

103476

LASMO INTERNATIONAL LIMITED
ROMA

VALUTAZIONE DEL PERMESSO CR 132 LA

SEZIONE IDROCARBURI E GEOTERMIA DI NAPOLI
26 NOV. 1990
Prot. N. 7280

Roma Novembre 1990

<u>INDICE</u>	<u>PAG.</u>
1. Introduzione	1
2. Geologia regionale	1
2.1 Stratigrafia	1
2.2 Assetto tettonico e strutturale	3
3. Geologia del petrolio	5
3.1 Roccia madre e roccia di copertura	5
3.2 Roccia serbatoio e sue caratteristiche petrofisiche	6
4. Interpretazione geofisica	7
4.1 Dati sismici generali	7
4.2 Identificazione degli orizzonti sismici	7
5. Conclusioni e raccomandazioni	8

FIGURE

1. Carta indice (Index map)
2. Schema della serie lito-stratigrafica (Scheme of the Lithostratigraphic Sequences).
3. Schema tettonico regionale (Regional Tectonic Sketch Map).
4. Distribuzione della formazione Nilde (Distribution Map of Nilde Fm.).
5. Struttura del prospetto Ciclope (Ciclope Lead)

ALLEGATI

1. Mappa in tempi del tetto dei carbonati (Near Top Carbonates)
2. Mappa in tempi della base della formazione Nilde (Near Base Nilde Fm.)
3. Mappa in tempi delle isopache della formazione Nilde (Isotime Thickness Map Nilde Fm.)
4. Linea sismica LS-89-04 interpretata (Seismic Line LS-89-04)
5. Linea sismica LS-89-11 interpretata (Seismic Line LS-89-11)

1. INTRODUZIONE

Il permesso CR.132.LA, situato nella parte nord-occidentale del Canale di Sicilia, ha il suo limite nord-orientale coincidente con la linea di costa poco a sud di Marsala (fig.1). Il permesso ha una superficie di 96.424 ettari ed è stato conferito alla società LASMO International Ltd. in data 30.11.1988. Nel mese di Aprile 1989 sono stati registrati 350 chilometri di linee sismiche che hanno soddisfatto l'obbligo di inizio lavori per il periodo di vigenza del permesso.

L'obiettivo principale presente nell'area è costituito dalle calcareniti medio-mioceniche della formazione Nilde che hanno prodotto olio nel campo omonimo sino all' Aprile 1989.

Il presente rapporto descrive i risultati derivanti dalla valutazione tecnica del permesso CR.132.LA sulla base dei dati ad oggi disponibili.

2. GEOLOGIA REGIONALE

2.1 Stratigrafia

L'evoluzione geologica della porzione nord-occidentale del Canale di Sicilia si presenta piuttosto complessa. Tale area si trova infatti in una zona di transizione tra formazioni a facies tipicamente tunisina e formazioni a facies iblea. Di conseguenza nella descrizione stratigrafica ci riferiremo, secondo i casi, alla nomenclatura litologica dell'una o dell'altra facies i cui rapporti litostratigrafici sono riportati in fig.2.

Il trias-medio, che rappresenta i terreni più antichi raggiunti in perforazione nell'area in esame (pozzo Oscar W1), è essenzialmente costituito dalle dolomie della formazione Sciacca, equivalente della formazione Gela (porzione presente nel Canale di Sicilia sud-orientale). Nel Trias superiore si sono depositate le argille nere ("black shales")

della formazione Mufara, equivalente della formazione Streppenosa iblea presente in affioramento nell'isola di Favignana e nella Sicilia occidentale.

