

AL LARGO DELLA SICILIA

Valutazione del blocco CR - 29 - EG

EGV + ERDOEL GEWINNUNG & VERARBEITUNG

Valutazione del blocco CR - 29 - EG

Febbraio 1975

1. INDICE

I. Indice	Pagina 2
II. Lista degli allegati	" 3
III. Conclusioni	" 5
IV. Considerazioni generali	" 6
1. Studi sismici	" 6
2. Considerazioni geologiche regionali e prospettive di idrocarburi	" 7
V. Discussione in merito alla concessione	
E.G.V. blocco CR - 29 - EG	" 11
1. Dati sismici	" 11
2. Interpretazione geologica	" 12

III Conclusioni

Lo studio del blocco CR - 29 - EG (18.000 ha) al largo delle coste siciliane tratta l'interpretazione sismica e geologica di 270 Km approssimativamente di una linea sismica che é stata fatta esplodere su un reticolo di 2 Km nell'aprile 1973. I risultati di un precedente studio sismico regionale furono utilizzati per completare il quadro verso il sud dell'orizzonte dei bassi fondali.

A causa della qualità generalmente scarsa dei dati sismici, non é possibile dare più di un profilo strutturale vago e generale della zona allo studio.

Si suggeriscono due elementi strutturali di natura e origine molto diverse:

1. Una cintura anticlinare molto profonda, con tendenza nord-sud, apparentemente con le creste troncate, estesa verso il sud nell'adiacente blocco Agip/Shell CR - 4 - AS.

2. Una grande formazione di basso-fondo, a carattere piano con forma a pseudo, possibilmente sovrapposta su una formazione alta paleocenica con basi profonde. La superficie chiusa di questa formazione di basso-fondo piano attraversa il confine fra il nostro blocco e il blocco Agip/Shell CR - 4 - AS a sud di esso.

Se é possibile ottenere i risultati di un pozzo esple-

rativo perforato nel blocco Amoco CR - 35 - A0, 20 - 25 Km approssimativamente a est del nostro blocco, ciò potrebbe contribuire a identificare in maniera appropriata le onde riflesse delineate nella superficie allo studio.

IV. Considerazioni generali

1. Studi sismici

Nella licenza CR - 29 - EG della ERDOEL GEWINNUNG & VERARBEITUNG GmbH, 270km approssimativamente di linee sismiche ordinate con schema CRP su multiplo di 24 in un reticolo da 2 km furono fatti esplodere nell'aprile 1973 a cura della Ray Geophysical Division di Mandrel Industries.

La licenza é situata al largo delle coste della Sicilia, approssimativamente a metà distanza fra la Sicilia e l'isola di Pantelleria. Il permesso é delimitato, grossolanamente, dalle longitudini E di Greenwich 12° 15' fino a 12° e 30' e dalle latitudini nord 37° 15' fino a 37° 25' e copre approssimativamente 180 km² (18.000 ha). La zona al largo delle coste meridionali della Sicilia, dall'isola di Malta all'isola di Pantelleria é conosciuta, da precedenti esperienze, come una zona di scarsa riflessione.

Si aveva la speranza che un nuovo studio sismico eseguito utilizzando i metodi più recenti e con l'attrezzatura più moderna avrebbe mostrato un miglioramento nella qualità della riflessione. Un tale miglioramento, peraltro, non si concretizzò né nella zona del permesso né nei blocchi circostanti. A causa di ciò, fu possibile delineare sulla mappa soltanto due orizzonti.

L'orizzonte I, possibilmente associato con una discontinuità presso la parte superiore del terziario, mostra una qualità di riflessione da povera a discreta, con ragionevole continuità.

L'orizzonte II, il quale potrebbe essere associato col calcare di Ragusa, (Miocene - Oligocene inferiore) é derivato essenzialmente dalla parte superiore di una banda di scarse riflessioni, ciò che suggerisce una superficie erosiva. La correlazione é difficile a causa della mancanza di un carattere persistente, e per la mancanza di un rilievo topografico e/o della ricopertura di esso. Al di sotto di questo orizzonte si veri-

ficano alcune riflessioni casuali non correlazionabili fra loro, probabilmente originate da strati mesozoici. Le attitudini di queste inclinazioni più profonde confermerebbero l'interpretazione che l'orizzonte II é una superficie erosiva.

L'identificazione geologica degli orizzonti sismici viene data per via di tentativi. Peraltro, a causa della qualità delle sezioni sismiche, delle distanze in questione, la correlazione e l'identificazione regionale non sono esenti da dubbi.

