

ID 3375

LASMO International Oil Development Limited



Sede Secondaria:
Via Vittorio Veneto, 116 - 00187 ROMA
Telefono (06) 475.85.20 - 475.64.88 - 475.78.35
Telex: 680281 - Fax: 679.90.82

Roma, 14 marzo 1986

U.N.M.I.
Via Medina 40
80133 Napoli

Alla cortese attenzione dell'Ing. E. Messina

Oggetto: Permesso CR 100 - Pozzo Aretusa 1

Ci preghiamo inviare in allegato la seguente documentazione:

1. Relazione Tecnica Interpretativa delle Prove di Produzione Effettuate
- Pozzo Aretusa 1, corredata da no. 5 allegati: prova di strato no. 1, prova di strato no. 2, prova di strato no. 3, prova di strato no. 4, analisi delle proprietà fisiche degli idrocarburi recuperati.

Le informazioni ottenute e le analisi effettuate, che sono state ultimate solo recentemente, ci hanno permesso inoltre di preparare un rapporto interpretativo sull'accumulazione di idrocarburi penetrata dal pozzo Aretusa 1.

2. Relazione Tecnica Interpretativa sulle Condizioni Geo-Minerarie Acquisite, corredate dal profilo del pozzo. Tale rapporto illustra inoltre i piani della Lasmo sulla futura attività di ricerca nel permesso. La Lasmo ha già provveduto a richiedere offerte per il programma sismico illustrato nel rapporto ai contrattisti operanti per la regione e tale rilievo sarà effettuato non appena una nave sismica adeguata sarà disponibile.

Cogliamo l'occasione per porgere i nostri migliori saluti.

LASMO INTERNATIONAL OIL DEVELOPMENT LTD.
Sede di Roma

Il Direttore
(Dr. A. Crostella)

SEZIONE IDROCARBURI	
NAPOLI	
24 MAR. 1986	
Prot. n. 1905	
Sez.	Post.

all.

AC/dm

LASMO INTERNATIONAL OIL DEVELOPMENT LTD.

Permesso: C.R. 100.HO

Pozzo: ARETUSA 1

Relazione tecnica interpretativa
sulle
Condizioni geo-minerarie acquisite

SEZIONE IDROCARBURI	
NAPOLI	
24 MAR. 1986	
Prot. N. 1905	
Sez.	Pozz.

Dr. R. Bencini

Roma, marzo 1986

Indice

1. Introduzione

2. Risultati Geologici
 - 2.1 Stratigrafia
 - 2.2 Sedimentologia
 - 2.3 Petrografia e poro-permeabilità
 - 2.4 Geochimica

3. Risultati Geofisici
 - 3.1 Taratura degli orizzonti sismici
 - 3.2 Informazioni strutturali dal VSP
 - 3.2.1 dati VSP fino al fondo pozzo
 - 3.2.2 dati VSP oltre al fondo pozzo

4. Risultati minerari

5. Conclusioni e piani futuri

Figure

- 1) Nomenclatura stratigrafica usata
- 2) Comparazione tra stratigrafia prevista e stratigrafia perforata
- 3) Andamento verticale della riflettività della vitrinite
- 4) Andamento verticale della temperatura
- 5) Andamento verticale della pressione dei fluidi di formazione
- 6) Correlazione tra stratigrafia, VSP e sismogramma sintetico
- 7) Taratura della sismica con il sismogramma sintetico
- 8) Programma Sismico 1986

Tavole

- 1) Sommario dei dati del pozzo e di perforazione
- 2) Sommario dei log elettrici
- 3) Sommario dei dati geologici e geofisici
- 4) Valori di inclinazione calcolati dai dati del VSP

Allegati

- 1) Composite Log - Aretusa 1.

1. INTRODUZIONE

Il pozzo Aretusa 1 è situato nell'angolo NE del permesso C.R 100.H0, al largo della costa sud-orientale della Sicilia. Il sommario dei dati generali riguardanti il pozzo e la perforazione è riportato in Tavola 1.

Il pozzo è stato perforato dal novembre 1984 al marzo 1985 ed aveva come obiettivo il margine della piattaforma carbonatica Liassica (formazione Siracusa), che l'interpretazione sismica indicava presente e situato in condizione strutturale favorevole.

La perforazione ha poi dimostrato che la piattaforma carbonatica liassica è assente (si presume giaccia a SW del pozzo), e che l'anomalia sismica si riferiva al membro vulcanico Scicli della formazione Buccheri.

2. RISULTATI GEOLOGICI

Un sommario dei dati geologici è riportato in tavola 3. Lo studio geologico del pozzo è consistito, oltre che nei normali esami dei cuttings di perforazione e dei log elettrici (tavola 3), nello studio paleontologico di dettaglio dei cuttings, nelle analisi geochimiche sia dei cuttings (ricchezza organica e maturità termica) che delle manifestazioni di idrocarburi (correlazioni tra olio, estratti e roccia madre), nell'analisi petrografica e sedimentologica dell'intera formazione Modica (cuttings e carota) e in analisi speciali, nella fattispecie analisi PVT sugli idrocarburi, analisi chimica delle acque recuperate e analisi della poro-permeabilità della carota 1.

2.1 Stratigrafia

La nomenclatura usata è riportata in figura 1.

La stratigrafia dei terreni incontrati nel pozzo è sostanzialmente quella prevista, tranne che al livello del Lias, dove la formazione Siracusa (facies di piattaforma) è risultata sostituita dalla formazione Modica (facies di bacino), con essa eteropica (fig.2). Gli spessori previsti corrispondono a quelli incontrati, nei limiti imposti dalla taratura sismica che è stata eseguita utilizzando i pozzi disponibili, assai distanti dal pozzo Aretusa 1.

Per una descrizione dettagliata della litologia e dell'età delle formazioni incontrate si rimanda all'allegato composite log. Si fa tuttavia qui notare che la sequenza è risultata tipica della cosiddetta zona di Ragusa, cioè la zona caratterizzata dalla presenza di una facies pelagica dal Lias al Miocene. Come curiosità si può menzionare il ritrovamento di una ammonite piritizzata all'interno della carota 1. L'ammonite è stata classificata come *Rhacophyllites Stella* (Sowerby) ed è datata all'Hettangiano Sinemuriano-Inferiore, ad ulteriore conferma dell'età della formazione Modica.

2.2 Sedimentologia

Lo studio petrografico e sedimentologico dei cuttings e della carota estratta ha confermato che l'intervallo attribuito al Lias si è depositato in ambiente pelagico profondo con apporti sporadici di materiale clastico carbonatico originato in acque poco profonde e ridepositato nel bacino con meccanismi di onda torbida o equivalenti. Si ritiene quindi che la piattaforma carbonatica, il cui margine costituisce l'obiettivo primario nella zona a livello Liassico, sia situata nelle vicinanze del pozzo. In particolare lo studio paleogeografico regionale dell'intervallo Liassico suggerisce che il margine della piattaforma carbonatica giaccia a SW del pozzo stesso. In quella direzione dunque la percentuale del materiale calcareo-detritico risedimentato dovrebbe aumentare fino ad arrivare al margine stesso.

La distribuzione verticale del materiale risedimentato (più abbondante nella metà inferiore della formazione Modica) indica una tendenza trasgressiva, cioè un arretramento della piattaforma rispetto al bacino, in accordo con il modello formulato per l'intera regione circostante.

2.3 Petrografia e poro-permeabilità

Lo studio di laboratorio della carota estratta nella formazione Modica ha indicato una permeabilità di 1 millidarcy e una porosità del 3%. Tali valori sono da considerarsi tipici della parte pelagica della formazione. I valori relativi alle intercalazioni calcareo-detritiche mineralizzate ad olio presenti nella stessa formazione sono invece basati sui risultati delle prove di strato, che indicano permeabilità varianti da alcuni millidarcies fino a qualche decina di millidarcies.

In accordo con quanto osservato, lo studio delle sezioni sottili dei cuttings della formazione Modica ha permesso di evidenziare due fasi distinte di cementazione degli intervalli calcareo-detritici della formazione Modica. Una prima cementazione è avvenuta in fase diagenetica precoce ad opera di acque d'infiltrazione, in corrispondenza della (provata) emersione della piattaforma carbonatica verso la fine del Giurassico. Una seconda cementazione ha fatto seguito alla migrazione degli idrocarburi occludendo tutta la porosità che era rimasta dopo la prima fase e che non era già occupata da idrocarburi. La seconda cementazione è avvenuta ad opera dei fluidi interstiziali espulsi durante la compattazione delle litologie di facies pelagica, ed è caratterizzata dalla presenza di tracce di ferro nel reticolo cristallino della calcite del cemento.

La porosità originale sarebbe quindi quasi totalmente scomparsa dove non si sono accumulati idrocarburi, e si sarebbe (parzialmente) conservata in corrispondenza delle mineralizzazioni.

2.4 Geochemica

Tutti gli idrocarburi ritrovati nel pozzo, sia come manifestazioni o impregnazioni, sia come prodotto delle prove di strato, sono risultati essere cogenetici, ossia sono risultati provenire da una stessa roccia madre.

Nel pozzo Aretusa 1 sono stati incontrati verso la base della formazione Modica (Fig.3, in basso) alcuni livelli relativamente ricchi in materia organica (max 1.5%), ma l'analisi degli istogrammi dei valori di riflettività della vitrinite (Ro) lungo il pozzo (Fig.3) permette di stabilire che tali livelli, anche se ricchi in carbonio organico, non sono ancora maturi termicamente tanto da poter generare idrocarburi liquidi e quindi non sono da considerarsi roccia madre effettiva. Non è stato dato peso ai valori isolati di Ro in quanto riferiti a vitrinite o rimaneggiata o influenzata termicamente dalle adiacenti rocce vulcaniche.

Considerazioni regionali indicano che la roccia madre effettiva nella zona è la facies ricca di materia organica delle argilliti nere triassiche (formazione Noto in terraferma) identificata in numerosi pozzi nella Sicilia Sud-orientale e, a mare, (ad esempio) nei pozzi Lucata 1, Archimede 1 e nel campo Mila. Tale roccia madre pertanto è ritenuta quella effettiva anche nella zona del pozzo Aretusa 1.

3. RISULTATI GEOFISICI

I dati geofisici ottenuti dal pozzo Aretusa 1 sono costituiti dal Profilo Sismico Verticale (VSP), eseguito per ottenere sia informazioni dettagliate sulla velocità delle onde sismiche nelle formazioni attraversate, sia dati sulle pendenze strutturali nei dintorni del pozzo fino ed oltre il fondo pozzo.

I dati di velocità servono ad ottenere la taratura degli orizzonti in corrispondenza del pozzo, mentre i dati strutturali sono utilizzati per confermare l'interpretazione sismica della struttura del pozzo Aretusa 1 in profondità.

