

10 3234

RELAZIONE TECNICA SUPPLEMENTARE

SUL CAMPO AD OLIO "PALMA"

SEZIONE IDROCARBURI	
NAPOLI	
13 MAG 1985	
3052	
Sex.	
	0014.

Contenutto

Introduzione / Conclusioni

Valutazione di PALMA 1

Sviluppo

Economia del Progetto

Fig / Tav

INDICE

	<u>Pagina</u>
1. Introduzione e conclusioni	1-2
2. Valutazione di Palma-1	
2:1 Introduzione	3
2:2 Analisi Petrofisica	3
2:3 Analisi delle Prove di Pozzo	5
2:3:1 Sommario delle Prove di Palma-1	5-6
2:3:2 Valutazione della Produttività di Palma-1	6-7
2:3:3 Valutazione della Produttività del proposto Palma-4	7-8
3. Sviluppo	
3:1 Introduzione	9
3:2 Metodi di Sviluppo	11-12
3:3 Schema di Sviluppo	13-14
4. Economia del Progetto	
4:1 Introduzione	15
4:2 Indici di Sensitività per il calcolo	15
4:3 Risultati per un ipotetico sviluppo del Campo di Palma nel 1975	15-16
4:4 Risultati per il progettato sviluppo del Campo Palma nel 1986	16
4:5 Assunzioni economiche e definizioni	16-17

FIGURE

- 1) SCHEMATICO: PALMA-1 DST 4
- 2) SEZIONE DEL SERBATOIO CALCARE GIURASSICO
- 3) ANALISI CAROTAGGIO PALMA-3
PERMEABILITA' ORIZZONTALE - POROSITA'
- 4) SISTEMA SEMISOMMERSO CONVERTITO
- 5) NAVE CON SISTEMA PRODUTTIVO A BORDO
- 6) (a - d) INDICI DI SENSITIVITA' PER IL CALCOLO

TAVOLE

- 1) RISULTATI DEI DST E PREVISIONI DI PRODUZIONE PER PALMA-1
E PALMA-4
- 2) ANALISI DEL GAS DI PALMA-1
- 3) INVESTIMENTI PREVISTI PER I VARI SISTEMI
- 4) PROGRAMMA DI SVILUPPO
- 5) (a & b) STUDIO ECONOMICO

ALLEGATI

Montaggio Log

Analisi del greggio di Palma-1

INTRODUZIONE

Questo documento è un supplemento alla Relazione Tecnica originale presentato unitamente all'Istanza di Concessione di Coltivazione (Palma) d.-CC-TR con riferimento al Permesso di Ricerca CR.47.CO. La relazione originale comprende un riassunto della geologia e della storia dell'attività esplorativa relative al campo Palma e la Tricentrol ha effettuato ulteriori accertamenti su alcuni aspetti del campo. I nuovi studi tecnici hanno ad oggetto la potenzialità produttiva di Palma-1 nella possibilità eventuale che il campo fosse stato oggetto di tests di produzione a lungo termine. E' stata altresì ricostruita la situazione economica del 1975 al fine di valutare la validità dei motivi che, all'epoca, hanno fatto ritenere Palma-1 non interessante commercialmente. La Tricentrol ha inoltre riesaminato la potenzialità produttiva del proposto pozzo Palma-4 che si presume essere più tipica di quella di pozzi di sviluppo di quanto non lo sia Palma-1. Tutto ciò è stato corredato da uno studio, appositamente predisposto sullo sviluppo, e da un riesame dell'aspetto economico per limitare le opzioni per lo sviluppo ed il finanziamento del campo di Palma. Gli scopi principali della presente relazione sono pertanto i seguenti:

1. Determinare la potenziale rata di produzione sostenibile che si sarebbe potuta ottenere qualora Palma-1 fosse stato sottoposto ad una prova prolungata.
2. Fare una stima ragionevole di quella che potrebbe essere la rata di erogazione potenziale del proposto pozzo Palma-4
3. Determinare il miglior programma di sviluppo per l'attuale riconosciuto livello di riserve recuperabili di 27 MMBO.
4. Stabilire se il campo avrebbe o no potuto essere considerato un progetto economicamente attuabile nel 1975, quando fu originariamente perforato Palma-1
5. Calcolare il valore economico del progetto sulla base del programma di sviluppo sopra indicato, e del rendimento previsto per il giacimento.

CONCLUSIONI

1. Partendo dal presupposto di una prova prolungata su Palma-1 e di un eventuale flusso di olio senza acqua, si sarebbe potuta prevedere una rata di erogazione di 1510 BOPD. E se i danni alla formazione fossero stati eliminati con un lavaggio acido si sarebbe potuta prevedere una rata di produzione pari a 1800 barili al giorno.
2. Fatto in una maggiore zona produttiva il proposto Palma-4 potrebbe avere una rata produttiva di 8000 BOPD
3. Da studi effettuati sulla base di un campo da 27 MMBO, il programma di sviluppo preferito è costituito da un impianto semi-sommersibile in leasing collegato ad un pipeline per il trasporto a terra.
4. Dal momento che nel 1975 la tecnologia di produzione sottomarina in acque profonde 200 m. consisteva nell'uso delle più raffinate e costose tecniche di ingegneria ed il prezzo dell'olio era di soli \$ 12.5 al barile, l'importanza in termini economici del campo a quell'epoca sarebbe stata considerata marginale. Dai calcoli effettuati dalla Tricentrol risulta che il progetto avrebbe fruttato un tasso di rendimento dell'8% ed un valore netto di -\$ 25.1 MM scontato al 15%. Questi risultati spiegano il motivo per cui il campo Palma non fu considerato una grossa attrattiva commerciale nel 1975.
5. Al giorno d'oggi il campo presenta alti valori economici: i nostri calcoli indicano un valore netto di \$55.3 MM scontato al 15% con un tasso di redditività interna pari al 39.6%.

2. VALUTAZIONE DI PALMA-1

2:1 INTRODUZIONE

Successivamente alla relazione tecnica originale presentata con l'istanza, sono stati riesaminati i dati petrofisici e le prove di Palma-1 per valutare la qualità e la potenziale produttività del pozzo, partendo dal presupposto che lo stesso pozzo fosse stato sottoposto a tests di produttività a lungo termine e che producesse olio senz'acqua.

I dati delle prove del pozzo e gli indici di erogazione registrati dalle prove sul pozzo Palma-1 sono stati impiegati per simulare caratteristiche di erogazione dalla colonna con diversi regimi di flusso al fine di stabilire la rata ottimale per Palma-1. Partendo da questo lavoro ed incorporandovi le analisi petrofisiche di Palma-1, è stata effettuata una stima sulla capacità di erogazione del proposto pozzo Palma-4, con l'impiego della attuale prognosi geologica della struttura.

2:2 Analisi Petrofisica

La zona di principale interesse in Palma-1 è la formazione Inici tra i 10,760-12072' (RKB). La sezione è costituita da calcari compatti attraversati da zone di alta porosità che aumentano con la profondità. Quanto segue è un sommario dei metodi e dei risultati ottenuti dalla valutazione di Palma-1 effettuata dalla Tricentrol.

Porosità

Non sono disponibili dati sulle carote da paragonare con la porosità dei carotaggi elettrici, c'è comunque una buona corrispondenza tra le porosità derivate da misurazioni sonic e la densità/neutrone. Il sonic log è stato utilizzato per determinare la porosità effettiva usando la seguente formula:

Porosità sonica

$$(\phi E) = \frac{Dt - Dtma}{Dtf1 - Dtma}$$

Parametri

Intervallo di transito della formazione (Dt) dalla lettura dei logs

Intervallo di transito della matrice (Dtma) = 48 us/ft

Intervallo di transito del fluido (Dtf1) = 189 us/ft

Saturazione dell'acqua (Sw)

La resistività effettiva della formazione (RT) è stata rilevata direttamente dall'LLD (Deep Laterolog). Sebbene l'infiltrazione di fango sia evidente per tutto il serbatoio, essa è minima nelle zone di porosità netta. L' LLD costituisce pertanto una valida indicazione dell'effettiva resistività della formazione.

Dalla zona ad acqua a 11605 piedi, una resistività di 0.05 metri ohm è stata desunta dai logs in quanto è dubbia l'affidabilità dei campioni di acqua ottenuti durante la prova.

Una saturazione ad acqua è stata stimata mediante l'equazione di Archie:

$$S_w = \frac{(a R_w)^{1/n}}{(\phi^m RT)}$$

Parametri Presunti

Fattore di cementazione (m) = 2
Indice di Resistività (n) = 2
Costante (a) = 1
Resistività acqua (Rw) = .05 metri ohm
Resistività Formazione (Rt) dai logs.

Riassunto dei risultati

Usando una riduzione del 6% per la porosità e del 50% per Sw, è stato stabilito un contatto olio/acqua a 11046 piedi RKB fornendo i seguenti risultati sopra e sotto il contatto olio/acqua.

Analisi Petrofisiche di Palma-1

Intervallo (ft) RKB	Spessore Lordo (ft)	Netto (ft)	Netto/ Lordo (%)	Porosità Media (%)	Variazioni (%)	Sw Media (%)
10760 -11046	286	87	30	9.5	6-13.8	43
11046 -12072	1026	431	42	16.4	6.4-27.0	76
TOTAL	1312	518	39	15.5	-	-

2:3 ANALISI DELLE PROVE DEL POZZO

2:3:1 Sommario delle Prove di Palma-1

Sono state effettuate quattro prove DST in foro scoperto nell'intervallo 10833' - 11365' della formazione Inici con l'impiego dell'HydroSpring dell'Halliburton e di attrezzatura di superficie della Otis.

