

10 3233



SEZIONE IDROCARBURI	
SI NAPOLI	
15 MAR. 1985	
Prot. N. 1658	
Soci	Poste

RELAZIONE TECNICO-ECONOMICA

ALLEGATA

ALL'ISTANZA DI CONCESSIONE

PER LA COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI

RELATIVA

AL PERMESSO DI RICERCA CR.47.CO

TRICENTROL EXPLORATION OVERSEAS LTD.

A handwritten signature in cursive script, written over a horizontal line.

## INDICE

1. Situazione legale del Permesso	pag. 1
2. Storia dell'attività esplorativa	pag. 3
3. Storia Geologica dell'area di Palma	pag. 7
4. Dati geologici e geofisici	pag. 9
5. Interpretazione strutturale	pag. 10
6. Stratigrafia	pag. 12
7. Storia della Perforazione	pag. 15
8. Parametri del Giacimento	pag. 19
9. Calcolo delle riserve di Palma	pag. 21
10. Struttura Palma - Sviluppo	pag. 23
11. Sviluppo	pag. 27
a. Tempi	
b. Investimenti	
c. Costi Operativi	
d. Redditività	

Tabelle: da 1 a 14

Figure: da 1 a 4

- Allegato 1 - Copertura Sismica
- Allegato 2 - Tetto Serbatoio del Giurassico (in tempi)
- Allegato 3 - Tetto Serbatoio del Giurassico (in profondità)
- Allegato 4 - Tetto Streppenosa (in profondità)
- Allegato 5 - Isopache del pay lordo del calcare giurassico
- Allegato 6 - Isopache del pay netto del calcare giurassico
- Allegato 7 - Linea Sismica 47-77-25
- Allegato 8 - Linea 47-77-27
- Allegato 9 - Linee Sismiche 47-77-10 e S79A-4
- Allegato 10 - Correlazione Geologica (Palma 1, 2 e 3)
- Allegato 11 - Palma-1 Dati tecnici petrofisici
- Allegato 12 - Palma-1 Composite Log
- Allegato 13 - Dual Laterolog
- Allegato 14 - Induction Electrical Log
- Allegato 15 - Microlaterolog-Microlog
- Allegato 16 - Borehole Compensated Sonic Log
- Allegato 17 - Compensated Neutron-Formation Density

Situazione legale del permesso di ricerca CR.47.CO

Il permesso di ricerca idrocarburi liquidi e gassosi denominato CR.47.CO, situato nella Zona C del Canale di Sicilia, superficie totale ha. 87.082, è stato accordato inizialmente alle Soc. Continentale Italiana (2/3) e Norsk Hydro Italiana (1/3) con D.M. del 17 marzo 1973.

- Con D.M. del 26.1.1973 la quota di contitolarità del permesso dalla Società Continentale Italiana è stato trasferito alla Società Conoco Idrocarburi.

- Con D.M. del 2.12.1975 le quote di partecipazione nel permesso sono così divise:

Soc. Conoco Idrocarburi	8/15	53,333
Soc. Norsk Hydro Italiana	4/15	26,666
Soc. Hispanoil Italia	3/15	20,000

- Con D.M. del 19.3.1979 le quote di partecipazione nel permesso sono così divise:

Conoco	40%
Norsk Hydro	13 1/3%
Hispanoil	10%
Esso	36 2/3%

- Con D.M. del 26.11.1979 il permesso di ricerca è prorogato per 3 anni a decorrere dal 17 marzo 1979, previa riduzione dell'area da ha 87.082 a ha 64.736.

- Con D.M. del 5 luglio 1982 il permesso di ricerca è prorogato per la durata di tre anni a decorrere dal 17 marzo 1982, previa riduzione dell'area da ha. 64.736 a ha 43,025

- Con D.M. del 24.1.1984 le quote di partecipazione nel permesso sono così suddivise:

Conoco	23%
Norsk Hydro	6 2/3%
Hispanoil	10%
Esso	18 1/3%
Santa Fe	12%
Tricentrol	15%
Bow Valley	15%

Il 12 aprile 1984 la Soc. Esso Exploration and Production Italy rinunciava alla sua quota di partecipazione nel permesso e contestualmente le altre Società contitolari dichiaravano di voler assumere a loro carico la quota della Società rinunciataria.

- Con D.M. del 10 luglio 1984 le quote di partecipazione nel permesso sono così stabilite:

Conoco	28.61%
Norsk Hydro	6.67%
Hispanoil	12.44%
Santa Fe	14.94%
Tricentrol	18.67%
Bow Valley	18.67%

Rappresentante unica è stata sempre la Soc. Conoco Idrocarburi S.p.A. fino al marzo 1985 data in cui tale Società ha trasferito i suoi interessi ai rimanenti partecipanti. Le quote di partecipazione a seguito di tale trasferimento sono le seguenti:

Norsk Hydro	9.34%
Hispanoil	17.43%
Santa Fe	20.93%
Tricentrol	26.15%
Bow Valley	26.15%

Il rappresentante unico è la Tricentrol Exploration Overseas Ltd.



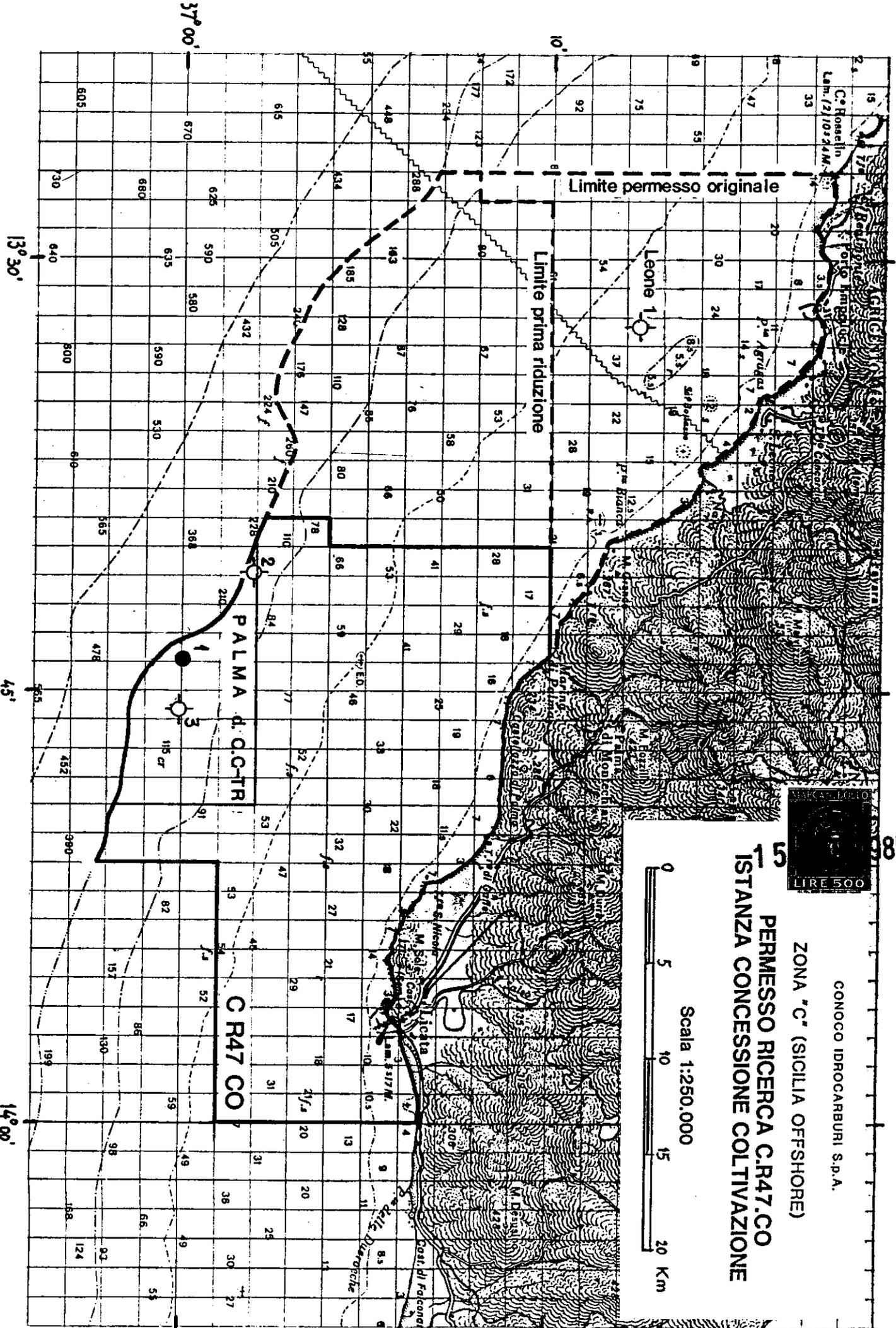
LIRE 500

CONOCO IDROCARBURI S.p.A.

ZONA "C" (SICILIA OFFSHORE)

**5**  
**PERMESSO RICERCA C.R47.CO**  
**1**  
**ISTANZA CONCESSIONE COLTIVAZIONE**

Scala 1:250.000





La struttura ad olio di Palma, situata nell'offshore delle acque siciliane a circa 16 km. a sud-ovest di Licata, è compresa nell'area del permesso di ricerca CR.47.CO e parzialmente nella Zona G.

Il permesso è stato accordato il 17 marzo 1973. Dopo l'effettuazione di un programma sismico dettagliato, l'ubicazione per un primo pozzo esplorativo veniva scelta in m. 167.7 di acqua in una struttura geologica profonda la cui geometria non era ben definita a causa di complicate formazioni alloctone sovrastanti il piano di scorrimento.

La perforazione di Palma-1, eseguita con la nave Hurricane, ebbe inizio nel giugno 1975 e fu completata nell'ottobre dello stesso anno. La perforazione di questo pozzo in acque tanto profonde fu, per quel tempo, un record in Italia.

I risultati ottenuti dal pozzo furono molto incoraggianti, sia da un punto di vista esplorativo che scientifico, poiché dimostrarono la presenza nei calcari del Giurassico di un giacimento con una colonna di 88 m. di olio leggero (43°API), a basso tenore di zolfo, fino ad allora sconosciuto nell'area siciliana orientale, sia a terra che in mare.

I risultati economici non furono considerati allora (1975) molto attraenti anche se a quel tempo avrebbero potuto essere presentati ed accettati dall'Amministrazione. A causa di forti danni alla formazione, subiti sia per la cementazione che per il necessario uso di fanghi pesanti, non si ottennero portate realistiche e si arrivò, dopo un breve programma di prove, solo ad una portata di circa 600 barili di olio ed acqua al giorno, una media poco interessante in un giacimento che si estendeva per oltre 200 m. in acque profonde. Un ulteriore serie di prove avrebbe aumentato l'indice di produttività dopo un'operazione di tamponamento delle acque ed un ripristino del pozzo.

A quel tempo, però non veniva considerato economicamente

interessante un giacimento del genere sia per l'eccessiva profondità d'acqua, sia per le tecnologie di sviluppo. Inoltre parte del giacimento si estendeva oltre i confini del permesso in un'area libera che, solo sette anni dopo, veniva designata come Zona G e assegnata all'Agip/Shell. La scoperta di Palma-1 è stata in un certo senso offuscata del suo vero valore anche dalle limitazioni della legge sugli idrocarburi che non permette alla Società scopritrice di acquisire i diritti sull'intero giacimento scoperto quando questo si estende in area libera oltre i confini del proprio permesso.

Nonostante questi fattori sfavorevoli, l'attività esplorativa è continuata ininterrottamente per tutta la vita del permesso, sia con pozzi esplorativi sia con un'intensa attività sismica di circa 800 km. di linee.

Da un punto di vista geologico l'area è molto difficile e si possono avere molti insuccessi, ma per poter aiutare a capire la relazione tra i dati sismici e la reale situazione strutturale profonda caratterizzata da masse di sovrascorrimento comuni nell'area, nel 1978 è stato perforato nelle acque di Porto Empedocle, un pozzo denominato Leone-1. Questo pozzo fu abbandonato, dopo il conseguimento di utili informazioni. Conseguentemente il 25% dell'area occidentale del permesso fu rilasciato nel 1979.

In quel periodo era stato altresì ultimato un riesame dell'area di Palma dopo un nuovo programma sismico e l'utilizzo di esaurienti correzioni di velocità per contrastare la distorsione delle riflessioni sismiche causate dall'alta velocità dei sovrastanti piani di sovrascorrimento al livello del serbatoio. Questo nuovo studio diede buone speranze e fece pensare che la struttura Palma si estendesse per 5 km. ad ovest con una potenzialità di grande giacimento. Palma-2 fu così perforato ed abbandonato,

come sterile, ad una profondità di 3810 m. nella formazione Inici. Il risultato negativo di questo pozzo ha dimostrato che, in un complesso geologico difficile, le anomalie di velocità interessanti i dati sismici non erano state completamente capite e che l'area del giacimento Palma era piuttosto limitata.

Un ulteriore rilascio del 25%, comprendente l'area di Palma-2, avvenne nel 1982.

L'ultima parte dell'attività nel permesso fu concentrata sulla perforazione di Palma-3, ubicato 2.5 km. ad est di Palma, nella speranza di trovare un'estensione in questo lato del giacimento e stabilire in tal modo l'esistenza di un deposito consistente. Ciò avrebbe potuto dare un incentivo ad un programma di sviluppo in acque profonde che sarebbe stato anche un record produttivo nella Zona C.

Questo terzo pozzo sulla struttura di Palma fu completato nel novembre 1984, ma si rivelò anch'esso un insuccesso. Il pozzo ha incontrato a m. 3384 la formazione Giurassica, al di sotto del livello olio/acqua incontrato in Palma-1, riducendo così l'area produttiva e la consistenza delle riserve. Tuttavia Palma-3 ha dimostrato che i calcari della formazione Inici sono di buona qualità e che la rimanente zona della struttura è di ridotte dimensioni ma produttiva e commercialmente sfruttabile.

A tutt'oggi le operazioni di perforazione nel permesso CR.47.CO sono costate Lit. 35.900 miliardi, quelle geofisiche e geologiche Lit. 5.0 miliardi per un totale di oltre 40 miliardi.