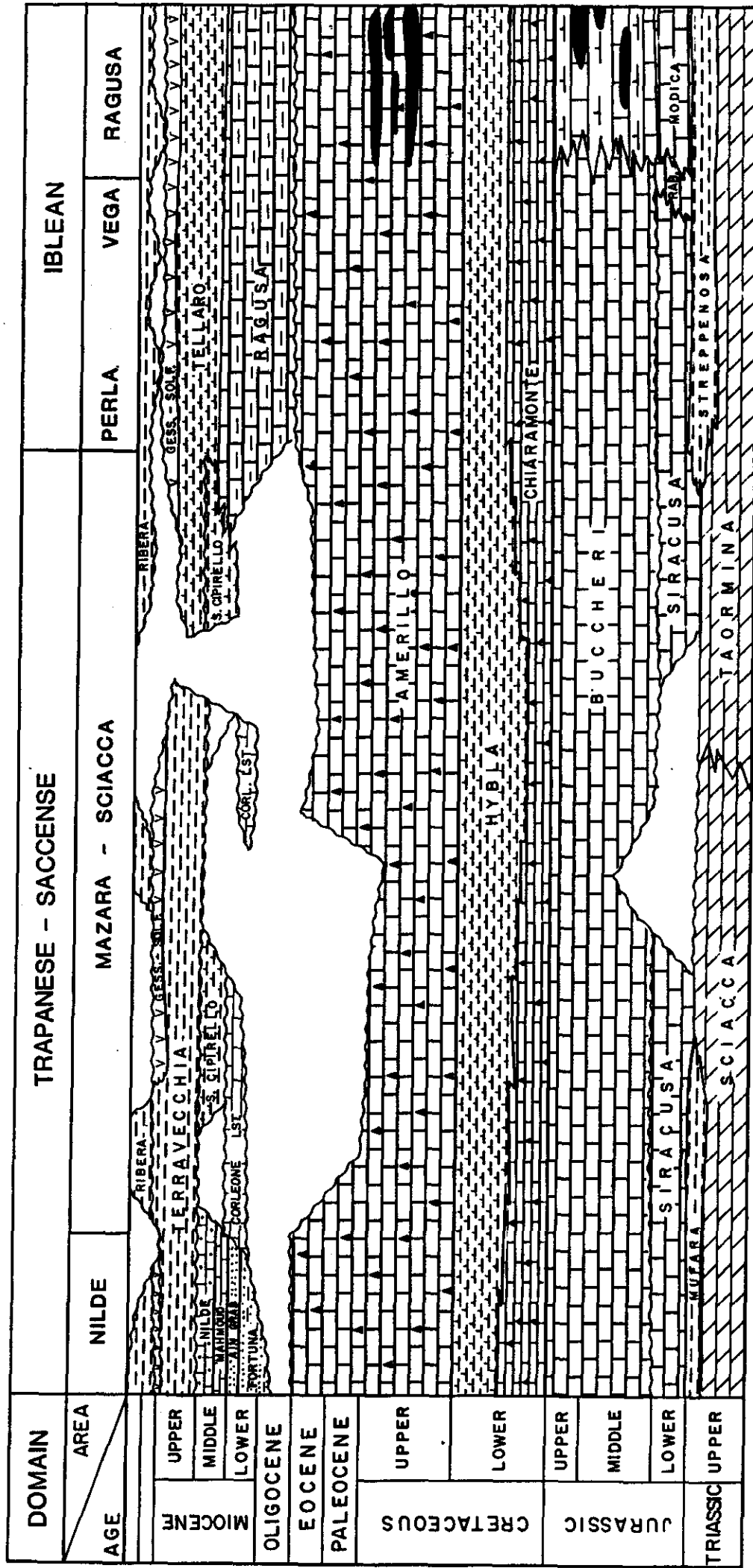
In continuità di sedimentazione con la serie triassica si trova la formazione Siracusa liassica, costituita da calcari di piattaforma e calcari dolomitici. Essa rappresenta la roccia serbatoio dei campi petroliferi di Vega e Perla, situati nell'off-shore della Sicilia orientale, e dei campi di Cammarata-Pozzillo nell'onshore ibleo.

Il Dogger e il Malm presentano una sequenza carbonatica pelagica di calcari e calcari marnosi appartenenti alla formazione Buccheri, passanti verso l'alto ai calcari rosati con lenti di selce della parte basale della formazione Chiaramonte (Titonico).

Il Cretacico inferiore è costituito da una serie pelagica, calcarea alla base e calcareo marnosa e marnosa nella parte alta, ascrivibile alla parte alta della formazione Chiaramonte (Neocomiano) e alla formazione Hybla (Barremiano-Albiano). La sedimentazione pelagica continua nel Cretacico superiore e nell'Eocene superiore con la deposizione della formazione Amerillo. Tale formazione è rappresentata da una potente serie calcarea pelagica con lenti e noduli di selce correlabile, da un punto di vista stratigrafico, alla formazione "Scaglia" dell'Appennino Centrale.