2. Considerazioni geologiche regionali relative prospettive di idrocarburi.

L'allegato 5 mostra la situazione geografica della zona in esame nel quadro geologico regionale dell'unità Tunisia - Sicilia comprendendo:

- a) La zona marittima al largo della piattaforma Ibleo della Sicilia sud-occidentale (produzione petrolifera a terra da calcari del triassico superiore; campi di Gela e di Ragusa);
- b) La zona marittima al largo del Bacino Terziario di Trapani su terraferma nella Sicilia nord-occidentale (quantità commercialmente inferiori di gas in terraferma in vene sabbiose del miocene; campi di gas di Lippone - Mazzara).

Sulla base della geologia regionale, del risultato dell'esplorazione petrolifera nelle zone di terraferma della Tunisia e della Sicilia, e da indizi di idrocarburi e da sviluppi di segni superficiali, si fanno le seguenti osservazioni.

Cretaceo superiore - Terziario

I contorni gravitazionali Bouger, d'accordo con lo schema generale che indica una tendenza strutturale dominante sudovest - nordest dell'unità Tunisia - Sicilia, può indicare che il bacino di terraferma della Sicilia a Trapani, con prevalenti condizioni epicontinentali di deposizione di acque basse, potrebbe rappresentare l'estremità bassa nord-orientale del bacino profondo al largo di Sousse. Il centro di quest'ultimo bacino viene indicato in base a misure gravimetriche fra l'isola di Pantelleria e la Tunisia.

Quanto sopra consente di supporre che i giacimenti

terziari che hanno generato alcune quantità di gas nel bacino epicontinentale di Trapani si sviluppano possibilmente come una sorgente di idrocarburi più generosa nella parte più profonda d'alto mare della depressione sedimentaria Trapani-Sousse.

Nella Tunisia settentrionale, a ovest di Kairouan (Djebel Hannikat) e nella zona di Beja, si è trovato che l'eocene inferiore (Ypresiano) consisteva in una serie fortemente bituminosa di calcari globigerinifangosi con strati sottili, con spessore totale di 200 m approssimativamente, contenenti piccole quantità di petrolio libero e con fratture riempite di asfalto, suggerendo così una roccia potenzialmente petrolifera. Similmente, il cretaceo superiore (senoniano) che è stato depositato nella Tunisia del nord col paleocene e coll'eocene inferiore con una "série compressive" marina spessa ininterrotta di sedimenti oscuri, fangosi, oleosi, mostra pure alcune caratteristiche di origine petrolifera. Deboli, occasionalmente buone dimostrazioni di petrolio libero, localmente anche di gas, sono state incontrate in molti pozzi. Tagli di idrocarburi vengono comunemente trovati mentre si fanno perforazioni attraverso questi letti bituminosi senoniani-paleocenici.

Secondo la nostra opinione, un argomento pertinente che spiega la mancanza di successo dell'esplorazione alla ricerca di idrocarburi (per esempio nel Sahel di Sousse e al nord di esso, nella Tunisia settentrionale) sta nell'assenza di opportuni serbatoi in prossimità oppure a intervalli con rocce di buon potenziale. Questa supposizione sarebbe in linea con la scoperta di una produzione di carattere industriale in un serbatoio calcareo nummulitico dell'eocene inferiore (Ypresiano) nel pozzo esplorativo Sidi el Itajem-1 (3.000 BOPD di olio leggero dal calcare nummulitico Ypresiano, profondità del serbatoio 7.970 piedi (2430 m)), nella cintura costiera della Tunisia, 18 km a nordovest di Sfax. Questo petrolio è stato evidentemente generato in letti di produzione adiacenti e/o interposti della facies del Djebel Hannikat. Un caso analogo è il pozzo di scoperta Asharte-1 (230 piedi di profondità all'interno di calcari nummulitici Ypresiani, spessore del serbatoio 9350 piedi; potenziale del campo 40.000 Bopd), nel Golfo di Gabes,

(BOPD= barili di petrolio al giorno) all'incirca a 80 km a sud-est di Sfax.

La formazione potenziale di sorgente petrolifera cretaceo superiore - paleocene - eocene inferiore della zona tunisina di terraferma è probabilmente presente nelle parti più profonde della zona Sousse-Trapani di abbassamento cretaceo-terziario. In tali zone, questa formazione potrebbe essere sfuggita al periodo di marcato sollevamento e denudazione che seguì alla prima importante fase del diastrofismo alpino del tempo oligocene superiore/ pre-burdigaliano che ha influenzato l'unità Tunisia-Sicilia nel suo complesso.