3.1 Taratura degli orizzonti sismici

La correlazione tra la risposta sismica calcolata dal Sonic Log (Sismogramma sintetico) e quella reale del VSP è mostrata in Fig. 6. La corrispondenza è giudicata buona, dal momento che le riflessioni primarie associate alle maggiori discontinuità del Sonic Log sono facilmente identificabili sia sul VSP che sul Sismogramma Sintetico. La correlazione mostra anche minori discrepanze (ad esempio al livello vulcanico della formazione Amerillo) che peraltro provvedono informazioni utili per la taratura degli orizzonti sismici.

La taratura della linea sismica LT-83-01 per mezzo del Sismogramma Sintetico è riportata in figura 7.

La taratura è giudicata di buona qualità, e conferma che gli eventi sismici associati al tetto della formazione Amerillo, Hybla e Streppenosa sono stati correttamente identificati prima della perforazione. Invece, l'orizzonte sismico cartografato originariamente come tetto della formazione Siracusa è risultato rappresentare il tetto della formazione Buccheri, per cui il Liassico è stato incontrato ad un livello inferiore al previsto (sia in tempi doppi che in quota assoluta). La formazione Liassica è poi risultata essere in facies pelagica (form. Modica). L'anomalia sismica che era stata interpretata come il margine della piattaforma carbonatica Liassica è risultata invece l'espressione di un accumulo vulcanico entro la formazione Buccheri.

La profondità in secondi (tempi doppi, TWT) del tetto delle varie formazioni è riportata in tavola 3.

3.2 Informazioni strutturali dal VSP

I dati del VSP, utilizzando la migrazione ("move out") verso l'alto (tempi più brevi) degli eventi primari, permettono di riconoscere una certa inclinazione degli strati intorno al pozzo.

La tavola 4 mostra i valori di inclinazione calcolati per alcuni eventi primari situati sia al di sopra che al di sotto della profondità finale del pozzo. Tali valori dimostrano la tendenza degli strati più superficiali ad avere inclinazioni scarse ($8\frac{1}{2}^{\circ}$ - 12°), e quella degli strati profondi verso inclinazioni maggiori (15° - 20°). Anche se non è possibile calcolare l'azimut delle inclinazioni per le limitazioni intrinseche del metodo, i valori di inclinazione sono in accordo con l'ordine di inclinazioni riscontrate nelle linee sismiche e nel log Dipmeter.

3.2.1 Dati VSP fino al fondo pozzo

Informazioni strutturali sulle adiacenze del pozzo sono ricavabili dal VSP nell'intervallo 1820-2050 millisecondi. In particolare, a 2050 millisecondi (3670 metri) si può vedere l'influenza della terminazione delle riflessioni primarie situata in un punto a circa 230 metri dal pozzo e circa 20 metri strutturalmente più alto, in coincidenza dell'interruzione del livello in esame da parte di una faglia normale interpretata sulla sismica con ribasso verso NNE e che interessa la formazione Modica e quelle inferiori (vedi figura 7). I dati del VSP dunque rafforzano l'evidenza di una chiusura strutturale situata in corrispondenza del pozzo Aretusa 1 e limitata verso nord da una faglia normale.

3.2.2. Dati VSP oltre il fondo pozzo.

I dati VSP relativi agli strati situati oltre il fondo pozzo

sono stati analizzati per ottenere informazioni litologiche che potrebbero tornare utili per l'esplorazione futura della struttura interessata dal pozzo Aretusa 1.

Oltre il fondo pozzo, il VSP evidenzia alcuni eventi sismici primari ben definiti. In particolare, quelli situati tra 2100 e 2200 millisecondi appaiono come una fitta sequenza di riflessioni a grande ampiezza d'onda corrispondenti ad una alternanza di unità litologiche relativamente sottili (spessore 100 metri circa) ad alta e bassa impedenza acustica. L'interpretazione lito-stratigrafica di questo intervallo è incerta, ma si potrebbe semplicemente trattare di intercalazioni di calcari e argille (nere), sia pure di età sconosciuta.

Riflessioni primarie sono presenti anche al di sotto di questo intervallo ad alta riflettività. Estrapolando la curva tempi doppi-profondità oltre al fondo pozzo, si possono stimare sia il tempo di riflessione che la profondità degli eventi più profondi, i cui valori sono riportati in tavola 4.

4. RISULTATI MINERARI

In base alle manifestazioni riscontrate durante la perforazione, all'analisi dei log elettrici e al risultato delle prove di strato, è possibile ritenere che siano mineralizzati ad olio e gas i seguenti intervalli:

<u>Profondità</u>	<u>Spessore</u>	<u>Indizio</u>	<u>Prova di strato</u>	<u>Formazione</u>
2543-2548	5 m	E.log, manif.	no	Chiaromonte
2550.5-2551.5	1 m	E.log, manif.	no	Chiaromonte
2770-2784	14 m	E.log, manif.	DST 1 e 4	Buccheri
2880-2890	10 m	manifestazioni	DST 3	Buccheri
3183-3194	11 m	E.log, manif.	DST 2	Modica
3216.5-3218.5	2 m	E.log	DST 2	Modica
3254-3260	6 m	manifestazioni	DST 2	Modica
3261.5-3263	1.5 m	E.log, stillicidio	DST 2	Modica
3275.5-3278	2.5 m	E.log, manif.	DST 2	Modica
3358-3365.5	7.5 m	E.log, manif.	DST 2	Modica

3368-3370	2 m	E.log	DST 2	Modica
3398-3405	7 m	manifestazione	DST 2	Modica

per uno spessore totale di 6 m nella formazione Chiaramonte, 24 m nella formazione Buccheri e 39.5 m nella formazione Modica.

Una apposita relazione tecnica descrive in dettaglio i risultati delle quattro prove di strato effettuate. L'olio provato è un olio ricco in gas disciolti ("high shrinkage oil") di densità compresa tra 32° e 35° API a condizioni normali. Valori inferiori e superiori della densità dell'olio non sono ritenuti rappresentativi. L'analisi chimica dell'acqua prodotta durante la prova di strato no. 3 dopo l'acidificazione della formazione ha dimostrato che il fluido recuperato è un residuo di acidificazione mescolato con una quantità indefinita di acqua di formazione, le cui caratteristiche chimiche tuttavia sono risultate di impossibile determinazione.

Le pressioni osservate sono superiori alla normale pressione idrostatica nella formazione Buccheri (prove no.1,3 e 4) e normali nella formazione Modica (prova no. 2). La figura 5 riporta l'interpretazione dell'andamento verticale della pressione dei fluidi di formazione.

L'analisi PVT degli idrocarburi recuperati durante le prove ha messo in evidenza l'eccesso di gas rispetto all'olio (non è stato possibile disciogliere tutto il gas nell'olio alla temperatura e pressione di formazione). Tale eccesso è spiegabile sia con l'accumulo della fase liquida nella parte inferiore del pozzo, sia con il flusso preferenziale del gas rispetto all'olio all'interno del cono di drenaggio del pozzo (formazione di bolle di gas che si muovono più facilmente dell'olio). Si ritiene che entrambi i meccanismi siano stati in funzione durante le prove di strato.

L'olio sembra essere leggermente al di sopra della pressione di saturazione ("bubble point") sia nella formazione Modica che nella formazione Buccheri.

Si può concludere che la combinazione della bassa permeabilità degli orizzonti mineralizzati con l'elevato contenuto di gas in soluzione nell'olio fa sì che gli idrocarburi siano producibili a lungo solamente con una portata giornaliera limitata.

5. CONCLUSIONI E PIANI FUTURI

Il pozzo Aretusa 1 ha incontrato olio e gas che le analisi e gli studi condotti ci inducono a ritenere producibili per periodi di una certa durata solamente in quantità limitate. Tale produttività ridotta è dovuta a nostro parere soprattutto alla bassa permeabilità

della roccia serbatoio.

Consideriamo di conseguenza necessario, per ottenere produzioni di maggiore interesse, avere migliori caratteristiche di porosità e permeabilità nelle rocce serbatoio. Due soluzioni sono a nostro avviso possibili.

Da una parte è concettualmente possibile migliorare le caratteristiche del serbatoio liassico avvicinandosi o raggiungendo il margine della piattaforma carbonatica che la geologia regionale ci indica essere situato a SW del pozzo Aretusa 1.

D'altra parte è possibile saggiare le caratteristiche del serbatoio Triassico raggiungendo la formazione dolomitica Gela (Taormina).

I piani futuri prevedono lo studio di entrambe le possibilità onde valutarle quantitativamente. A tale scopo è prevista l'acquisizione di circa 400 km di nuove linee sismiche, di cui 266 km nel permesso C.R 100.HO e 132 km nel vicino permesso C.R 93.RI (fig. 8). I parametri di acquisizione per tale rilievo sismico sono stati formulati sulla base dei risultati ottenuti con il rilievo sperimentale effettuato nel permesso nel maggio 1985, dopo la perforazione del pozzo Aretusa 1. Le due linee sismiche così registrate sono state infatti elaborate sperimentalmente, così da poter contare sui migliori risultati possibili.

Per quanto riguarda l'obiettivo Liassico, la nuova sismica definirà in dettaglio la posizione del margine della piattaforma Liassica, attualmente solo ipotizzata. Nello stesso tempo i dati sismici così ottenuti permetteranno di delineare l'andamento strutturale della parte meridionale dell'anticlinale che attraversa da NE a SW l'intero permesso.

Per quanto invece riguarda l'obiettivo Triassico, è stato formulato un piano di collaborazione con la Società SORI (titolare del permesso C.R 93.RI, confinante a NE con il permesso C.R 100.HO) nell'intera area della struttura Aretusa, situata a cavallo dei permessi C.R 100.HO e C.R 93.RI. In tal modo, si anticipa, sarà possibile sia definire le faglie che chiudono a NE a livello del Triassico la struttura stessa sia identificare l'orizzonte sismico corrispondente al tetto delle dolomie della formazione Gela.

Sarà perforato per primo l'obiettivo che sembrerà più attraente sulla base dell'interpretazione dei nuovi dati sismici.

SOMMARIO DEI DATI DEL POZZO E DI PERFORAZIONEA) Dati del Pozzo

Pozzo	Aretusa 1
Operatore	LASMO International Oil Development Limited
Ubicazione	Zona C, Offshore Siciliano
Latitudine	36° 29' 39.53" N
Longitudine	14° 56' 56.92" E
Nave sonda	Saipem Due
Profondità Finale	3741 m (-3727.7 m)
Inizio Perforazione	13.11.84
Fine Perforazione	13.03.85
Data completamento	10.04.85
Quota Tavola Rotary	13.3 m sul livello medio del mare
Profondità del mare	83 m

Obiettivi: Primario: Formazione Siracusa/Modica (Giurassico Inferiore)
 Secondario: Formazione Buccheri (Giurassico Medio-Superiore)

Risultato: Produttivo ad olio e gas; chiuso ed abbandonato.