Regionalmente la spessa serie clastica della formazione Fortuna rappresenta l'intervallo compreso tra l'Oligocene e l'Aquitano e poggia trasgressivamente sull'Eocene. Localmente tale formazione è assente ed il Miocene (Langhiano-Serravalliano) giace a diretto contatto dei calcari Eocenici o in alcuni casi su quelli del Cretacico superiore. Sopra la formazione Fortuna sono generalmente presenti arenarie quarzose del Langhiano inferiore, attribuibili alla formazione "Ain Grab" di facies tunisina.

Durante il Miocene medio si instaura un nuovo ciclo sedimentario



LASMO International Limited - Rome

CR 132 LA PERMIT

SCHEME OF THE LITHOSTRATIGRAPHIC SEQUENCES (AFTER ANTONELLI ET AL., 1986)

Fig. 2

di ambiente marino profondo, con la deposizione della serie calcarea e marnosa riferita alla formazione "Mahmoud", alla cui sommità si trovano le calcareniti porose della formazione Nilde, il cui nome deriva dal pozzo che per primo le ha incontrate mineralizzate ad olio.

Nel miocene superiore tutta l'area è stata interessata dalla sedimentazione delle molasse della formazione Terravecchia. Essa è costituita da argille nella porzione medio-inferiore e da alternanze di argille e sabbie quarzose nella porzione superiore; al tetto sono presenti i gessi della formazione Gessoso Solfifera (Messiniano).

Le argille più o meno siltose e le marne della formazione Ribera del Pliocene e Pleistocene chiudono il ciclo sedimentario dell'area. In corrispondenza di paleo-alti, la serie stratigrafica terziaria descritta risulta essere affetta localmente da totale o parziale assenza di alcune formazioni per non deposizione o per erosione. In particolare durante il Miocene sono avvenuti importanti fenomeni erosivi (fig.2). La trasgressione principale è presente alla base della formazione Terravecchia sotto la quale i sedimenti diventano progressivamente più antichi andando da NO a SE. Il pozzo Nuccia 1 infatti ha incontrato, al di sotto della formazione Terravecchia i carbonati medio-miocenici della formazione "Mahmoud", mentre i pozzi Oscar W1 e Onda 1 hanno penetrato i carbonati eocenici della formazione Amerillo.

La formazione Nilde rappresenta gli ultimi sedimenti pre-orogениci.

2.2 Assetto tettonico e strutturale

La parte nord-occidentale del Canale di Sicilia è caratterizzata dalla presenza di un complesso mosaico di elementi strutturali, che sono il prodotto del movimento relativo fra Europa ed Africa, verificatisi nel periodo compreso tra il Neogene e il Quaternario (fig.3).

Nel periodo che va dal Triassico superiore al Giurassico inferiore una vasta piattaforma carbonatica, probabilmente interessata da faglie

minori che davano origine a locali bacini interni, si estendeva su tutta l'area in esame (formazioni Gela, Sciacca e Siracusa).

Nel Giurassico medio-superiore si è manifestata un'importante fase tettonica, associata ad una forte attività vulcanica, che ha provocato condizioni di mare profondo sino a tutto l'Eocene (deposizione delle formazioni Buccheri, Chiaramonte, Hybla e Amerillo).

Nell'Oligocene inferiore l'evento tettonico principale è stato il sollevamento e la parziale emersione di una vasta area compresa fra Sciacca e Pantelleria (vedasi formazioni reefoidi oligoceniche presenti nell'onshore di Sciacca). Tale area, considerata un alto strutturale con orientamento SSO-NNE, ha separato due zone a sedimentazione molto diversa fra loro: il Plateau Ibleo, a deposizione carbonatica di mare profondo (fm Ragusa), e l'area di Nilde a deposizione clastica (fm Fortuna).

Durante il Miocene medio un nuovo ciclo carbonatico, caratterizzato dalla deposizione delle formazioni "Mahmoud" e Nilde, ha concluso la fase di sedimentazione pre-orogena mentre ad est proseguiva la deposizione marina della Tellaro.

