

RELAZIONE TECNICA FINALE SUI LAVORI ESEGUITI NEL PERMESSO DI

RICERCA DI IDROCARBURI LIQUIDI E GASSOSI CONTRADDISTINTO

DALLA SIGLA "G.R10.GP"

Introduzione

Il permesso di ricerca G.R10.GP (Figura 1) è stato conferito

il 31 Luglio 1986, ed è adesso nel sesto anno di un primo

periodo di validità di sei anni. Nessun obiettivo

geo-minerario degno di attenzione è stato identificato

durante il primo periodo del permesso di esplorazione. Spese

ulteriori di esplorazione nell'area del permesso risultano

insostenibili a causa degli alti rischi esplorativi connessi

alla potenziale presenza di fasce metamorfiche, all'età

recente delle strutture e alla mancanza di manifestazioni o

impregnazioni di idrocarburi.

Programma di esplorazione

Nel 1989 sono stati acquisiti 47 km di sismica "wide

aperture" (cioè a grande spaziatura) (WATS - 3010)

nell'ambito del permesso di ricerca G.R10.GP (vedi Figura

1). I dati sono stati registrati utilizzando una tecnica

sperimentale sviluppata dalla Chevron per aree molto povere

di dati. I risultati sono da considerarsi soddisfacenti dal

punto di vista dell'identificazione di orizzonti sismici

interpretabili. Sulla base di questi primi risultati un

secondo rilievo sismico "wide aperture" è stato proposto e

acquisito nel 1990. Il programma del 1990 relativamente alla

110 3870

R



zona "G" consta di 170 km totali dei quali circa 92 km sono

stati acquisiti nel blocco G.R10.GP.

Valutazione geologica e geofisica

L'area del permesso G.R10.GP è stata valutata nel quadro

strutturale usuale di roccia-madre, roccia serbatoio,

copertura e collocazione temporale della genesi e della

migrazione degli idrocarburi. Come riferimento, una colonna

stratigrafica generale dell'offshore siciliano nella zona

"G" è stata compilata nella Figura 2.

- Roccia-madre: La presenza di strati sedimentari che

possano fungere da rocce-madri è sconosciuta. La facies più

assimilabile a quella di una roccia-madre dovrebbe essere un

equivalente dei depositi di bacino euxinico delle formazioni

di Strepennosa e di Noto. Questo tipo di formazioni hanno

funzionato da roccia-madre per tutti i campi finora scoperti

nella Sicilia sud-orientale (Gela, Vega, Ragusa, ecc.). Una

unità più vecchia, ma simile, della Sicilia centrale e

setentrionale (Formazione di Mufara) sembra avere una

capacità generatrice di olio minore. Si tratta di argilliti

e marne, i cui campioni sono stati dragati dalle dorsali

sottomarine nella zona nord-orientale del permesso. La

roccia-madre degli olii (caratterizzati da gravità bassa o

moderata) ritrovati nei campi di Nilde e Narciso (a sud del

permesso in oggetto), non è attualmente nota.

- Roccia-serbatoio: Le più tipiche rocce-serbatoio nell'area

off-shore a nord-ovest della Sicilia sono 1) le dolomie del Triassico superiore - Lias di Inici - Taormina, e 2) le calcareniti e le arenarie del Miocene inferiore delle formazioni di Fortuna e di Ain Grab.

La porosità delle dolomie Triassico-Liasiche potrebbe variare in un range compreso fra il 2,5 e il 6% (in analogia con le equivalenti rocce-serbatoio dei campi di Gela e Ragusa), a seconda dell'esistenza o meno di fenomeni di dolomitizzazione secondaria. L'intensa fratturazione associata con la messa in posto delle diverse unità accavallate è responsabile di un adeguato reticolo di permeabilità secondaria. I rischi più probabili nella prospezione di buone rocce-serbatoio includono la presenza e l'estensione di fasce metamorfiche, come suggerito dalla scoperta di alcune importanti anomalie magnetiche (Figura 3) sia a nord che a sud della Dorsale Aceste: queste anomalie sono probabilmente il risultato di processi ignei intrusivi e/o effusivi.