DST 1 (10833'-11365')

E' stato piazzato un tappo di fondo nel pozzo dalla profondità finale di 13650' fino a 11365' (RKB) prima di discendere nel foro l'attrezzatura di prova. E' stato aggiunto un cuscino di acqua di 1000 piedi. E' stato fissato il packer RTTS ed aperta l'apparecchiatura di prova. Dopo un debole soffio iniziale il pozzo è stato chiuso dopo tre minuti. Alla riapertura della valvola di prova non vi sono state ulteriori indicazioni di flusso in superficie e la DST 1 è stata sospesa.

DST 2 (10833'-11068')

E' stato piazzato un tappo di fondo a 11068 piedi ed è poi stata discesa la batteria di prova con un cuscino di acqua di 1000 piedi. E' stato fissato il packer ed aperta l'apparecchiatura di fondo. Vi è stato solo un forte gorgoglio iniziale spentosi subito dopo. Si è poi deciso di sospendere la prova.

DST 3 (10833'-11068')

La batteria di prova è stata scesa nello stesso intervallo ma senza cuscino di acqua sopra la valvola di prova. Dopo aver fissato un packer Ez-Drill ed aver aperto la valvola di prova vi è stato un immediato, forte soffio che si è estinto da solo dopo tre ore. Nella circolazione inversa, gas di formazione ed olio sono risaliti in superficie e sono stati bruciati. Si è deciso a questo punto di sospendere la DST 3.

DST 4 (10833'-11068')

La batteria di prova è stata scesa nel pozzo e innestata sull'Ez-Drill packer. Non fu aggiunto il cuscino d'acqua.

All'apertura dell'attrezzatura di fondo c'è stato un forte gorgoglio. Dopo 20 minuti il gas è venuto in superficie seguito dall'olio a distanza di 40 minuti. Si è consentita l'erogazione di olio e cuscini d'acqua per 12 ore prima di chiudere il pozzo per la notte. Il pozzo è stato riaperto e rimesso in produzione per 3 ore e mezza prima di passare il flusso al

separatore. Il flusso di olio, gas ed acqua è continuato con una pressione di testa variante tra le 106-212 psi su duse di $\frac{1}{2}$ " con una media di 190 barili di olio e 145 barili di acqua al giorno. Il flusso si è protratto attraverso il separatore per un totale di 5 ore. Sono stati prelevati campioni di gas e di fluidi prima della chiusura a fondo pozzo e prima di ultimare la prova.

Un diagramma schematico della DST 4 comprensivo di dati di superficie e pressioni è riportato nella fig. 1.

2:3:2 Valutazione della Produttività di Palma-1

La Tricentrol ha calcolato la capacità teoretica di flusso del pozzo sulla base delle informazioni fornite da Palma-1. Ciò è stato possibile paragonando i dati sulle pressioni rilevate dalla DST 4 e poi calcolando una potenziale rata di flusso dalla stessa sezione sulla base di produzione di olio senz'acqua.

Pressione del Serbatoio

Dalla pressione finale di chiusura pari a 4367 psi e basandosi sulla relazione dei fluidi prodotti, è stato stimato un gradiente di 0.414 psi/piede. Estrapolando a livello serbatoio di 10940' è stata stimata una pressione giacimento di 4807 psi.

Indice di Produttività

Dal differenziale di pressioni e dalle rate di flusso è stato calcolato un I.P. di 1.5 barili/giorno/psi, utilizzando la seguente formula:

$$PI = \frac{Q}{P^* - P_{wf}}$$

Rata di Flusso (Q)	= 335 B/D (190 BOPD e 145 BWPD)
Pressione serbatoio estrapolata (P*)	= 4375 psi (a 9875' RKB)
Pressione Flusso Fondo Pozzo (Pwf)	= 4150 psi (a 9875'RKB)

I dati della prova sono riportati nella Tav.1. Le relazioni sulla prova indicano forti cuscinetti di acqua durante il periodo finale di flusso. Il peso specifico del fango di perforazione era di 1.23 gm/cc e quello dell'olio di 0.81 g/cc. Sulla base di queste densità e delle relative proporzioni fra fluido di perforazione ed olio, è stata stimata una perdita di pressione in tubing di 3290 psi e, per le rate di flusso

misurate, una pressione in testa di 230 psi. Questa WHFP (Well Head Flowing Pressure) concorda con il valore misurato di 127 psi.

Sulla base delle correlazioni di flusso in tubing sopraindicate è stata fatta una stima della rata di flusso potenziale di Palma-1, se questo fosse stato sottoposto a prove prolungate e avesse prodotto olio senza acqua. Da una pressione di giacimento di 4807 psi e da una pressione di flusso di fondo pozzo di 3800 psi, **si sarebbe ottenuta una rata di erogazione di 1510 BOPD** con una perdita di pressione idrostatica stimata pari a 3400 psi ed una pressione della testa/pozzo di 400 psi.

2:3:3 Valutazione della Produttività del proposto Palma-4

Come si può vedere dalla sezione trasversale del campo (Fig.2) nel proposto pozzo Palma-4 dovrebbe trovarsi una sezione contenente esclusivamente idrocarburi.

Pressione di Giacimento

Estrapolando a livello serbatoio di 10265 piedi e basandosi sul gradiente di pressione di 0.351 psi/piede per olio con gravità 43° API, si può stimare per Palma-4 una pressione di giacimento pari a 4570 psi.

Indice di Produttività (IP)

Supponendo che Palma-4 incontri una sezione contenente esclusivamente idrocarburi si può prevedere, sulla base dell'analisi petrofisica di Palma-1, uno spessore lordo pari a 1312' ed un intervallo netto di 518'. Poiché la produttività di un pozzo è in funzione dell'intervallo netto, è ragionevole aspettarsi un aumento proporzionale dell'I.P. da 1.5 in Palma-1 a 8.4 in Palma-4.

Con una differenza di pressione pari a 970 psi si può ottenere **una rata di erogazione di 8150 BOPD**, con una caduta di pressione di 3200 psi ed una pressione di testa pari a 400 psi.

Esistono potenzialmente altri fattori che potrebbero aumentare la produttività in Palma-4 e cioè:

- (a) L'analisi petrofisica di Palma-1 indica un aumento di porosità al di sotto del contatto olio/acqua. L'analisi delle carote di Palma-3 ha evidenziato, come previsto, alte permeabilità rapportate ad alte porosità come evidenziato nella Fig.3. Pertanto, poiché la media delle

porosità nette di Palma-4 aumenta del 15.5% rispetto ad una porosità media del 9.5% di Palma-1, è ragionevole predire una permeabilità cinque volte maggiore in Palma-4. Questo aumento di permeabilità alza l'Indice di Produttività (PI) a 42 barili/g/psi e risulta in una rata di erogazione potenziale superiore a 20.000 BOPD.

(b) I danni alla formazione causati dalla perforazione del serbatoio Inici di Palma-1 con un sistema di fanghi altamente sovrabilanciato, hanno probabilmente avuto l'effetto di diminuire l'IP potenziale della sezione. (Ciò è dovuto ad un ulteriore calo di pressione creato nella zona danneggiata vicino al foro sopra e sotto il drawdown di pressione nel serbatoio durante l'erogazione). L'eliminazione di questo danno con la stimolazione con acido avrebbe aumentato l'IP, e conseguentemente la rata di erogazione con l'eliminazione di questo ulteriore calo di pressione. Dalle analisi delle prove risulta che se il pozzo fosse stato stimolato con acido, ci sarebbe stata un potenzialità produttiva del 20% superiore. Sulla base di queste cifre e della produzione di olio senz'acqua Palma-1 sarebbe stato capace di produrre 1800 barili di olio al giorno se fosse stato stimolato con acido.

Sulla base delle stime e dei calcoli sopra indicati, la Tricentrol ritiene possibile una rata di erogazione di 5000 BOPD per un pozzo di sviluppo consentendo una buona gestione del serbatoio e possibilmente variazioni di erogazione dei singoli pozzi. Ciò equivale alla rata di erogazione di 2000 BOPD/pozzo di sviluppo considerata nell'istanza originale di concessione di coltivazione.

3. SVILUPPO

3:1 Introduzione

Sulla base delle attuali mappe geologiche e delle informazioni ricavate da Palma-1 il campo Palma ha riserve, tra provate e probabili, pari a 27 MMBO. In considerazione di queste cifre relativamente basse e della profondità marina di 200 m. l'economicità di una piattaforma d'acciaio (steel piled jacket) sarebbe marginale. E' pertanto necessario un impianto di produzione alternativo.

3:2 Metodi di Sviluppo

La Tricentrol ha effettuato degli studi relativamente ai costi per un impianto di produzione flottante onde poter presentare un metodo di produzione che sia allo stesso tempo efficiente ed effettivo nei costi.

Con riferimento agli investimenti sono stati presi in considerazione due tipi di impianti di produzione flottanti e due tipi di trasporto. Ambedue gli impianti di sviluppo sono stati ampiamente collaudati e potrebbero essere efficacemente impiegati nel campo di Palma.

Pozzi di Sviluppo

Tutti i pozzi di sviluppo saranno perforati sul fondo marino e collegati all'impianto di produzione per il tramite di flowlines e risers.