B) Dati di Perforazione

<u>Diametro del foro</u>	<u>Intervallo</u>
36"	96 - 158 m
14 3/4" (allargato a 26")	158 - 488 m
14 3/4" (allargato a 18 1/2")	488 - 1238 m
12 1/4"	1238 - 2683 m
8 1/2"	2683 - 3154 m
6"	3154 - 3741 m

Fango di perforazione

Acqua di mare e cuscini ad alta viscosità	96-488 m
Dispersione/Bentonite/CMC	488-3741 m

Colonne di rivestimento

30" con scarpa a 157 m
20" con scarpa a 474 m
13 3/8" con scarpa a 1227 m
9 5/8" con scarpa a 2676 m
7" con scarpa a 3150 m e testa a 2558 m

Sommario dei Log Elettrici

1. 27th November 1984

DIL-SLS-SP-GR Run 1	470-1234m
(Gamma Ray to seabed: 96m)	
5th December 1984	
Dual Caliper Run 1	474-1236m

2. 26th December 1984

DIL-SLS-SP-GR Run 2	1083-2679m
27th December 1984	
FDC-CNL-GR-Cal Run 1	1750-2680m
DLL-MSFL-GR-Cal Run 1	2375-2679m
HDT Run 1	1750-2679m
(Caliper up to 1219m)	

3. 10th February 1985

DIL-SLS-SP-GR Run 3	2676-3152m
11th February 1985	
LDL-CNL-GR-Cal Run 2	2676-3153m
DLL-MSFL-GR-Cal Run 2	2676-3149m
SHDT Run 2	2676-3153m

4. 14th March 1985

LDL-CNL-GR-Cal Run 3	3151.5-3657m
DLL-MSFL-GR-Cal Run 3	3151.5-3655m
15th March 1985	
DIL-BHC-GR Run 4	3152-3702m
16th March 1985	
SHDT Run 3	3151.5-3714m
Waveforms and O.H. VDL Run 1	3151.5-3704m
17th March 1985	
CBL-VDL-GR-CCL Run 1	2400-3148m

SOMMARIO DEI DATI GEOLOGICI E GEOFISICI

<u>Formazioni</u>	<u>Tops (m)</u>		<u>Spessore</u> (m)	<u>TWT</u> (secondi)
	RT	Liv.Mare		
(Quaternario-Pliocene)	96	-83	164	
Gessoso Solfifera (Miocene Superiore)	250	-237	137	0.276*
Tellaro (Miocene Medio)	387	-374	269	0.324*
Ragusa (Miocene Inf.-Paleocene)	656	-643	559	0.574
Amerillo (Cretaceo Superiore)	1215	-1202	713	0.859
Hybla (Cretaceo Inferiore)	1928	-1915	477	1.213
Chiaramonte (Cretaceo Inf.-Giura Sup.)	2405	-2392	239	1.492
Buccheri (Giurassico Medio-Superiore)	2644	-2631	523	1.597
Modica (Giurassico Inferiore)	3167	-3154	539	1.857
Streppenosa (Giurassico Inferiore)	3706	-3693	-	2.064
<u>Profondità finale</u>	3741	-3728		2.077+

*Valori interpolati (no sonic log tra 0 e 482 m RT)

+ Valore estrapolato (no sonic log al di sotto dei 3706 m RT)

Carote di fondo

Carota no. 1 4/5 marzo 1985 3261-3270.4 m
Intervallo : Formazione Modica, Giurassico Inferiore
Recupero : 100%
Litologia : Calcare con sottili fratture e tracce di olio

Carote di Parete

Run 1 : Intervallo: 2555-1348 m carote recuperate : 25
Run 2 : Intervallo: 3153-2683 m carote recuperate : 22
Run 3 : Intervallo: 3651-3196 m carote recuperate : 9

Prove di Strato

DST no. 1 2676-2778 m, a foro scoperto.
201 BOPD, 29.5°API + 1.48 MMSCFD, con duse da 5/8".

DST no. 2 3150-3706 m, a foro scoperto.
1308 BOPD, con diversi valori di densità + 11.3 MMSCFD, con duse
da 3/4" (dopo l'acidificazione).
Calo di pressione.

DST no. 3 2871-93 m, 2902-11 m, 2916-25 m. Foro tubato.
Erogazione nulla.

DST no.4 2770-2815 m, 2825-52 m. Foro tubato.
94 BOPD, 30.4-34.8°API + 1 MMSCFD (+ 400 barili di acqua al giorno),
con duse da 1/2".

TAVOLA 4

VALORI DI INCLINAZIONE CALCOLATI DAI DATI DEL VSP

fino al fondo pozzo (0 - 3741 m)

<u>Formazione</u>	<u>Tempi doppi (secondi)</u>	<u>Profondità (m)</u>	<u>Polarità</u>	<u>Inclinazione degli strati</u>
Amerillo (membro vulcanico)	1.090	1655	negativa	12°
Buccheri	1.600	2649	positiva	8½°
Modica	1.965	3443	negativa	20°
Modica	2.025	3604	negativa	16½°
Modica	2.057	3690	negativa	15°

oltre il fondo pozzo (3741-4250 m)

<u>Tempi doppi (secondi)</u>	<u>Profondità (m) *</u>	<u>Polarità</u>	<u>Inclinazione degli strati</u>
2.109	3817	negativa	12½°
2.145	3900	negativa	19°
2.188	4011	negativa	21½°
2.210	4100	negativa	19½°
2.285	4250	negativa	12°

* calcolata usando velocità estrapolate dalla curva tempi doppi-profondità.

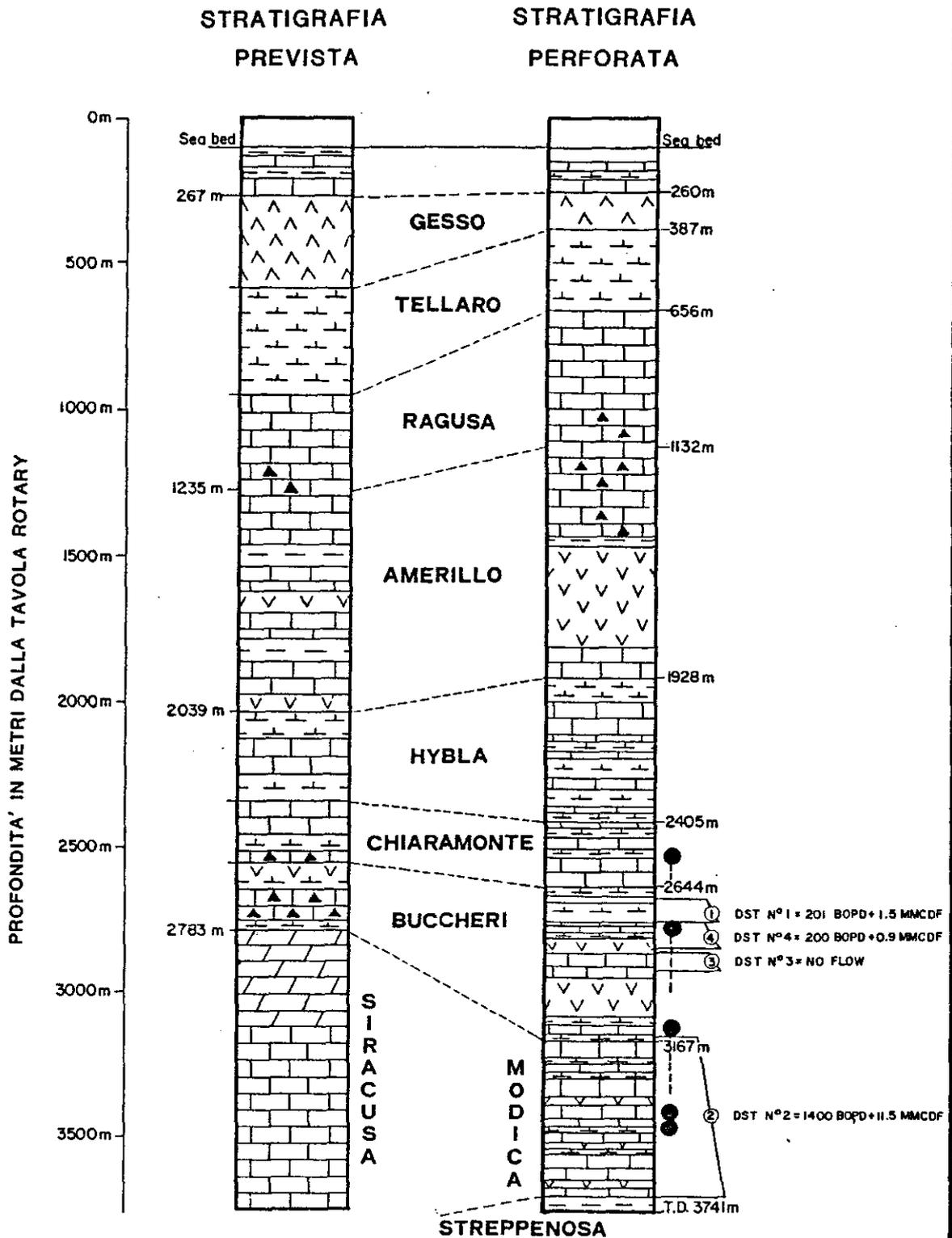
NOMENCLATURA STRATIGRAFICA USATA

		SCALA CRONOLOGICA (Van Hinte 1976)	LITOSTRATIGRAFIA (usata nel rapporto)		LITOSTRATIGRAFIA (usata in precedenza)			
CRETACEO	SUPERIORE	65 (10 ⁶ anni)	Maastrichtiano	membro Portopalo 	PRIOLO			
			Camponiano	membro Capo Passero				
			Santoniano	AMERILLO		ALCAMO (membro Amerillo)		
			Coniaciano					
			Turoniano					
	Cenomaniano							
	INFERIORE	102	Albiano	HYBLA	ALCAMO (membro Hybla)			
			Aptiano					
			Barremiano					
			Hauteriviano					
Valanginiano			CHIARA MONTE			ALCAMO (membro Busambra)		
Berriasiano								
GIURASSICO	MALM	138	Tithoniano	GIARDINI				
			Kimmeridgiano		membro Scicli 			
			Oxfordiano					
	DOGGER	178	Calloviano			BUCCHERI		
			Bathoniano					
			Bajociano					
			Aaleniano					
	LIAS	187	Toarciano			MODICA	VILLAGONIA	
			Pliensbachiano				STREPPENOSA SIRACUSA	STREPPENOSA
			Sinemuriano					
TRIASSICO SUPERIORE	192	Hettangiano	NOTO	INIGI				
		Retico			NAFTIA	TAORMINA		
		Norico				GELA		