Nel Miocene superiore tutta la parte nord-occidentale del Canale di Sicilia è stata investita da fenomeni connessi all'orogenesi alpina, durante la quale si è sviluppato il cosiddetto fronte di sovrascorrimento Magrebide (Maghrebian Thrust Front). Nell'area di Nilde il fenomeno tettonico di maggior rilievo è rappresentato da un fronte di sovrascorrimento avente orientamento SO-NE (Nilde Fold Belt Front), formatosi durante il Tortoniano, parallelo grosso modo al sovrascorrimento Magrebide e ad esso connesso.

Come conseguenza di tali fenomeni tettonici nel Tortoniano e Messiniano si è sviluppato un bacino (Bacino di Ventura o Adventure Foredeep) che è stato completamente riempito dai sedimenti clastici della formazione Terravecchia (deposizione sin e post-orogena). Il bacino

di Ventura è delimitato verso SE da un altro fronte di sovrascorrimento ad orientamento SSO-NNE di età Tortoniano-Messiniana (Adventure Thrust Front).

All'inizio del Tortoniano l'alto strutturale di Sciacca-Pantelleria è stato interessato da faglie trascorrenti (strike-slip faults) a carattere transtensionale, aventi orientamento N-S, che sono poi state riattivate nel Pliocene superiore dalla messa in posto della falda di Gela, dando origine a complesse strutture connesse a movimenti transpressivi.

3. GEOLOGIA DEL PETROLIO

3.1 Roccia madre e roccia di copertura

La roccia che ha generato l'olio rinvenuto nella formazione Nilde non è stata finora identificata. Una potenziale roccia madre è rappresentata dalle argille nere ("black shales") della formazione Mufara del Trias superiore, affioranti nella Sicilia settentrionale. Queste argille, equivalenti cronostratigrafiche della formazione Streppenosa nella Sicilia sud-orientale, non sono state finora incontrate in perforazione probabilmente perchè si trovano a profondità molto elevata, al di sotto del sovrascorrimento principale (Nilde Fold Belt Front).

Comunque nell'area tutti i sedimenti argillo-marnosi presenti nella successione stratigrafica dal Cretacico inferiore all'Oligocene debbono essere considerati come potenziali rocce madri.

La roccia di copertura è sempre costituita dalla spessa serie argillosa della parte basale della formazione Terravecchia (Miocene superiore).

3.2 Roccia serbatoio e sue caratteristiche petrofisiche

La principale roccia serbatoio, che rappresenta l'obiettivo primario dell'area, è costituita dalle calcareniti medio-mioceniche della formazione Nilde. Si tratta di packstone intraclastici, fossiliferi, con buona porosità e permeabilità sia primaria che secondaria.