Dati pubblicati sulla porosità delle calcareniti e delle sabbie produttive nei campi Narciso e Nide (20 - 60 km a sud e a sud-est dell'area in oggetto) indicano una porosità del 4,7% nella matrice dei carbonati di acque basse dell'Oligocene superiore. Anche il campo Gagliano, nell'entroterra siciliano nord orientale, produce da arenarie dell'Oligo-Miocene che hanno una porosità primaria



media del 6%. Nessuna di queste formazioni è presente

nell'area del pozzo Tania -1 che si trova circa a 50 km a

sud-est del permesso G.R10.GP.

- Copertura: L'esistenza di un copertura adeguata non è

nota. Al di sopra delle dolomie che costituiscono la

roccia-serbatoio nel pozzo Tania -1 sono presenti oltre 500

m di carbonati e marne del Lias superiore. Queste possono

fornire una buona copertura per le dolomie, ammesso che non

siano state rimosse per erosione. Altre unità che potrebbero

fornire un'adeguata copertura sono le spesse argilliti della

sequenza del flysch numidico, che costituiscono la facies di

copertura per il campo Gagliano. Il flysch numidico non è

presente nel pozzo Tania -1, ma è stato identificato nei

dragaggi che provenienti dalle dorsali batimetriche nella

parte centrale e settentrionale del presente permesso. Se

fossero presenti le calcareniti di età dall'Oligocene

superiore al Miocene inferiore, un'appropriata copertura

potrebbe essere fornita dalla Formazione Terravecchia

(Miocene medio) (vedi, per esempio, il campo Nilde).

- Situazione strutturale: I dati strutturali raccolti dalla

Chevron/AGIP includono una linea sismica "wide aperture"

registrata nel 1989 (WATS -3010, vedi Figura 4) e tre linee

sismiche a grande angolo registrate nel 1990 (IT-90-104,

IT-90-105 e IT-90-103). Altri dati a disposizione

comprendono 4 km di una griglia di sismica convenzionale a

due dimensioni, registrati nel 1982, e dati pubblicati di

gravimetria, magnetometria e dragaggi. I dati del 1982

forniscono un buon controllo sulle successioni

Plio-pleistoceniche, ma danno informazioni molto scarse

sugli orizzonti più profondi. I dati della sismica "wide

aperture" indicano chiaramente che il tetto molto recente

dei riflettori carbonatici è stato piegato da una attività

tettonica molto recente (Plio-pleistocene) (vedi

interpretazione in Figura 4). Le isobate relative al tetto

dei carbonati hanno un buon riscontro nella batimetria

(Figura 5) e suggeriscono che una struttura ad anticlinale,

apparentemente chiusa, possa trovarsi nell'attuale posizione

della Dorsale Aceste.

- Migrazione degli idrocarburi e intrappolamento: L'arrivo a

maturazione e la migrazione degli idrocarburi (da una

ipotesica roccia-madre mesozoica) dipendono dall'estensione

temporale dei sovrascorimenti più importanti e dai

parametri relativi al flusso di calore che sono, in genere,

sconosciuti. I modelli ipotizzati al giorno d'oggi non sono

soddisfacenti.

Riassunto

Le difficoltà più gravi che ostacolano la venuta a giorno

degli idrocarburi nella dorsale Aceste sono 1) l'età molto

recente delle strutture, 2) la possibilità di incorrere in

fasce metamorfiche, indicata dalla presenza di sacche

magnetiche intrusive ed effusive a bassa profondità e 3) la
mancanza di idrocarburi (se si esclude il bitume)
riscontrata nelle rocce-serbatoio mesozoiche dell'off-shore
siciliano nord-occidentale.

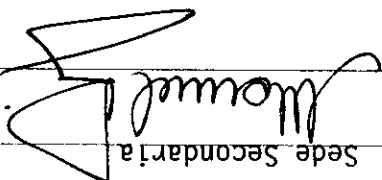
Conclusione

Nell'area del permesso di esplorazione G.R]O.GP sono stati
completati quattro anni di ricerche, elaborazioni e
interpretazioni geologiche e geofisiche. Fino ad oggi non è
stata identificata alcuna prospettiva produttiva che possa
essere contenuta nei limiti di un livello di rischio
accettabile. Al momento non sono giustificabili ulteriori
spese di esplorazione nell'area del permesso.

