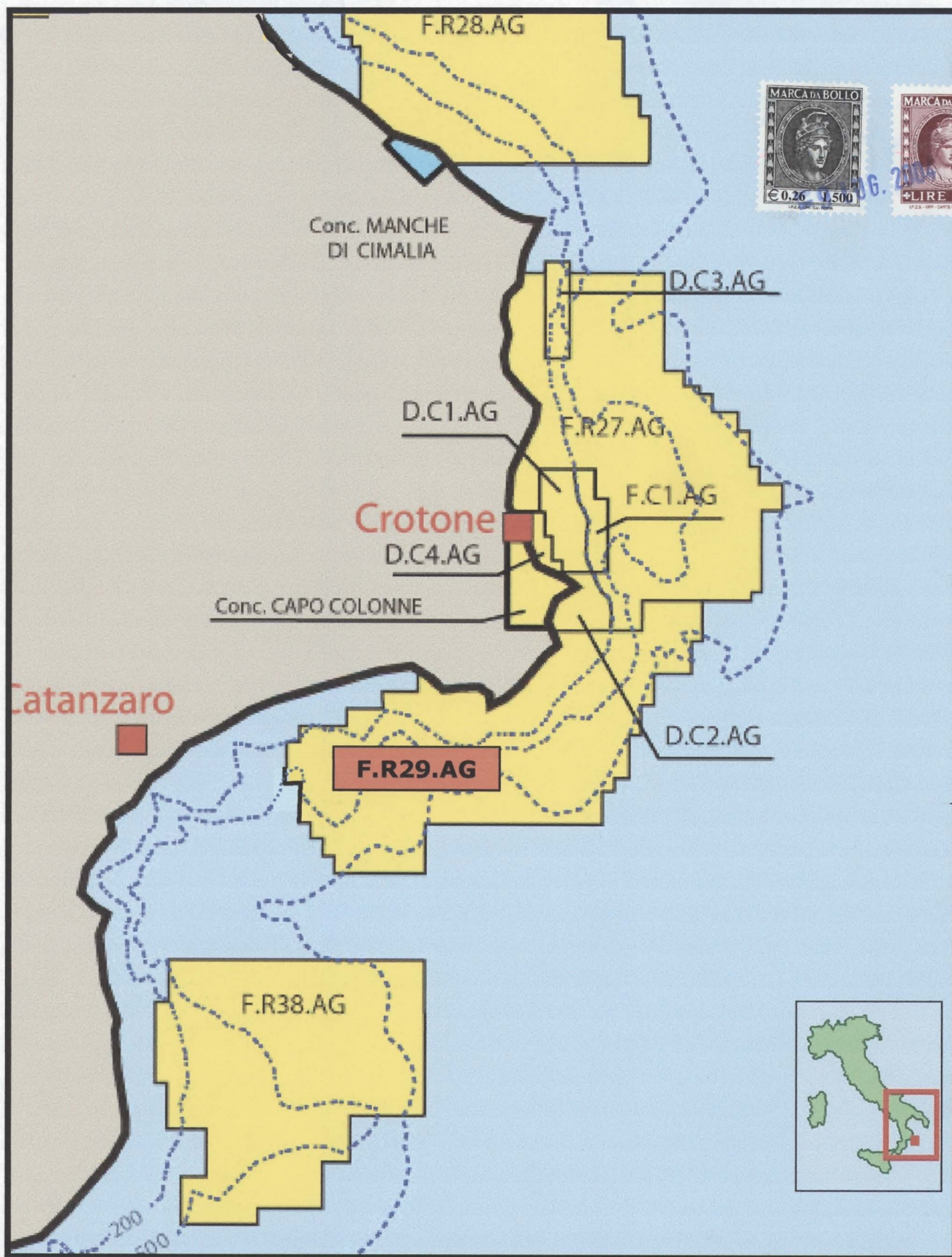


Fig. 1

Permesso F.R29.AG - Pozzo LULU' 1

3D Crotone - In Line 1220

SW

NE

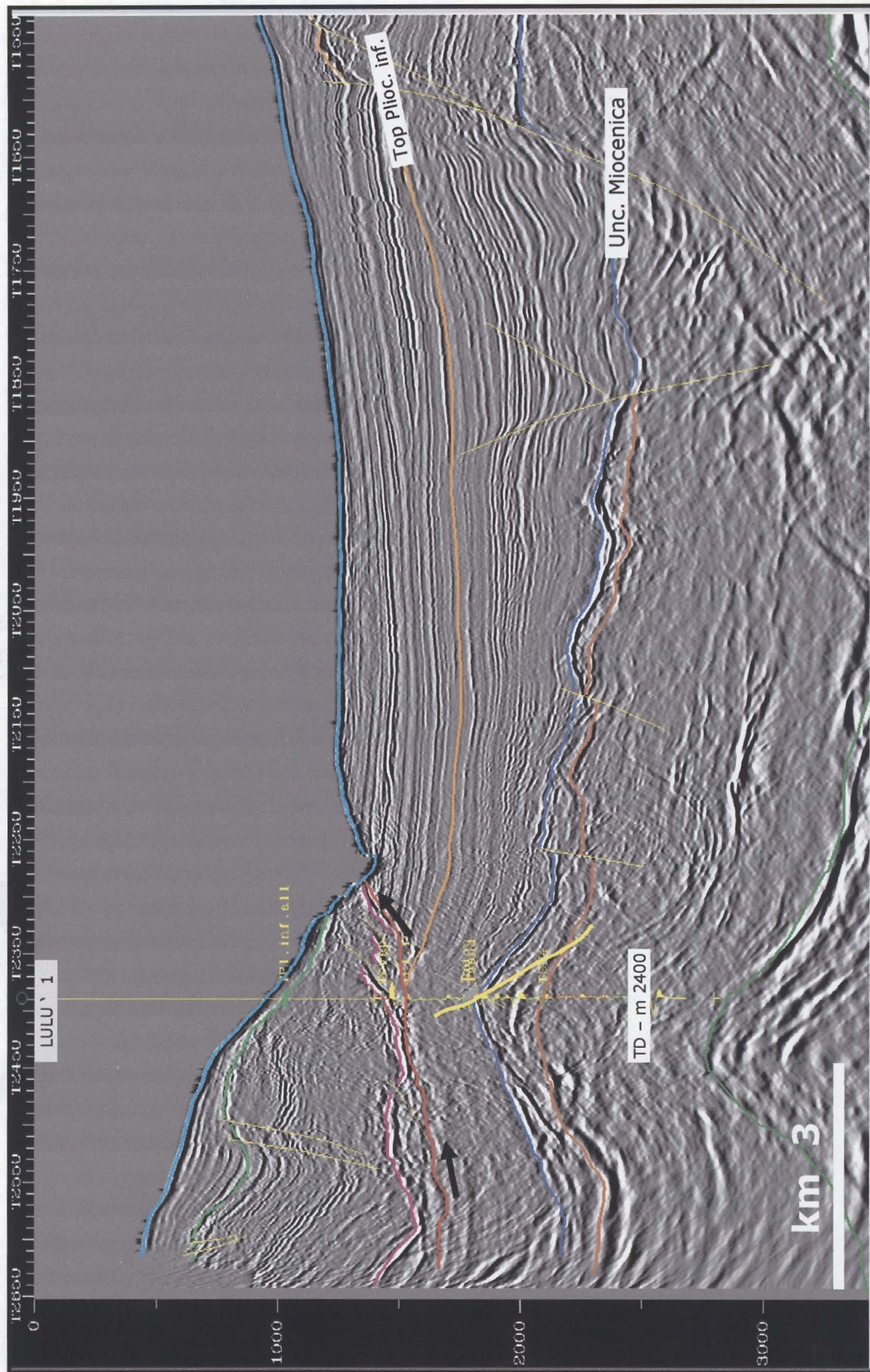