Non c'è alcun dubbio che, nonostante i disappunti, gli scoraggiamenti e le rilevanti esposizioni finanziarie, le operazioni nel permesso di ricerca CR.47.CO sono state condotte con un elevato senso di

responsabilità e sforzo tecnico.

Pensiamo che i risultati complessivi siano ancora incoraggianti e che i dati forniti dalla relazione tecnica evidenzino le seguenti caratteristiche di Palma:

- a) La produttività di un Palma "non danneggiato" avrebbe potuto essere quattro volte se non sei quella di un Palma danneggiato. Palma-1 avrebbe potuto avere una portata di 2000 - 3000 barili al giorno come dimostrato nei pozzi danneggiati del campo Vega.
- b) Le riserve di olio recuperabili dalla formazione Inici del campo Palma sono nell'ordine di 20-50 milioni di barili. Si presume che non sia presente gas di testa. Il rapporto gas/olio è inferiore a 500 bbl/cuft. I limiti di economicità per lo sviluppo del campo di Palma sono molto incoraggianti. Questo argomento verrà trattato in seguito.
- c) Il programma di sviluppo per un sistema di 6 pozzi è delineato nella relazione tecnica.
- d) Il volume di rocce contenenti idrocarburi pari a circa il 30% di quello del campo di Ragusa. La porosità è per lo meno uguale se non superiore a quella di Ragusa, mentre l'altezza delle colonne ad olio può essere simile e cioè oltre i 400 m.

Quanto sopra dimostra che le nostre Società hanno seriamente esplorato un'area geologicamente molto difficile ed in acque di 150-200 m. di profondità. Date le difficili condizioni, non c'è stata in tutta l'attività dell'esplorazione italiana offshore esempio migliore di perseveranza. L'assegnazione della concessione sarà un riconoscimento al lavoro serio ed impegnativo da noi compiuto e che ha contribuito a far progredire la scienza della interpretazione geofisica e geologica nella regione.



Durante il Giurassico Inferiore l'area di Palma era posta su di una stabile piattaforma carbonatica del back-reef soggetta alla sedimentazione di grainstone ooliti ad alta energia e packstone che costituiscono la formazione Inici, la quale fu soggetta ad una parziale dolomitizzazione secondaria. L'area di Palma mostra tracce di un alto del tardo Liassico con una sovrapposizione evidenziata come "onlap" a questo livello su alcune linee sismiche e le sovrastanti formazioni Dogger e Jurassico Superiore sono incomplete e condensate.

Durante il tardo Dogger-Giurassico Superiore la piattaforma Inici fu sommersa da calcari mudstone di acque più profonde della formazione Busambra. Il progressivo sprofondamento dell'area durante il Cretaceo Inferiore diede origine a condizioni ambientali bathiali a bassa energia in acque profonde dominati da marne radiolarie e argille della formazione Hybla. Prevalsero condizioni riduttive del fondo marino localmente evidenziate da fauna radiolaria oligotipica che generò le rocce madri dell'olio di Palma dopo il successivo seppellimento e la maturazione. Condizioni di mudstone bathiale di acque profonde perdurarono fino al Cretaceo Superiore Maastrichtiano. Si verifica una trasgressione regionale del Cretaceo e il sublitorale condensato del Paleocene-Eocene fino ai calcari a bassa energia del bathial superiore si sovrapposero alla discordanza.

L'Oligocene è caratterizzato da calcari ad energia relativamente bassa da sublitorali a bathiali superiori passanti a calcari Ragusa sublitorali ad alta energia del Miocene Inferiore. Avvenne infine una essiccazione risultante nella deposizione delle Evaporiti Messiniane.

Il maggiore movimento di faglie del post-Messiniano diede origine alla struttura del campo di Palma che è posto sul lato settentrionale di una faglia maggiore regionale che si estende per molti chilometri lungo il confine meridionale del permesso. La faglia ha spiazzamenti verticali che raggiungono gli 800 m. nell'area di Palma con un apparante spiazzamento

orizzontale. L'abbassamento ed il profondo seppellimento delle argille eusiniche dell'Hybla causarono durante il Pliocene la maturazione e la migrazione del leggero olio 43° API nel serbatoio dell'Inici di Palma.

Durante il Pliocene, numerose nappe alloctone formate da argille non consolidate del Miocene e del Pliocene Inferiore, da argille bacinali e da evaporiti rigide, massicce del Messiniano, furono spinte verso sud dal Bacino Centrale della Sicilia attraverso l'area della piattaforma di Palma. Da queste formazioni alloctone deriva una notevole opacità geofisica sul campo di Palma che aumenta da sud a nord attraverso la struttura dove la sezione diventa più spessa. Come già indicato l'interpretazione geofisica è fortemente influenzata dall'alloctono.

## Dati Geologici e Geofisici

La struttura Palma ha una configurazione geologica a chiusura piega-faglia situata nella parte superiore settentrionale di una grande faglia regionale del Pliocene che si estende per molti chilometri lungo il lato sud del permesso. La faglia potrebbe avere un notevole spiazzamento orizzontale, ma nell'area di Palma sembra avere un scorrimento verticale di circa 800 m. Questa faglia è l'ultima grande interruzione alla piattaforma Mesozoica che si alza dal sud del bacino centrale siciliano. E' un punto di concentrazione per idrocarburi.

La struttura è controllata da una serie di faglie del Pliocene, ma l'evidente piega della faglia di Palma indica un alto formatosi prima dei movimenti del Pliocene. Alcuni parametri geologici, sia a Palma-1 che a Palma-3 indicano la presenza di alti paleozoici risalenti al Giurassico ed al Cretaceo, se non a più recenti. Questo è molto importante poiché potrebbe significare un lungo periodo di intrappolamento di idrocarburi che furono generati nelle argille del Mesozoico (serie Hybla - Busambra) incrementate, forse, da idrocarburi del Terziario.

L'area è stata in tensione fino al periodo Mesozoico, ma nel medio Pliocene le forze di compressione causarono falde sedimentarie multiple con scorrimento verso sud sopra la struttura di Palma. Sono proprio la presenza dell'alioctono sopra Palma e la conseguente poca chiarezza geofisica che hanno dato agli esploratori problemi di interpretazione, benché il tempo e la tecnologia stiano facendo grandi passi per risolverli.







## Interpretazione Strutturale

La qualità della sismica viene deteriorata rapidamente sotto la spessa copertura alloctona al di sopra di Palma-2 e Palma-3 lungo l'area nord della struttura e la mappatura sismica, per passare da tempi a profondità, richiede molte correzioni. Infatti la mappatura non può essere estesa con fiducia molto a nord di Palma-1 per quanto adesso non è molto importante perché il limite del serbatoio è vicino al pozzo.

L'alloctono include in particolare le evaporiti del Miocene Superiore e i carbonati del Pliocene Inferiore, tali da rendere gli obiettivi superiori alterati da impennate di velocità. Queste possono essere così brusche da indicare faglie inesistenti ed è stata proprio una pseudo-faglia a far credere nell'area in cui poi, con risultati negativi, fu perforato Palma-3. La differenza fra le due mappature, tempi e profondità, sarà maggiormente notata giacché essi evidenziano una falsa geometria rappresentata dalle riflessioni sismiche e la più realistica geometria ottenuta dopo le correzioni dei falsi segnali.

E' importante rendersi conto dell'apporto dei modelli computerizzati e quanto essi contribuiscano alle soluzioni dei problemi interpretativi originati da questo tipo di geologia.

Gli obiettivi geominerari di Palma erano:

### Obiettivi

Sabbia del Pliocene  
Calcari del Miocene  
Calcari dell'Eocene  
Calcari del Giurassico  
Dolomie del Triassico

### Risultati

ad acqua  
ad acqua  
ad acqua/gas  
ad olio  
?

I Calcari dell'Eocene in Palma-1 contengono ancora acqua e gas metano ed altri idrocarburi in soluzione. Non è stato possibile provarli. Hanno tuttavia la possibilità di essere a gas o a gas/olio nella parte strutturalmente più alta di Palma-1.

I Calcari del Giurassico in Palma-1 mostrano un ottimo giacimento ma alquanto eterogeneo con variazioni di primaria e secondaria porosità e molto fratturato. Ha una colonna ad olio di 88 m. confermata anche da uno studio della Schlumberger. Questa zona produttiva ha un rapporto olio/acqua superiore all'70% e può benissimo sostenere per lungo tempo una produzione "pulita". La porosità del giacimento raggiunge il 32% e la media è del 10%. Di particolare interesse sono le fasce altamente porose sotto il contatto olio-acqua di Palma-1 che nell'area a sud, strutturalmente più alta, dovrebbero contribuire fortemente alle riserve del campo.

## Stratigrafia

La stratigrafia di Palma-1 è riportata sulla colonna stratigrafica

### Quaternario-Pliocene Superiore (180 - 1242m.)

Argillite, grigio bluastrò chiaro occasionalmente grigio chiaro, morbida, calcarea. Le rari silti sono grigio medio, leggermente solide, calcaree e leggermente glauconitiche.

### Alloctono 1242 - 1472 m.

Consiste di argille alloctone accumulate, di color camoscio con sottili strati di gesso delle formazioni Gessoso Solfifera e Trubi. Sono presenti occasionali intervalli tufacei. (Nota: In Palma-2 sono presenti spessi strati compatti di anidrite in un intervallo ispessito che ha causato una sezione ad alta velocità).

### Pliocene Inferiore 1472 - 2010m.

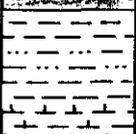
Consiste di argille calcaree grigio pallido con marne occasionali e, a 1800 m., sabbie argillose, siltose sottili a grana da media a fine (con porosità inferiore al 10%). Sono presenti elementi rielaborati del Miocene. Da 1810 a 1930 m. argille da verdastro a grigio inchiostro, calcaree, piritiche e carbonatiche.

La parte più bassa da 1930 a 2010m. è costituita da argilliti calcaree e marne grigio chiaro a biancastro con intercalate argille multicolori del Trubi.

### Formazione Gessoso Solfifera (2010 - 2026m.) Miocene Superiore

Anidrite bianca, criptocristallina occasionalmente fibrosa con intercalazioni

# SEZIONE STRATIGRAFICA PALMA-1

TEMPI DOPPI SISMICI	ORIZZONTI RIFLETTENTI	PROFON-DITA'	SIMBOLI LITOLOGICI	MANIFE-STAZIONI	FORMA-ZIONE ETA'	DESCRIZIONE LITOLOGICA
		Fondo marino			RECENTE A PLIOCENE SUP.	Argilla grigie, tenere attaccaticce, gommose Marne calcaree, siltose, glauconitiche
1-380 sec.	TETTO ALLOCTONO	1242 (-1230)		1000m	ALLOCTONO	Presenza di differenti tipi litologici con inclusi calcari, anidriti, calcareniti, tufi, ecc. in argille emarne.
		1472 (-1460)			PLIOCENE INFERIORE	Argille marne biancastre.
1-984 sec.	TETTO MIOCENE	Trubi 2010 (-1998) Gesso Solfifero 2067 (-2055)		2000m	MIOCENE MEDIO-SUPERIORE	Argille, marne con anidriti
		Ragusa 2489 (-2477)			MIOCENE INFERIORE	Calcari, calcareniti poco cementate
2-462 sec.	TETTO HYBLA	Amerillo 2814 (-2802)			CRETACEO SUPERIORE	Calcari fangosi, micritici.
		Hybla 3117 (-3105)		3000m	CRETACEO INFERIORE	Marne argille verdi scure, fossilifere calcaree, piritiche.
2-760 sec.	TETTO GIURASSICO	Busambra 3279 (-3267) Giardini			GIURASSICO MEDIO - INFER. SERBATOIO	Calcari fangosi, micritici con calcari detritici poco cementati, porosi, con vacuoli.  Passanti a calcari dolomitici e dolomiti.
		Inici		43°API -3355 Contatto Olio-Acqua 4000m		
			TD 4165m			

minori di argilliti marrone giallastro.

Formazione Tellaro (2027 - 2067 m) Miocene Medio

Argilla grigio-verde, moderatamente calcarea occasionalmente marrone giallastra e siltosa.

Formazione Ragusa (2067-2489 m.) Miocene Inferiore - Oligocene - Eocene

Elemento Irminio (2068-2300 m.)

Packstone, da marrone chiaro a scuro, moderatamente duro, calcarenite glauconitica molto friabile a grana da fine a media. Argille sottili, grigio chiaro compatte sono comuni verso la base.

Elemento San Leonardo (2300-2489 m.)

Calcare mudstone, da bianco a biancastro, compatto leggermente gessoso nerastro occasionalmente verde pallido con tracce di glauconite.

Formazione Alcamo (2489-3279 m.) Eocene-Cretaceo

La formazione Alcamo può essere divisa in tre elementi l'Amerillo, l'Hybla ed il Busambra.

Elemento Amerillo (2489-2814 m.) Eocene-Cretaceo Superiore

Packstone simile al San Leonardo. Al di sotto dei 2489 m. calcari mudstone da biancastro a grigio chiaro, con lamine molto sottili di argilla e marna.

Elemento Hybla (2814-3117 m.) Cretaceo Inferiore

Argilla, verde-grigistro scuro, compatta, calcarea con occasionali calcari

mudstone, biancastro, duro.



Elemento Busambra (3117-3279 m.) Cretaceo Inferiore

Calcari mudstone, biancastri, da compatti a duri, in parte laminati con marne grigio chiaro, molto calcarei con qualche argillite verde-grigio.

Formazione Inici-Giardini (3279-4165 m.) Giurasico Medio - Inferiore

La parte superiore delle sequenza ha la colorazione tipica del Giardini in calcare mudstone rosso-marrone pallido a marrone con leggera dolomitizzazione intercalato con mudstone biancastro. I calcari mudstone hanno buona porosità vulgare.

Da circa 3350 a 3626 m. la litologia dominante è un calcare mudstone abitualmente da bianco a biancastro, da moderatamente duro a duro, alcune volte chalky con sottili venature di calcite. Sono presenti calcari sparitici con buona porosità vulgare.

La sezione al di sotto dei 3626 m. è caratterizzata da calcare detritico abitualmente bianco e consistente soprattutto di micriti. Porosità vulgare ed intergranulare. Sono presenti chiazze dolomitizzate e occasionali spariti dolomitici.