Impianto di Produzione Flottante

I due impianti presi in considerazione per il campo di Palma sono:

- (a) Impianto semisommersibile convertito
- (b) Nave con sistema produttivo a bordo

Ambedue gli impianti sono stati sperimentati nel Mediterraneo ed hanno tempi di inizio produzione simili.

(a) Impianto semisommersibile convertibile

Il sistema di riser proposto per tale tipo di impianto è quello flessibile denominato "lazy S" (vedi fig. 4).

Un impianto di perforazione semisommersibile verrebbe trasformato per la produzione. Verrebbero altresì rimossi il derrick e l'attrezzatura di perforazione ad esso collegata onde ridurre il carico sul ponte e permettere l'installazione dei separatori e tutte le altre attrezzature di produzione.

(b) Nave con sistema produttivo a bordo

Una nave con sistema produttivo è già operante sul campo Nilde ed è pertanto un metodo già sperimentato in questa zona. Il sistema è riportato sulla fig. 5. La nave è collegata ad un solo punto di ormeggio (Single Point Mooring, SPM) da una forcina di ancoraggio e da una parte rotante. L'SPM ha una duplice funzione: ancorare la nave ed alloggiare il sistema del riser.

I separatori vengono posti sul ponte principale e lo stoccaggio del greggio si fa nella nave stessa.

Sebbene il sistema nave abbia il vantaggio dello stoccaggio a bordo, i problemi di ingegneria relativi alla progettazione ed alla messa in opera delle attrezzature di ancoraggio, unitamente a possibili ritardi, riducono notevolmente tale vantaggio. Il metodo preferito è pertanto quello di un impianto semisommersibile convertibile.

Attrezzature di Produzione

E' consigliabile un sistema di separazione a tre fasi, concepito per operare una produzione massima di 20,000 BPD. Prima del trasporto a terra l'olio separato sarà misurato e sottoposto a controlli di qualità.

L'acqua prodotta sarà trattata per l'eliminazione di qualunque impurità, compresi residui di olio, prima della scarica a mare. La qualità dell'acqua di scarico sarà tenuta costantemente sotto controllo al fine di rispettare i livelli di qualità ed evitare ogni possibilità di inquinamento.

L'utilizzazione del gas, a causa dell'alto tenore di anidride carbonica (CO₂), non è semplice. Una percentuale del 63.4 grammo/molecola di CO₂ è stata rilevata in campioni prelevati durante le prove di Palma-1. Un'analisi completa del gas è riportata nella Tav. 2. E' quindi necessaria l'aggiunta di ulteriori attrezzature per la rimozione del CO₂. Verrà incorporato

un separatore di metile che assorbirà il CO₂ lasciando il resto del gas per le turbine della piattaforma.

La quantità di gas disponibile per scopi energetici potrebbe non essere sufficiente al fabbisogno della piattaforma. Sono pertanto necessari sistemi di approvvigionamento alternativi come il diesel o, considerata la vicinanza alla costa, una linea elettrica da Licata.

Recuperi Secondari

Il meccanismo attivo di produzione di Palma è gas in soluzione e una forte spinta dell'acquifero. Se l'acquifero non dovesse sostenere adeguatamente la pressione del giacimento, può essere presa in considerazione l'iniezione di acqua. Ad ogni modo, poiché i pozzi di sviluppo saranno strutturalmente più alti di Palma-1 e verso la faglia principale, aumenta la possibilità di fratturamento estensivo. Ciò rende inefficace l'iniezione di acqua in quanto questa probabilmente circolerebbe tra le fratture per poi venire nuovamente in superficie.

Un'alternativa è quella di installare un sistema a gas lift e cioè re-iniettare il gas prodotto, riducendo la pressione idrostatica e quindi aumentare il recupero finale. Sebbene il metodo sia ben sperimentato, il gas ha una percentuale di anidride carbonica del 63% e ci potrebbe essere un danno rilevante causato dalla re-iniezione di un corrosivo nel foro che comporterebbe dispendiosi lavori di riparazione. Anche dopo il trattamento per la rimozione del CO₂ è improbabile che vi sia sufficiente gas per re-iniezione dopo aver soddisfatto il fabbisogno di energia della piattaforma. Un'altra possibilità è l'iniezione di nitrogeno. Tuttavia non è possibile stabilire l'utilità di tale metodo fin quando non si abbiano a disposizione maggiori dati sul serbatoio e sull'erogazione.

Appena possibile, ulteriori studi verranno effettuati per stabilire la fattibilità di un sistema a gas lift.

Trasporto

Sono stati presi in considerazione due metodi di trasporto del greggio. In considerazione della vicinanza della costa, il primo sistema considerato è quello di un condotto a terra (pipeline); la seconda alternativa è quella di usare navi cisterna con ancoraggio di tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring). Il vantaggio del metodo CALM è la sua economicità di installazione rispetto al pipeline, mantenendo così i costi di investimento bassi. Gli svantaggi di questo metodo sono:

(a) Aumento dei tempi morti rispetto al pipeline anche se questi possono essere ridotti inserendo nel sistema servizi di stoccaggio, con ulteriori relativi investimenti.

(b) Maggiori spese operative rispetto al pipeline.

Pertanto, sulla base di motivi tecnici, il metodo preferito è quello del condotto (pipeline).

I costi relativi alle due alternative sono riportati nella Tav. 3.

3:3 Schema di sviluppo

Qualora il pozzo di valutazione (Palma-4) da perforare nella prima metà del 1986, confermasse i nostri studi e risultare produttivo, si potrebbe tracciare un programma di sviluppo di questo tipo:

<u>Anno</u>	<u>Periodo</u>	
1986	Ottobre-Dicembre	Valutazione delle riserve, decisione sullo sviluppo. Progettazione indagini mercato
1987	Gennaio-Dicembre	Approvvigionamento materiali e fabbricazione impianto di produzione
	Feb-Ott	Perforazione 3 pozzi di sviluppo.
1988	Feb-Apr	Perforazione 1 pozzo di sviluppo
	Apr-Mag	Installazione del condotto (pipeline) e tubi di raccordo (flow lines)
	Luglio	Trasporto degli impianti di produzione
	Agosto	Montaggio e prove degli impianti
	Ottobre	Inizio produzione.

E' stato assunto che Palma-4 sarà completato come un pozzo produttivo, dando così per il campo un totale di 5 pozzi produttori. Nella Tav. 4 è riportato il diagramma tempi ove sono inclusi anche i pozzi di sviluppo.

Profilo di Produzione

Il seguente profilo di produzione è basato su 27 milioni di barili di olio recuperabile, includendo un 20% di tempi perduti per cattive condizioni atmosferiche, manutenzione ecc. Si fa presente che la Tricentrol intende perforare i cinque pozzi di sviluppo prima dell'installazione degli impianti di produzione in modo da poter ottenere tutte le informazioni del giacimento e permettere nello stesso tempo al campo di iniziare a produrre nel 1988 alla massima rata di 16.000 barili al giorno.

Riserve Recuperabili 27 milioni di barili

<u>Anno</u>	<u>Pozzi in produzione</u>	<u>Produzione media giornaliera migliaia di barili</u>	<u>Produzione annuale milioni di barili</u>	<u>Produzione cumulativa milioni di barili</u>
1988 (ott)	5	16	1.46	1.46
1989	5	16	5.84	7.30
1990	5	16	5.84	13.14
1991	5	12	4.38	17.52
1992	5	10	3.65	21.17
1993	5	8	2.92	24.09
1994	5	6	2.19	26.28
1995	5	2	0.73	27.01

Abbandono

Alla fine della vita del campo tutti i pozzi saranno tappati ed abbandonati, mentre la nave, i flowlines e tutte le attrezzature di produzione saranno rimossi ed il fondo marino sarà riportato allo stato originale.

4 ECONOMIA DEL PROGETTO

4:1 Introduzione

La Tricentrol ha svolto un ulteriore studio sulla economicità del progetto Palma basandosi su dati e informazioni disponibili. Il primo obiettivo dello studio è stato quello di confrontare i vari sistemi produttivi esistenti e stabilire quale di questi fosse il più appropriato sotto un punto di vista puramente economico. Il secondo obiettivo è stato quello di confrontare i valori di redditività di Palma rispettivamente nel 1975 e 1985 per determinare se fossero valide o meno le ragioni per le quali Palma non è stato considerato nel 1975 "una scoperta commerciale".

Gli investimenti per lo sviluppo ed i costi operativi sono basati su sviluppi simili a quelli nel Mare del Nord e possono essere considerati realistici date le migliori condizioni atmosferiche esistenti nel Canale di Sicilia.

4:2 Indici di sensitività

Gli indici di sensitività sono stati calcolati con riferimento ai più importanti parametri economici e sono riportati graficamente (fig. 6a, 6b, 6c e 6d).

Affitto/Acquisto

Serie considerazioni sono state fatte relativamente alla possibilità di prendere in affitto o di acquistare il sistema produttivo. I vantaggi dell'affitto sono i seguenti:

- (a) Riduzione degli investimenti iniziali. Le sole attrezzature da acquistare sono quelle relative alla perforazione dei pozzi di sviluppo, alle attrezzature - fondo mare ed al condotto (pipeline).
- (b) Minimizzazione del rischio. Il progetto è meno esposto alle eventuali variazioni delle riserve recuperabili.