LASMO-ROMA Fig.1

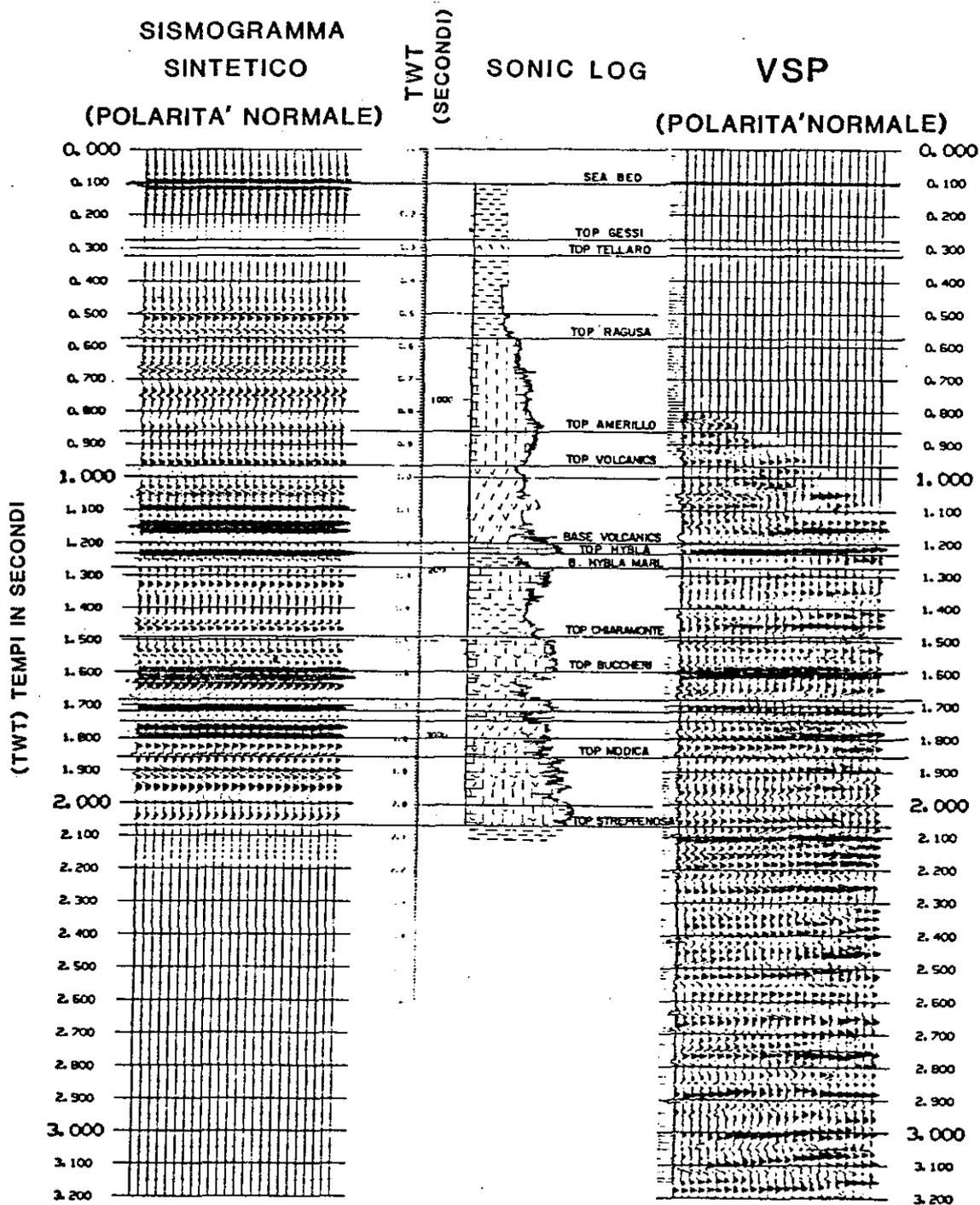
ARETUSA - I

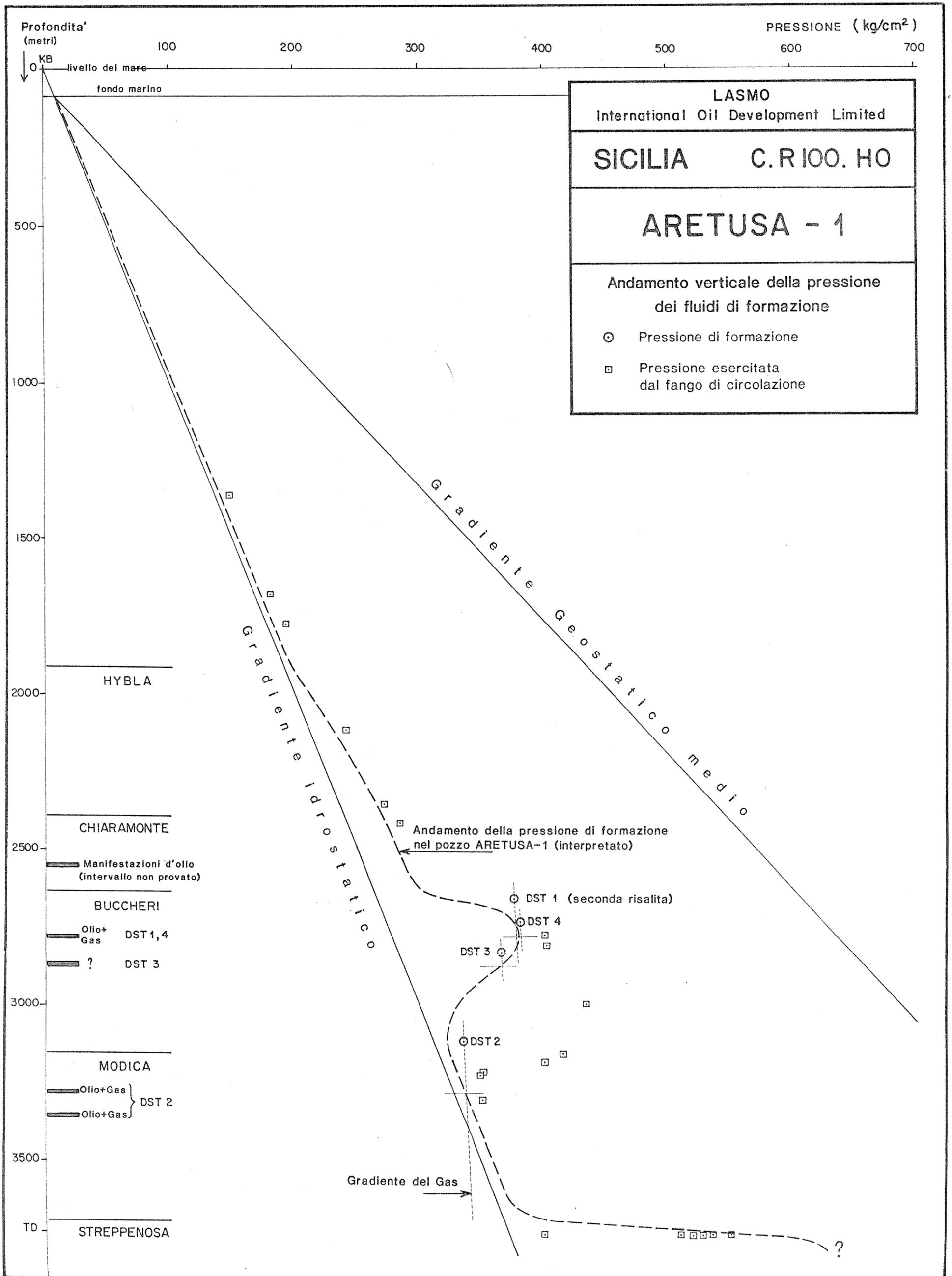
(CR 100 HO)

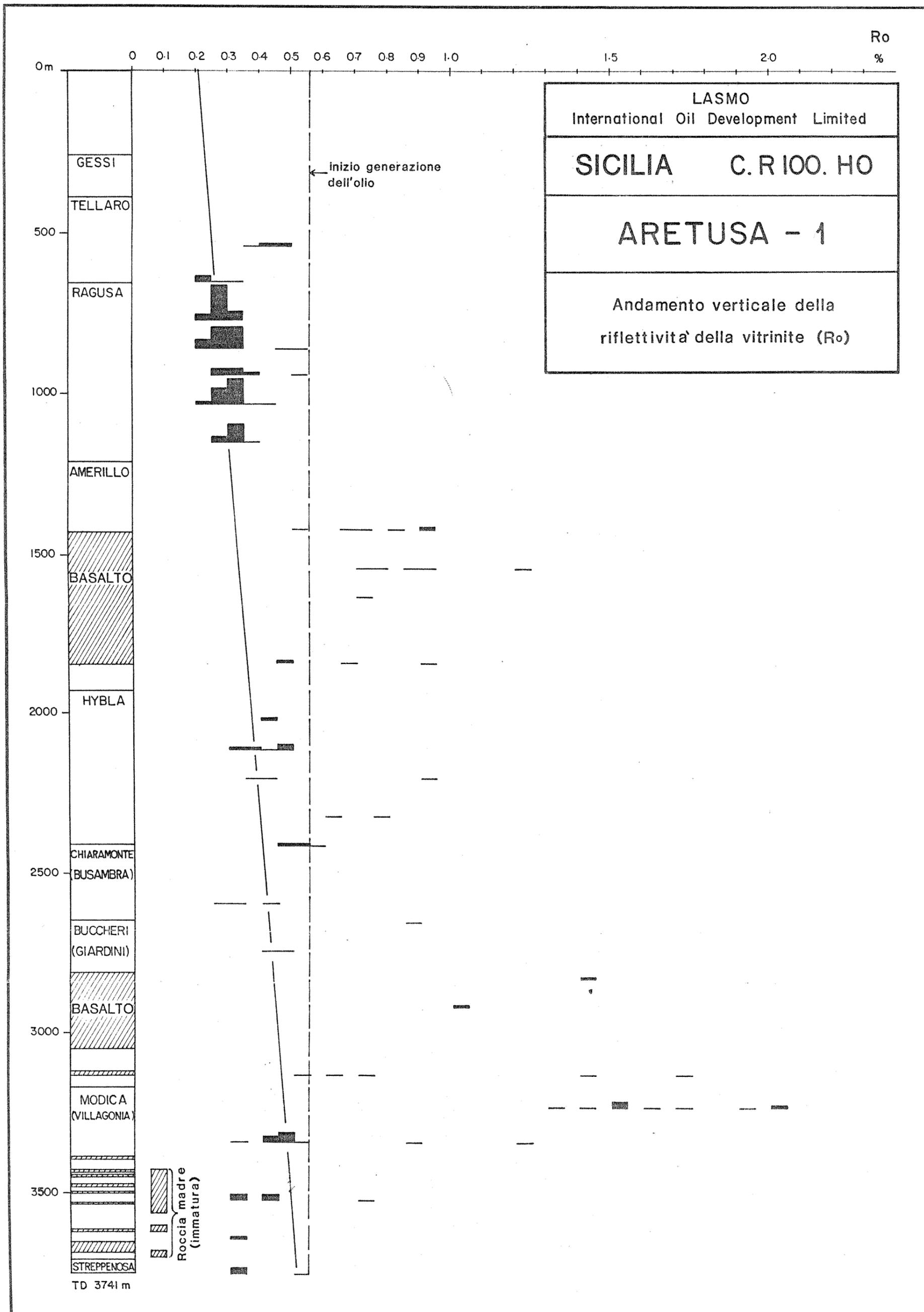


LASMO International Oil Development Limited
SICILIA ZONA "C" PERMESSO CR 100 HO ARETUSA - I COMPARAZIONE TRA STRATIGRAFIA PREVISTA E PERFORATA