La terraferma Siciliana è stata in realtà fortemente influenzata da questa ondata orogenetica, come risulta testimoniato dalla marcata non conformità e dal grande intervallo erosivo che ha come risultato locale, nella Sicilia settentrionale e sud orientale, la assenza dell'intera successione cretaceo superiore-eocene inferiore. Là dove degli strati di questa era sono sfuggiti all'erosione, essi mostrano una facies di bassi fondali, neritica, di spessore ridotto, essenzialmente diversa dalla spessa "série comprehensive" di cretaceo superiore - paleocene - cretaceo inferiore della Tunisia. La zona di transizione della spessa facies petrolifera della Tunisia agli strati equivalenti più sottili di tempo neritico nella Sicilia potrebbe essere una zona favorevole per l'accumulo di idrocarburi generati nelle parti più profonde della cintura di abbassamento fra la Tunisia e la Sicilia. In questa regione una variazione nell'ambiente sedimentario potrebbe avere come risultato lo sviluppo di opportune rocce serbatoio, così come sabbie oppure filoni tabulari, al livello della difformità. A questo punto noi pensiamo alla parte meridionale bassa o al bordo della continuazione d'alto mare della depressione sedimentaria Trapani-Sousse. Il blocco CR - 29 - EG potrebbe essere situato in una posizione favorevole in questa cintura.

Da ultimo, noi supponiamo che i letti di giacimenti cretacei più profondi, i quali hanno generato il gas unido insaccato in rare formazioni intermedie sabbiose dell'era Albo-Aptiana della struttura nella penisola

la di Capo Bon, si estendono probabilmente nella zona marittima fra la Tunisia e la Sicilia. La variazione graduale in Tunisia da un aspetto generale estremamente sabbioso nel Sud (Artsouma) fino a un aspetto generale prevalente di roccia madre petrolifera mar- nosa pelitica di Capo Bon indirizza verso questa direzione.

Giurassico - Triassico

Eliminando possibili sorprese, le prospettive di me- sozoico più profondo sono limitate al calcare dolomi- tico del triassico superiore di Taormina, produttivo nella Sicilia sud orientale nei campi di Ragusa e di Gela. Senza dubbio il petrolio si spostò verso il bas- so dai giacimenti schistosi neri di copertura euxenici di Strepanosa dell'era liassica inferiore. In assenza della facies petrolifera di Strepanosa, non sono sta- ti mai trovati idrocarburi nel serbatoio del triassi- co superiore.

L'estensione dei giacimenti petroliferi di Strepanosa è definita a oriente dalla facies biostromale che si incontra nei pozzi esplorativi di Naxxara Malta. La facies di Strepanosa può presentarsi all'largo della costa sud occidentale della Sicilia, estendendosi for- se fino alla regione della zona della licenza CR - 29 RG. Questa possibilità è vagamente suggerita dalla comparsa di una simile facies schistosa nera, dello spessore di 300 m approssimativamente, sull'isola di Marettimo, al largo della punta nord occidentale del- la terraferma siciliana.

V. DISCUSSIONE DEL PERMEZZO E.G.V. CR - 29 - EG

1. Dati sismici

Orizzonte I (possibilmente non conformità presso la parte superiore del terziario) (allegato 1)
Questo orizzonte mostra un fianco chiaramente immergen- tesi a nord est nel lato nord est dell'area della con- cessione. Procedendo verso sud ovest, l'orizzonte si sol- leva e affiora quasi al suo punto più alto.

Il lavoro precedente indicava che il contorno di 200 msec si chiude nel blocco CR - 4 - AS di Agip/Shell. Peraltro, dato che le linee sismiche generalmente non mostrano nessuna riflessione fra l'orizzonte I e l'orizzonte II, non è possibile derivare nessuna infor-

mazione strutturale-in merito a questo intervallo.

Orizzonte II (possibilmente associato col calcare di Ragusa del miocene inferiore/oligocene e in parte con una superficie di erosione e non conformità) (Allegato 2)

Questo orizzonte mostra un quadro che è alquanto complicato da fagliazioni e possibili scarpate. Nella parte sud occidentale della concessione, noi troviamo l'orizzonte in una posizione relativamente alta. La posizione più alta della parte più meridionale è estremamente tagliata da fagliazioni. A nord di questa complicata fagliazione, appare una zona relativamente tranquilla con al centro un'indicazione di una piccola struttura limitata a sud ovest da una faglia con tendenza nord ovest-sud est, e sul lato orientale in parte da una faglia con tendenza nord-sud. La profondità dell'orizzonte, in questo punto, sta a circa 1300 msec. La qualità di riflessione di questo orizzonte è generalmente scadente e la carta rappresenta essenzialmente il lato superiore di una banda di riflessioni scadenti che suggeriscono una superficie di erosione. Nell'angolo sud-orientale della concessione, la qualità della riflessione peggiora al punto che è impossibile continuare l'orizzonte per mancanza di dati.

La supposizione che l'orizzonte II è associato con una superficie di erosione e non conformità angolare è confermata dal fatto che in alcune sezioni sismiche su alcuni punti direttamente al di sotto di questo orizzonte, sono stati osservati brevi tratti di riflessioni da letti a maggiore inclinazione.

Queste riflessioni sembrano provenire da vari orizzonti, possibilmente mesozoici, non sono in correlazione alcuna ed è impossibile derivarne un quadro coerente.