Lo svantaggio maggiore è rappresentato dagli alti costi operativi che potrebbero ridurre la vita produttiva del campo, per cui verrebbero ridotte le riserve producibili. La decisione finale, se prendere in affitto o comperare il sistema produttivo, è collegata alla riserve. Con riserve recuperabili di oltre 35 milioni di barili, è preferibile la soluzione investimento, mentre per riserve inferiori l'opzione affitto è più favorevole. Sulla base riserve stimate, l'affitto di un sistema produttivo flottante sembra essere la soluzione preferibile.

4:3 Risultati per un ipotetico sviluppo del Campo di Palma nel 1975

Per ragioni comparative è stata considerata l'ipotesi dello sviluppo del campo "in condizioni 1975". È stata analizzata anche la tecnologia allora disponibile. I calcoli dell'ipotetico progetto 1975 danno un tasso di rendimento dell' 8% ed un valore attuale al 15% di -25.1 milioni di U.S.\$. Chiaramente a quel tempo il progetto non aveva alti valori economici. Le ragioni principali di questi risultati negativi sono:

- (a) Tecnologia: i completamenti sottomarini, i flowline ed i sistemi di risers non erano quelli di oggi.
- (b) Prezzi del greggio: i bassi prezzi del 1975, mediamente US \$ 12.50 il barile, riducevano la redditività di un progetto e anche se i costi del 1975, in seguito ai miglioramenti nella tecnologia possono essere considerati uguali a quelli di oggi, riducono sempre e drasticamente i profitti netti.
- (c) Affitto del sistema produttivo: questa metodologia che evita investimenti di capitali, specie per piccoli campi, non sarebbe stata considerata valida nel 1975.

L'economicità negativa testé indicata dimostra e spiega le ragioni per cui nel 1975 il campo di Palma non fu considerato una scoperta commerciale.

4:4 Risultati per il progettato sviluppo del Campo Palma nel 1986

Con riserve recuperabili, accertate e probabili, di 27 milioni di barili, gli attuali calcoli danno un valore attuale al 15% calcolato tra i 26.2 e 55.3 milioni di U.S. \$ al 100% del totale valore del progetto.

Dai risultati evidenziati nelle Tavole 5a e 5b l'opzione "Affitto" è la più attraente ed il miglior sistema è l'utilizzazione di una piattaforma semisommersibile trasformata, per sistemare il complesso produttivo, ed un condotto (pipeline) a terra.

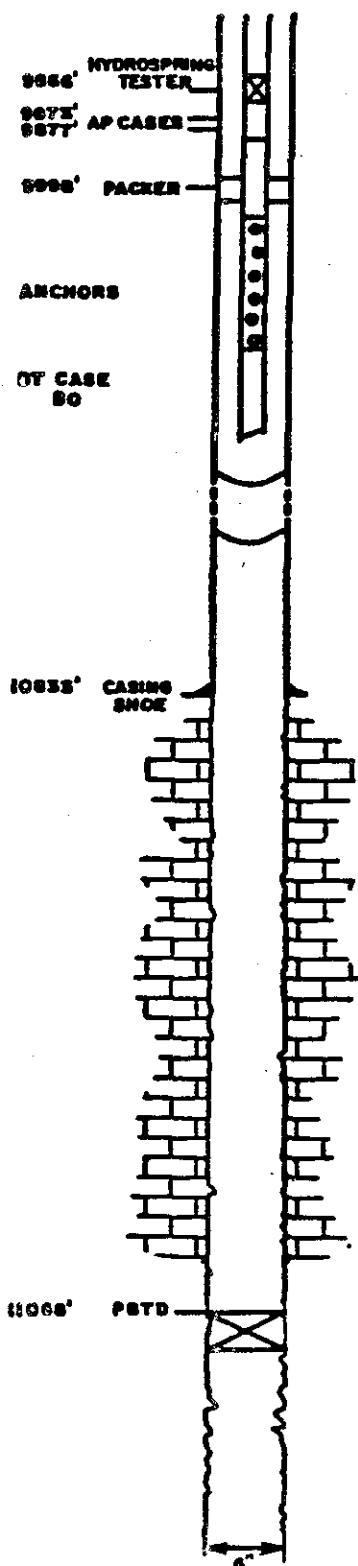
4:5 Supposizioni economiche e definizioni

- 1 - Palma-4 sarà perforato nella prima metà dell'86 ed una decisione per lo sviluppo del campo sarà presa nel terzo trimestre dello stesso anno.

- 2 - Le riserve recuperabili di 27 milioni di barili sono da supporre quale recupero primario senza prevedere un recupero secondario.
- 3 - Tutti i pozzi saranno perforati nel 1987, prima dell'allacciamento al sistema produttivo che avverrà all'inizio del terzo trimestre 88. Saranno necessari 5 pozzi produttivi.
- 4 - Il campo inizierà a produrre alla fine del terzo trimestre 1988 con una rata massima di 16.000 barili al giorno. Il campo ha una vita produttiva di 8 anni.
- 5 - I calcoli di produzione tengono conto di un 20% di tempi perduti per cause di manutenzione e per cattive condizioni atmosferiche.
- 6 - Sia i costi operativi che gli investimenti sono stati aumentati del 4% per anno.
- 7 - Nei calcoli economici è stato compreso un costo di 15 milioni di dollari per l'abbandono del campo anche qualora venisse utilizzato un condotto (pipeline). Il costo di abbandono è ridotto a 11 milioni qualora venga utilizzato il sistema CALM.
- 8 - Fino al 1987 il prezzo del greggio è stato fissato a 26 dollari/barile, ed è stato successivamente aumentato del 4% per anno.
- 9 - I Flussi di cassa-redditività sono scontati al 1.1.1985
- 10 - Per tutte le considerazioni ed i calcoli è stato utilizzato il dollaro USA.

SCHEMATICO: PALMA - I

DST #4



NOT TO SCALE

RATE DI EROGAZIONE

OLIO	190 BOPD	(43 API SG = 0,81)
ACQUA	145 BWPD	(55.000 PPM C1)
GAS	86.25 MSCF/D	(63% CO2)

PRESSIONI DI SUPERFICIE

DUSE	32/64"
THP	127 psi
THT	70° F

PRESSIONE SEPARATORE 70 psi

TEMPERATURA SEPARATORE 73° F

PRESSIONI DI FONDO (a 9875')

IDROSTATICA INIZIALE	5088 psi
FLUSSO INIZIALE	1227 psi
FINALE	4076 psi
CHIUSO	4366 psi
SECONDO FLUSSO INIZIALE	4905 psi
FINALE	4150 psi
IDROSTATICA FINALE	5068 psi

QUALITA' DELL'OLIO

API	43
VISCOSITA' A 100° F	8,42
ZOLFO	0,15 %
CERA	7,5 %
PUNTO DI SCORRIMENTO	70° F

SEZIONE DEL SERBATOIO CALCARE GIURASSICO

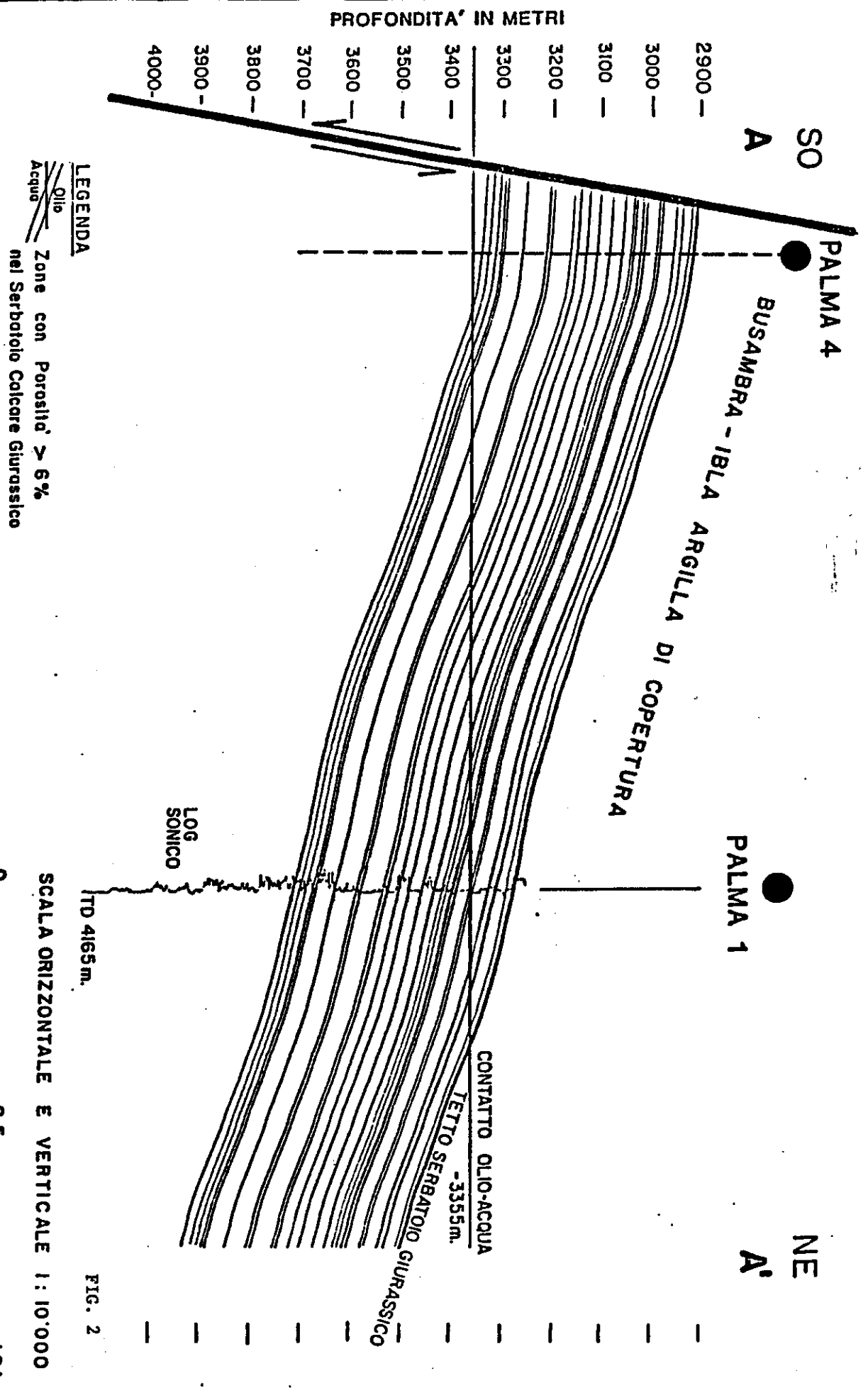


FIG. 2

ANALISI CAROTAGGIO

PALMA - 3 PERMEABILITA' ORIZZONTALE → POROSITA'