Da 3788 m. si verifica un aumento della dolomitizzazione con presenza di materiale argillaceo da chiaro a grigio scuro nei calcari dolomitici che aumentano la radioattività sui logs. Questo intervallo consiste di calcari mudstone da biancastro a grigio pallido, duro, micritico con qualche sviluppo sparitico, a volte gessoso con porosità intergranulare, intervallato da calcari dolomitici marrone pallido e grigio chiaro grossolanamente sparitico con più rara porosità intergranulare e vulgare.

Al di sotto dei 4000 m. vere dolomie principalmente grigio chiaro a marrone chiaro, occasionalmente grigio scuro, grigio verdastro e bianco pure, dure, dense, finemente sparitiche occasionalmente mediamente sparitiche con rara porosità intergranulare e vulgare. Ci sono quantità minori di calcari mudstone.

## Storia della Perforazione

Nel permesso di ricerca CR.47.CO sono stati perforati quattro pozzi esplorativi. Uno, Leone-1 nell'area ovest rilasciata, e tre Palma-1, Palma-2 e Palma-3 nella zona sud.

### Palma-1

La perforazione di questo pozzo ha avuto qualche difficoltà meccanica. Era il primo pozzo nella zona e mancavano completamente riferimenti e correlazioni. Il giacimento nel Giurassico fu raggiunto in 63 giorni, ma si continuò l'approfondimento fino alla profondità di 4165 m. impiegando in totale, prove incluse, 125 giorni.

Si incontrarono due zone di sovrappressione la prima nelle formazioni alloctone del Pliocene a 1769 m. e la seconda nei calcari dell'Eocene a 2355 m. questi ultimi ad acqua salata con gas. In tutti e due i casi fu necessario aumentare il peso del fango cosa che pur risolvendo il problema delle sovrappressioni introdusse problemi di circolazione nei calcari del Giurassico e solo utilizzando tappi di cemento si poté progredire nella perforazione e successivamente scendere a cementare la colonna di 7" a 3316 m., sopra i calcari del Giurassico. Tutte queste operazioni di fanghi pesanti e cemento, danneggiarono seriamente il serbatoio influenzando negativamente i risultati delle successive prove e influenzando negativamente sulla portata.

### Palma-2

L'esperienza delle sovrappressioni riscontrate in Palma-1 fu di valido aiuto nel perforare Palma-2 nel 1981. Questo pozzo fu completato con risultati negativi nei calcari dell'Inici a 3818 m. Questi furono incontrati alla profondità di 3623 m., cioè 341 m. più bassi di Palma-1 e al di sotto del contatto olio/acqua stabilito. Da quest'area del giacimento non c'era dunque speranza di produrre; non si sono neppure incontrati gli idrocarburi rinvenuti nei calcari eocenici di Palma-1

### Palma-3

Nuovamente le esperienze di Palma-1 e Palma-2 vennero applicate in Palma-3 e difatti non si ebbero problemi a raggiungere le formazioni alloctone del Pliocene. Si ebbero alcuni problemi meccanici nell'attraversare i calcari silicei del cretaceo. Questo pozzo purtroppo ha incontrato l'obiettivo Giurassico a -3369 m., cioè 15 m. più basso del livello di contatto olio/acqua stabilito in Palma-1.

Alla profondità raggiunta di 3464 m., si ebbe perdita totale di circolazione, cosa che dimostra l'alta permeabilità del giacimento. Questo è un fatto positivo e definisce il limite settentrionale del serbatoio ad olio.

### Palma-1: Risultati delle Prove

I dati che seguono danno i risultati del programma di prove eseguito nel pozzo Palma-1. Le prove furono eseguite tutte in foro scoperto con il packer piazzato sopra la scarpa della colonna di 7". Per l'attrezzatura di superficie venne utilizzata apparecchiatura OTIS mentre quella di profondità era la Hydrospring dell'Halliburton.

Si fecero 4 prove DST ed i risultati furono i seguenti:

#### Prova No. 1

Intervallo provato: 3470 - 3302 m.

Il packer Halliburton R.T.T.S fu fissato a 3290 m. con un cuscino di circa 300 m. d'acqua nel tubino. Aperta l'apparecchiatura di fondo si ebbe in superficie solo un gorgoglio. Nella circolazione inversa il fluido fu incontrato a circa 270 m. e vennero recuperati 68 barili di acqua di formazione con 4% di olio.

Prova No. 2

Intervallo provato: 3302 - 3374 m. (al di sopra del tappo di cemento a 3373 m.)

Questa prova fu come la prima, con il packer fissato a circa 330 m. Nella circolazione inversa il fluido fu incontrato a circa 170 m. e vennero recuperate acqua di formazione con 14% di olio

Prova No.3

Intervallo provato: 3302 - 3374 m.

Viene ripetuta la prova precedente, ma senza cuscino d'acqua. Acqua di formazione, gas e olio risalirono in superficie - vennero bruciati.

Il contenuto in olio era del 20%

Prova No. 4 (Tabelle No. 1, 2, 3 e 4, Rapporti Halliburton, Otis, analisi olio, gas)

Intervallo provato: 3302 - 3374 m.

All'apertura dell'attrezzatura di fondo c'è stato un immediato e forte gorgoglio. Dopo 20 minuti, prima il gas, poi i fluidi ed infine l'olio raggiunsero la testa pozzo e tutto fu convogliato al bruciatore. Si scaricarono dei cuscini d'acqua intervallati da gas ed olio. Il pozzo chiuso durante la notte raggiunse una pressione statica di circa 20 atmosfere. La mattina dopo il flusso fu immesso al separatore e da qui al bruciatore. Si determinarono le portate - calcolato il G.O.R. Vennero prelevati dei campioni di gas ed olio per analisi. I dati di pressione di fondo sono i seguenti:

Pressione idrostatica iniziale	357 kg/cmq	misurata a 2970 m.
Pressione inizio erogazione (1a)	86 "	"
Pressione finale erogazione	286 "	" (in 732 minuti)
Pressione finale chiusura	307 "	" (in 760 minuti)
Pressione iniziale erogazione (2a)	305 "	"
Presione finale erogazione	297 "	" (in 520 minuti)
Pressione finale idrostatica	356 "	"

Prova No. 2

Intervallo provato: 3302 - 3374 m. (al di sopra del tappo di cemento a 3373 m.)

Questa prova fu come la prima, con il packer fissato a circa 330 m. Nella circolazione inversa il fluido fu incontrato a circa 170 m. e vennero recuperate acqua di formazione con 14% di olio

Prova No.3

Intervallo provato: 3302 - 3374 m.

Viene ripetuta la prova precedente, ma senza cuscino d'acqua. Acqua di formazione, gas e olio risalirono in superficie - vennero bruciati.

Il contenuto in olio era del 20%

Prova No. 4 (Tabelle No. 1, 2, 3 e 4, Rapporti Halliburton, Otis, analisi olio, gas)

Intervallo provato: 3302 - 3374 m.

All'apertura dell'attrezzatura di fondo c'è stato un immediato e forte gorgoglio. Dopo 20 minuti, prima il gas, poi i fluidi ed infine l'olio raggiunsero la testa pozzo e tutto fu convogliato al bruciatore. Si scaricarono dei cuscini d'acqua intervallati da gas ed olio. Il pozzo chiuso durante la notte raggiunse una pressione statica di circa 20 atmosfere. La mattina dopo il flusso fu immesso al separatore e da qui al bruciatore. Si determinarono le portate - calcolato il G.O.R. Vennero prelevati dei campioni di gas ed olio per analisi. I dati di pressione di fondo sono i seguenti:

Pressione idrostatica iniziale	357 kg/cmq	misurata a 2970 m.
Pressione inizio erogazione (1a)	86 "	"
Pressione finale erogazione	286 "	" (in 732 minuti)
Pressione finale chiusura	307 "	" (in 760 minuti)
Pressione iniziale erogazione (2a)	305 "	"
Pressione finale erogazione	297 "	" (in 520 minuti)
Pressione finale idrostatica	356 "	"



Da quanto sopra si evidenzia che le prime tre prove, con la fuoriuscita di una grande quantità di fluidi contaminati, permisero nell'ultima prova, la DST No.4, di alleggerire il pozzo permettendo un flusso naturale in superficie di olio, acqua e gas con portata finale di 600 barili al giorno. la quantità aumentò da una percentuale iniziale del 4% nel DST No.1, ad una percentuale finale di oltre il 50% nel DST No. 4. La percentuale di olio e la rata giornaliera sarebbero aumentate se le prove fossero state prolungate.

La seguente tabella riepiloga i dati dell'intervallo mineralizzato:

Tetto del serbatoio	- 3267 m.
Contatto olio/acqua	- 3355 m.
Colonna ad olio lorda in Palma-1	88 m.
Colonna ad olio lorda progettata al tetto della struttura	400 m.
Gravità dell'olio	43° API
Proporzione Gas/Olio	500 SCF/Barile
CO2	63%
BTU calcolato	437
Rata di erogazione misurata (incompleta)	>600 BPD (olio+acqua)
Rata erogazione (olio) calcolata	>1500 BOPD
Rata erogazione gas	86.000
Pressione originale del serbatoio	307 atm.

## Parametri del Giacimento

La colonna totale di idrocarburi dal contatto olio/acqua al tetto della struttura mappata è da -2955 a -3355 = 400 m.

Questo include la sezione di Palma-1 a 3679 m. (12070') KB.

Dai calcoli dei logs, l'intervallo, di 400 m. lordi, che va da 3279 a 3679 m. KB in Palma-1, include circa 100 m. di porosità netta con porosità superiore al 6%. Il rapporto netto/lordo è 0.25.

Vedere in cima al composite log l'elenco dei carotaggi elettrici effettuati su Palma-1. No vi sono evidenti anomalie al di sopra dei 10760'.

Questa relazione si riferisce a:

Serbatoio Giardini/Inici 10760' - 12434' KB.

NOTA: A causa dei seri problemi nel foro, il Sonic/Gamma Ray è stato il solo log effettuato nell'intervallo 10760' - 10830'. Per tale motivo, una valutazione quantitativa è possibile soltanto per l'intervallo valutato dal log finale e cioè 10830' - 13650'.

### Sommario dei Risultati

<u>Intervallo</u>	<u>Serbatoio</u> <u>Netto</u>	<u>Porosità</u> <u>Media</u>	<u>Variazioni</u> <u>Porosità</u>	<u>Media SW</u>
10760' - 10830'	13	-	-	-
10830' - 11300'	100	9.8	5 - 18	30-57
11300' - 11308'	8	20.0	12 - 23	94
11315' - 11349'	29	14.7	7 - 24	72
11351' - 11595'	60	19.0	7 - 32	91
11595' - 11619'	20	13.0	8 - 20	61





1985

# SEZIONE DEL SERBATOIO CALCARE GIRRASSICO

## GIACIMENTO DI PALMA

SO  
A

PALMA 1

NE  
A'

BUSAMBRA - IBLA

ARGILLA DI COPERTURA

PROFONDITA' IN METRI

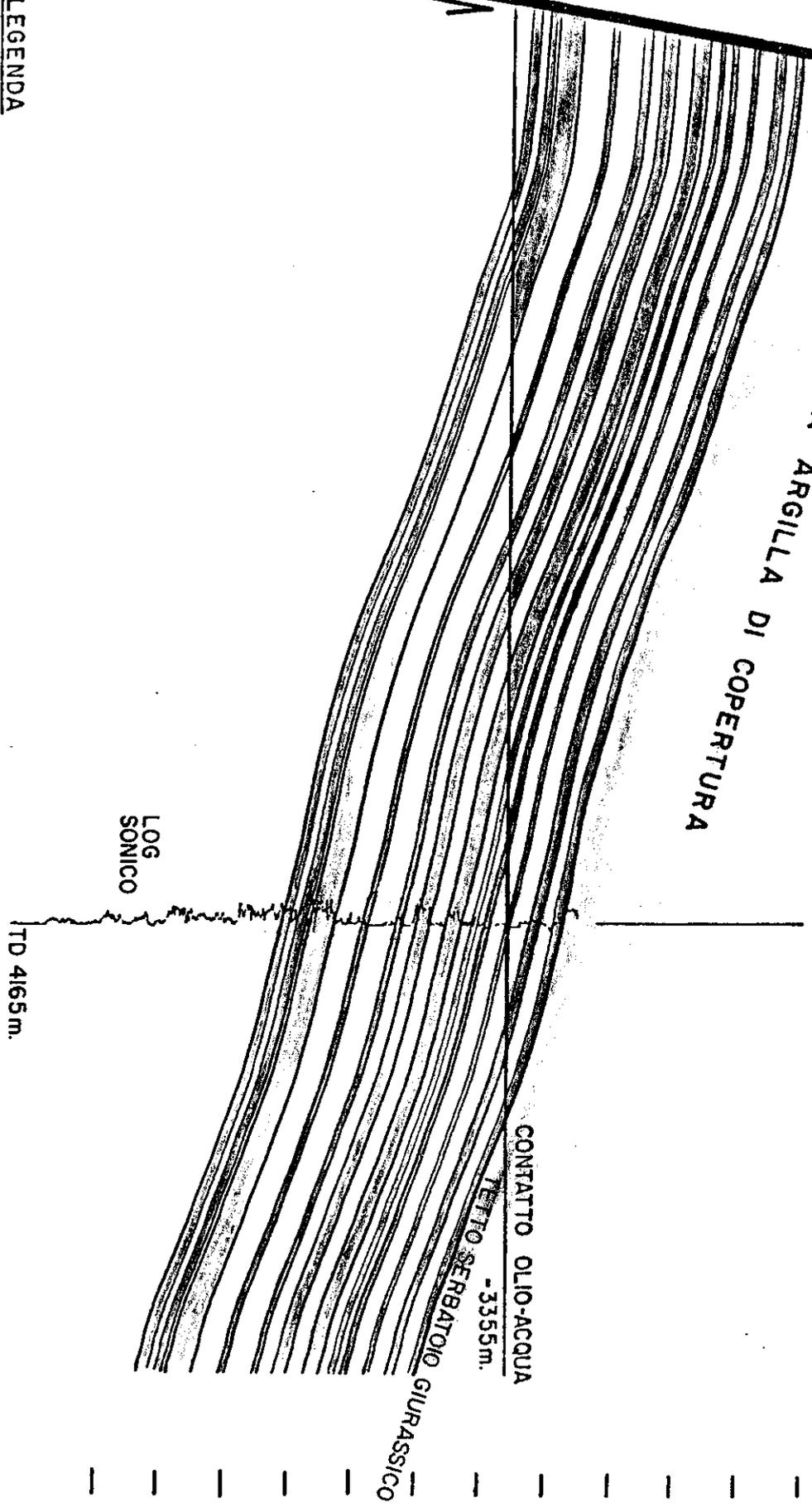
- 2900 -
- 3000 -
- 3100 -
- 3200 -
- 3300 -
- 3400 -
- 3500 -
- 3600 -
- 3700 -
- 3800 -
- 3900 -
- 4000 -