CORRELAZIONE TRA STRATIGRAFIA, VSP E SISMOGRAMMA SINTETICO: ARETUSA-1







ARETUSA-1



LINE LT 83-01

SYNTHETIC SEISMOGRAM
25 HZ ZERO PHASE RICKER
PRIMARIES ONLY, NORMAL POLARITY

96
450

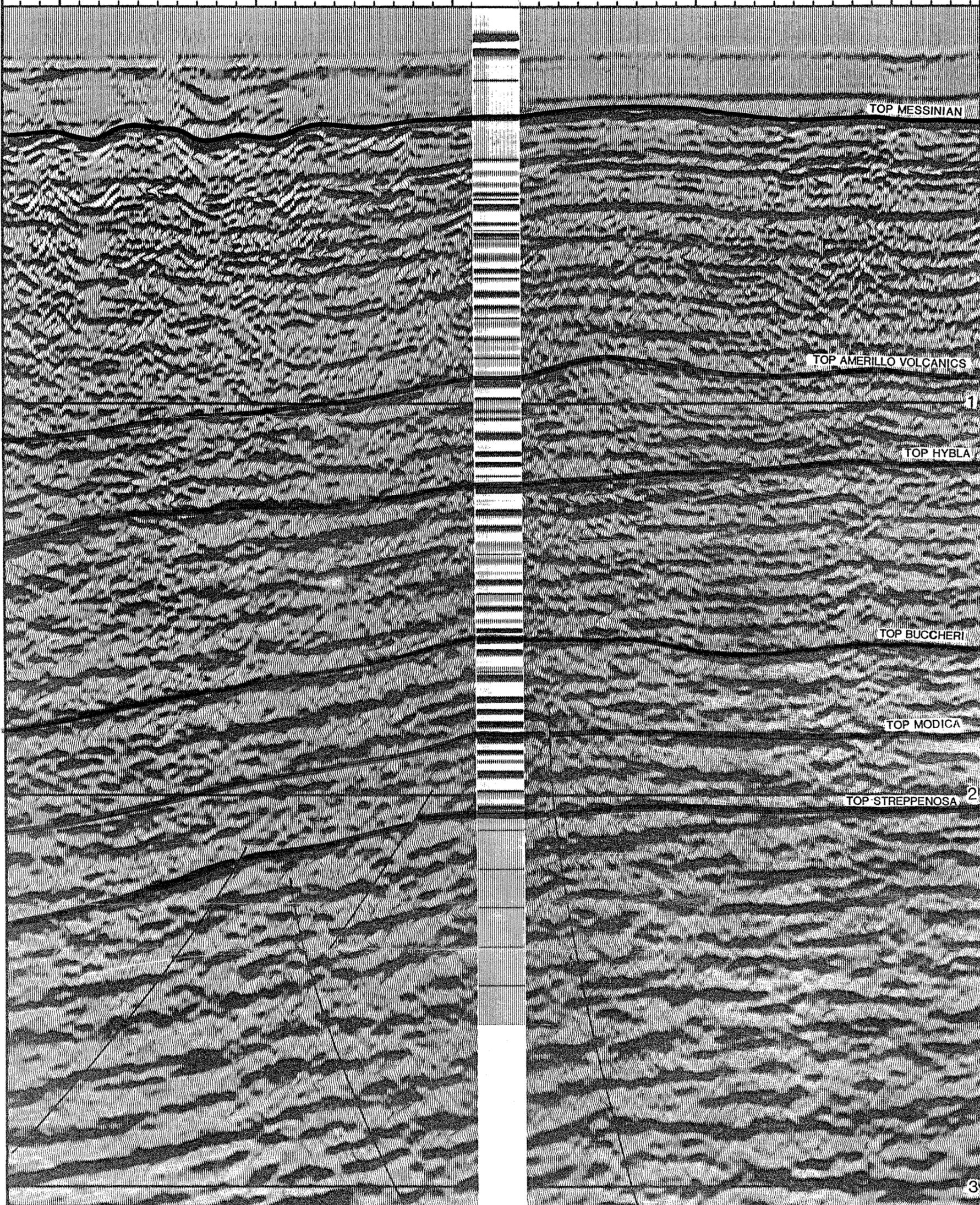
93
500

550

72
600

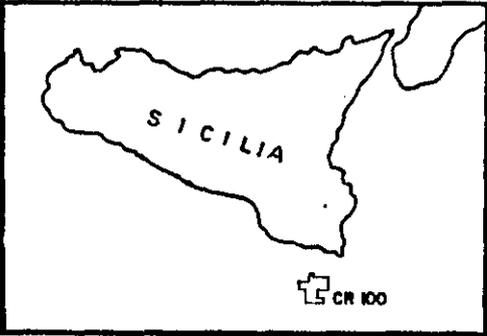
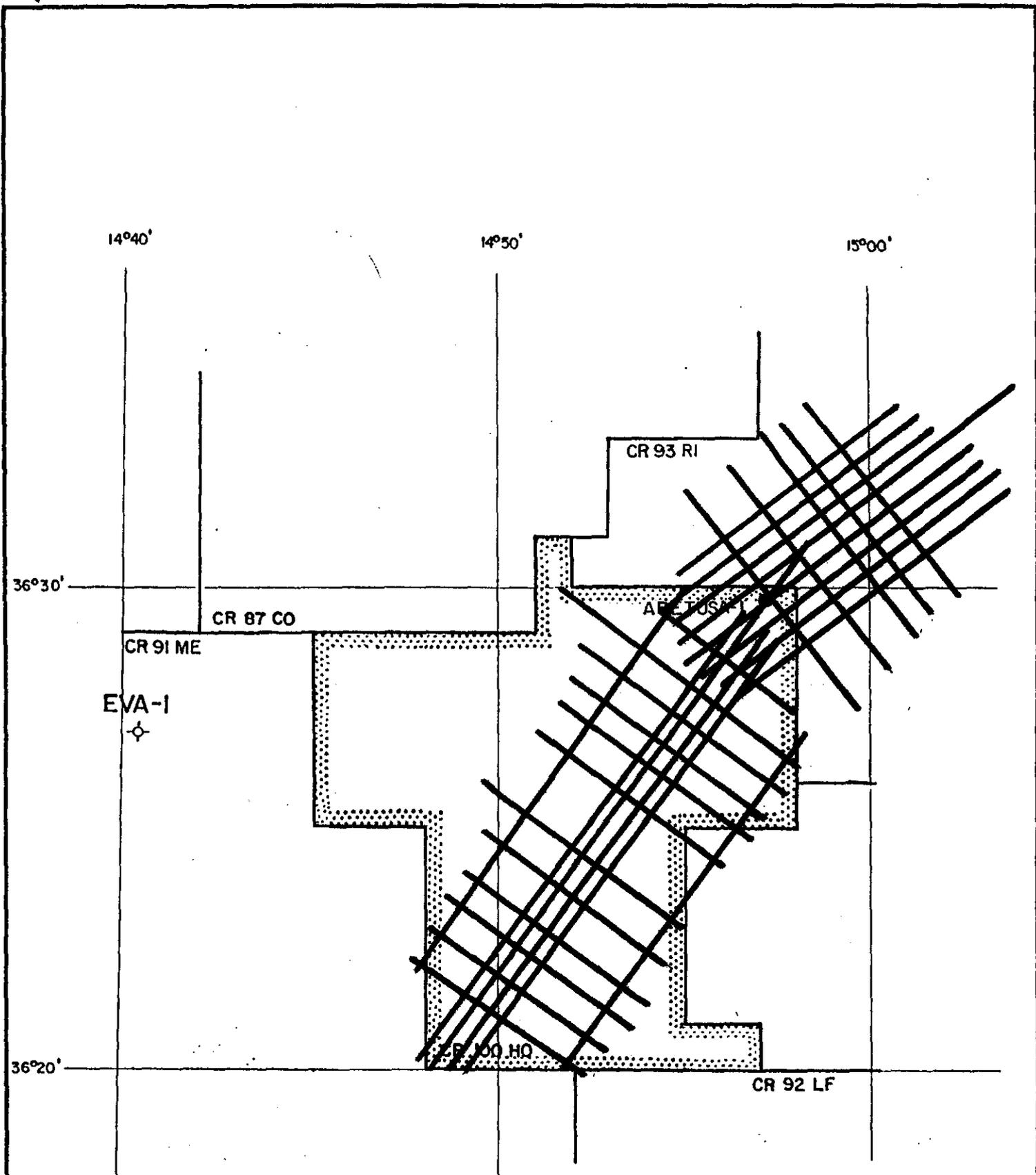
034°

70
650



LASMO
International Oil Development Limited

TARATURA DELLA SISMICA
CON IL SISMOGRAMMA SINTETICO



LASMO
 International Oil Development Limited

**CANALE DI SICILIA
 PERMESSO CR 100 HO
 (e adiacente permesso CR 93 RI)**

PROGRAMMA SISMICO 1986

LASMO-ROMA Fig.8

LASMO INTERNATIONAL OIL DEVELOPMENT LTD.

Permesso: C.R. 100.H0

Pozzo: ARETUSA 1

Relazione tecnica interpretativa
delle
prove di produzione effettuate

SEZIONE IDROCARBURI	
NAPOLI	
24 MAR. 1986	
Proi.	1905
Sez.	Pozz.

Dr. R. Bencini

Roma, febbraio 1986

Indice

1. Introduzione
2. Prova di Strato no. 1
3. Prova di Strato no. 2
4. Prova di Strato no. 3
5. Prova di Strato no. 4
6. Discussione
7. Conclusioni

Figure

1. Andamento verticale della pressione dei fluidi di formazione.

Tavole

1. Prova di strato DST 1
2. Prova di strato DST 2
3. Prova di strato DST 3
4. Prova di strato DST 4
5. Batteria usata per la DST 1
6. Batteria usata per la DST 2
7. Batteria usata per la DST 3
8. Batteria usata per la DST 4

Allegati

1. DST 1 - Well testing report e Well test validation report
2. DST 2 - Well testing report e Well test validation report
3. DST 3 - Well testing report e Well test validation report
4. DST 4 - Well testing report e Well test validation report
5. Analisi delle proprietà chimico-fisiche degli idrocarburi recuperati

1. INTRODUZIONE

Quattro prove di strato sono state eseguite nel pozzo Aretusa 1, perforato dal 13 novembre 1984 al 13 marzo 1985 dalla Società Lasmo International Oil Development Ltd. nell'ambito del permesso di ricerca per idrocarburi C.R 100.H0 situato a sud della costa meridionale della Sicilia.