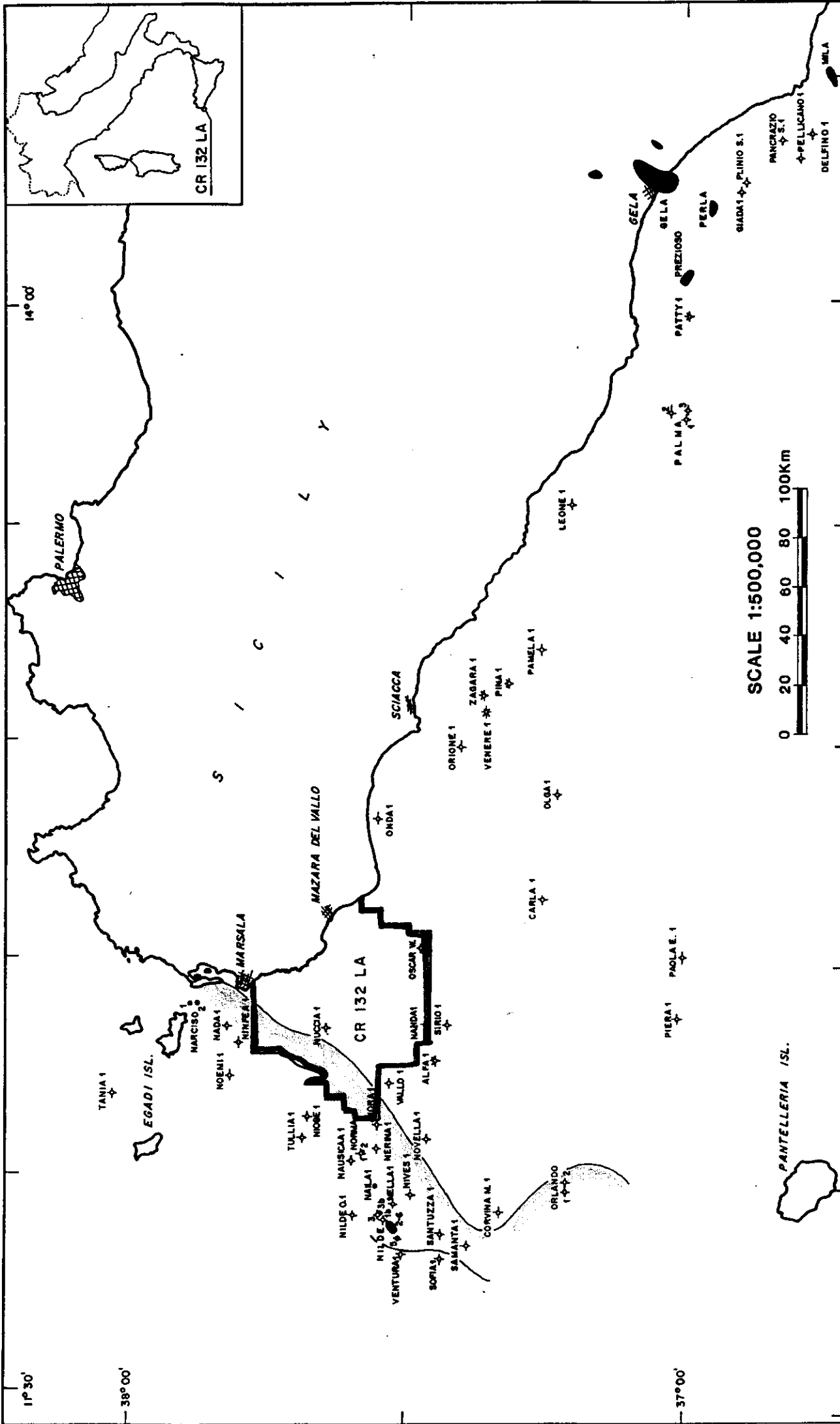
Detta formazione è mineralizzata ad olio leggero (38° API) rinvenuto nel campo di Nilde, nei pozzi Naila, Norma e Narciso 1 e 2, situati rispettivamente ad ovest, nord ovest e nord dell'area del permesso (fig.4). In questi ultimi due pozzi le calcareniti sono state ascritte alla formazione Bonifato, che però altro non è che la stessa formazione Nilde chiamata in modo diverso.

La formazione Nilde è presente lungo tutto il fronte di sovrascorrimento principale sopracitato (Nilde Fold Belt Front), mentre è assente per erosione man mano che ci si sposta verso est nella fossa di Ventura, dove nessuno dei pozzi quivi perforati ha incontrato tale formazione (fig.4).

I carbonati della formazione "Mahmoud" sono considerati una possibile roccia serbatoio secondaria, dal momento che hanno presentato delle manifestazioni di olio nel pozzo Alfa 1.

Localmente le arenarie quarzose della formazione "Ain Grab" e le intercalazioni arenacee della formazione Fortuna posseggono buone caratteristiche di serbatoio, sebbene non siano state riscontrate manifestazioni di idrocarburi in nessuno dei pozzi perforati in acque italiane, ma producono olio nei pozzi Tazerka, Cosmos e Yasmin nelle vicine acque tunisine.

Potenziati serbatoi sono anche i calcari di piattaforma liassici della formazione Siracusa e le dolomie triassiche della formazione Gela. Purtroppo in questa parte del Canale di Sicilia tali formazioni si trovano a profondità molto elevate e non identificabili per carattere sulle linee sismiche.