LEGENDA

Olio

Acqua

Zone con Porosità > 6%  
nel Serbatoio Calcare Giurassico



SCALA ORIZZONTALE E VERTICALE 1 : 10'000



### Calcolo delle riserve di Palma

Gli elementi di calcolo per determinare le riserve del prospetto Palma sono basati sulla mappatura in profondità del Top della formazione Inici del Giurassico Inferiore e sulle informazioni raccolte dal pozzo Palma-1. E' stato supposto che la profondità del livello di contatto olio/acqua rimane costante per tutta la struttura. Inoltre la porosità media del giacimento, la saturazione media in acqua e la relazione di porosità netta/lorda per tutto lo spessore utile di mineralizzazione sono quelle di Palma-1:

Livello di contatto olio/acqua	- 3355 m.
Area Produttiva	6.7 kmq
Volume lordo	823 milioni mc
Relazione porosità netta/lorda (incl. zone al 3%-6%)	0.25
Volume netto	238.7 milioni mc
Porosità media dell'intervallo netto	10.0%
Saturazione media in acqua del netto	28.0%
Fattore di recupero	35%
Pressione iniziale del giacimento	300 atm.
Temperatura del giacimento	95°C
Fattore volume di formazione	1.2
Riserve in posto	12.26 milioni mc (77 milioni di barili)
Riserve recuperabili	4.29 milioni mc (27 milioni di barili)

Il volume dell'olio recuperabile è di circa ~~24.7~~<sup>40.5</sup> barili per unità di misura (acro/piede) del volume lordo. Il vicino campo di Ragusa ha oggi un recupero di 70 barili per unità di misura sotto la zona del gas di testa ed il recupero finale potrà raggiungere facilmente i 77 barili per acro/piede. Il ~~24.7~~<sup>40.5</sup> usato nei nostri calcoli si può considerare molto conservativo. Se si considera poi che Palma è un pozzo perforato sulla fiancata bassa della struttura e che la porosità di altri pozzi, nella parte più alta,

15 MA



potrebbe essere superiore a quella di Palma-1, potremmo avere riserve recuperabili nell'ordine di 8 milioni di mc., assumendo anche che nella struttura non ci sia gas cap.

## STRUTTURA PALMA - SVILUPPO

### 1. Previsioni di produzione

Il giacimento ha una forte spinta naturale d'acqua per cui non si prevedono sollevamenti artificiali. Il campo può essere drenato naturalmente con sei pozzi pescanti nella parte sud di Palma-1, in circa 9 anni.

I profili di produzione negli anni sono riportati nella Tabelle No. 5 e 6.

### 2. Schemi di sviluppo

Vari concetti potrebbero essere applicati a Palma, ognuno dei quali ha propri meriti. Gli schemi visualizzati sono i seguenti:

Concetto a - Struttura in acciaio con pipeline a terra.

Concetto b - Singolo punto (Single point Mooring buoy)

Concetto c - Piattaforma galleggiante con nave appoggio

Piattaforma galleggiante con pipeline a terra

#### Concetto a - Struttura in acciaio con pipeline a terra

Una struttura di acciaio con pipeline collegata alla raffineria AGIP di Gela è da considerare il concetto base. La struttura verrebbe posta in 150 metri di acqua ed i sei pozzi sarebbero direzionati. Questo campo appare ben situato per un tale tipo di sviluppo. E' stato programmato di bruciare il gas in eccesso in piattaforma ed il greggio verrebbe convogliato a terra tramite pipeline. Una piattaforma fissata al fondo è il metodo

più convenzionale di produzione per campi in mare. Essa impiega un'esperimentata tecnologia a basso rischio.

#### Concetto b - Singolo punto

Questo metodo è in un certo senso simile al SALS (Single Anchor Leg System) ma necessita di uno sviluppo del campo a mezzo di pozzi satelliti sottomarini.

Se un campo deve essere sviluppato con l'impiego di pozzi satelliti sottomarini, la maggiore difficoltà è quella di approntare un sistema economico di ripresa del pozzo. Riprendere un pozzo è costosa e non molto attendibile e non ha incontrato grandi favori negli operatori petroliferi. La mobilitazione di un impianto per un giorno di operazione è ovviamente molto costoso.

#### Concetto c - Piattaforma galleggiante

Con questo sistema, tubi flessibili vengono utilizzati come risers. Questo sistema differisce dal concetto b in quanto i pozzi vengono perforati e completati usando un impianto semisommersibile. Si perforano fino ad otto pozzi attraverso un template posizionato sul fondo marino. Una nave semisommersibile viene trasformata per la produzione; risers di produzione vengono collegati alle teste dei pozzi sottomarini e l'altra estremità al ponte della nave. Non è richiesta un'attrezzatura di compensazione dell'alzata in quanto i risers flessibili sono abbastanza lunghi da compensare l'alzata e la deviazione della nave.

Quest'ultimo sistema è quello preferito per lo sviluppo del campo Palma. La produzione potrà essere convogliata dalla piattaforma ad una nave appoggio per lo stoccaggio e mandata a terra con un pipeline. Dai nostri calcoli, sotto un punto di vista tecnico ed operativo, risulta che i due metodi si equivalgono.

## 2. Sviluppo con Piattaforma Galleggiante (FIG. 1)

Questo studio presuppone la disponibilità di una nave di perforazione semisommersa come nave impianto di produzione. Tale impianto deve essere dotato di un sistema di ancoraggio sicuro. Nella FIG.2 è riportato uno schema illustrante la situazione dell'impianto di produzione.

Una nave galleggiante, ancorata mediante un sistema di catene è soggetta ai movimenti dinamici sia laterali che verticali.

Il sistema proposto risponde a queste esigenze. Con questa piattaforma galleggiante però non è possibile lo stoccaggio del greggio a bordo, l'olio prodotto sarà convogliato o ad una nave appoggio o a terra. Per il nostro studio abbiamo assunto che la piattaforma sia considerata negli investimenti. Le tabelle 7, 8 e 9 riportano rispettivamente le stime dei costi per la mobilitazione e convenzione dell'impianto, per la ripresa e per il completamento dei pozzi.

### Impianti di Produzione

Gli impianti di produzione sono appositamente disegnati per raggiungere un massimo di 15.000 barili di greggio al giorno, in linea con la grandezza del giacimento ed alla legge di produzione assunta. Il gas prodotto sarà trattato per recuperare gli idrocarburi più pesanti ed ottenere così gas combustibile di buona qualità per le turbine a gas installate sulla piattaforma. Si prevede mandare in fiaccola ogni eccedenza di gas dopo aver soddisfatto il fabbisogno di carburante sulla piattaforma. L'acqua eventualmente prodotta insieme al greggio sarà sottoposta a trattamento, con l'uso delle migliori tecnologie a disposizione, prima di scaricarla a mare.

La qualità delle acque di scarico sarà costantemente tenuta sotto controllo per assicurare la non contaminazione delle acque marine.

Ad integrazione degli impianti di trattamento del greggio prodotto, le seguenti attrezzature saranno necessarie a bordo della piattaforma:

Sistema aria per la strumentazione

## 2. Sviluppo con Piattaforma Galleggiante (FIG. 1)

Questo studio presuppone la disponibilità di una nave di perforazione semisommersa come nave impianto di produzione. Tale impianto deve essere dotato di un sistema di ancoraggio sicuro. Nella FIG.2 è riportato uno schema illustrante la situazione dell'impianto di produzione.

Una nave galleggiante, ancorata mediante un sistema di catene è soggetta ai movimenti dinamici sia laterali che verticali.

Il sistema proposto risponde a queste esigenze. Con questa piattaforma galleggiante però non è possibile lo stoccaggio del greggio a bordo, l'olio prodotto sarà convogliato o ad una nave appoggio o a terra. Per il nostro studio abbiamo assunto che la piattaforma sia considerata negli investimenti. Le tabelle 7, 8 e 9 riportano rispettivamente le stime dei costi per la mobilitazione e convenzione dell'impianto, per la ripresa e per il completamento dei pozzi.

### Impianti di Produzione

Gli impianti di produzione sono appositamente disegnati per raggiungere un massimo di 15.000 barili di greggio al giorno, in linea con la grandezza del giacimento ed alla legge di produzione assunta. Il gas prodotto sarà trattato per recuperare gli idrocarburi più pesanti ed ottenere così gas combustibile di buona qualità per le turbine a gas installate sulla piattaforma. Si prevede mandare in fiaccola ogni eccedenza di gas dopo aver soddisfatto il fabbisogno di carburante sulla piattaforma. L'acqua eventualmente prodotta insieme al greggio sarà sottoposta a trattamento, con l'uso delle migliori tecnologie a disposizione, prima di scaricarla a mare.

La qualità delle acque di scarico sarà costantemente tenuta sotto controllo per assicurare la non contaminazione delle acque marine.

Ad integrazione degli impianti di trattamento del greggio prodotto, le seguenti attrezzature saranno necessarie a bordo della piattaforma:

Sistema aria per la strumentazione



15 M

Sistema di riscaldamento per trattamento emulsione  
Sistema di iniezione chimica  
oltre ai sistemi di sicurezza e di comunicazione.

Si tenga presente che è possibile includere una ulteriore capacità di trattamento del greggio senza notevole incremento degli investimenti.

### Oleodotto

Le nostre previsioni di costi si basano su un oleodotto di 6 pollici dalla piattaforma galleggiante alla raffineria AGIP a Gela.

L'oleodotto di 6 pollici ha un costo stimato di 36 miliardi di lire.

### Nave Stoccaggio

Come alternativa possibile all'oleodotto, si potrebbe ancorare una nave di stoccaggio vicino alla piattaforma. Il sistema di stoccaggio sarà installato ad 1 o 2 km. dalla piattaforma, ad una profondità marina di circa 100 mt.

Le attuali condizioni di mercato fanno di una nave di 100.000 - 150.000 Ton. il miglior candidato per quanto concerne il costo.

Esiste una serie di opzioni di ancoraggio per l'applicazione in 100 mt. di profondità. La FIG. 3 mostra una possibilità: l'"Articulated Column with Rigid Yoke". Le altre possibilità comprendono il "Catenary Anchor Tower" ed il "Single Anchor Leg System (SALS)", usato nel campo petrolifero Nilde.

Come costi di investimenti il sistema galleggiante equivale ad un pipeline a terra, ma è più flessibile per la destinazione del greggio, mentre i costi operativi sono più elevati di quelli di un pipeline a terra.

## SVILUPPO

### 1. Tempi

Ad oggi è stato perforato un solo pozzo produttivo. Si prevede di perforare un pozzo di valutazione del campo nel 1986. Supponendo che questo pozzo risulti positivo per la stima definitiva delle riserve, dovranno continuare gli studi di fattibilità costruttiva ed il disegno di sviluppo del giacimento. Rilevamenti ed analisi del fondo marino potrebbero effettuarsi durante il 1986. Il progetto potrebbe decollare alla fine del 1986, con inizio della produzione nel primo trimestre del 1989. I tempi tecnici sono illustrati nella Tabella 10.

### 2. Investimenti

Gli investimenti richiesti dal progetto sono stimati in 280 miliardi (Tabella 11). Le spese sono previste aver luogo nel periodo di tre anni e mezzo a cominciare dal 1986 e riguardano i costi di installazione della struttura di produzione, impianti, pozzi ecc. L'anno di massima spesa è il 1988. Le cifre non tengono conto dell'inflazione.

### 3. Costi Operativi

I costi operativi dal 1988 sono previsti per un totale di 436 miliardi, senza inflazione.

Le stime dei costi operativi sono riportate nella Tabella 12.

### 4. Redditività

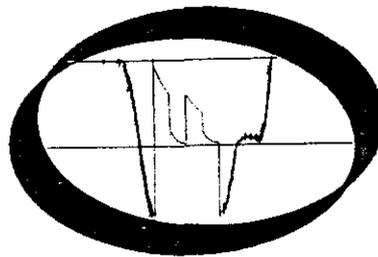
Nella Tabella 13 sono riportati il flusso di cassa e la relativa redditività.

Si vede che il progetto, con i dati in mano o assunti, è remunerativo.