Fig. 2



Eni Exploration & Production division



Eni's Way

Permesso F.R29.AG - Pozzo LULU' 1

Mappa Isobate Unconformity Miocenica

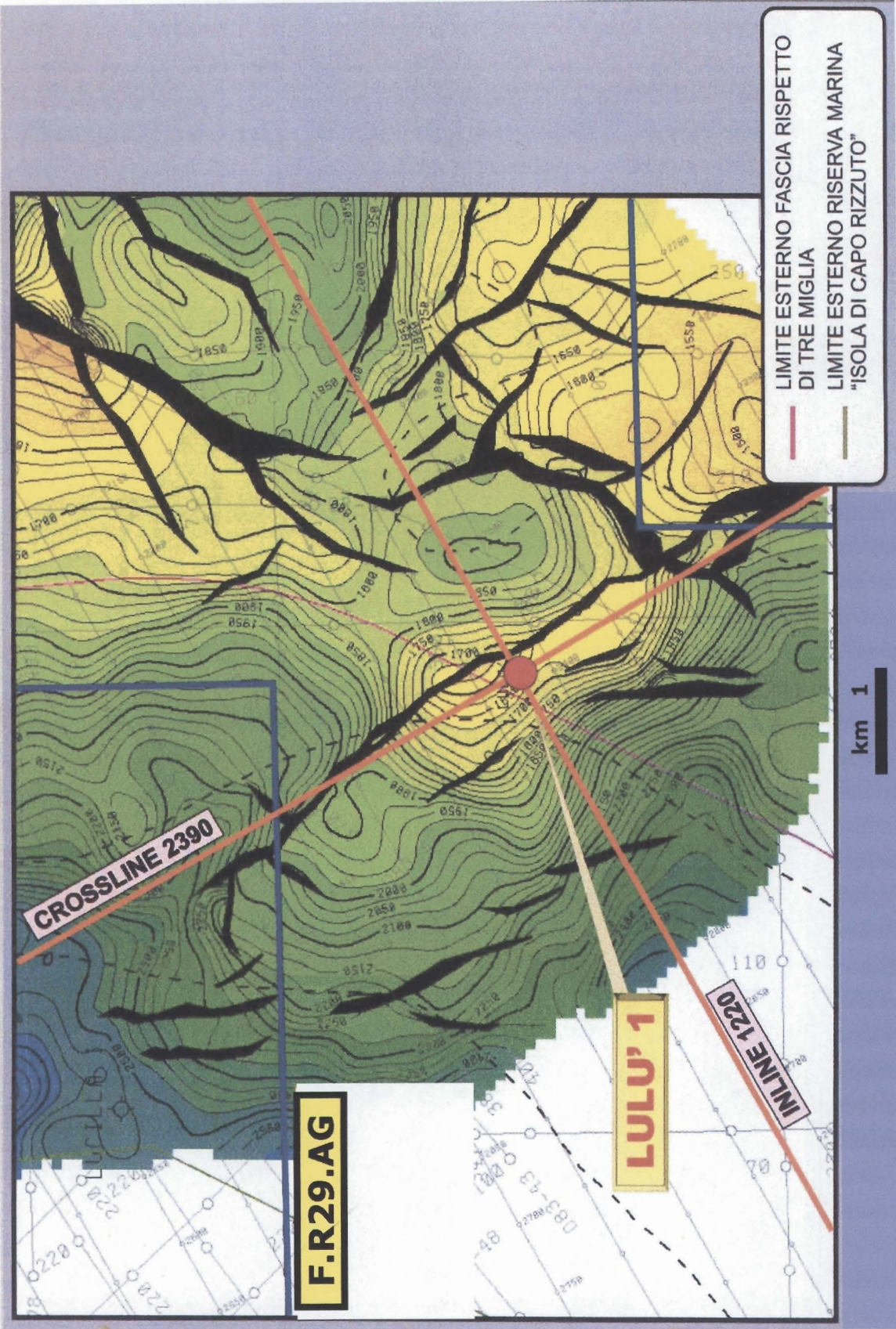


Fig. 3

Eni's Way

MARCA DA BOLLO

€ 0.26 1.500

MARCA DA BOLLO

LIRE 100

Eni Exploration & Production division

Offshore Calabria Ionica