LASMO International Limited - Rome

CR 132 LA PERMIT

DISTRIBUTION MAP OF NILDE FORMATION

Fig. 4

4. INTERPRETAZIONE GEOFISICA

4.1 Dati sismici generali

Durante il mese di Aprile 1989 sono stati registrati, nell'area del permesso CR.132.LA, 350 chilometri di linee sismiche. Per l'acquisizione è stata usata la società contrattista Prakla mentre l'elaborazione è stata effettuata dalla CGG. La qualità finale delle linee sismiche è risultata soddisfacente.

L'interpretazione di questa campagna sismica è stata integrata con i 480 chilometri di linee sismiche pubbliche, registrate dall'Agip nel 1968-69 e 1982.

Inoltre, i profili finali dei pozzi Alfa 1, Nanda 1, Nuccia 1, Oscar W1, Onda 1 e Vallo 1 sono stati utilizzati per la calibrazione degli orizzonti.

4.2 Identificazione degli orizzonti sismici

In tutta l'area in esame è riconoscibile un caratteristico segnale sismico che rappresenta la trasgressione fra il tetto dei carbonati e la sovrastante formazione Terravecchia. Questo orizzonte, corrispondente al tetto della formazione Nilde, è stato identificato sulle linee sismiche e successivamente mappato (all.1).

Anche la parte basale della formazione Nilde è stata identificata e mappata (all.2). In alcune aree questo orizzonte è stato riconosciuto con un piccolo margine di errore.

L'allegato 3 rappresenta la mappa delle isopache della formazione Nilde.

Un secondo buon riflettore sismico presente nell'area è quello corrispondente al tetto del Miocene superiore, specialmente dove sono presenti le evaporiti del Messiniano. Dato lo scarso interesse dal

punto di vista petrolifero di questo orizzonte, esso è stato identificato ma non mappato.

La mappa relativa al tetto dei carbonati (all.1) mostra i seguenti elementi tettonici che caratterizzano l'intera area:

- il fronte di sovrascorrimento, orientato SO-NE, nella parte nord-occidentale;
- il bacino di Ventura, interessato dal Mesozoico al Miocene medio-superiore da una tettonica distensiva (sono state identificate faglie normali con una componente trascorrente);
- un fronte di faglie inverse nella parte sud-orientale (zona dei pozzi e strutture connesse).

In tale panorama geo-tettonico, è stata riconosciuta e mappata una chiusura strutturale, localizzata approssimativamente all'intersezione tra le linee sismiche LS-89-04 e LS-89-11 (all. 4 e 5). Questa struttura, denominata Ciclope, è un'anticlinale chiusa per pendenza su tre lati e controllata a SO da una faglia inversa (fig.5). Essa è situata vicino al fronte del sovrascorrimento in un'area dove, sulla base del carattere sismico, la formazione Nilde risulta essere presente (all.2).

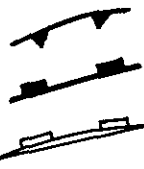
5. CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

Tutti i dati geologici e geofisici disponibili sono stati raccolti e interpretati. E' stato delineato l'assetto strutturale dell'area del permesso.

Una chiusura strutturale, soprannominata Ciclope, è stata identificata nella parte occidentale del permesso. In tale struttura, sulla base dei dati sismici disponibili, potrebbe essere presente un accumulo di idrocarburi nel paleoalto calcarenitico della formazione Nilde.