Roma,

30 OTT. 1991

Chevron International Limited

Sede Secondaria


A11. n. 5 figure

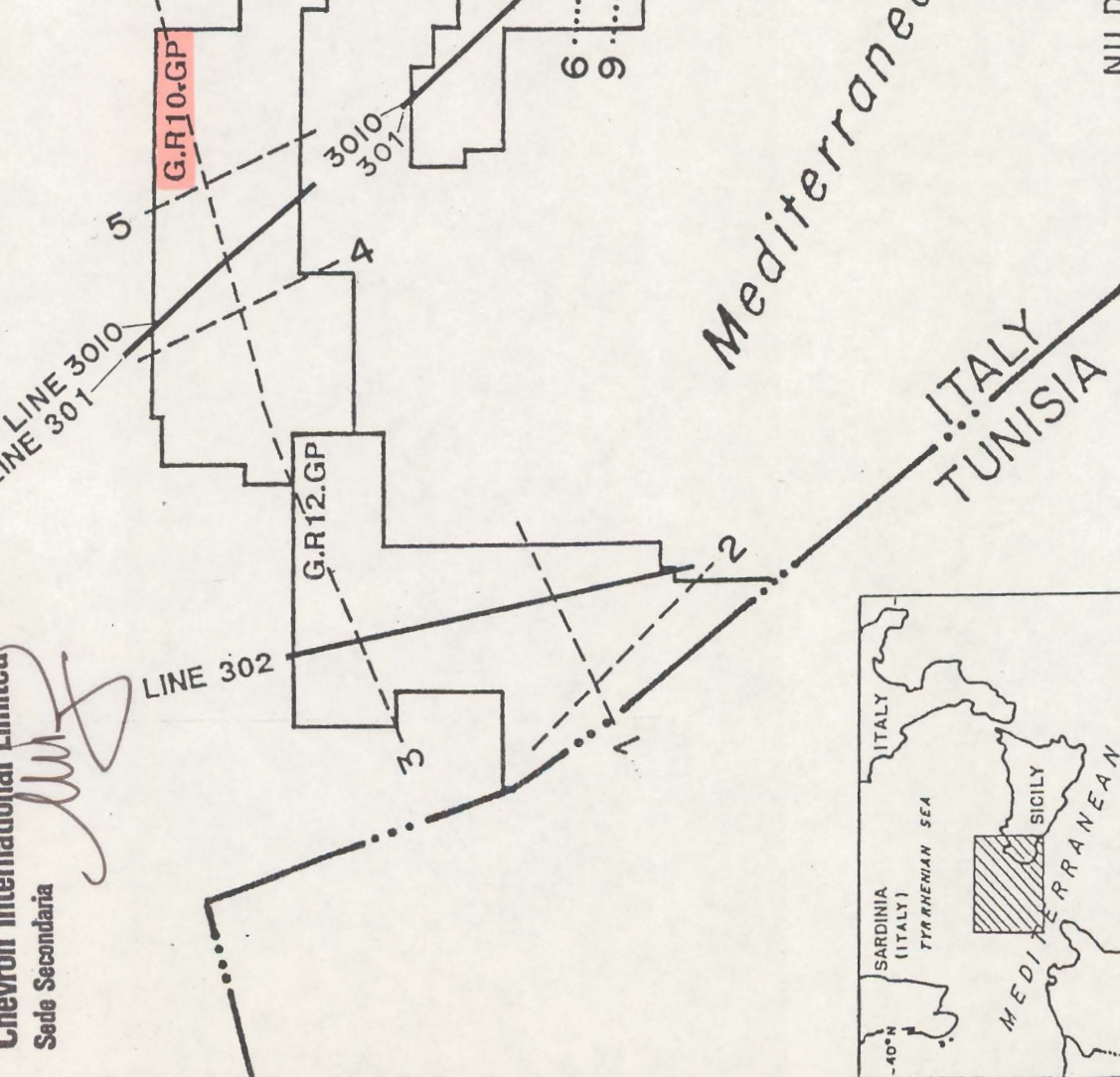


Chevron International Limited
Sette Secondaria

Tyrrhenian Sea

- 1989 WATS PROGRAM
- - - 1990 WATS PROGRAM (170 km)
- NOT AUTHORIZED (92 km)