Area di studio geochimico

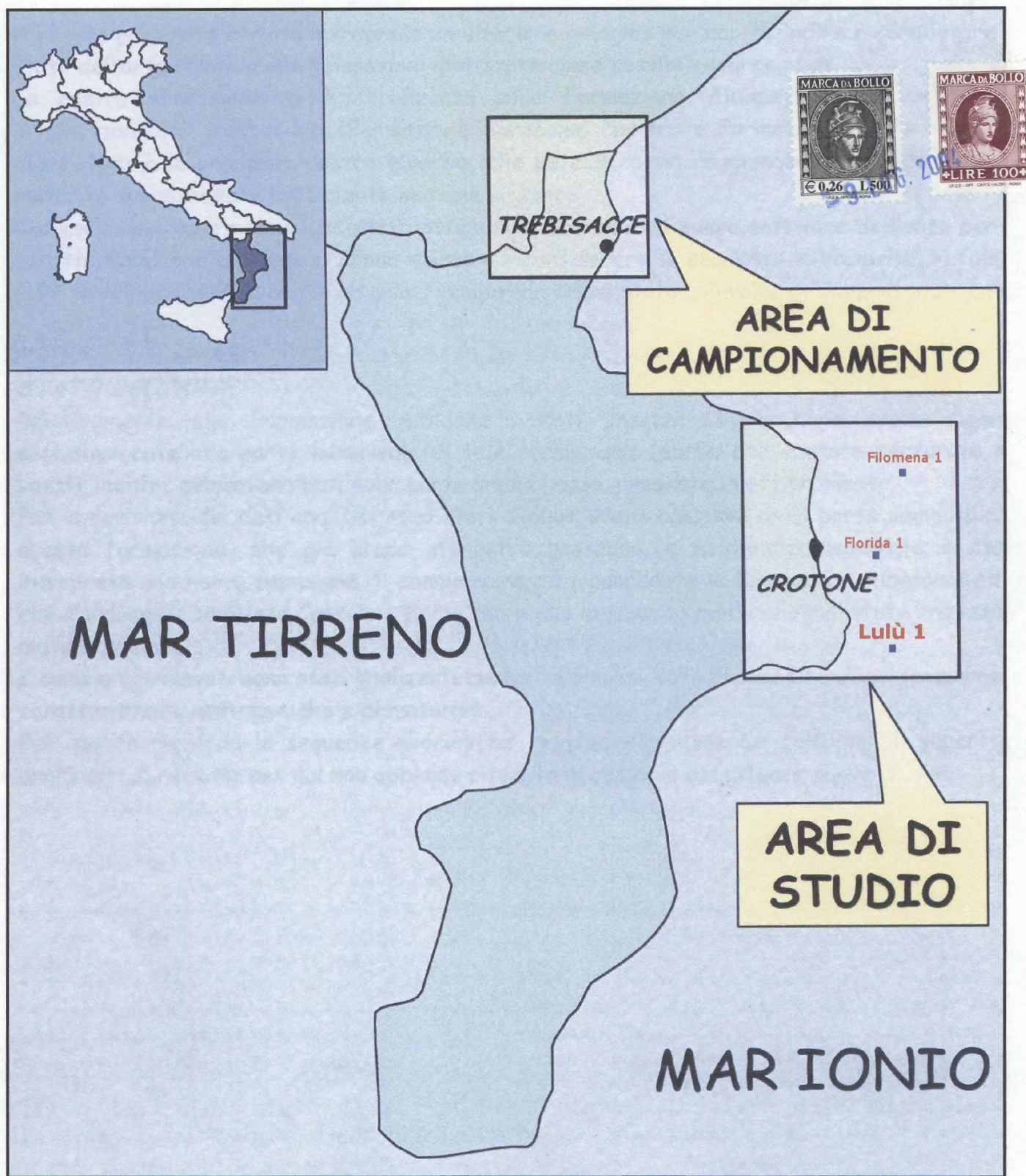


Fig. 4

Permesso F.R.27.AG - Lead FIABA

3D Golfo di Squillace

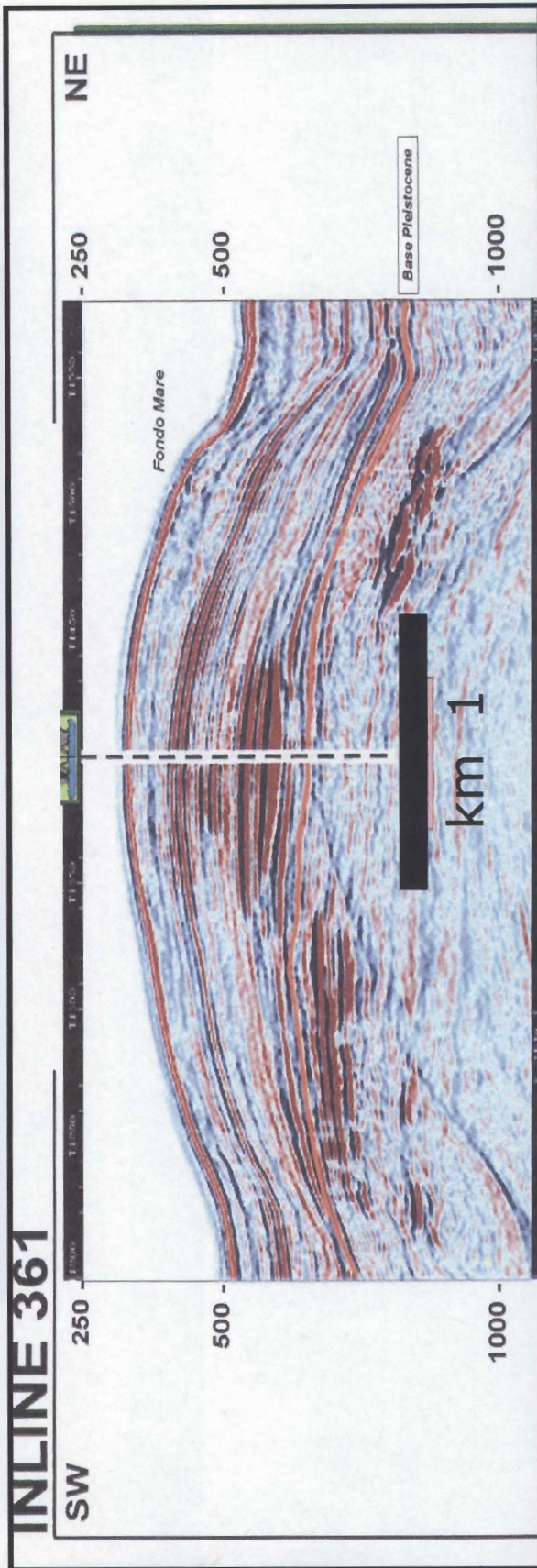