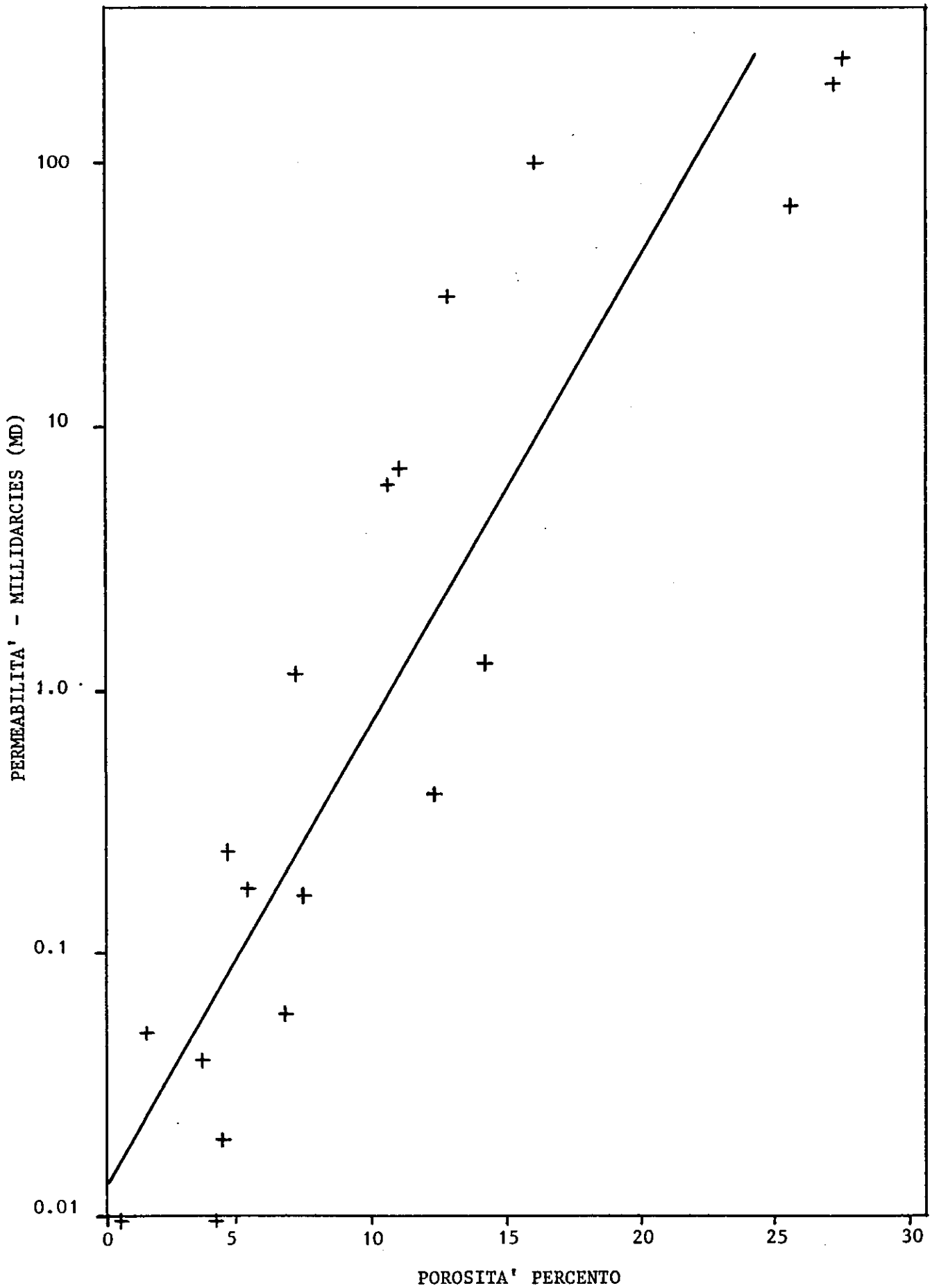
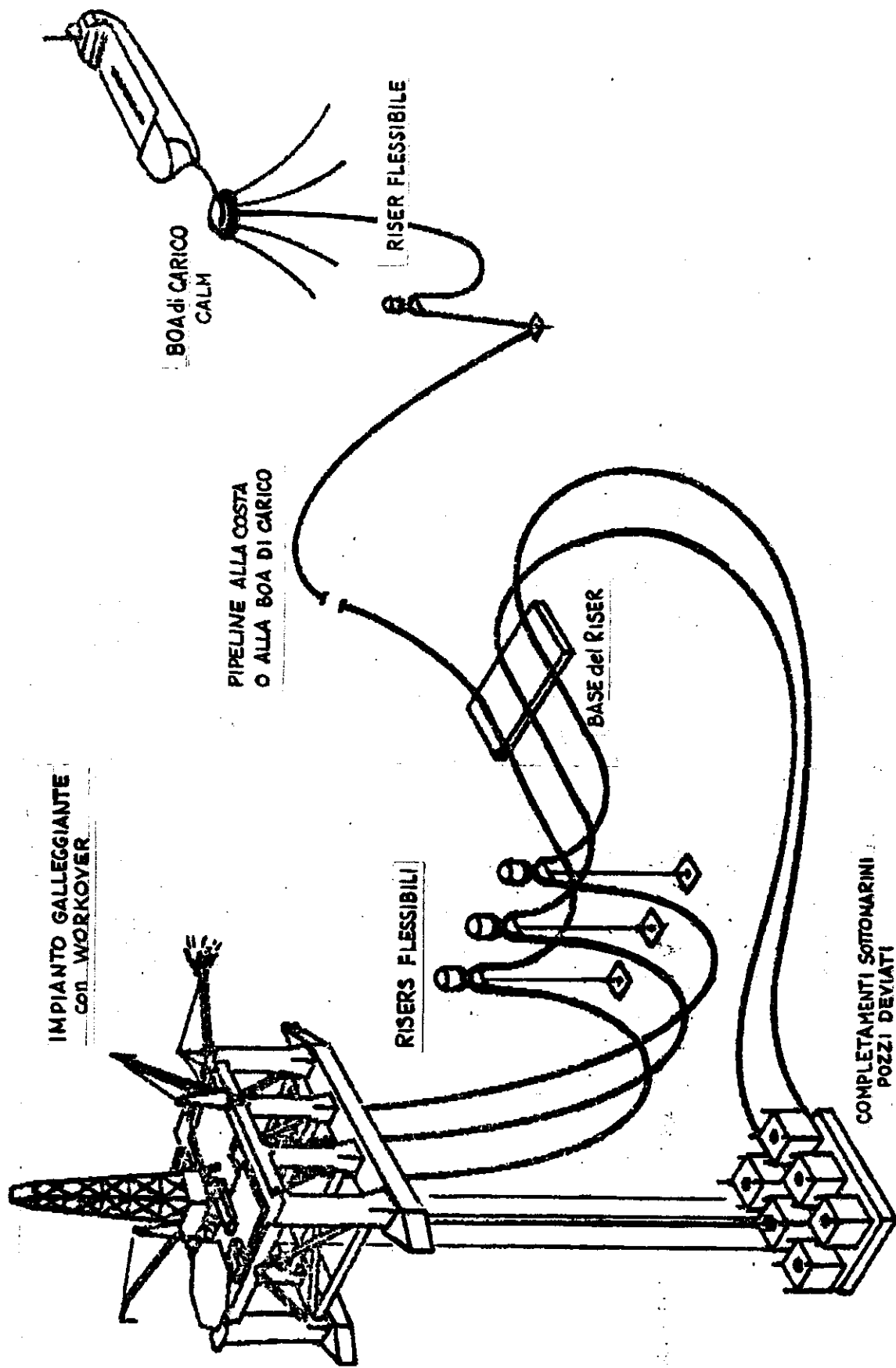