25 Miles



SICILY

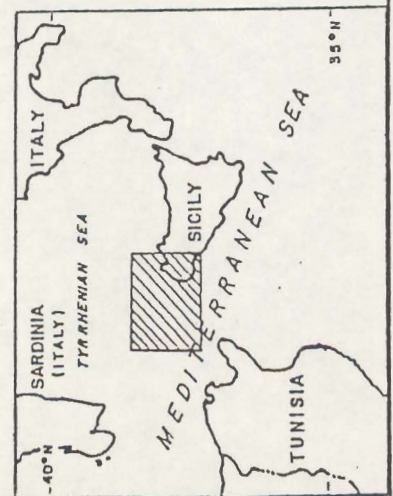
ITALY (SICILY)

Mediterranean Sea

ITALY
TUNISIA

NILDE

FIGURE 1



STRATIGRAPHIC CORRELATION CHART SICILY - N. TUNISIA

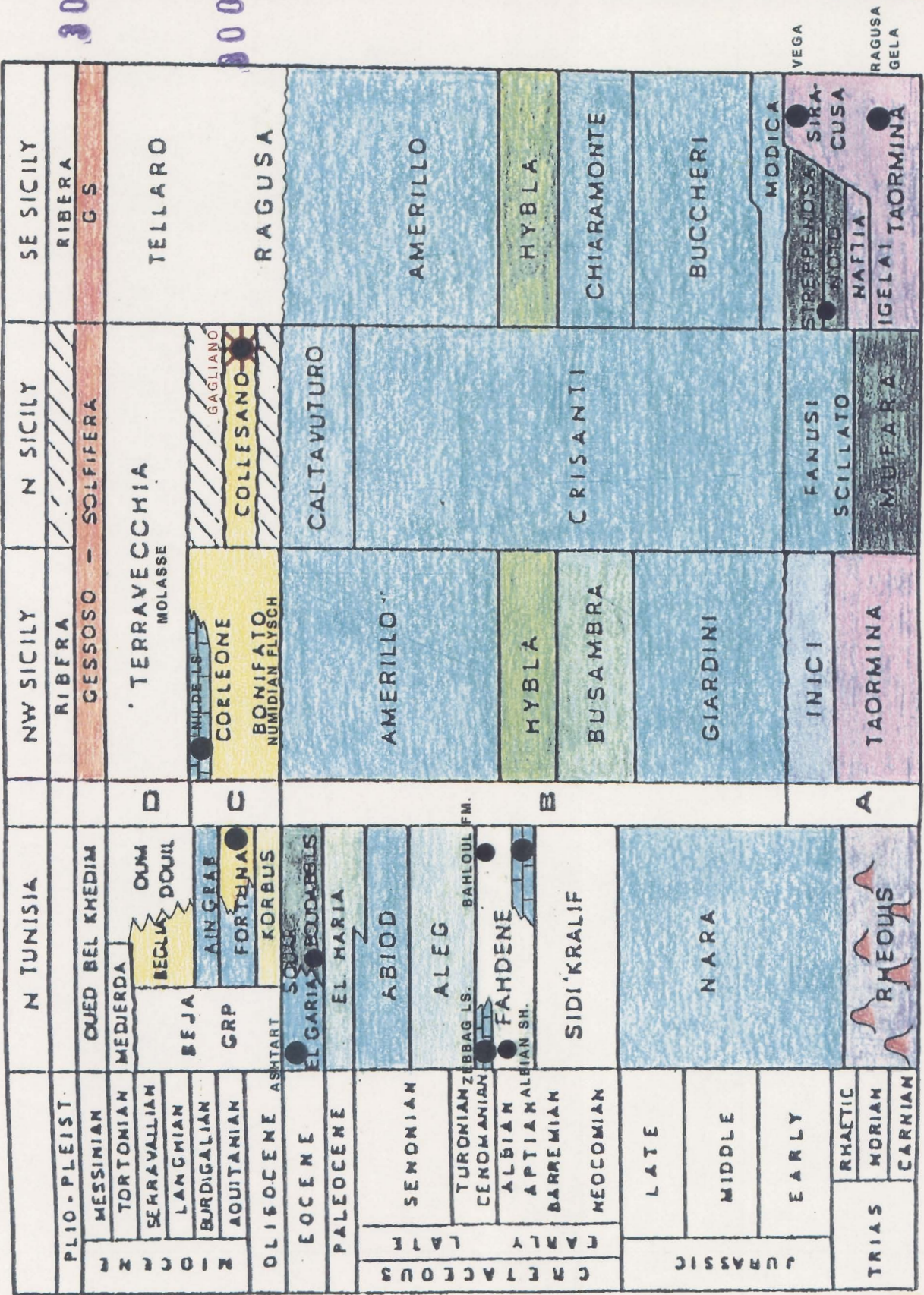
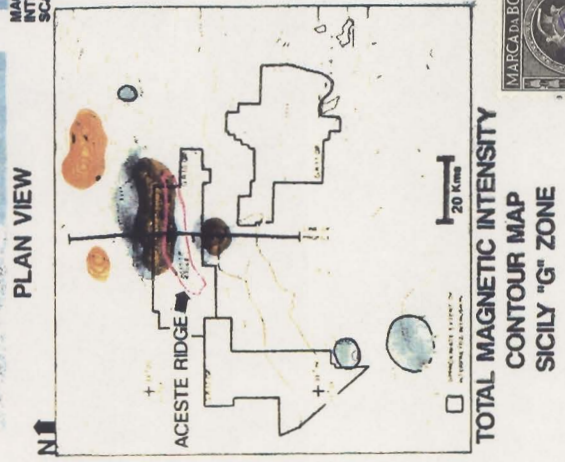
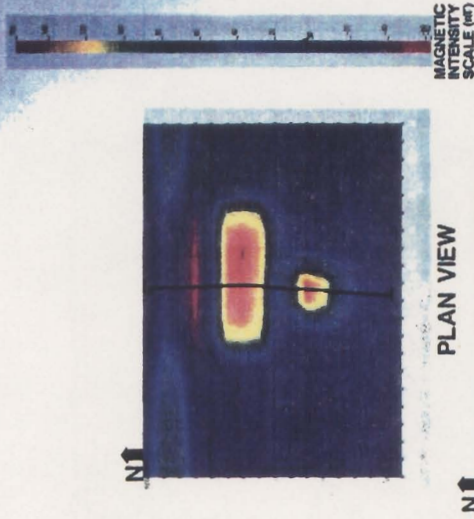
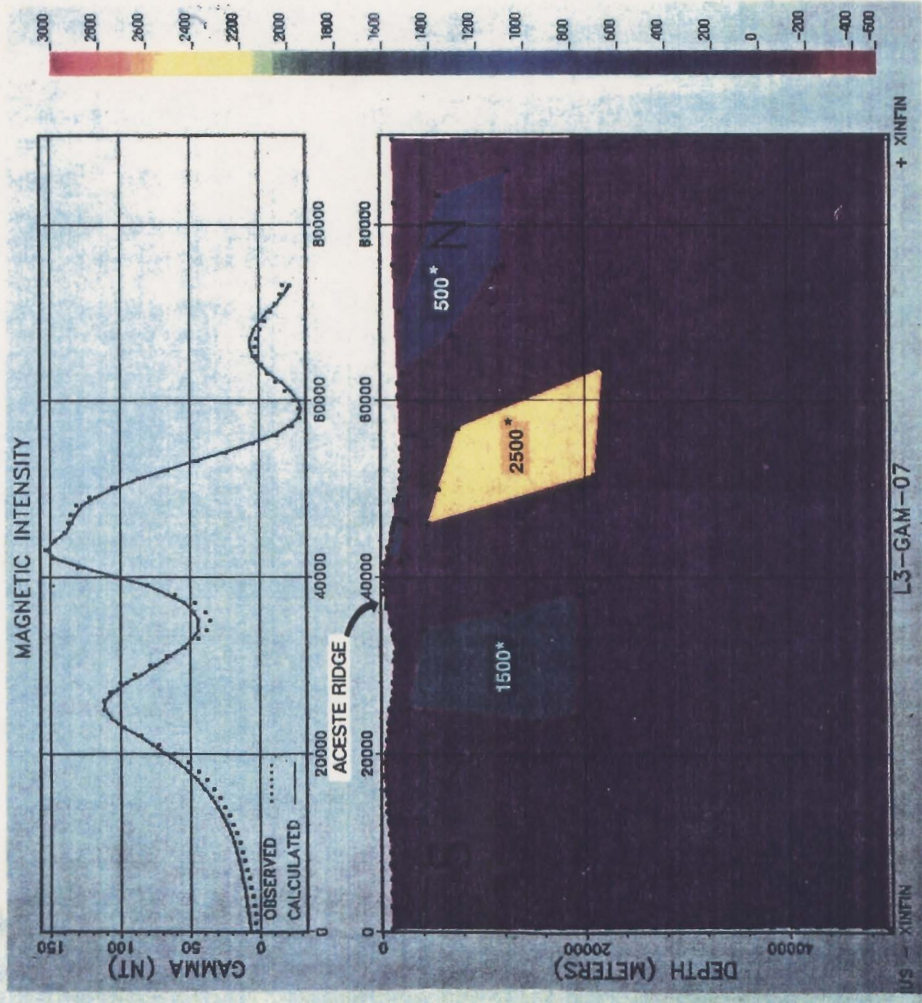