2. Interpretazione geologica

L'informazione sismica scadente, spesso ambigua e inconsistente, ~~è~~ proveniente dal blocco CR-29-EG costituisce un caso limite per la cartografia sismica degna di fiducia e così per l'interpretazione geologica. Inoltre, dato che non è stato ancora perforato nessun pozzo all'interno della superficie CR-29-EG oppure nei blocchi adiacenti nello Stretto di Sicilia, l'interpre-

18
tazione deve essere basata interamente sulla conoscenza geologica regionale e su vaghe estrapolazioni a lunga distanza dalle zone di terraferma della Tunisia e della Sicilia. In considerazione della conoscenza insufficientemente dettagliata, qualsiasi valutazione più specifica di quella accennata nelle pagine da 7 a 10 costituisce al momento attuale un giuoco interpretativo (debitamente rischioso).

I risultati del pozzo esplorativo nel blocco Amoco CR-35-AO, a 20 km a est della nostra superficie, se gli stessi potessero essere ottenuti per via di scambio, potrebbero fornire una chiave per un appropriato apprezzamento degli orizzonti sismici nel nostro blocco. Fino al momento in cui tali informazioni non saranno disponibili, la decifrazione geologica dei dati sismici deve rimanere, in alto grado, un mero tentativo. Essa difficilmente potrà dare qualcosa di più di un concetto generale delle condizioni geologiche prevalenti.

La larga formazione a forma di scudo delineata sul riflettore sismico molto piatto, possibilmente in vicinanza della parte superiore del terziario (orizzonte I) attira l'attenzione. Essa potrebbe sovrastare a una profonda cintura di sollevamento paleocenico esteso a sud nel blocco CR-4-AS (Agip/Shell).

Un confronto delle due mappe sismiche suggerisce che la struttura del bassofondo potrebbe essere una formazione a largo drappo sovrastante la formazione inclinata più profonda del sollevamento paleocenico.

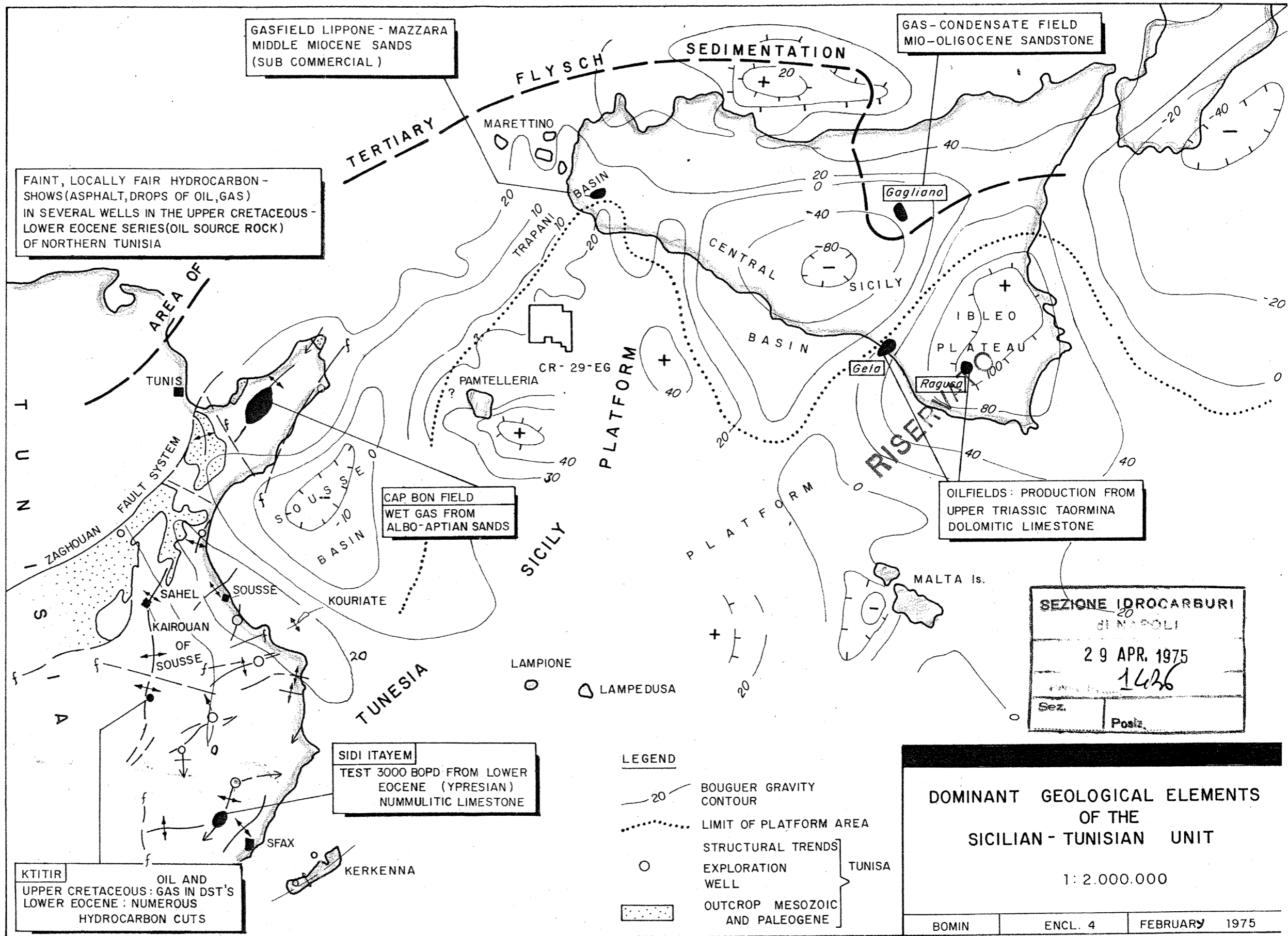
La prova per questa interpretazione è reperibile nelle inclinazioni disperse in alcune sezioni sismiche, che indicano che le punte di riflessioni sismiche localmente forti ma disperse, vale a dire [orizzonte sismico II, è, secondo ogni probabilità, in parte una superficie di erosione e denudazione col risultato dell'asportazione della parte di cresta di un sollevamento anticlinale indefinito sepolto. E' possibile che la difformità abbia un rilievo topografico marcato.