FIG. 3

SISTEMA SEMISOMMERSO CONVERTITO



SVILUPPO del CAMPO di PALMA

NAVE SISTEMA PRODUTTIVO A BORDO

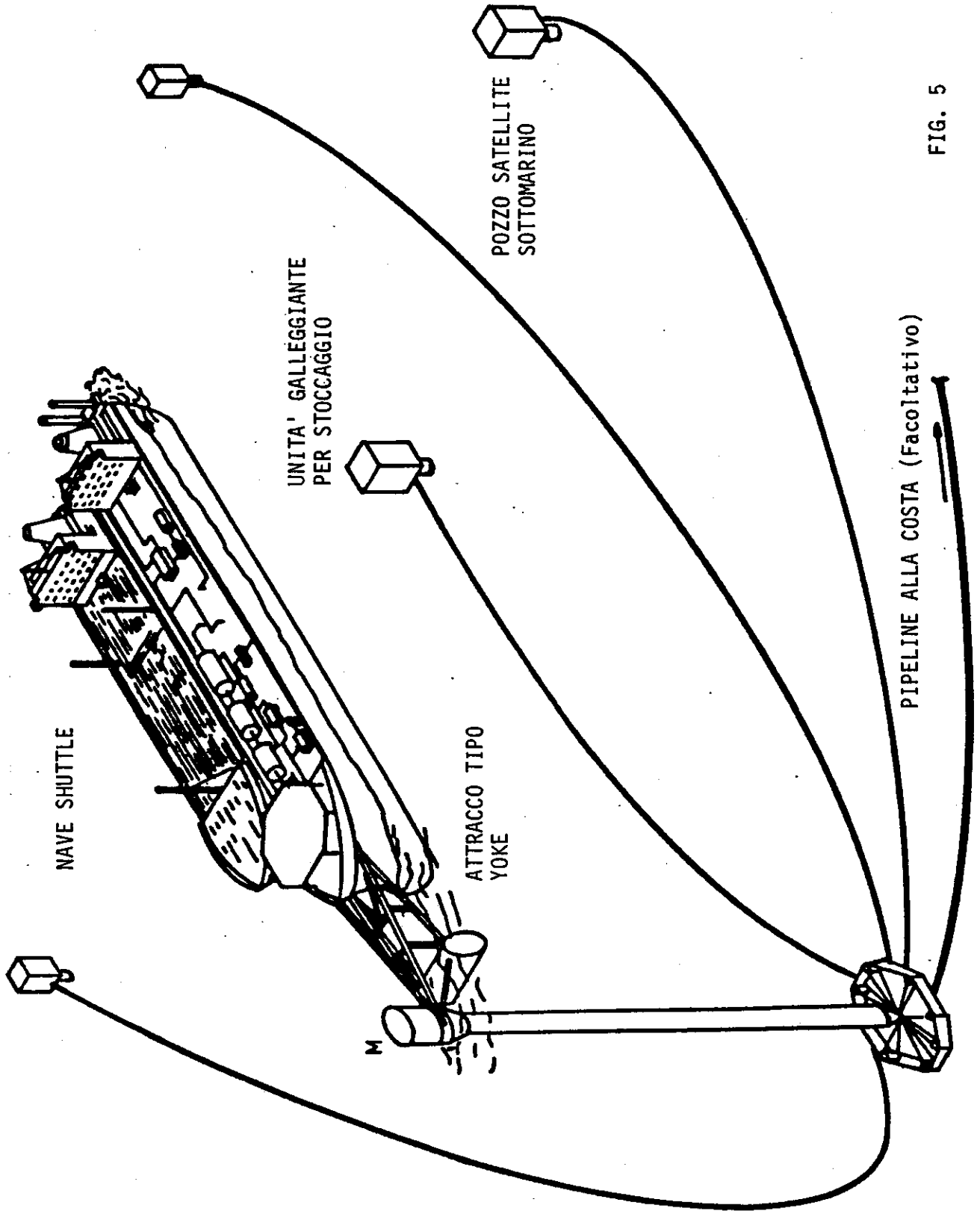


FIG. 5

IMPIANTO SEMISOMMERSO E PIPELINE

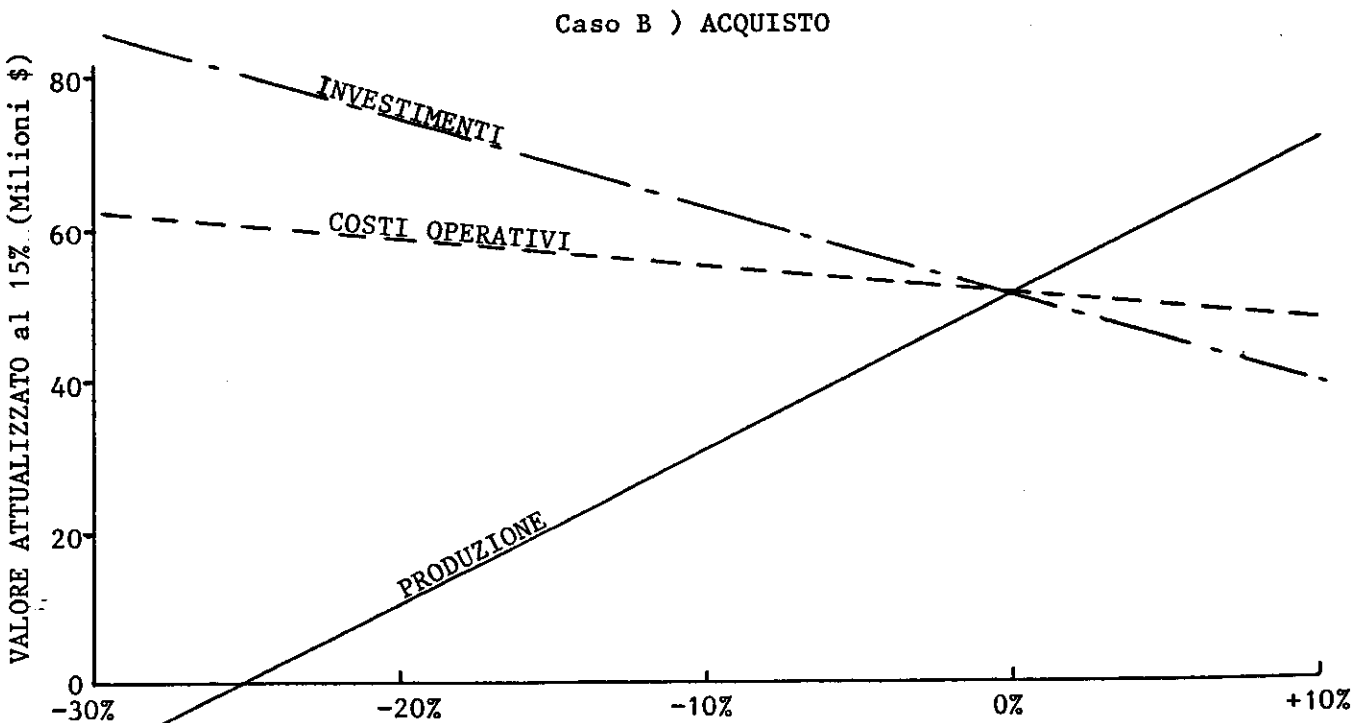
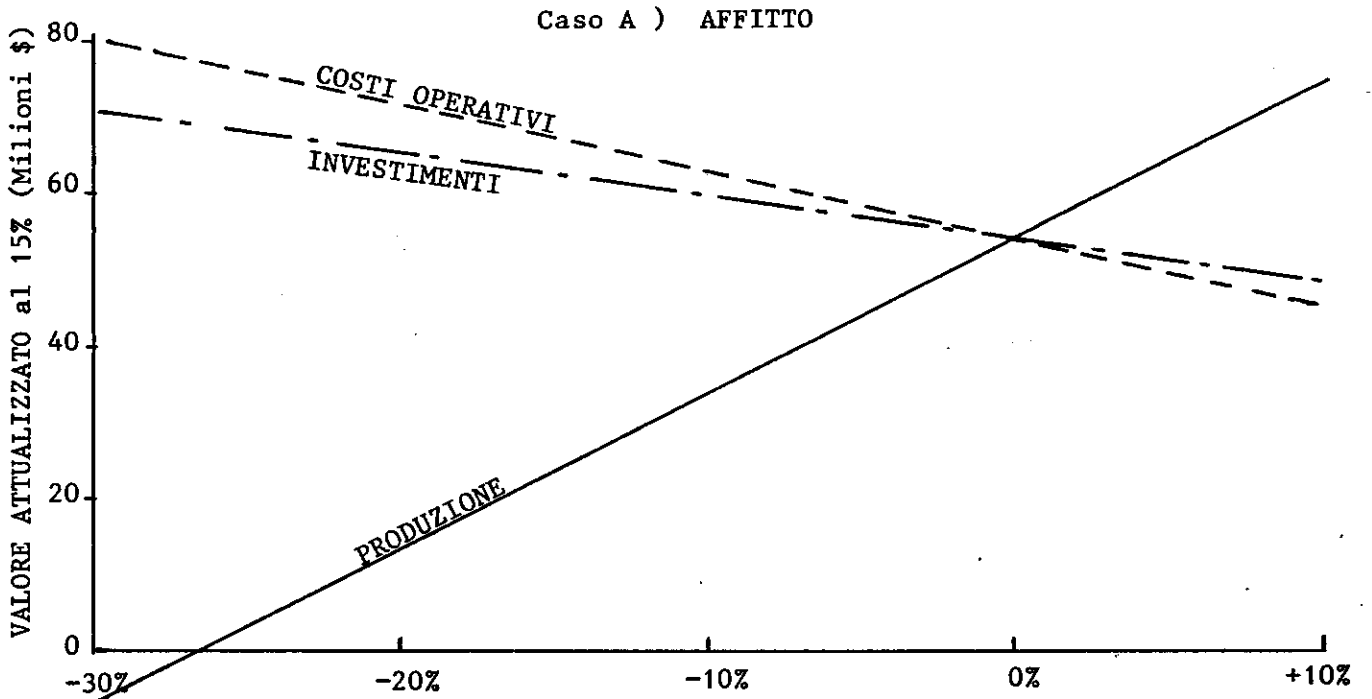
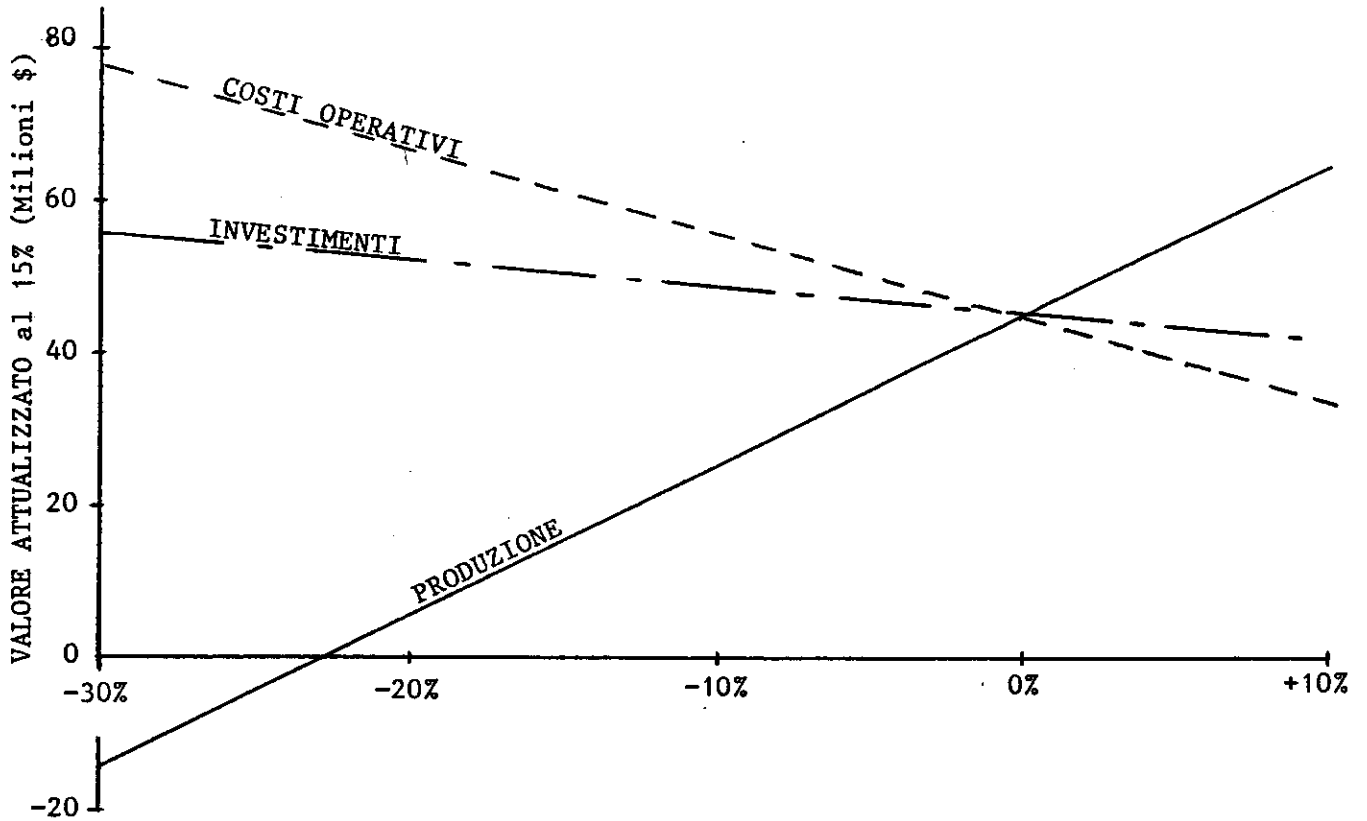