Le prime due prove sono state eseguite in foro scoperto, le altre due in foro tubato. L'esecuzione delle prove è stata affidata alla società contrattista Flopetrol Johnston del gruppo Schlumberger (per i materiali e la coordinazione), Halliburton (per la batteria di prova) e Schlumberger (per la perforazione della colonna). Le condotte di superficie e il burner erano quelli in dotazione alla nave sonda Saipem Due.

L'analisi delle proprietà fisico-chimiche del greggio, del gas e dell'acqua recuperati durante le prove di strato è stata fatta dalle società Caleb Brett (olio e acqua) e Flopetrol (idrocarburi, studio delle fasi al variare di Pressione, Volume e Temperatura).

2. PROVA DI STRATO No. 1

La prova è stata eseguita dal 28 gennaio al 1 febbraio 1985 per saggiare a foro scoperto l'intervallo compreso tra la scarpa della colonna da 9 5/8" a 2676m ed il fondo pozzo a 2778m, in seguito ad un inizio di eruzione ("kick") avvertito a 2775m e alla comparsa di olio greggio sul vibrovaglio. La formazione interessata è la Buccheri, del Giurassico Superiore, nel tratto immediatamente sovrastante le vulcaniti del membro Scicli.

Il riassunto dei dati riguardanti la prova di strato no. 1 è riportato nella Tavola 1.

La descrizione della batteria usata per la prova di strato è riportata nella Tavola 5.

La prova ha stabilito la presenza di olio (e gas) in una intercalazione calcarea tipo wackstone-packstone con rara porosità intergranulare, situata tra i 2770 e i 2778 m circa dalla tavola rotary. L'olio, prodotto con una portata equivalente a 201 barili/giorno e associato a 1.48 milioni di piedi cubici di gas, è risultato avere densità 29.5° API.

Vista però la presenza del 13% di acqua di formazione nel greggio, sotto forma di emulsione, si ritiene che un valore più realistico di densità dell'olio sia compreso tra 32° e 35° API.

La pressione vergine di giacimento è stata calcolata essere 5260.2 PSIA alla profondità di 2663.6 m dalla tavola rotary, rivelando una pressione superiore a quella idrostatica.

La Flopetrol ha analizzato l'andamento della pressione durante lo

svolgersi della prova assumendo in primo luogo che la formazione contenga solo olio e in secondo luogo solo gas. Le due simulazioni hanno dato risultati simili per pressioni superiori a 3000 PSIA, mentre a pressioni inferiori è possibile avere differenze nei calcoli della permeabilità e della pressione vergine di formazione.

La chiusura iniziale ha dimostrato che il precedente breve periodo di apertura non è stato sufficiente per raggiungere lo stato di flusso radiale.

La prima risalita è compatibile con un modello che prevede una roccia serbatoio assai estesa, l'esistenza di un sistema di porosità bimodale (porosità intergranulare e fratture), un leggero danneggiamento alla formazione (formazione di bollicine di gas?) ed infine effetti secondari di "wellbore storage".

La seconda risalita invece è risultata di più difficile analisi. Apparentemente, gli effetti dovuti al gas libero nel foro dominano l'andamento delle pressioni durante la prova. Si può tuttavia dedurre la presenza di una barriera di permeabilità situata a 55 metri (180 piedi) dall'asse del pozzo.

3. PROVA DI STRATO No. 2

La prova è stata eseguita dal 17 al 24 Marzo 1985 per saggiare a foro scoperto l'intero intervallo tra la scarpa della colonna da 7" a 3050m ed il fondo pozzo a 3741 m, comprendente l'intera formazione Modica, dove erano state notate manifestazioni di olio ma i logs elettrici non apparivano nel loro insieme incoraggianti e, comunque, non permettevano di individuare zone preferenziali da provare.

Il riassunto dei dati riguardanti la prova di strato no. 2 è riportato in Tavola 2. La descrizione della batteria di prova è riportata in Tavola 6.

La prova ha stabilito la presenza di olio (e gas) nella formazione Modica, ma, dato lo spessore dell'intervallo provato, non è possibile risalire agli orizzonti produttivi utilizzando solamente i dati forniti dalla prova di strato. In base alle manifestazioni di idrocarburi riscontrate nel pozzo e alle indicazioni fornite dalla interpretazione computerizzata dei logs elettrici, si ritiene che gli intervalli che hanno prodotto idrocarburi siano situati intorno a 3190m, intorno a 3261m, da 3275.5m a 3278m e da 3358m a 3365m, più altri probabili intervalli minori di difficile identificazione.

La portata massima di produzione è stata 1308 barili al giorno di olio e 11.3 milioni di piedi cubici al giorno di gas durante la settimana erogazione, avvenuta dopo l'acidificazione dell'intervallo in prova. Prima dell'acidificazione si era raggiunta la portata massima di 330

barili al giorno di olio e 3,6 milioni di piedi cubici al giorno di gas.

Durante la prova, la densità dell'olio è variata da un minimo di 24.9° API ad un massimo di 42.2° API. Si ritiene che le densità da 24° a circa 32° API siano dovute alla presenza di acqua salata di formazione finemente emulsionata nell'olio, mentre le densità da circa 35° API a 42° API ed oltre siano dovute alla segregazione della paraffina in seguito alle temperature estremamente basse (fino a - 14°C) verificatesi a monte del punto di campionamento. Le densità di 32°-35° API sarebbero invece rappresentative.

La pressione vergine di giacimento, derivata con il metodo Horner dai dati della prima risalita, è di 4753 PSIA alla profondità di 3125,15m dalla tavola rotary. Tale valore tuttavia potrebbe risentire negativamente dell'assenza di flusso radiale uniforme prima della risalita. L'analisi dell'andamento delle pressioni durante la prova, pur essendo ostacolata dagli effetti dovuti alla presenza di gas nel foro, ha messo in evidenza una importante "depletion" o calo di pressione di giacimento tra ogni risalita e la successiva.

Gli effetti dovuti alla presenza di gas libero presente entro il foro hanno impedito analisi più dettagliate.

4. PROVA DI STRATO No. 3

La prova è stata eseguita in colonna dal 18 al 31 marzo 1985 per stabilire lo spessore della zona mineralizzata individuata dalla DST 1, ed in particolare per identificarne la base. La colonna è stata perforata tra 2925 e 2916m, tra 2911 e 2902m e tra 2893 e 2871 metri dalla tavola rotary. L'intervallo provato è costituito principalmente da calcari tipo wackstone e packstone, leggermente porosi a tratti, della formazione Buccheri, ed è compreso entro le vulcaniti del membro Scicli.

Il riassunto dei dati relativi alla prova di strato no. 3 è riportato in Tavola 3. La descrizione della batteria usata durante la prova è riportata in Tavola 7.

La prova si è rivelata poco conclusiva. Prima dell'acidificazione, le pressioni di fondo indicano l'erogazione di fluidi con densità circa 1gr/cm³, cioè acqua di formazione, che tuttavia non è stata rilevata direttamente. Dopo l'acidificazione, a bocca pozzo è stato erogato solo acido residuo con dubbie tracce d'olio, mentre le pressioni a fondo pozzo sono risultate inutilizzabili per la rottura della valvola LPR-N.

La portata dell'erogazione di acqua di formazione o di residuo di acidificazione non ha potuto essere né misurata né calcolata.

Il calcolo della pressione vergine di giacimento indica un possibile valore di 5226 PSIA a 2839.78m dalla tavola rotary, rivelando una pressione superiore al normale.

L'analisi Flopetrol dell'andamento delle pressioni durante la prova prima dell'acidificazione (le uniche utili) indica che il flusso radiale non è stato raggiunto. E' suggerito anche il danneggiamento della formazione. Un'analisi più dettagliata delle pressioni non è possibile.

5. PROVA DI STRATO No. 4

La prova è stata eseguita in colonna dal 31 marzo al 5 aprile 1985 per confermare la potenzialità dell'intervallo mineralizzato provato solo parzialmente dalla DST 1. la colonna è stata perforata da 2852 a 2825m e da 2815 a 2770 metri dalla tavola rotary. L'intervallo provato comprende, dall'alto, l'intervallo mineralizzato provato dalla DST 1, alternanze di marne e calcari di tipo wackstone e packstone e rocce vulcaniche del membro Scicli della formazione Buccheri.

Il riassunto dei dati relativi alla prova di strato no. 4 è riportato in Tavola 4. La descrizione della batteria di prova è riportata in Tavola 8.

La prova ha confermato la presenza di olio (e gas) nell'intercalazione calcarea già provata dalla DST 1, ma ha anche evidenziato acqua di formazione proveniente dagli stati calcarei sovrastanti le vulcaniti o dalle vulcaniti stesse. L'olio è risultato avere densità di 34,9° API e 38.7° API. Il primo dato confermerebbe quanto detto a proposito della densità dell'olio recuperato con la prima prova di strato dallo stesso intervallo. La portata massima di erogazione è stata 94 barili al giorno per l'olio e 1 milione di piedi cubici al giorno per il gas.

La pressione vergine di giacimento è stata tentativamente calcolata essere 5418 PSIA alla profondità di 2734.88 metri dalla tavola rotary, confermando la pressione superiore al normale dell'intervallo mineralizzato.

L'analisi Flopetrol delle pressioni ha permesso di stabilire che durante le erogazioni non si è verificato il flusso radiale uniforme.

6. DISCUSSIONE

L'insieme dei dati raccolti consente di stabilire che il pozzo Aretusa 1 ha rinvenuto olio (e gas) sia nella formazione Buccheri che nella formazione Modica. L'olio ritrovato è un'olio ricco in gas disciolti ("high shrinkage oil") di densità stimata tra i 32° e i 35° API (in superficie).

La pressione di formazione è superiore alla normale pressione idrostatica nella formazione Buccheri (DST 1, 3 e 4) e rientra nella normalità nella formazione Modica (DST 2). La figura 1 riporta l'interpretazione dell'andamento verticale della pressione dei fluidi di formazione nel pozzo, basata sui dati delle prove di strato e sulle indicazioni fornite dalla densità del fango di circolazione.

E' evidente la presenza nella formazione Buccheri di una certa sovrappressione che diminuisce gradualmente verso l'alto nelle formazioni Chiaramonte e Hybla, e di una forte sovrappressione nella formazione Streppenosa, mentre l'interposta formazione Modica ha una pressione sostanzialmente normale.

L'anomala pressione nella formazione Buccheri non è riscontrata negli altri pozzi della Sicilia sud-orientale, mentre l'anomalia di pressione nella formazione Streppenosa è la regola, quando la formazione è spessa.

Vista la mancanza di una fase gassosa distinta anche nella formazione a pressione più bassa (Modica), si ritiene che l'olio si trovi al di sopra della pressione critica in entrambe le formazioni, e che la pressione critica stessa abbia indicativamente un valore inferiore ai 4500 PSIA, alle temperature di formazione.