Vi è tuttavia il dubbio che la formazione Nilde non sia presente nell'ambito

NEAR TOP NILDE Fm

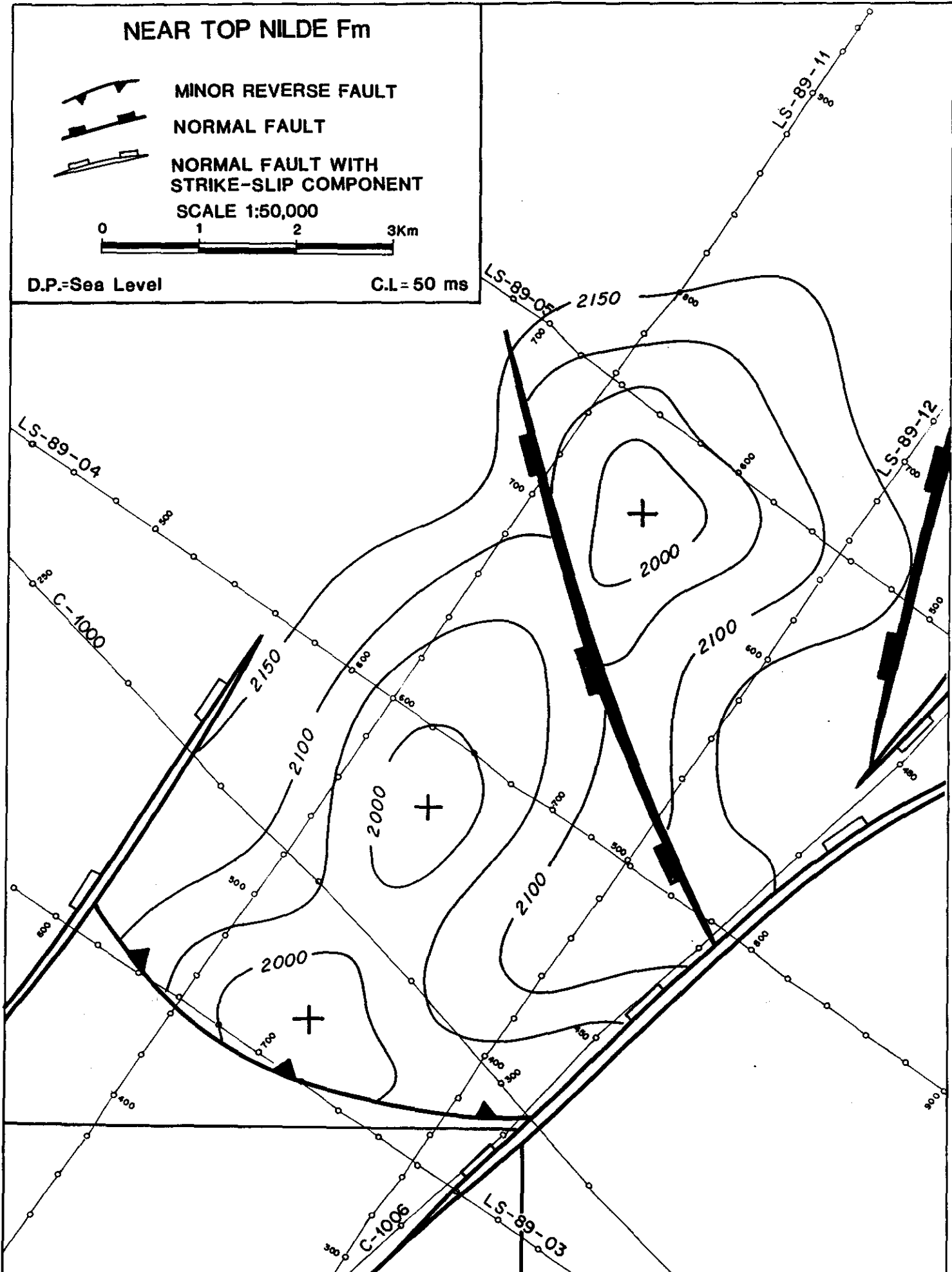


MINOR REVERSE FAULT
NORMAL FAULT
NORMAL FAULT WITH STRIKE-SLIP COMPONENT
SCALE 1:50,000



D.P.=Sea Level

C.L= 50 ms



LASMO International Limited - Rome

CR 132 LA PERMIT

CICLOPE LEAD

Fig. 5

della struttura Ciclope, perchè tale formazione scompare per erosione da NO a SE. Pertanto si rendono necessari particolari correlazioni del carattere sismico lungo le linee a partire dai campi produttivi con l'ausilio soprattutto di sismogrammi sintetici dei pozzi vicini. Dal punto di vista geologico infine, per poter valutare pienamente le potenzialità produttive del permesso, è necessaria la valutazione di dati geochimici e petrofisici. Inoltre, poichè la struttura si trova di fronte al sovrascorrimento magrebide, nel bacino di Ventura, e poichè sino ad ora la presenza di idrocarburi nella serie carbonatica di tale bacino non è ancora stata comprovata, la perforazione del prospecto Ciclope viene considerata per il momento ad alto rischio.

GR/ab/CR132/18