FIG. 6a

SEMI-SOMMERSO + CALM

Caso A) AFFITTO



Caso B) ACQUISTO

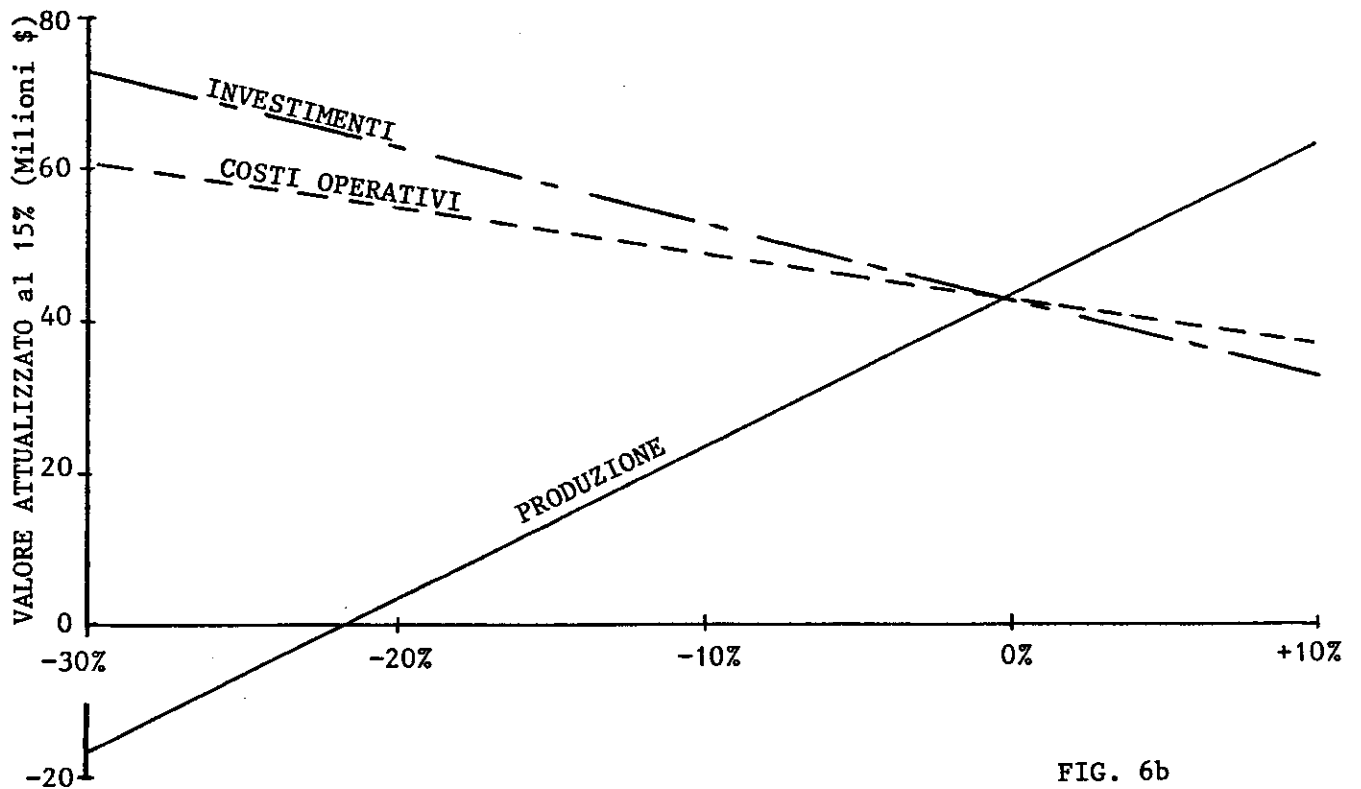


FIG. 6b

NAVE CISTERNA + PIPELINE