E' probabile che, se durante una prova la pressione scende al di sotto della pressione critica, si formino bollicine di gas nella formazione stessa, abbassando la mobilità della fase liquida e contribuendo al danneggiamento della formazione. Un caso simile potrebbe essere accaduto ad esempio durante la DST 1, quando la pressione è scesa fino a circa 500 PSIA.

La permeabilità degli intervalli mineralizzati viene ritenuta bassa, a giudicare dalla progressiva diminuzione della pressione finale delle risalite della DST 2, e dal fatto che non si sia mai verificato un flusso radiale uniforme durante le erogazioni di tutte le prove, le quali hanno avuto una durata che in condizioni normali è da ritenersi adeguata.

7. CONCLUSIONI

- Il pozzo Aretusa 1 ha incontrato alcuni intervalli mineralizzati ad olio nelle formazioni Buccheri e Modica.
- Gli intervalli mineralizzati hanno una permeabilità bassa, valutabile nell'ordine dei millidarcies o, al più, di qualche decina di millidarcies.
- Le caratteristiche fisico-chimiche del greggio, vale a dire l'elevata percentuale di gas in soluzione, non consentono di oltrepassare la soglia della pressione critica, pena la formazione di una fase gassosa

libera nel serbatoio.

- La combinazione degli ultimi due punti fa sì che gli idrocarburi siano producibili per periodi di una certa durata solamente ad una portata giornaliera piuttosto bassa.

TAVOLA 1 - Prova di Strato No. 1

DST No. 1

1. Test interval: 2676-2778m
2. Formation: Buccheri
3. Packer depth: 2646.4m Set in: 9 5/8" 47ppf casing
4. Cased or open hole: Open Cushion: Diesel to surface
5. Test tools: Howco APR O.D. Test String: 5" Drillpipe
6. Bottom hole pressures reported from Flopetrol SSSR guage no. 83028
at 2663.6m.
7. Initial flow time: 15 min Blow: ? Weak
8. Initial shut in time: 1hr 12mins Initial hydrostatic: 5480
9. Initial shut in
pressure: 3324 Final shut in pressure: 5065
10. Flow Data:

Flow Period	1	2
Flow Time (hrs)	4.03	16.05
Choke Size	3/8"	5/8"
Oil (BOPD)	483 (cushion)	201
Gas (MSC/D)	-	1.48
Water (BWPD)	-	-
BS + W	-	1%
GOR (SCF/BBL)	-	7363
WHP (PSI)	50	141
WHT (°F)	-	66
Sep. Press (PSI)	-	80
Sep. Temp (°F)	-	61
Oil Gravity (API)	-	29.5
Gas Gravity	-	0.58
BHP (PSI)	3069	546
BHT (°F)	185	185
11. Build Up Data:

Build Up No.	1	2
Last flow period	1	2
Shut in time (hrs)	9.42	24.05
Initial shut in pressure	3070	540
Final shut in pressure	5167	5101
12. Remarks:

Gas analysis of separator gas: C1-98%, C2-0.85%, C3-0.42%, IC4-0.13%,
NC4-0.13%.

Oil measurements taken from guage tank.

TAVOLA 2 - Prova di Strato No. 2

DST No.2

1. Test interval: 3150-3741m
2. Formation: Modica
3. Packer depth: 3118.58m Set in: 7" 29 ppf casing
4. Cased or open hole: Open Cushion: 2438m of diesel
5. Test tools: Halliburton APR O.D. Test String: 5"/3 1/2" drillpipe
6. Bottom hole pressures reported from Flopetrol SDP guage no. 83028 at 3125.15m
7. Initial flow time: 15 mins Blow: Moderate becoming strong
8. Initial shut in time: 1 hr Initial hydrostatic: Not recorded
9. Initial shut in pressure: 4145 psia Final shut in pressure: 4749 psia

10. Flow Data:

Flow Period	1	2	3	4	5	6	7
Flow Time(hrs)	7.38	7.88	6.17	6.17	4.00	4.00	6.00
Choke Size	1/4"	1/4"	3/4"	1/2"	1/4"	1.2"	3/4"
Oil (BOPD)	330	193	901	847	12	715	1308
Gas (MSC/D)	3.562	3.622	11.04	12.42	4.455	10.27	11.288
Water (BWPD)	-	-	-	-	-	-	-
BS + W (%)	Tr	1	0	0	0	0	1
GOR (SCF/BBL)	10800	18767	12253	14664	247472	14364	8630
WHP (PSI)	3005	2904	911	2222	3037	2123	1163
WHT (°F)	86	92	127	120	99	124	136
Sep. Press (PSI)	173	365	370	300	85	205	350
Sep. Temp (°F)	45	37	101	64	5	63	97
Oil Gravity (API)	27.5	37.2	28.5	25.2	42.2	32.1	24.9
Gas Gravity	0.6	0.6	0.625	0.61	0.605	0.620	0.625
BHP (PSIA)	4199	4116	1942	3873	3994	3582	3079
BHT (°F)	220	221	212	222	221	224	225

11. Build Up Data:

Build Up No.	1	2	3
Last Flow Period	1	3	7
Shut in Time (hrs)	21.63	29.75	30.50
Initial Shut in Press	4296	2202	3079
Final Shut in Press	4769	4558	4182

12. Remarks:

The well was acidized with 20,000 gallons of 28% HCL after build up number 2.

Gas Chromatograph Readings (% gas)

Date	Time	C ₁	C ₂	C ₃	IC ₄	NC ₄
18/3/85	1730	96.2	1.7	1.1	0.4	0.6
19/3/85	1750	96.7	1.5	1.0	0.3	0.5
21/3/85	2000	96.0	1.55	1.1	0.42	0.58
22/3/85	0700	96.78	1.2	1.1	0.37	0.55

TAVOLA 3 - Prova di Strato No. 3

DST No.3

1. Test interval: 2925-2916, 2911-2902, 2893-2871m
2. Formation: Buccheri
3. Packer depth: 2833.3m Set in: 7" 29 ppf casing
4. Cased or open hole: Cased Cushion: 2050m of diesel
5. Test tools: Halliburton AFR O.D. Test string: 3 1/2"
6. Bottom hole pressures reported from Flopetrol SDP guage no. 83098 at 2839.78m.
7. Initial flow time: 23 mins Blow: Nil
8. Initial shut in time: 18 mins Initial hydrostatic: N/R
9. Initial shut in pressure: 2557 psia Final shut in pressure: 2943 psia
10. Flow Data:

	1	2	3
Flow Period	2.80	2.27	4.95
Flow Time (hrs)	Open	Open	1"
Choke Size	Weak	Weak	Well slugged acid and spent acid unable to measure flow rates
Oil (BOPD)	Blow	to no blow	
Gas (MSC/D)	-	-	-
Water (BWPD)	-	-	-
BS + W (%)	-	-	-
GOR (SCF/BBL)	-	-	-
WHP (PSI)	0	0	Less than 50 psig
WHT (°F)	-	-	-
BHP (PSIA)	2606	2621	4355
BHT (°F)	192	193	192
Sep. Press (PSI)	-	-	-
Sep. Temp (°F)	-	-	-
Oil Gravity	-	-	-
11. Build Up Data

	1	2	3
Build Up No	1	2	3
Last Flow Period	1	2	3
Shut in Time (hrs)	1	10.47	10.05
Initial Shut in Pressure (psia)	2617	2632	4378
Final Shut in Pressure	3098	4372	5806
12. Remarks:

Acidized well after build up No. 2 with 21500 gallons of 28% HCL. Maximum bottom hole pressure during acid job was 8912 psia. Formation broke down at 8468 psia.

IAVOLA 5 - Batteria della Prova di Strato No. 1

ANVENSA #1 DST 1 TEST STRING

DESCRIPTION	LENGTH M	DEPTH M	CORRECTION UP	CORRECTION DOWN
Flowhead (-4.43z Stick up)				
Crossover	0.30			4 1/2 1Fp
Drillpipe (2 singles)	17.68		4 1/2 1F b	4 1/2 1F p
Drillpipe (pup joint)	3.00		4 1/2 1F b	4 1/2 1Fp
Crossover	0.19		4 1/2 1Fb	4 1/2 4 s acce p
Lubricator valve	1.78		4 1/2 4 s acce b	4 1/2 4 s acce b
Crossover	0.28		4 1/2 4 s acce p	4 1/2 1F p
Drillpipe (1 single)	9.00		4 1/2 1F b	4 1/2 1F p
Drillpipe (2 stands)	53.59		4 1/2 1F b	4 1/2 1F p
Drillpipe (pup joint)	3.62		4 1/2 1F b	4 1/2 1F p
EL Tree	6.16	91.37	4 1/2 1F b	4 1/2 4 s acce p
Crossover	0.51		4 1/2 s acce b	4 1/2 1F p
Drillpipe (76st E, 13st 135)	2406.60		4 1/2 1F b	4 1/2 1Fp
Crossover	0.30		4 1/2 1Fb	3 1/2 1Fp
Slip joints (x 3)	15.08		3 1/2 1F b	31/2 1Fp
Crossover	0.30		3 1/2 1F b	4 1F p
Drill collars (3 stds)	85.67		4 1F b	4 1Fp
Crossover	0.30		4 1F b	3 1/2 1Fp
APR-A	0.91		3 1/2 1F b	3 1/2 1Fp
APR-42 Circ valve	3.05		3 1/2 1Fb	3 1/2 1Fp
Crossover	0.30		3 1/2 1F b	4 1F p
Drill collars (1 std)	28.68		4 1F b	4 1Fp
Crossover	0.30		4 1Fb	3 1/2 1Fp
LPR-S	4.68		3 1/2 1F b	3 1/2 1Fp
Jars	1.52		3 1/2 1F b	3 1/2 1F p
Full Flo bypass	2.19		3 1/2 1F b	3 1/2 1Fp
Crossover	0.30		3 1/2 1F b	4 1/2 1F p
Safety Joint	1.07		4 1/2 1F b	4 1/2 1F p
KTS Packer (Upper Section)	0.67	2646.40	4 1/2 1F b	
KTS Packer (Lower Section)	1.10			4 1/2 1F p
Perforated Drillpipe	9.00		4 1/2 1F b	4 1/2 1Fp
Crossover	0.30		4 1/2 1F b	2 7/8 EIE p
Bundle Carrier	2.44		2 7/8 EIE b	2 7/8 EIE p
Crossover	0.14		2 7/8 EIE b	3 1/2 1F p
Crossover	0.23		3 1/2 1F b	3 1/2 VAM p
Crossover	0.23		3 1/2 VAM b	2 3/8 EIE b
P Nipple	0.19		2 3/8 EIE p	2 3/8 EIE p
Crossover	0.18		2 3/8 EIE b	3 1/2 VAM p
Crossover	0.49		3 1/2 VAM b	3 1/2 1Fp
Crossover	0.50		3 1/2 1F b	4 1/2 1F p
Drillpipe	0.67			