FIGURE 2

AFTER SESTINI (1985)



MAGNETIC MODELING



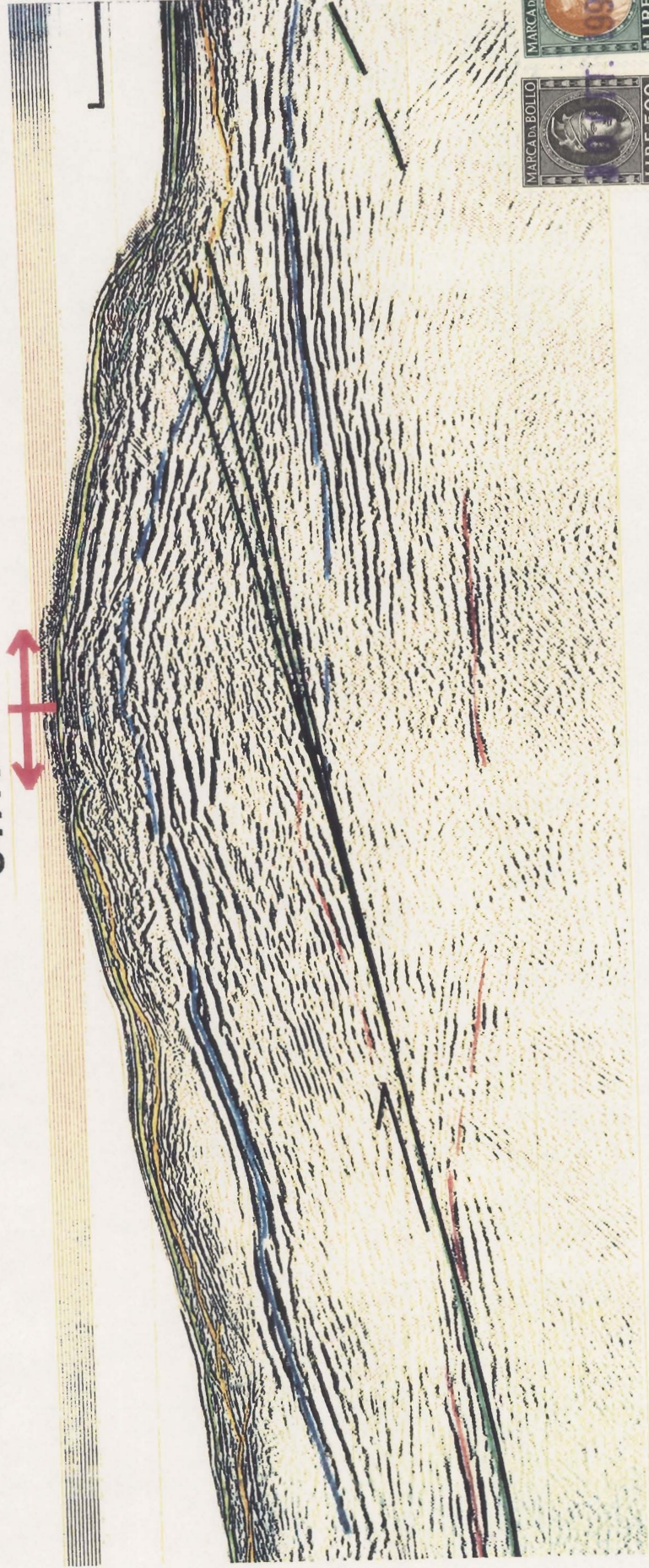
• SUSCEPTIBILITIES IN 10^6 cgs units (micro cgs)

Chevron International Limited
 Sede Secondaria

FIGURE 3

WATS-3010

STACK



Chevron International Limited
Sede Secondaria

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J. W. ...'.