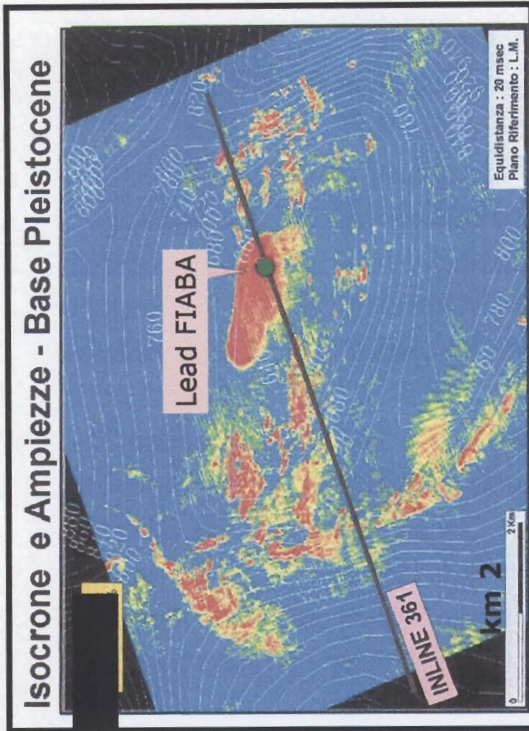
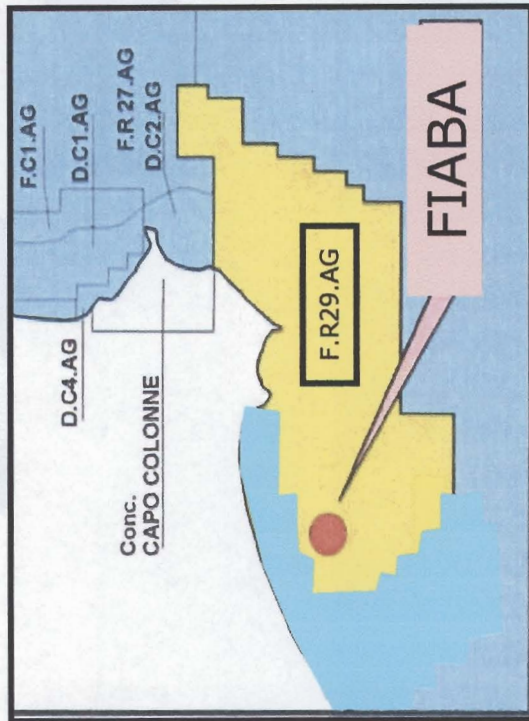


fig. 5

Eni Exploration & Production division



Eni's Way