Non c'è modo di definire l'età esatta delle formazioni immediatamente al disotto e al disopra del livello delle asportazioni e difformità e pertanto l'età della dimensione dell'intervallo stratigrafico sull'asportazione. Se la supposizione è corretta e l'oriz-

139
zonte sismico II è associato col calcare miocenico inferiore/oligocenico di Ragusa, in tal caso la struttura paleocenica più profonda può essere di origine mesozoica.

Perforazione esplorativa

Senza conoscenze geologiche più accurate, un apprezzamento dettagliato del potenziale di idrocarburi risulta impossibile. La presente mancanza di un'interpretazione geologica/geofisica degna di fiducia impedisce la scelta di una ubicazione per la perforazione di pozzi. Le riflessioni erratiche osservate al disotto dell'orizzonte II potrebbero essere indicative di un movimento del calcare di Taormina prospettabile, ma sono finora insufficienti per delineare delle strutture. I risultati del pozzo perforato nel blocco Amoco, CR-35-A0, 20 km approssimativamente ad est della nostra superficie, potrebbero risultare di ausilio, purchè sia possibile scambiare i risultati del pozzo, e si possa ottenere una adeguata correlazione sismica.
Febbraio 1975.



GASFIELD LIPPONE - MAZZARA
MIDDLE MIOCENE SANDS
(SUB COMMERCIAL)

FAINT, LOCALLY FAIR HYDROCARBON -
SHOWS (ASPHALT, DROPS OF OIL, GAS)
IN SEVERAL WELLS IN THE UPPER CRETACEOUS -
LOWER EOCENE SERIES (OIL SOURCE ROCK)
OF NORTHERN TUNISIA

GAS-CONDENSATE FIELD
MIO-OLIGOCENE SANDSTONE

CAP BON FIELD
WET GAS FROM
ALBO-APTIAN SANDS

OILFIELDS: PRODUCTION FROM
UPPER TRIASSIC TAORMINA
DOLOMITIC LIMESTONE

SIDI ITAYEM
TEST 3000 BOPD FROM LOWER
EOCENE (YPRESIAN)
NUMMULITIC LIMESTONE

KTITIR
OIL AND
UPPER CRETACEOUS: GAS IN DST'S
LOWER EOCENE: NUMEROUS
HYDROCARBON CUTS

SEZIONE IDROCARBURI
DI NAPOLI
29 APR. 1975
1426
Sez. Posiz.

- LEGEND**
- BOUGUER GRAVITY CONTOUR
 - LIMIT OF PLATFORM AREA
 - STRUCTURAL TRENDS
 - EXPLORATION WELL
 - TUNISA
 - OUTCROP MESOZOIC AND PALEOGENE

**DOMINANT GEOLOGICAL ELEMENTS
OF THE
SICILIAN - TUNISIAN UNIT**

1:2.000.000

BOMIN	ENCL. 4	FEBRUARY 1975
-------	---------	---------------

S I C I L Y O F F S H O R E

EVALUATION OF BLOCK CR - 29 - EG

BY:

EGV - ERDOEL GEWINNUNG & VERARBEITUNG
EXPLORATION ITALIANA S.p.A.

RESERVATO

SEZIONE IDROCARBURI	
29 APR. 1975	
1426	
Sez.	Posiz.