FIGURE 4



Chevron International Limited
Sede Secondaria

[Handwritten signature]

1990 WIDE APERTURE
SEISMIC RECORDING
170 km



CHEVRON INTERNATIONAL, L.L.C.
17°20'E/37°48'N/52'
**TOP CARBONATE
STRUCTURE MAP**
N. G. T. 62500 702079

01/91 01/91 01/91

01/91 01/91 01/91

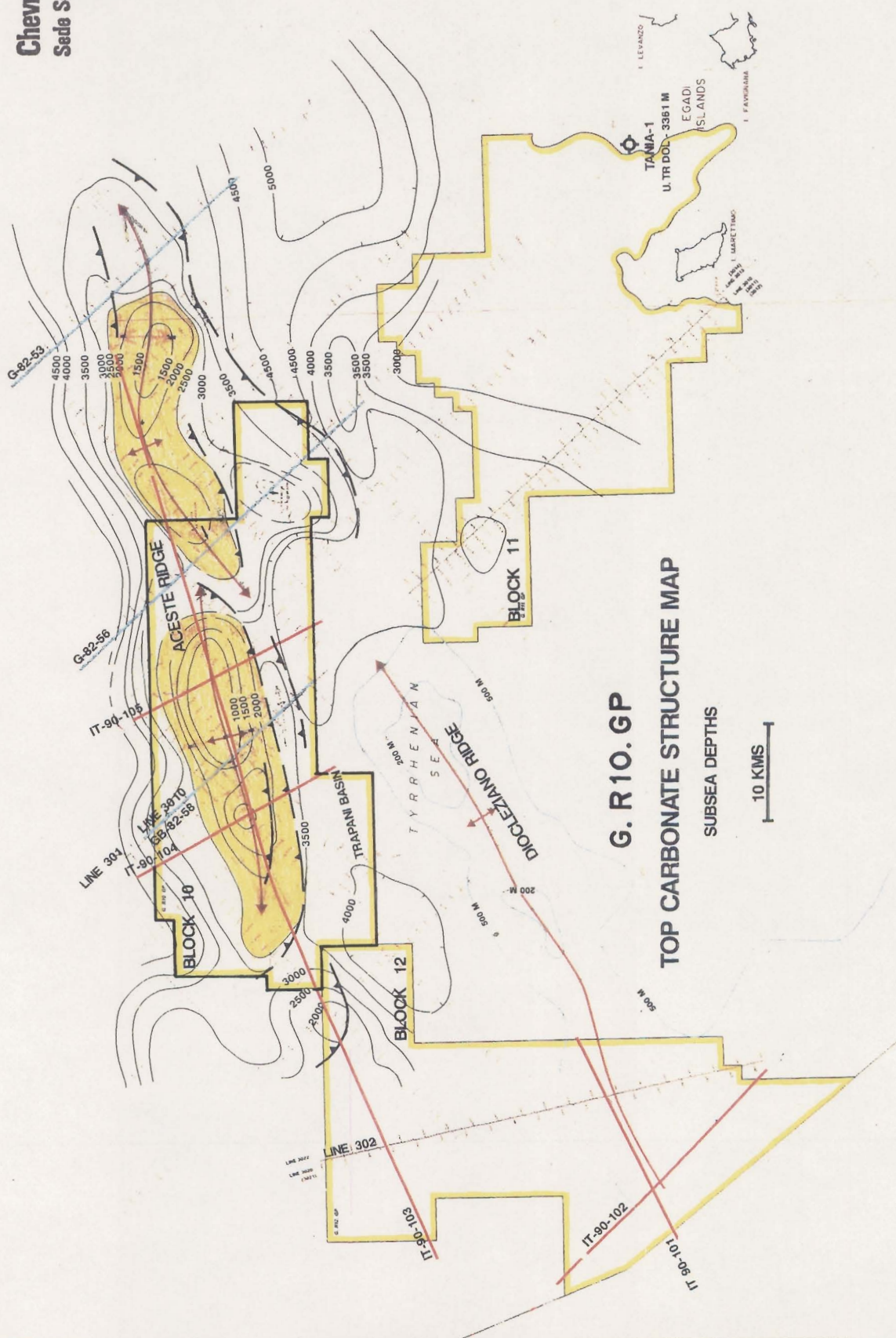


FIGURE 5