# Formation Testing Service Report

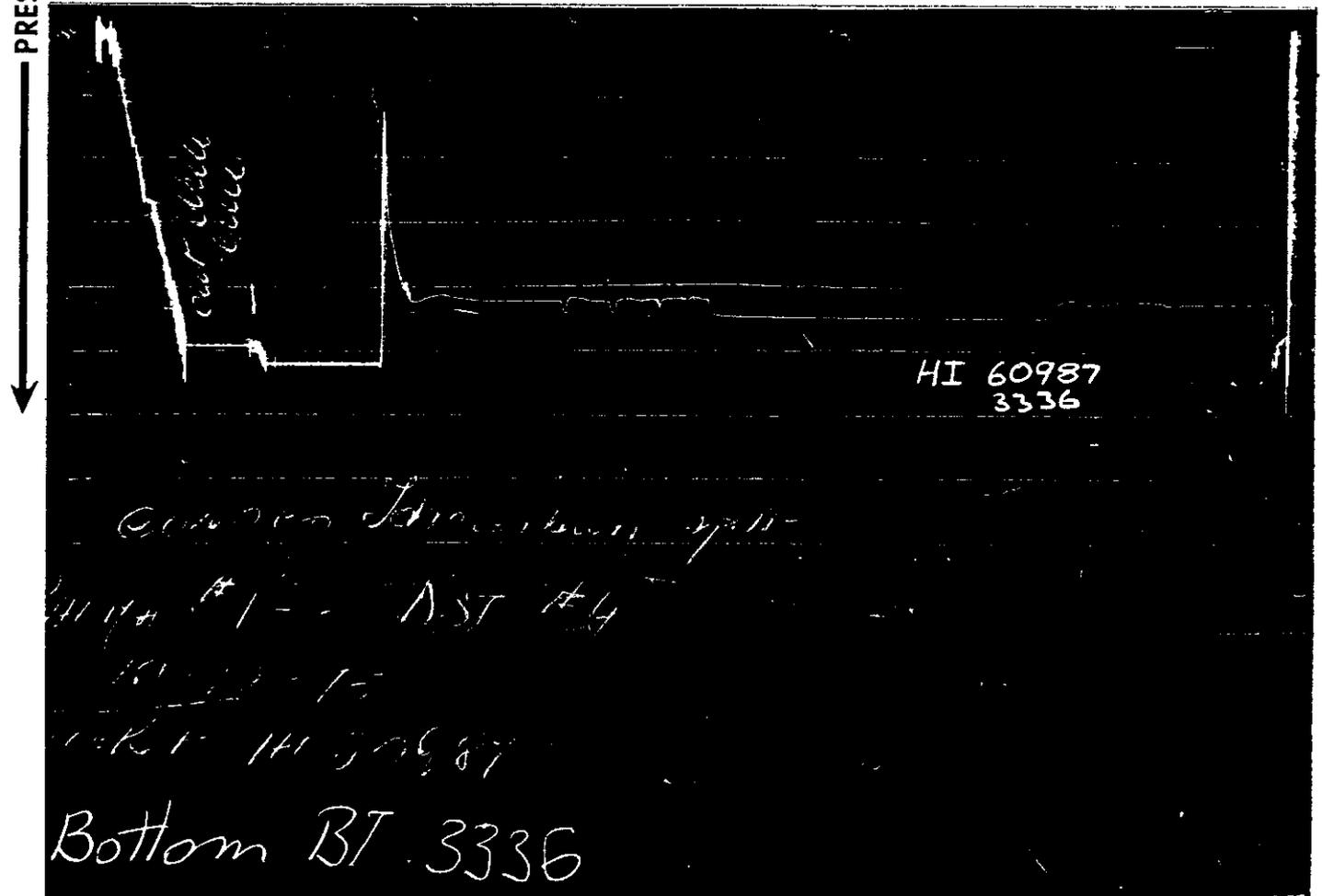
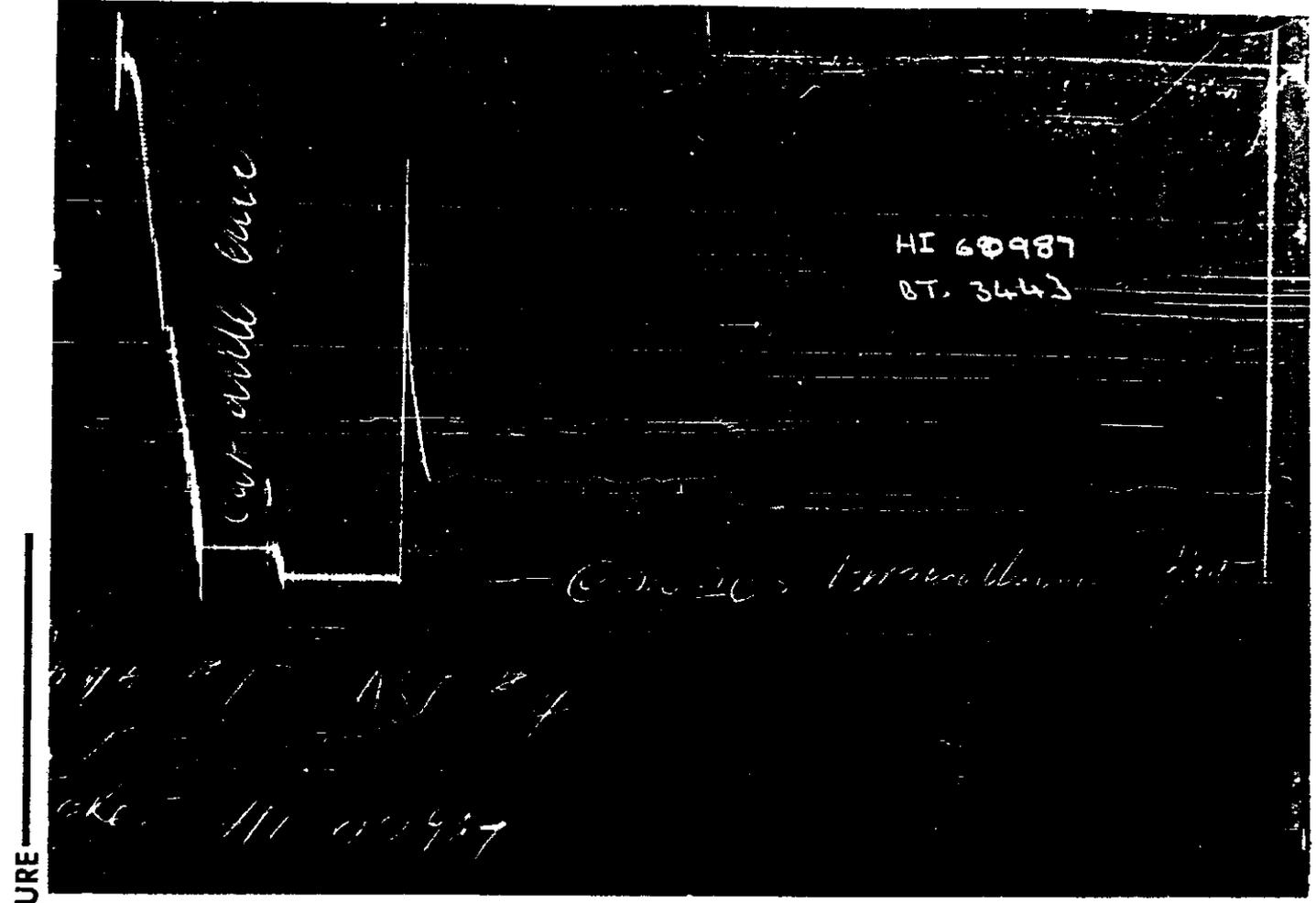
15

Tabella 1



**HALLIBURTON SERVICES**  
DUNCAN, OKLAHOMA

57



Each Horizontal Line Equal to 1.000 p.s.i.

Legal Location Sicily - Wyo - Rng  
 Well No. 10333 - 11068  
 Test No. 4  
 Field Area OFFSHORE SICILY  
 Meas. From Tester Valve  
 County  
 State ITALY  
 License No. / Company Name

<b>FLUID SAMPLE DATA</b>		Date October 10th, 1975. Ticket Number HI 60987
Sampler Pressure _____ P.S.I.G. at Surface	Kind of Job D.S.T.	Halliburton District Sicily
Recovery: Cu. Ft. Gas _____	Tester Trumbly - Tosch Witness	
cc. Oil _____	Drilling Contractor O D E C O	
cc. Water _____	<b>EQUIPMENT &amp; HOLE DATA</b>	
cc. Mud _____	Formation Tested Limestone	
Tot. Liquid cc. _____	Elevation 59' Ft.	
Gravity _____ * API @ _____ *F.	Net Productive Interval 10833' - 11068' Ft.	
Gas/Oil Ratio _____ cu. ft./bbl.	All Depths Measured From K.B.	
RESISTIVITY _____	Total Depth 11068' Ft.	
CHLORIDE CONTENT _____	Main Hole/Casing Size 6" - 7"	
Recovery Water @ _____ *F. _____ ppm	Drill Collar Length 94.27' I.D. 4 3/4"	
Recovery Mud @ _____ *F. _____ ppm	Drill Pipe Length 5007.76' - 5545.69' 3 1/2" 5"	
Recovery Mud Filtrate @ _____ *F. _____ ppm	Packer Depth(s) 9998' Ft.	
Mud Pit Sample @ _____ *F. _____ ppm	Depth Tester Valve 10601.63' Ft.	
Mud Pit Sample Filtrate @ _____ *F. _____ ppm		
Mud Weight _____ vis _____ cp		

Cushion	TYPE	AMOUNT	Depth Back Ft.	Surface Choke	Bottom Choke
Recovered		Feet of			
Recovered		Feet of			
Recovered		Feet of			
Recovered		Feet of			
Recovered		Feet of			
Remarks Gauge 3443 calibrated in Attu's					

TEMPERATURE	Gauge No. 3443		Gauge No. 3336		Gauge No.		TIME	
	Depth:	9873.1 Ft.	Depth:	9877.15 Ft.	Depth:	Ft.		
Est. _____ *F.	9033	48 Hour Clock	9745	48 Hour Clock			Tool	05.48 A.M.
	Blanked Off	NO	Blanked Off	NO			Opened	P.M.
Actual 73 *F.	Pressures		Pressures		Pressures		Opened	A.M.
	Field	Office	Field	Office	Field	Office	Bypass	15.20 P.M.
Initial Hydrostatic	5218	360	5263	5080			Reported	Minutes
Flow	Initial	1379	66	1283	1227		Minutes	Minutes
	Final	4081	287	4414	4076		732	724
Closed in	4380	307	4401	4362			760	768
Flow	Initial	4095	305	4155	4342			
	Final	4152	291	4155	4233		520	520
Closed in								
Flow	Initial							
	Final							
Closed in								
Final Hydrostatic			5221	5068				

Casing perms. \_\_\_\_\_ Bottom choke \_\_\_\_\_ Surf. temp. \_\_\_\_\_ °F Ticket No. \_\_\_\_\_  
 Gas gravity \_\_\_\_\_ Oil gravity \_\_\_\_\_ GOR \_\_\_\_\_  
 Spec. gravity \_\_\_\_\_ Chlorides \_\_\_\_\_ ppm Res. \_\_\_\_\_ @ \_\_\_\_\_ °F

Date Time	7-10-75 a.m. p.m.	Choke Size	Surface Pressure psi	Gas Rate MCF	Liquid Rate BPD	Remarks
19.00						Make up tools.
19.30						Start in hole.
8-10-75						
01.45						On top of wt. and liner - wait for daylight.
05.46						Stinger inside packer.
05.48						Hydrospring opens - good blow.
05.55		1"	0	Oil		Increasing blow.
06.05		1"	10	"		Strong blow.
06.10		1"	10	Gas		Gas to surface.
06.15		1"	8	"		Blow decreases
06.32		1"	2			
06.47		1"	2	Fluid		Fluid at surface.
06.50		1"	40	"		Fluid burns
07.07		1"	68	H2O		Fire is dead - saltwater coming out.
07.35		1"	70	"		Saltwater cl. 55,000 ppm.
08.20		1"	115	Hydrocarbons		Fluid burns.
09.23		1"	121	H2O - Mud		Fire is dead.
09.57		1"	165	Oil		Fluid burns.
10.27		1"	110	Oil - Gas		20% gas-50% oil-28% H2O-2% solids.
10.31		1"	100	H2O		Fire is dead.
13.05		1"	67	Hydrocarbons		Gas burning.
18.00		1"	61			Shut-in.
Oct. 9th						
06.15		1"	240			Gas samples taken.
06.40		½"		Oil - Gas		Opened well oil and gas burning.
07.00		½"	132			oil gravity @ 60°C. 22.1



	O. D.	I. D.	LENGTH	DEPTH
Drill Pipe or Tubing .....				
Reversing Sub .....			1.00	
Pump out rev. sub.....			1.00	
Drill Pipe .....				
Drill Collars .....	4.75		94.27	
Handling Sub & Choke Assembly .....			4.51	
Dual CIP Valve .....				
Dual CIP Sampler .....				
Hydro-Spring Tester .....			4.99	
Multiple CIP Sampler .....				
Extension Joint .....				
AP Running case .....			4.05	9873
AP Running Case .....			4.11	9877
Slip joints (2) .....			14.50	
Hydraulic Jar .....				
VR Safety Joint .....				
Pressure Equalizing Crossover .....			.50	
Drill collars .....	4.75		94.51	
Packer Assembly .....			1.50	9998
			1.40	
Distributor .....				
Packer Assembly .....				
Flush Joint Anchor .....				
Pressure Equalizing Tube .....				
Blanked-Off B.T. Running Case .....				
Drill Collars .....				
Anchor Pipe Safety Joint .....				
Packer Assembly .....				
Distributor .....				
Packer Assembly .....				
Anchor Pipe Safety Joint .....				
Side Wall Anchor .....				
Drill Collars .....				
Flush Joint Anchor .....				
Blanked-Off B.T. Running Case .....				
Total Depth .....				

# OTIS SERVICES

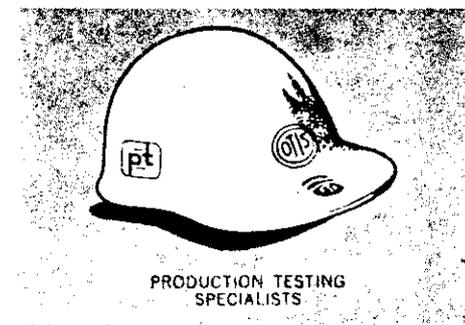
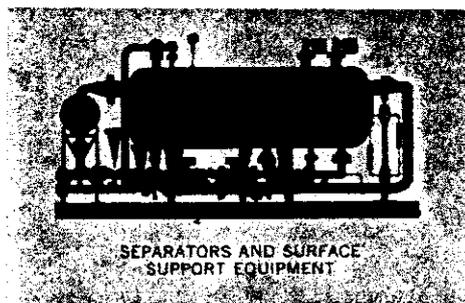
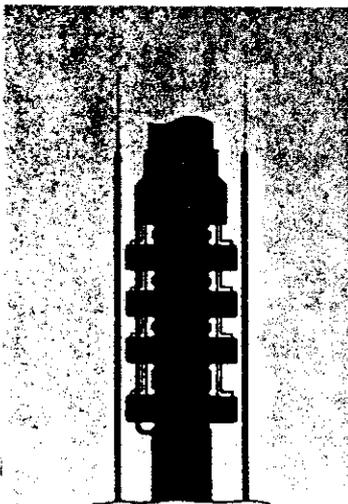
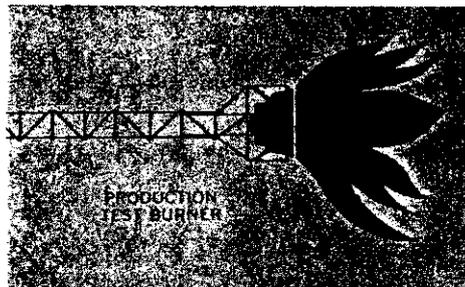
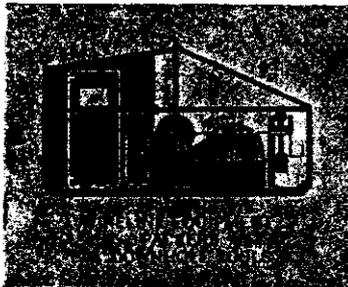
"A Single Source Package" of Production Test Equipment / Services



15

85

WELL TEST ON WELL PALMA 1  
CARRIED OUT FOR CONOCO IDROCARBURI  
FROM 1 OCTOBER 1975 TO 9 OCTOBER 1975



Now you can contract for a "Package" of Production Testing Equipment and Services from the people you'll probably call on to help you with your Completion/ Production Equipment and Service requirements. And that makes sense.