February 1975

I. CONTENTS

	<u>Page</u>
I. Table of Contents	2
II. List of Enclosures	3
III. Conclusions	5
IV. General Comments	6
1. Seismic	6
2. Regional geological considerations and hydrocarbon prospects	7
V. Discussion of E.G.V. Concession Block CR-29-EG	11
1. Seismic data	11
2. Geological interpretation	12

RISERVATO

II. LIST OF ENCLOSURES

1. Reflection Time Contour Map 1 : 50,000
Horizon I (shallow reflector near top tertiary?)
2. Reflection Time Contour Map 1 : 50,000
Horizon II (possibly associated with Ragusa limestone of
Lower Miocene/Oligocene?)
3. Water Depth Map 1 : 50,000
4. Dominant Geological Elements of the Sicilian-Tunisian Block
1 : 2,000,000
5. Seismic Line 1 S.P.s 1-141 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
6. Seismic Line 2 S.P.s 1-186 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
7. Seismic Line 3 S.P.s 1-200 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
8. Seismic Line 4 S.P.s 1-316 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
9. Seismic Line 5 S.P.s 1-252 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
10. Seismic Line 6 S.P.s 1-382 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
11. Seismic Line 7 S.P.s 1-290 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
12. Seismic Line 8 S.P.s 1-442 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
13. Seismic Line 9 S.P.s 1-297 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
14. Seismic Line 10 S.P.s 1-321 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
15. Seismic Line 11 S.P.s 1-291 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
16. Seismic Line 12 S.P.s 2-290 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c
17. Seismic Line 13 S.P.s 1-302 Scale 1 : 25,000 1 sec = 10c

18.	Seismic Line	14	S.P.s	3-232	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
19.	Seismic Line	15	S.P.s	1-297	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
20.	Seismic Line	16	S.P.s	1-123	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
21.	Seismic Line	16A	S.P.s	123-344	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
22.	Seismic Line	17	S.P.s	1-222	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
23.	Seismic Line	18	S.P.s	1-156	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
24.	Seismic Line	19	S.P.s	2-167	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
25.	Seismic Line	20	S.P.s	1-100	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
26.	Seismic Line	21	S.P.s	1-146	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c
27.	Seismic Line	23	S.P.s	1- 95	Scale 1 : 25,000	1 sec = 10c

RESERVATO

III CONCLUSIONS

The study of the Sicilian offshore block CR-29-EG (18,000 HA) deals with the seismic and geological interpretation of some 270 km of seismic line shot on a 2 km grid, in April 1973. The results of a previous regional seismic survey were used for rounding off the picture towards the south of the shallow horizon.

Due to the overall poor quality of seismic data, no more than a vague, general structural outline of the area under review can be given.

Two structural elements of a very different nature and origin are suggested:

1. a deep buried, north-south trending anticlinal belt, apparently with crestal truncation, extending to the south into the adjacent Agip/Shell block CR-4-AS.
2. a large, flattish, shieldlike shallow feature, possibly superimposed on a deep seated palaeo high. The closed area of this flattish shallow feature straddles the boundary between our block and the Agip/Shell block CR-4-AS south of it.

If the results can be obtained of an exploration well drilled in the Amoco block CR-35-A0, approximately 20-25 km east of our block, this may help to properly identify the reflections mapped in the acreage under review.

IV. GENERAL COMMENTS

1. Seismic

In EGV Exploration Italiana S.p.A. licence CR-29-EG, about 270 km of 24-fold CRP stacked seismic lines on a 2 km grid were shot in April 1973 by Ray Geophysical Division of Mandrel Industries.

The licence is situated offshore Sicily about halfway between Sicily and the island of Pantellaria. The permit is roughly bordered by longitudes E of Greenwich $12^{\circ} 15'$ to $12^{\circ} 30'$ and by north latitudes $37^{\circ} 15'$ to $37^{\circ} 25'$ and covers about 180 km² (18,000 HA). The South Sicily offshore area from the island of Malta to the island of Pantellaria is known from previous experience as a poor reflection area.

It was hoped that a new seismic survey carried out using the latest methods and with the most modern equipment would show an improvement in reflection quality. Such an improvement, however, did not materialize either in the permit area or in the surrounding blocks. Due to the above, only two horizons could be mapped.

Horizon I, possibly associated with an unconformity near the top of the Tertiary, shows poor to fair reflection quality in reasonable continuity.

Horizon II, which might be associated with the Ragusa limestone (Lower Miocene-Oligocene), is essentially derived from the top of a band of poor reflections, suggesting an erosional surface. Correlation is difficult because of the lack of persistent character and because of faulting and/or a buried topographical relief. Below this horizon, some random non-correlatable reflections occur probably originating from Mesozoic strata. The attitudes of these deeper dips would corroborate the interpretation that horizon II is an erosional surface.

The geological identification of the seismic horizons is tentatively given. However, due to the quality of the seismic sections, the distances involved, the regional correlation and identification is open to doubt.