TAVOLA 6 - Batteria della Prova di Strato No. 2

APETUSA No 1 - DST No 2

TEST STRING DETAILS

	<u>OD</u> (Inches)	<u>ID</u> (Inches)	<u>LENGTH</u> (metres)	<u>DEPTH</u> (metres)
Stick Up				4.30
Rotary Table				
1 Single 5" Drillpipe	5"	4.276"	9.02	4.72
2 Pup Joints	5"	4.276"	6.00	10.72
2 Singles 5" DP	5"	4.276"	18.03"	28.75
Lubricator Valve	10"	3.00"	2.24"	30.99
2 Stands 5" DP	5"	4.276"	54.16	85.15
E-Z Tree	10.87"	3.00"	6.15	91.30
	95/8" Wear Bushing at			91.30
X-Over			0.50	91.80
Pup Joint	5"	4.276"	3.68	95.48
Pup Joint	5"	4.276"	4.54	100.02
58 Stands 5" DP	5"	4.276"	1566.06	1666.08
X-Over			0.32	1666.40
45 Stands 3 1/2" DP	3 1/2"	2.602"	1229.34	2895.74
Slip Joint (Open)	5"	2.25"	5.50	2901.24
Slip Joint (1/2 Open)	5"	2.25"	4.75	2905.99
Slip Joint (Closed)	5"	2.25"	4.00	2909.99
6 Stands 4 3/4" DC's	4 3/4"	2.25"	167.91	3077.90
APR-A Circulating Valve	5"	2.25"	0.91	3078.81
APR-M2 Circulating Valve	5"	2.25"	2.28	3081.09
1 Stand 4 3/4" DC	4 3/4"	2.25"	27.29	3108.38
LPR-N Test Valve	5"	2.25"	4.98	3113.36
Hydraulic Bypass	4.68"	2.25"	2.20	3115.56
Jar	4 5/8"	2.25"	1.62	3117.18
Safety Joint	5"	2.44"	0.84	3118.02
RITS	5.75"	2.40"	0.56	3118.58
	7" RITS Packer Set at			3118.58
RITS	5.75"	2.40"	0.76	3119.34
Bundle Carrier (RPG-3)	5.25"	2.40"	2.44	3121.78
Bundle Carrier (SSDP)	5"	2.25"	4.11	3125.89
Otis Shear Sub	3.67"	2.32"	0.18	3126.07
2 7/8" Tubing (13 Joints)	2 7/8"	2.44"	121.14	3247.21
Manufactured Drillpipe	2 7/8"	2.32"	5.25	3252.46

TAVOLA 7 - Batteria della Prova di Strato No. 3

ARETUSA No. 1 - DST No. 3 TEST STRING DETAILS.

	<u>O.D.</u> (inches)	<u>I.D.</u> (inches)	<u>LENGTH</u> (metres)	<u>DEPTH</u> (metres)
STICKUP				4.30
----- ROTARY TABLE -----				
1 Single 5" drillpipe	5	4.276	9.02	4.72
2 Singles 5" drillpipe	5	4.276	18.03	22.75
1 Pup joint	5	4.276	3.00	25.75
Lubricator Valve	10	3.0	2.24	27.99
2 Stands 5" drillpipe	5	4.276	54.16	82.15
1 Pup joint	5	4.276	3.00	85.15
E-Z tree	10.87	3.0	6.15	91.30
----- 9 ⁵ / ₈ " wear bushing at -----				91.30
X-over			0.50	91.80
X-over	5.00	2.25	0.23	92.03

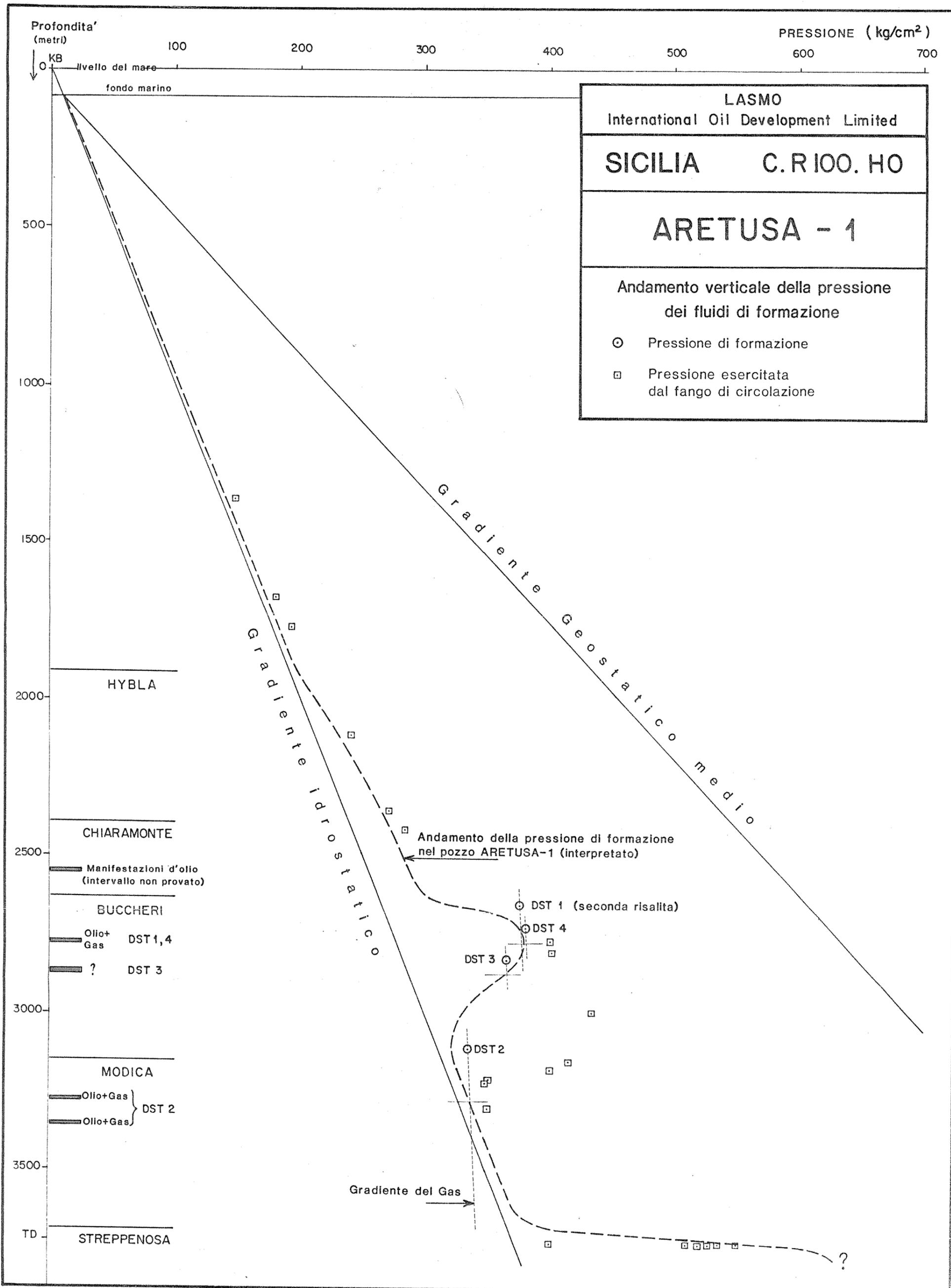
ARETUSA No. 1 - DST No. 3 TEST STRING DETAILS.

	<u>O.D.</u> (inches)	<u>I.D.</u> (inches)	<u>LENGTH</u> (metres)	<u>DEPTH</u> (metres)
264 joints 3 ¹ / ₂ " TBG	3.50	2.75	2517.93	2609.96
X-over	4.87	2.25	0.31	2610.27
Slip Joint (open)	5.00	2.25	5.54	2615.81
Slip Joint (1/2" closed)	5.00	2.25	4.77	2620.58
Slip Joint (closed)	5.00	2.25	4.01	2624.59
6 Stands D.C.'s	4.75	2.25	167.91	2792.50
APR-A Circ Valve	5.03	2.25	0.91	2793.41
APR-M2 Circ Valve	5.03	2.25	2.31	2795.72
1 Stand D.C.	4.75	2.25	27.29	2823.01
LPR-N Test Valve	5.00	2.25	5.00	2828.01
Hydraulic Bypass	4.68	2.25	2.13	2830.14
Big John Jar	4.68	2.37	1.52	2831.66
Safety Joint	4.87	2.44	1.01	2832.67
RITS	5.00	2.40	0.64	2833.31
----- 7" RITS PACKER SET AT -----				2833.31
RITS	5.00	2.40	0.67	2833.98
Bundle Carrier (RPG-3)	5.375	2.25	2.43	2836.41
Bundle Carrier (SDP)	5.00	2.25	4.11	2840.52
Perforated Tailpipe	2.87	2.17	4.57	2845.09

TAVOLA 8 - Batteria della Prova di Strato No. 4

Aretusa No 1 DST No 4 Test String Details

	OD (Inches)	ID (Inches)	LENGTH (Metres)	DEPTH (Metres)
Stick up				4.30
----- Rotary Table -----				
1 single 5" DP	5	4.276	9.02	4.72
2 single 5" DP	5	4.276	18.03	22.75
1 pup joint	5	4.276	3.00	25.75
Lubricator Valve	10	3.000	2.24	27.99
2 stands 5" DP	5	4.276	54.16	82.15
1 pup joint	5"	4.276	3.00	85.15
E-Z Tree	10.87	3.000	6.15	91.30
----- 9 5/8" Wear bushing at -----				91.30
X-over			0.50	91.80
X-over	5.00	2.25	0.23	92.03
253 joints 31/2 12.95 TBG	3.50	2.75	2413.03	2505.06
X-over	4.87	2.25	0.31	2505.37
Slip joint(Open)	5.00	2.25	5.54	2510.91
Slip joint (1/2 closed)	5.00	2.25	4.77	2515.68
Slip joint (closed)	5.00	2.25	4.01	2519.69
6 Stands DC's	4.75	2.25	167.91	2687.60
APR-A circ valve	5.03	2.25	0.91	2688.51
APR-M2 Circ Valve	5.03	2.25	2.31	2690.82
1 stand DC	4.75	2.25	27.29	2718.11
LPR-N Test Valve	5.00	2.25	5.000	2723.11
Hydraulic Bypass	4.68	2.25	2.13	2725.24
Big John Jar	4.68	2.37	1.52	2726.76
Safety Joint	4.87	2.44	1.01	2727.77
RTTS	5.00	2.40	0.64	2728.41
----- 7" RTTS Packer at -----				2728.41
RTTS	5.00	2.40	0.67	2729.08
Bundle Carrier (RPG-3)	5.375	2.25	2.43	2731.51
Bundle Carrier (SDP)	5.00	2.25	4.11	2735.62
Perforated Tailpipe	2.87	2.17	4.57	2740.19



LASMO ROMA-Fig. 1