Help increase your company's profits . . . go OTIS Men and Equipment.

## OTIS ENGINEERING CORPORATION

A HALLIBURTON Company

WORLD HEADQUARTERS - DALLAS, TEXAS U.S.A

Base <u>Montrose</u>	OTIS PRESSURE CONTROL
Date <u>8 October 1975</u>	Customer <u>Conoco Idrocarburi</u>

WELL NO: Palma 1

OPEN HOLE (SIZE)/PERFS (TYPE): 6"

D.S.T. NO: 4

TEST TYPE: Drill Stem

10833' - 11068'

TEST INTERVAL: 235'

WATER DEPTH: 550'

FORMATION: \_\_\_\_\_

P.B.T.D.: 11,068'

K.B. ELEVATION: 575'

PACKER DEPTH: 9998'

TOTAL DEPTH: 13,650'

SHUT IN TOOL DEPTH: \_\_\_\_\_

PACKER TYPE: Easidrill

RATHOLE VOLUME: 39Bbls

SHUT-IN TOOL: Hydrospring

CUSHION: Type \_\_\_\_\_ Ft \_\_\_\_\_ Volume \_\_\_\_\_

CASING: Size \_\_\_\_\_ Wt \_\_\_\_\_ Depth \_\_\_\_\_

BH CHOKE SIZE: \_\_\_\_\_

TEST STRING: Size 5" Wt \_\_\_\_\_ Vol. \_\_\_\_\_

Salt Water

MUD: Type Ligno Wt 9.8  
Sulfonate

B.H.P. GAUGES: Type Halliburton

NO/SIZE OF SAMPLES RETAINED: 2 - gas  
4500cc Bottles

Depth 9873 - 9877

B.H. \_\_\_\_\_

Rating 15,000

WELLHEAD/CHOKE MANIFOLD 3 - 45 gal drums fluid

Clock 48 hour

SEPARATOR OIL/ CONDENSATE \_\_\_\_\_

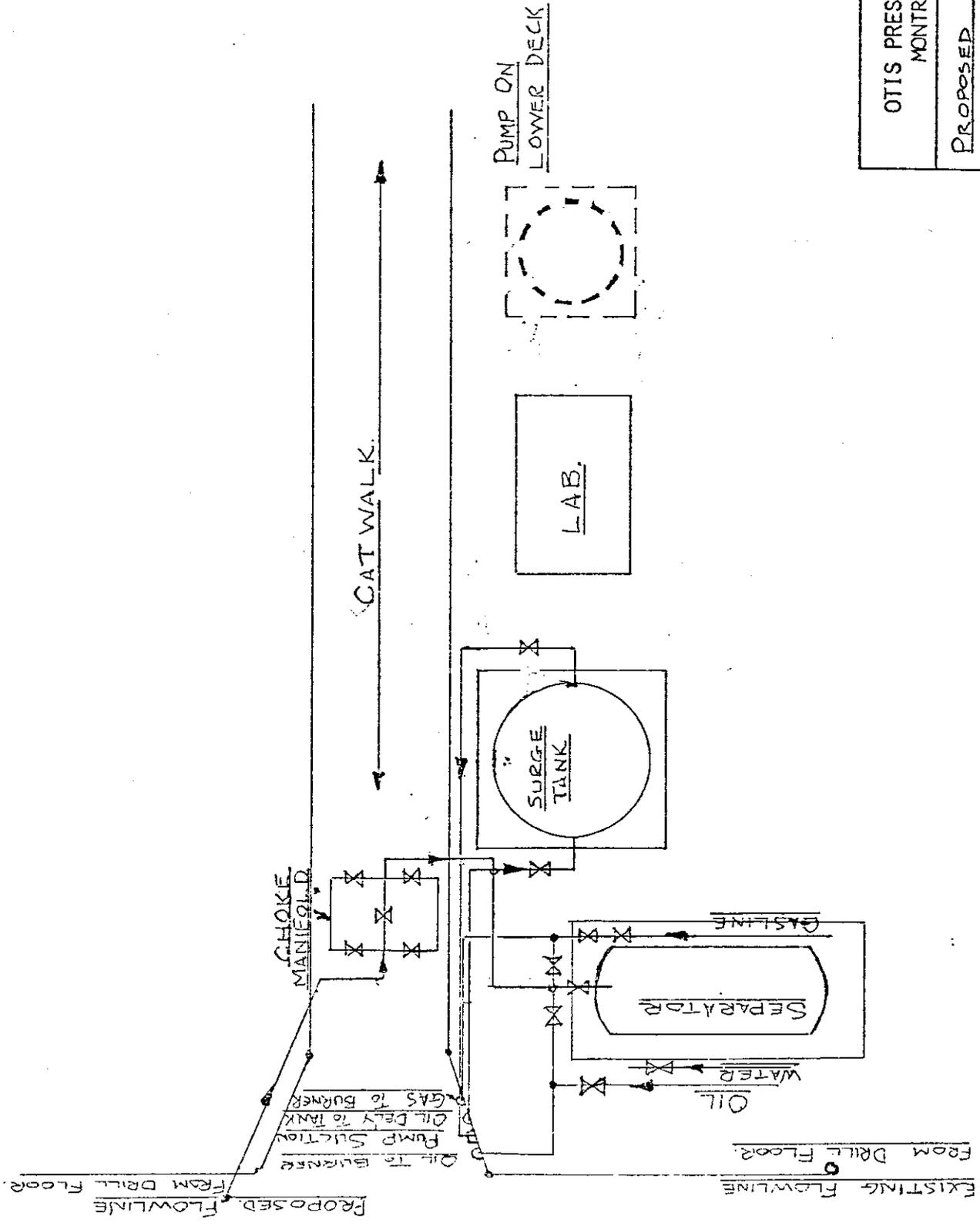
Inside/Outside Inside

SEPARATOR GAS 1 - 4500cc Bottle

STOCK TANK OIL/CONDENSATE \_\_\_\_\_

WATER \_\_\_\_\_

SAND \_\_\_\_\_



OTIS PRESSURE CONTROL LTD.  
 MONTROSE, SCOTLAND.

PROPOSED LAYOUT OF  
 OTIS PRODUCTION TESTING  
 SYSTEM ON BOARD  
 DRILLSHIP 'HURRICANE'

DRAWN BY H. HORNE.	DATE 29-10-75	SCALE ---	APP. BY ---
-----------------------	------------------	--------------	----------------









Tabella 3

CORE LABORATORIES, INC.  
BOX 10185, DALLAS, TEXAS 75207

Telephone: 01-640 5311 (5 Lines)  
Telex: 946502  
Cable: CORELABOR

*International Department*

REPLY TO  
2, Mitcham Industrial Estate  
Streatham Road  
Mitcham, London, CR4 2AP

OIL ANALYSIS

COMPANY:	CONOCO IDROCARBURI S.P.A.	WELL:	PALMA NO. 1
SAMPLE NO:	D.S.T. 4 LARGE SAMPLE	FORMATION:	N.A.
DEPTH:	N.A.	SAMPLED FROM:	N.A.
LOCATION:	OFFSHORE	FIELD:	N.A.
COUNTY:	SICILY	STATE:	ITALY
DATE SAMPLED:	N.A.	DATE ANALYSED:	22ND OCTOBER 1975
ANALYST:	J.Z.O.	FILE:	UKC 296
A.P.I. GRAVITY @ 60/60°F		43.0	
RELATIVE DENSITY @ 60/60°F		0.8109	



CORE LABORATORIES, INC.

BOX 10185, DALLAS, TEXAS 75207

Telephone: 01-640 5311 (5 Lines)  
Telex: 946502  
Cable: CORELABOR

*International Department*

REPLY TO  
2, Mitcham Industrial Estate  
Streatham Road  
Mitcham, London, CR4 2AP

OIL ANALYSIS

COMPANY:	CONOCO IDROCARBURI S.P.A.	WELL:	PALMA NO. 1
SAMPLE NO:	D.S.T.4 SMALL SAMPLE	FORMATION:	N.A.
DEPTH:	N.A.	SAMPLED FROM:	N.A.
LOCATION:	OFFSHORE	FIELD:	N.A.
COUNTY:	SICILY	STATE:	ITALY
DATE SAMPLED:	N.A.	DATE ANALYSED:	23RD OCTOBER 1975
ANALYST:	J.Z.O.	FILE:	UKC 296
A.P.I. GRAVITY @ 60/60°F		43.0	
RELATIVE DENSITY @ 60/60°F		0.8373	
VISCOSITY @ 80°F, cSt		19.26	
VISCOSITY @ 100°F, cSt		8.42	
SULPHUR CONTENT, % WT		0.15	
WAX CONTENT, % WT		7.5	

# Caleb Brett

Leatherhead Caleb Brett & Son Ltd Laboratory Division

Marine bulk oil surveyors  
Cargo superintendents  
Analytical and Testing Laboratories  
Tank Calibrators

**COPY**

Defence Quality Assurance Board Approval No. 29274.  
Air Registration Board Approval No. A1/8217/69.

Kingston Road  
Leatherhead Surrey.  
KT22 7LZ

Telex: 928522  
Tel: Leatherhead 77111/8  
Cables: Brettcalca Ltd.

OUR REF **HJR/MB**  
YOUR REF  
DATE **31st October 1975**

TO **Conoco Idrocarburi SpA,  
Park House,  
116 Park Street,  
London W1Y 4NN.**

## LABORATORY REPORT

No. BL 240/187

Attn: Mr. A. Scott-Brining

Sample(s) received from: **Conoco Ltd., London  
(Mr. A.G. Reid)**

on: **22nd October 1975**

Sample(s) submitted as: **Crude Oil (1 x 3 litre bottle)**

Description(s) on label(s) **PALMA 1  
DST 4  
Oil Emulsion Sample**

Seals on sample(s) **None**

The above sample(s) was/were examined as detailed below and the following results obtained

TEST	METHOD	RESULT
Appearance	Visual	Thick brown emulsion.
Relative Density @ 60/60°F	IP59	0.8485
API° Gravity @ 60°F	Conversion	35.3
Viscosity @ 100°F, cSt	IP71	8.83
Pour Point °F	IP15	+70
Sulphur Content	IP242T	0.30
Mercaptan %		Not detectable.
Hydrogen Sulphide %		Not detectable.
Water Content % vol.	IP74	56
Wax Content % wt.	UOP A46	7.5

Conoco to:  
Conoco Idrocarburi SpA 1  
Mr. Reid, Conoco. 1  
H.O. 1  
File 1

Reported by   
M.K. Das

Approved by   
M.J. Dobby

Directors: I. Brett, O.Sc., F.Inst.Pet. (Chairman) J. L. Nichol, O.Sc., F.Inst.Pet. (Joint Managing) J. B. Robinson, F.Inst.Pet. (Joint Managing) A. van der Linden, (Dutch)  
H. J. Dilling R. C. Nelson, M.Sc., A.C.A.