2. Regional geological considerations and related hydrocarbon prospects

Enclosure 5 shows the geographic situation of the area under review in the regional geological framework of the Tunisian-Sicilian unit comprising:

- a) the marine area off the Ibleo platform of southwestern Sicily (oil production onshore from Upper Triassic limestones; Gela and Ragusa fields;
- b) the marine area off the Tertiary onshore Trapani basin of northwestern Sicily (subcommercial quantities of gas on land in sandy stringers of the Miocene; Lippone-Mazzara gas field).

On the basis of the regional geology, the outcome of petroleum exploration on the mainland areas of Tunisia and Sicily and from shows of hydrocarbons and facies development, the following observations are made.

Tertiary-Upper Cretaceous

The Bouger gravity contours, agreeing with the general pattern of the dominant southwest-northeast structural trend of the Tunisian-Sicilian unit, may indicate that the Trapani land basin of Sicily, with prevailing shallow-water epicontinental conditions of deposition, might represent the shallow northeastern tail-end of the deep offshore Sousse Basin. The center of this latter basin is indicated by gravity to lie between the island of Pantelleria and Tunisia.

This allows the speculation that the Tertiary source beds which have generated some gas in the epicontinental Trapani Basin are possibly developed as a more prolific source of hydrocarbons, in the deeper offshore part of the Trapani-Sousse sedimentary depression.

In northern Tunisia, west of Kairouan (Djebel Hannikat) and in the area of Beja, the Lower Eocene (Ypresian) was found to be a strongly bituminous series of thinly bedded, muddy Globigerina limestones, some 200 m thick, containing small quantities of free oil and with asphalt-filled cracks and fissures, suggesting a potential oil-source rock. Similarly, the Upper Cretaceous (Senonian) which has been deposited in northern Tunisia with the Palaeocene and Lower Eocene as an uninterrupted thick marine "série compréhensive" of dark, muddy, shaley sediments, also shows some oil-source characteristics. Faint, occasionally good shows of free oil, locally also of gas, have been encountered in many wells. Hydrocarbon cuts are commonly experienced while drilling through these Senonian-Palaeocene bituminous beds.

In our opinion, a pertinent argument explaining the lack of success of hydrocarbon exploration (e.g. in the Sahel of Sousse and north of it, in Northern Tunisia) is the absence of suitable reservoirs close to or in the intervals with good source rock potential. This supposition would be in line with the discovery of commercial production in a Lower Eocene (Ypresian) nummulitic limestone reservoir in the Sidi el Itajem-1 wildcat (1), in the coastal belt of Tunisia, 18 km northwest of Sfax. This oil has evidently been generated in adjacent and/or interfingering source beds of the Djebel Hannikat facies. An analogous case is the discovery well Asharte-1 (2), in the Gulf of Gabes, some 80 km southeast of Sfax.

-
- (1) 3000 BOPD of light oil from Ypresian nummulite limestone, depth of the reservoir 7970 feet.
 - (2) 230 feet of pay in Ypresian nummulite limestones, depth of the reservoir 9350 feet; potential of the field 40,000 BOPD.

The potential Upper Cretaceous-Palaeocene-Lower Eocene oil source formation of the Tunisian land area is likely to be present in the deeper parts of the Sousse-Trapani zone of Cretaceous-Tertiary subsidence. In such areas, this formation may have escaped the period of marked uplifting and denudation which followed the first important phase of the alpine diastrophism in Upper Oligocene/pre-Burdigalian time which has affected the Tunisia-Sicily unit as a whole.

The Sicilian mainland has indeed been strongly affected by this orogenic wave, as is witnessed by the marked unconformity and large erosional gap which in northern and southeastern Sicily locally results in the absence of the entire Upper Cretaceous-Lower Eocene sequence. Where strata of this age escaped erosion they show a more shallow-water, neritic facies, of reduced thickness, essentially different from the thick "série compréhensive" of Upper Cretaceous-Palaeocene-Lower Eocene of Tunisia. The transition zone of the thick oil source facies of Tunisia to the thinner neritic-time equivalent strata in Sicily might be a favorable area for accumulation of hydrocarbons generated in the deeper parts of the belt of subsidence between Tunisia and Sicily. In such a region, a change in depositional milieu might result in the development of suitable reservoir rocks, such as sands or reefs, at the level of the unconformity. Here, we have in mind the southern shallow part or edge of the offshore continuation of the Trapani-Sousse sedimentary depression. Block CR-29-EG might be located in a favorable position in this belt.

Lastly, we submit that deeper Cretaceous source beds, which have generated the wet gas trapped in rare sandy intercalations of Albo-Aptian age of the structure in the Cap Bon Peninsula, are likely to extend into the marine area between Tunisia and Sicily. The gradual change in Tunisia from an extremely sandy facies in the South (Artsouma) to a prevailing pelitic marly oil mother facies (?) of Cap Bon points in this direction.