Registered address: Kingston Road, Leatherhead, Surrey Reg. No. 737753 London

Terms and Conditions of Business are printed on reverse and will apply, subject to any alteration therein referred to above

GAS CHROMATOGRAMS OF OILS - DST 4

COMPANY: CONOCO

WELL: PALMA-1

LOCATION: SICILY

DST 4A - Saturate Hydrocarbons

DST 4B - Saturate Hydrocarbons

DS - 4 - Oil Emulsion - Saturate Hydrocarbons

PALMA-1  
ANALISI GAS

Tabella 4

15



COMPANY: CONOCO WELL NAME: PALMA-1  
DEPTH: 10.833 - 11.068 feet SAMPLED FROM: D.S.T. 4  
SAMPLE No.: 1 (bottle No.W3/566) STATE: SICILY  
ANALYST: T.K. DATE ANALYSED: 24th May 1976  
FILE: UKC 366

<u>COMPONENT</u>	<u>MOLE %</u>
Nitrogen	1.91
Carbon dioxide	63.26
Oxygen	trace
Hydrogen	none detected
Methane	30.17
Ethane	2.39
Propane	1.49
Iso-Butane	0.20
n-Butane	0.34
Iso-Pentane	0.09
n-Pentane	0.08
Hexanes	0.06
Heptanes	0.01
Calculated relative density (air = 1.00)	1.2110
Calculated calorific value B.T.U./Cu.Ft (at 0 DEG C 760 mm Hg)	435.3



PALMA  
SVILUPPO DEL CAMPO  
PRODUZIONE: PORTATA NEGLI ANNI

27 MM barili/4.29.10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>

ANNO	MEDIA GIORNALIERA (M BOPD)	CUMULATIVO (MMBO)
0	-	0
1	-	0
2	-	0
3	6.0	2.2
4	12.0	6.6
5	12.0	11.0
6	11.35	15.2
7	9.58	18.7
8	7.58	21.5
9	6.00	23.7
10	4.75	25.4
11	3.85	26.9

4.29 milioni m<sup>3</sup>

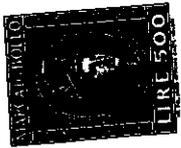


Tabella 6

PALMA  
SVILUPPO DEL CAMPO  
PRODUZIONE NEGLI ANNI

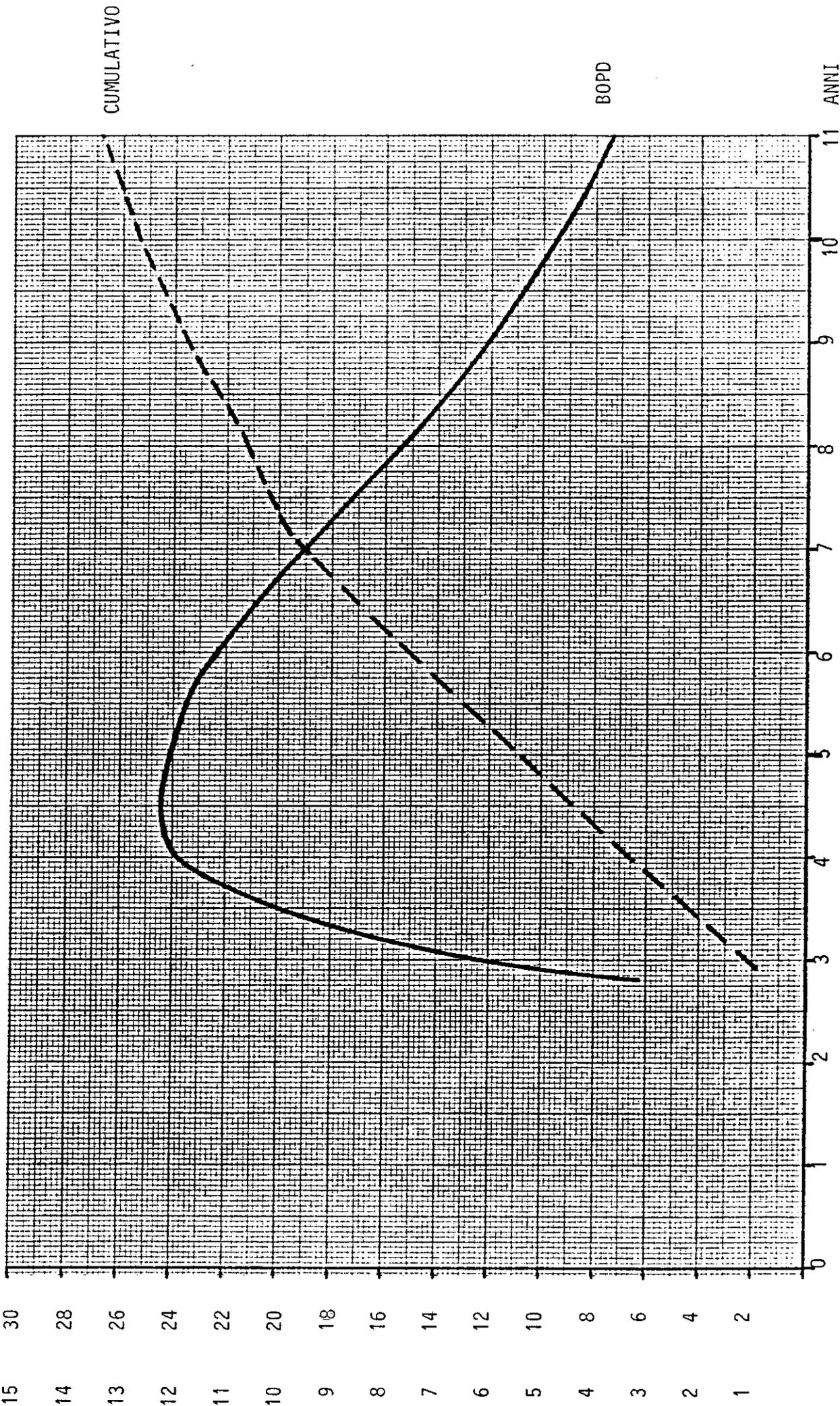




Tabella 7

PALMA  
SVILUPPO DEL CAMPO

COSTO MOBILIZZAZIONE DELLA PIATTAFORMA

	<u>LIRE ITALIANE</u>
<u>SERVIZI</u>	
Rilevamento della località	60 milioni
Ancoraggio: 2 squadre di 5 uomini	100 "
Barche per ancoraggio: 2 barche per 6 gg.	195 "
Rimorchiatori	285 "
 <u>MATERIALI</u>	
Carburante per barche	360 "
Materiali vari, davi da traino ecc.	20 "
 <u>COSTO PIATTAFORMA DI PERFORAZIONE</u>	
<u>SEMISOMMERSA</u>	
Costo contrattuale, 6 gg.	300 "
Appoggio alla piattaforma, elicotteri, carburante ecc.	420 "
Varie	72 "
-----	
TOTALE	1.812 milioni
-----	

PALMASVLUPPO DEL CAMPOCOSTO PER LA RIPRESA E COMPLETAMENTO DI UN POZZO

<u>ATTREZZATURE</u>	<u>LIRE ITALIANE</u>	
Tubino di produzione - 3000 metri	600 milioni	
Packer, Valvole di sicurezza ed altre attrezzature di fondo	254	"
<u>MATERIALI</u>		
Fluido di completamento	460	"
Prodotti chimici, nafta ecc.	12	"
Forniture varie e utensileria	60	"
<u>SERVIZI</u>		
Perforazione colonna	136	"
Lavori con wireline	20	"
Collaudo tubino	20	"
Personale e supervisione	10	"
<u>AFFITTO ATTREZZI</u>		
Aste di perforazione - 4½" 3300 metri	44	"
Attrezzature varie per l'impianto	105	"
<u>COSTO PIATTAFORMA SEMI-SOMMERSA</u>		
Costo contrattuale 22 gg./pozzo	1.100	"
Appoggio alla piattaforma , barche, elicottero ecc.	1.540	"
Carburante	164	"
<u>TOTALE COSTO RIENTRO E COMPLETAMENTO DI UN POZZO</u>		<u>4.525 milioni</u> -----



Tabella 9

PALMA  
SVILUPPO DEL CAMPO  
STIMA DEI COSTI PER LE ATTREZZATURE DI FONDO

	<u>LIRE ITALIANE</u>
Attrezzature di completamento	270 milioni
Albero sottofondo marino	940 "
Accessori per albero	140 "
Controllo produzione in superficie	430 "
Risers flessibili	950 "
Sistema movimentazione riser	315 "
Attrezzi di collaudo e operazione	410 "
Sistema di controllo	200 "
	<hr/>
TOTALE COSTI ATTREZZATURE	3.655 milioni/pozzo
TOTALE PER I POZZI	22 miliardi



15 985

Tabella 10

PALMA

DIAGRAMMA TEMPI SVILUPPO

	1986	1987	1988	1989
PALMA-4	—			
SISMICA 3-D	—			
IMPIANTO SEMISOMMERSO		<u>ENGINEERING</u> <u>INDAG. MERCATO E MODIFICHE</u>	<u>INSTALLAZ.</u>	
IMPIANTI PRODUZIONE		<u>ENGINEERING</u> <u>INDAG. MERCATO E FABBRICAZ</u>	<u>MONTAGGIO</u>	
PIPELINE O NAVE STOCCAGGIO		<u>ENGINEERING</u> <u>INDAG. MERCATO E MODIFICHE</u>	<u>MONTAGGIO</u>	
PERFORAZIONE POZZI SVILUPPO				
INIZIO PRODUZIONE				<u>INIZIO</u> <u>PRODUZIONE</u>



Tabella 11

PALMA

SVILUPPO DEL CAMPO

INVESTIMENTI NEGLI ANNI

(Lire in miliardi - 1985)

	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>	<u>1989</u>	<u>TOTALE</u>
Sismica 3-D	2.5	-	-	-	2.5
Piattaforma	-	30.0	50.0	-	80.0
Impianti produzione	-	30.0	50.0	-	80.0
Pipeline o nave stoccaggio	-	3.5	30.0	-	33.5
Pozzi	10.0	-	36.0	24.0	70.0
Diversi	2.0	4.0	8.0	-	14.0
<b>TOTALE</b>	<b>14.5</b>	<b>67.5</b>	<b>174.0</b>	<b>24.0</b>	<b>280.0</b>

15



85

Tabella 12

PALMA  
SVILUPPO DEL CAMPO  
COSTI OPERATIVI

LIRE ITALIANE

Salari	132 miliardi
Manutenzione	175 "
Assicurazione	58 "
Trasporti	44 "
Approvvigionamenti	12 "
Miscellanea	15 "
	-----
	436 miliardi per la vita del campo



PALMA  
SVILUPPO DEL CAMPO  
FLUSSO DI CASSA - REDDITIVITA'

Produzione totale	27 X 10 <sup>6</sup> barili
Investimenti	280 miliardi di Lire It.
Costi operativi	436 miliardi di Lire It.
Valore olio	28.0 \$/barile
Tasso di rendimento	46.4%
Valore attuale al 15%	55.1 miliardi di Lire It.
Flusso di cassa netto	232.9 miliardi di Lire It.



DIVISIONE MIJ  
EDIFICIO F. 1 - MILANOFIORI  
20094 ASSAGO (MILANO)  
TELEFONO (02) 82.43.551  
TELEX 325528 SIMIJ

**SCHLUMBERGER ITALIANA S.p.A.**

CAP. SOC. L. 1.800.000.000 I.V. - C.F. / P.I. 0015 238.0341  
C.C.I.A.A. DI PARMA 56483 - REG. SOC. TRIB. PARMA 3080  
SEDE LEGALE PARMA - VIA PEZZANA, 4 - TEL. (0521) 27325

15



11. 02 85  
JOHN S. FORREST

Milano, 4 Febbraio 1985

Spett.le  
CONOCO IDROCARBURI  
Via Veneto 116  
00187 - ROMA

Egregio Sig. Forrest:

In allegato spediamo i risultati dell'interpretazione GLOBAL relativa al pozzo Palma-1.

Il maggior problema riscontrato é stato l'alto contrasto di resistività presente in questa zona. Vista la disponibilità degli strumenti d'induzione e laterolog, sono stati presi in considerazione entrambi usando il programma RTGLOB.

In effetti, abbiamo scelto le letture d'induzione in bassa resistività, mentre il laterolog é stato se - lezionato per i letti d'alta resistenza.

La litologia é stata considerata come se - quenza di carbonato, calcare e dolomite con argilla. Le letture per 100% argilla assomigliavano a quelle di altri pozzi nell'area. Anche per la resistività d'acqua di formazione,  $R_w$ , sono stati riscontrati valori simili a quelli visti in campi vicini ( $R_w = 0.04 @ 190^\circ F$ ).

Un punto interessante da notare é l'effetto "invasion" sul microlaterolog nella parte superiore, indicando possibilmente una quantità di microfratturazione. RTGLOB corregge anche il "RT" finale di questo "invasion effect".

Cont.

/...1

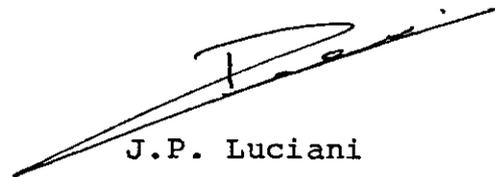
/... 2 Cont.

Anche a 11130 e 11136 ft., dove si trovano laminazioni relativamente sottili e porose, la risoluzione verticale delle attrezzature di resistività mostra risultati pessimistici riguardanti la saturazione del idrocarburo dovuto all'effetto "shoulder bed".

Concludendo, il contatto olio-acqua potrebbe trovarsi a 11046 ft. con qualche residuo d'olio nella zona inferiore a 11200 ft.

Siamo a Vs. disposizione per ulteriori chiarimenti/ricieste presso il ns. ufficio di Milano.

Cogliamo l'occasione per porVi distinti saluti.