Jurassic-Triassic

Barring possible surprises, deeper Mesozoic prospects are restricted to the Upper Triassic Taormina dolomitic limestone, productive in southeastern Sicily in the Ragusa and Gela fields. The oil no doubt migrated downwards from the covering euxenic Strepanosa black shale source beds of Lower Liasic age. In the absence of the Strepanosa oil source facies, no hydrocarbons have ever been found in the Upper Triassic reservoir.

The extension of the Strepanosa oil source beds is defined to the east by the biostromal facies encountered in the Naxxar wildcats of Malta. The Strepanosa facies may occur off the Sicilian southwest coast, perhaps extending as far as the region of licence area CR-29-EG. This possibility is vaguely suggested by the outcrop of a similar black shale facies, some 300 m thick, on the island of Maretino, off the northwest tip of the Sicilian mainland.

RISEPRIVATO

V. DISCUSSION OF E.G.V. PERMIT CR-29-EG1. SeismicHorizon I (possibly unconformity near top of Tertiary) (Encl. 1)

This horizon shows a clear NE dipping flank in the NE of the concession area. Going to the SW, the horizon rises and nearly outcrops at its highest point.

Previous work indicated that the 200 msec contour closes in block CR-4AS of Agip/Shell.

However, since the seismic lines generally do not show any reflections between Horizon I and Horizon II, no structural information about this interval can be derived.

Horizon II (possibly associated with the Ragusa limestone of Lower Miocene/Oligocene and partly with a surface of erosion and unconformity) (Encl. 2)

This horizon shows a picture which is rather complicated by faulting and possible escarpments. In the southwestern part of the concession, we find the horizon at a relatively high position. The highest position of the southernmost part is extremely cut up by faulting. North of this complicated faulting, there appears a relatively quiet area with, in the center, an indication of a small structure bounded in the SW by a NW-SE trending fault and on the east side partly by a N-S trending fault. The depth of the horizon, here, lies at about 1300 msec. Reflection quality of this horizon is generally poor and the map represents essentially the top of a band of poor reflections suggesting an erosional surface. In the southeast corner of the concession, reflection quality deteriorates to the extent that it is impossible to continue the horizon due to lack of data.

The assumption that Horizon II is associated with an erosional surface and angular unconformity is corroborated by the fact that,

on some seismic sections at some places directly below this horizon, short stretches of reflections from steeper dipping beds are observed.

These reflections seem to come from various, possibly Mesozoic, horizons are not correlatable and it is impossible to derive a coherent picture.

2. Geological Interpretation

The poor, often ambiguous and inconsistent seismic information from block CR-29-EG constitutes a border case for reliable seismic mapping and geological interpretation. Moreover, as no well has yet been drilled within the CR-29-EG acreage or in adjacent blocks in the Strait of Sicily, the interpretation has to be based entirely on regional geological knowledge and on vague long distance extrapolation from the mainland areas of Tunisia and Sicily. In view of the insufficient detailed knowledge of any more specific evaluation than that outlined on pages 7-10 constitutes at this time an unduly risky interpretational gamble.

The results of the wildcat in the Amoco block CR-35-A0, 20 km E of our acreage, if these can be obtained by exchange, may provide a key to a proper appraisal of the seismic horizons in our block. Until such information is available, the geological deciphering of seismic data must remain highly tentative. It can hardly give more than a general concept of the prevailing geological conditions.

The broad, shield-like feature mapped at the very shallow seismic reflector, possibly near the top of the Tertiary (Horizon I) draws attention. It may overlie a deep-seated belt of palaeo-uplifting which extends southwards into block CR-4-AS (Agip/Shell).

A comparison of the two seismic maps suggests that the shallow structure may be a large drape feature overlying the deeper buried trend of palaeo-uplifting.

Evidence for this interpretation is found on scattered dips on some seismic sections indicating that the top of the band of locally strong but scattered seismic reflections, i.e. seismic Horizon II is in all probability in part a surface of erosion and denudation resulting in truncation of the crestal part of a buried, undefined anticlinal uplift. Possibly, the unconformity has marked topographical relief.

There is no way of predicting the exact age of the formations immediately below and above the level of truncation and unconformity and hence of the size of the stratigraphic gap at the truncation. If the speculation is correct that the seismic Horizon II is associated with the Lower Miocene/Oligocene Ragusa limestone, then the deeper paleo-structure may be of Mesozoic origin.

Exploration drilling

Without more accurate geological knowledge, a detailed appraisal of hydrocarbon potential is impossible. The present lack of reliable geological/geophysical interpretation precludes the choice of a drillable well location. The erratic reflections observed below Horizon II may be indicative of movement of the prospective Taormina limestone, but are as yet insufficient to map structures. The results from the well drilled in the Amoco block CR-35-A0, some 20 km east of our acreage, may prove helpful, provided the well results can be exchanged and adequate seismic correlation can be achieved.

February 1975