J.P. Luciani

PD/lf  
007

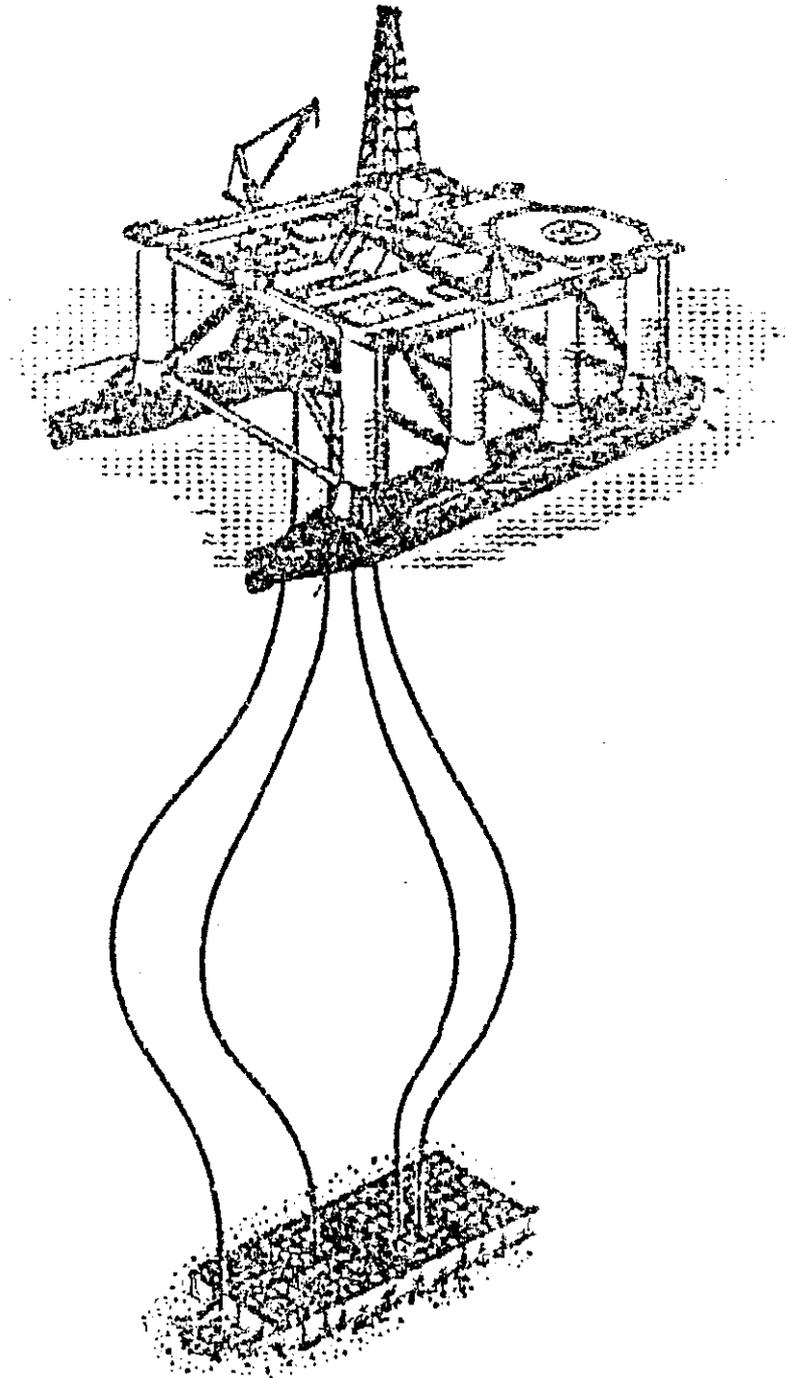
15



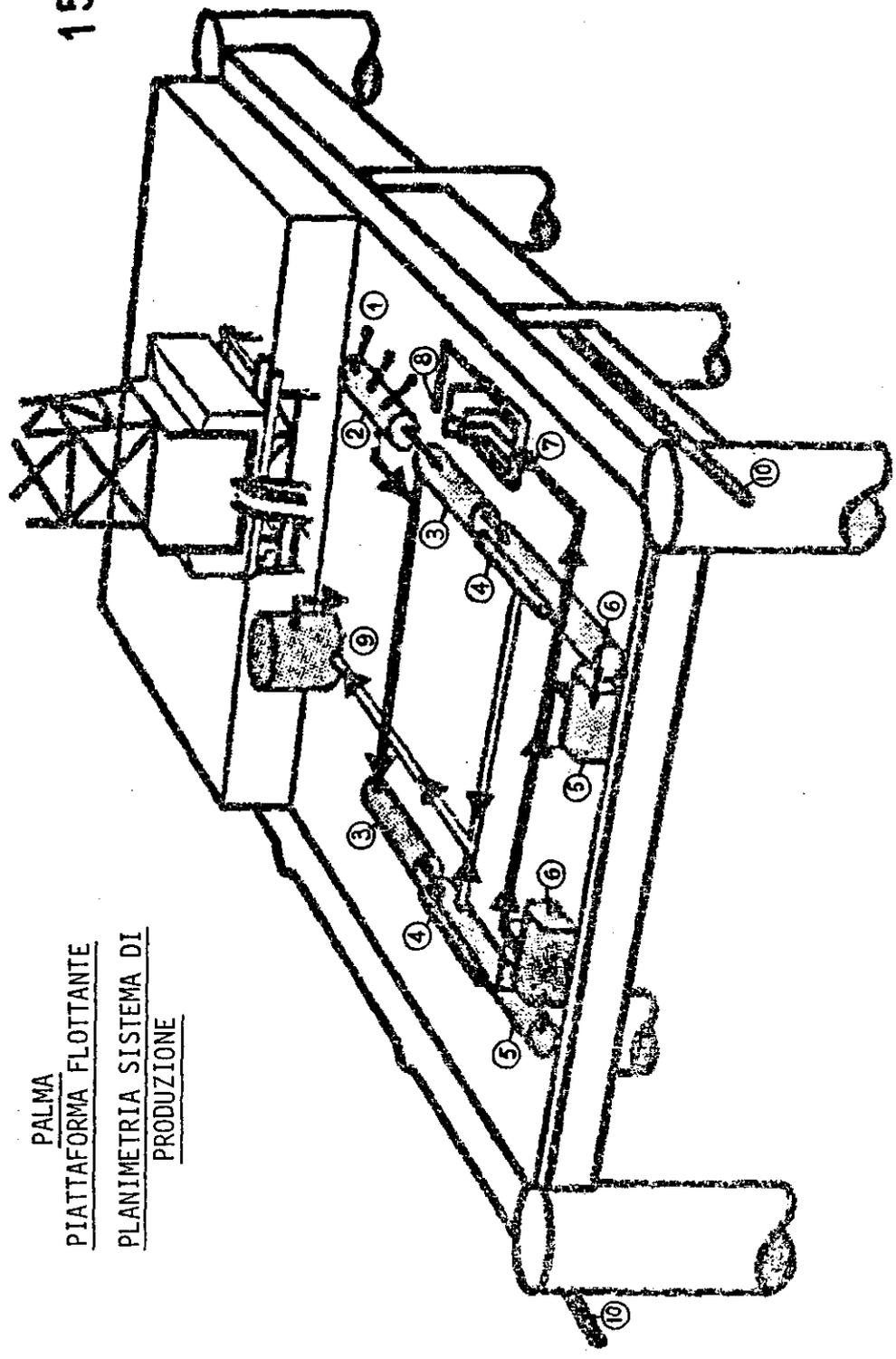
85

Figura 1

# PIATTAFORMA FLOTTANTE DI PRODUZIONE



PALMA  
PIATTAFORMA FLOTTANTE  
PLANIMETRIA SISTEMA DI  
PRODUZIONE

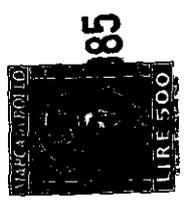


- ① Testapozzi e misuratori
- ② Collettori
- ③ Separatori di 1° stadio
- ④ Separatori di 2° stadio
- ⑤ Iniezione trattamento

- ⑥ Stazione pompaggio
- ⑦ Campionatori
- ⑧ Testa lancia scovolo
- ⑨ Decantazione
- ⑩ Fiaccola

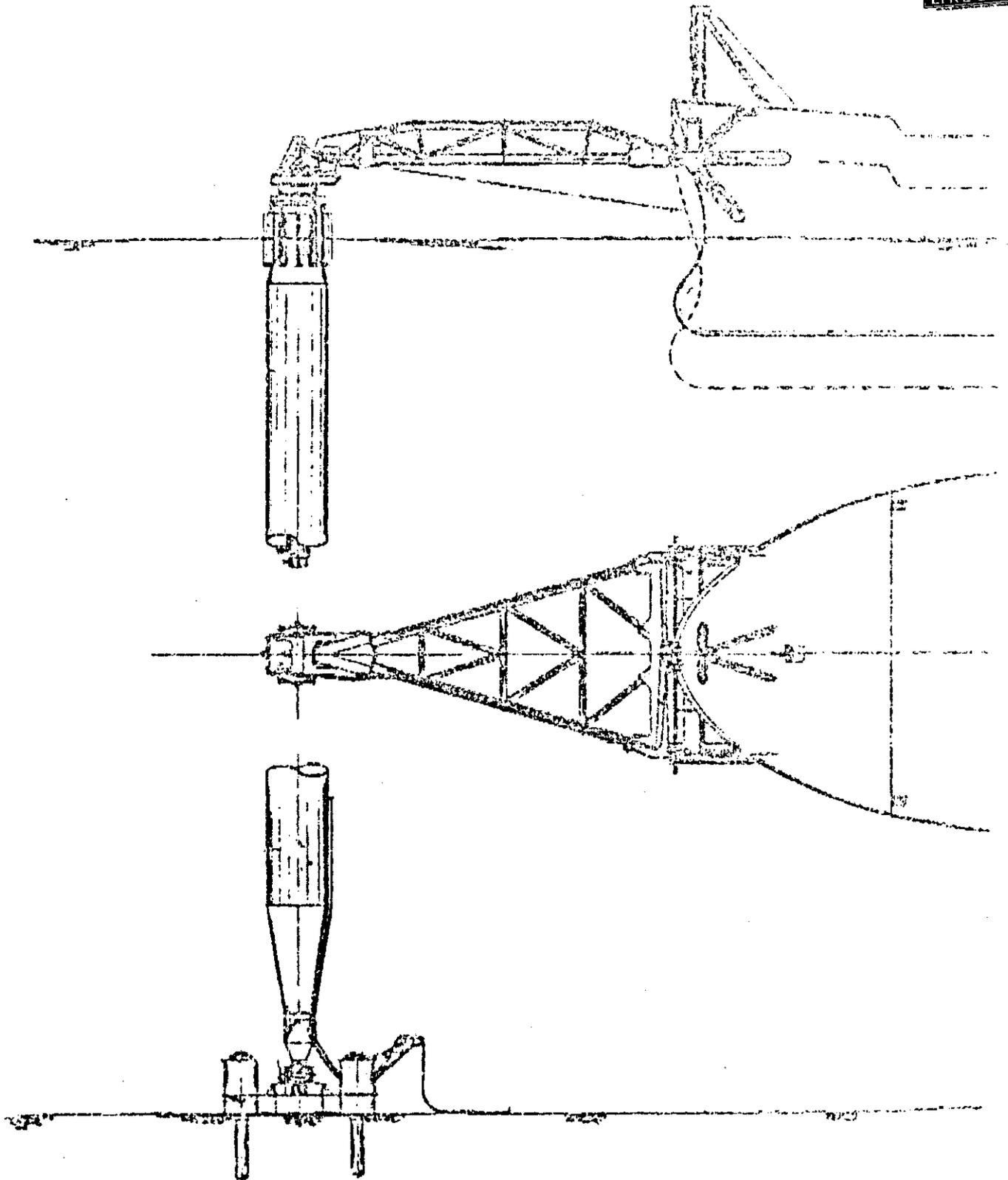
Figura 2

15



15 MA

Figura 3

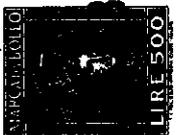


PALMA

SVILUPPO DEL CAMPO

SISTEMA ANCORAGGIO NAVE APPOGGIO

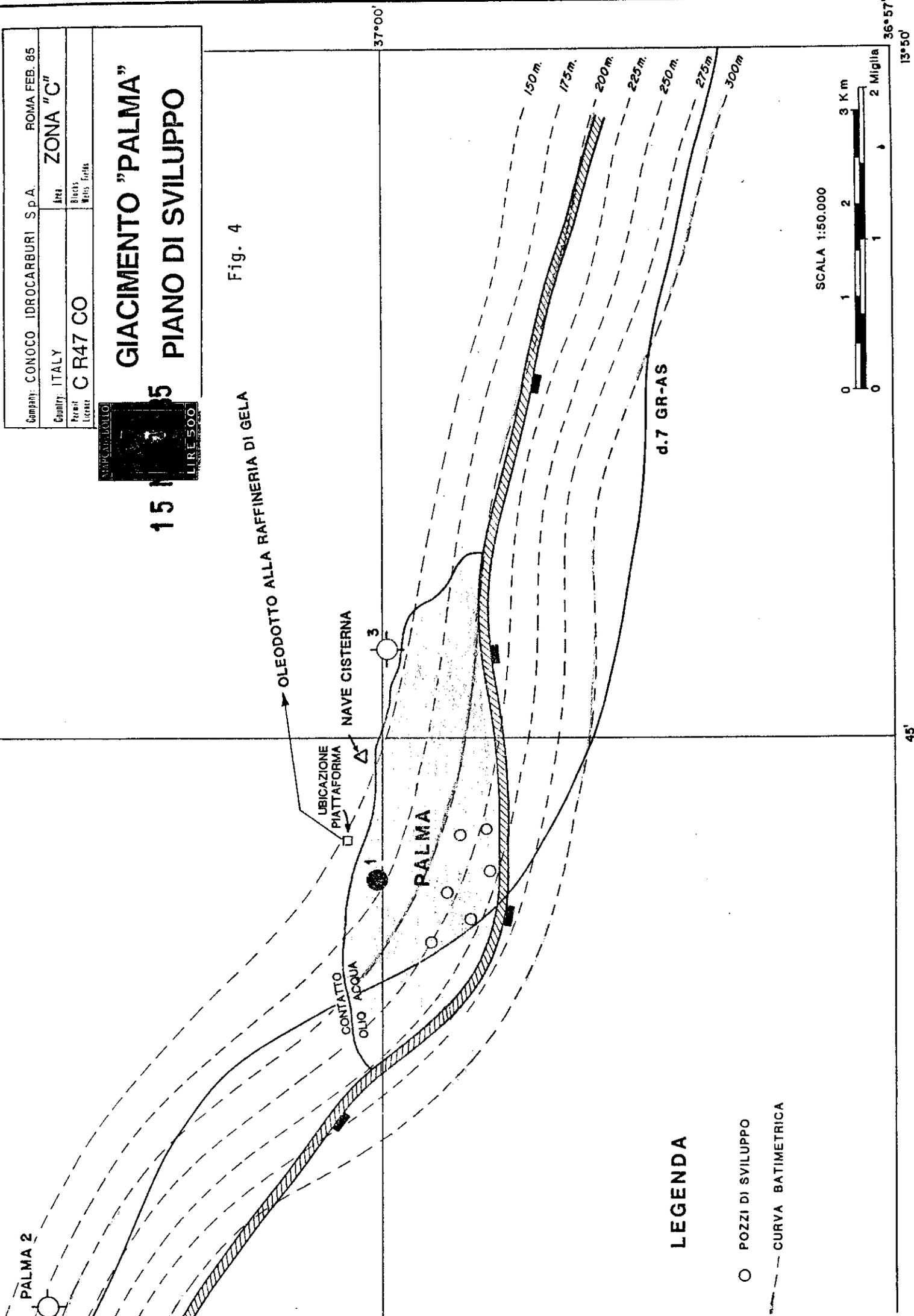
Company: CONOCO IDROCARBURI S.p.A. ROMA FEB. 85  
 Area: ZONA "C"  
 Country: ITALY  
 Permit License: C R47 CO  
 Blocks: Wells: Fields:



**GIACIMENTO "PALMA"**  
**PIANO DI SVILUPPO**

15

Fig. 4



**LEGENDA**

- POZZI DI SVILUPPO
- CURVA BATIMETRICA

SCALA 1:50.000



36°57'  
 13°50'