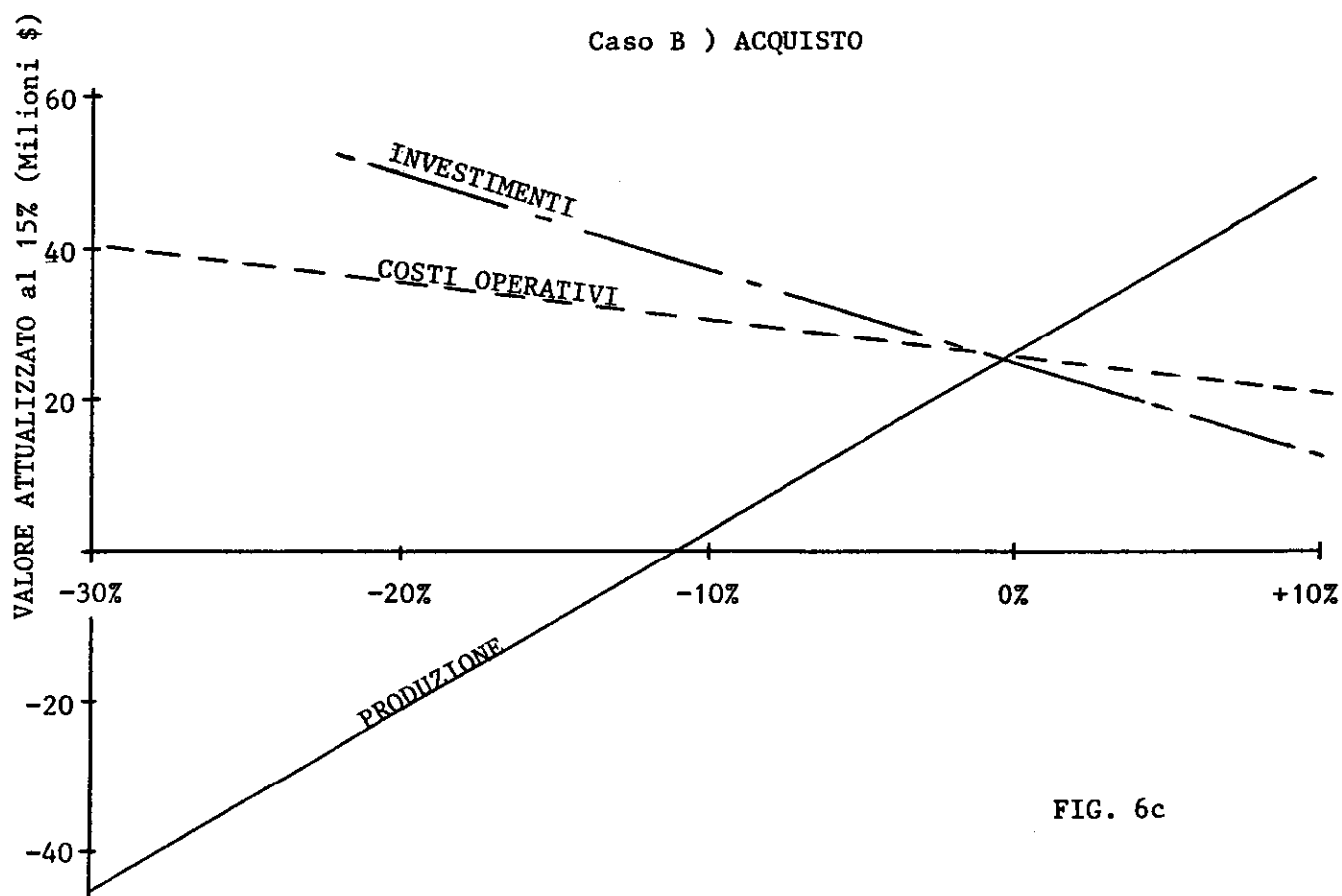
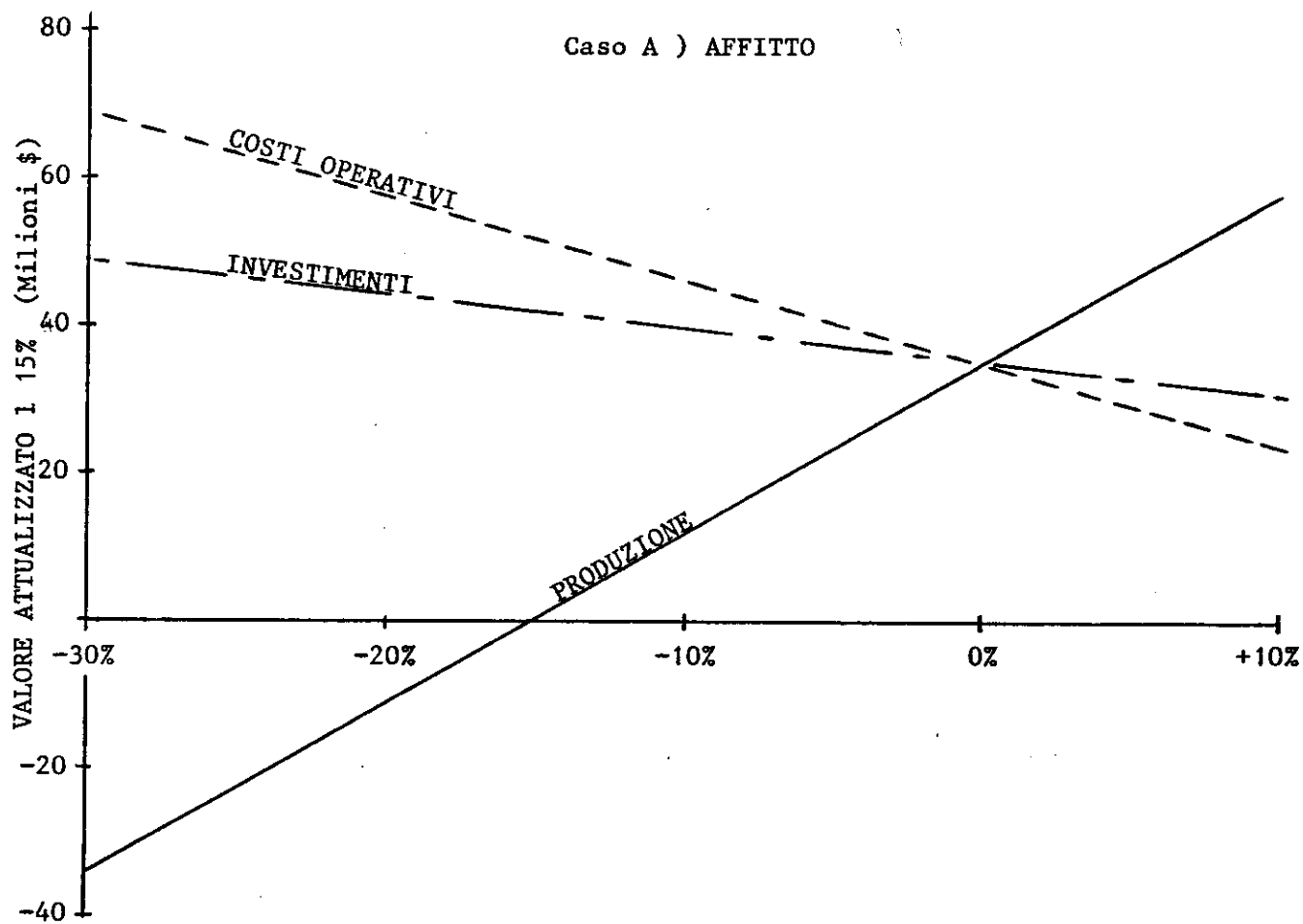


FIG. 6c

NAVE CISTERNA + CALM

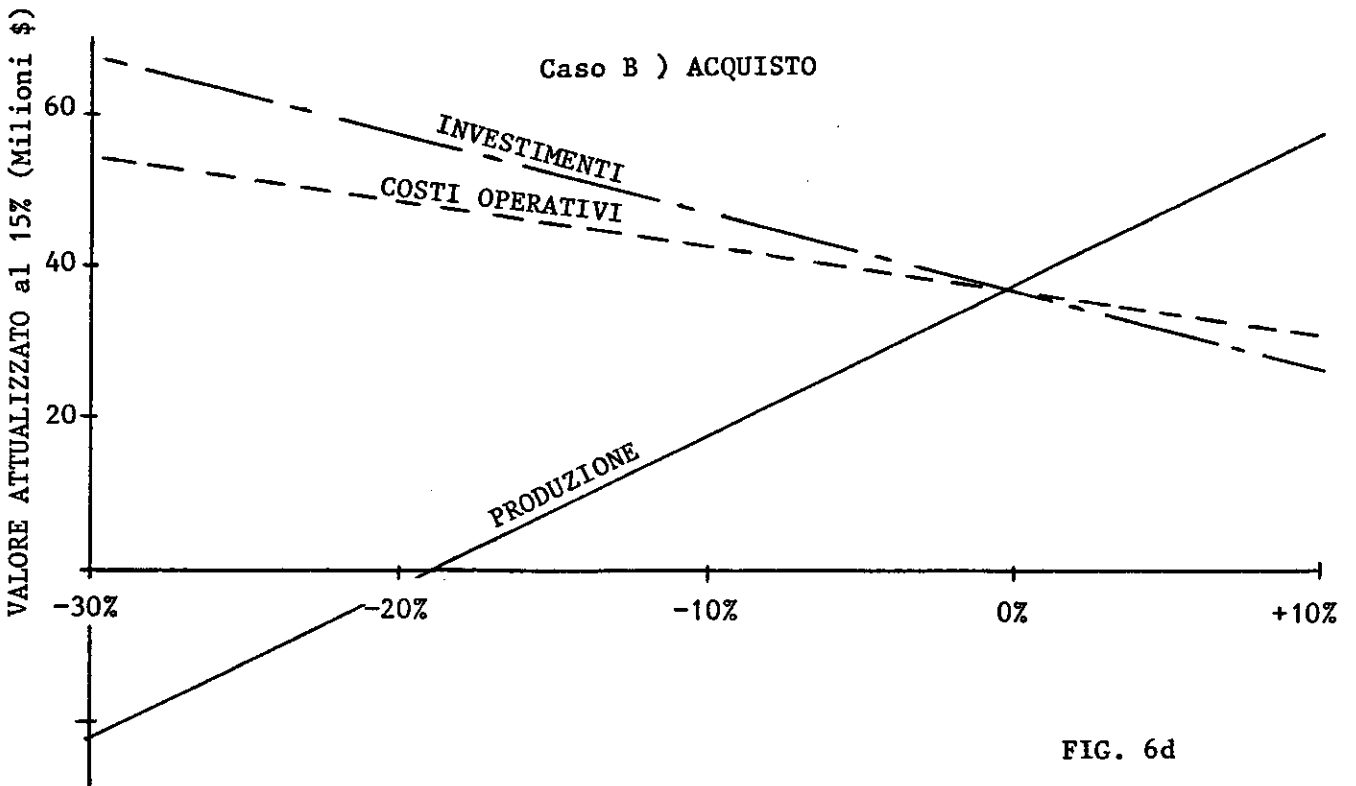
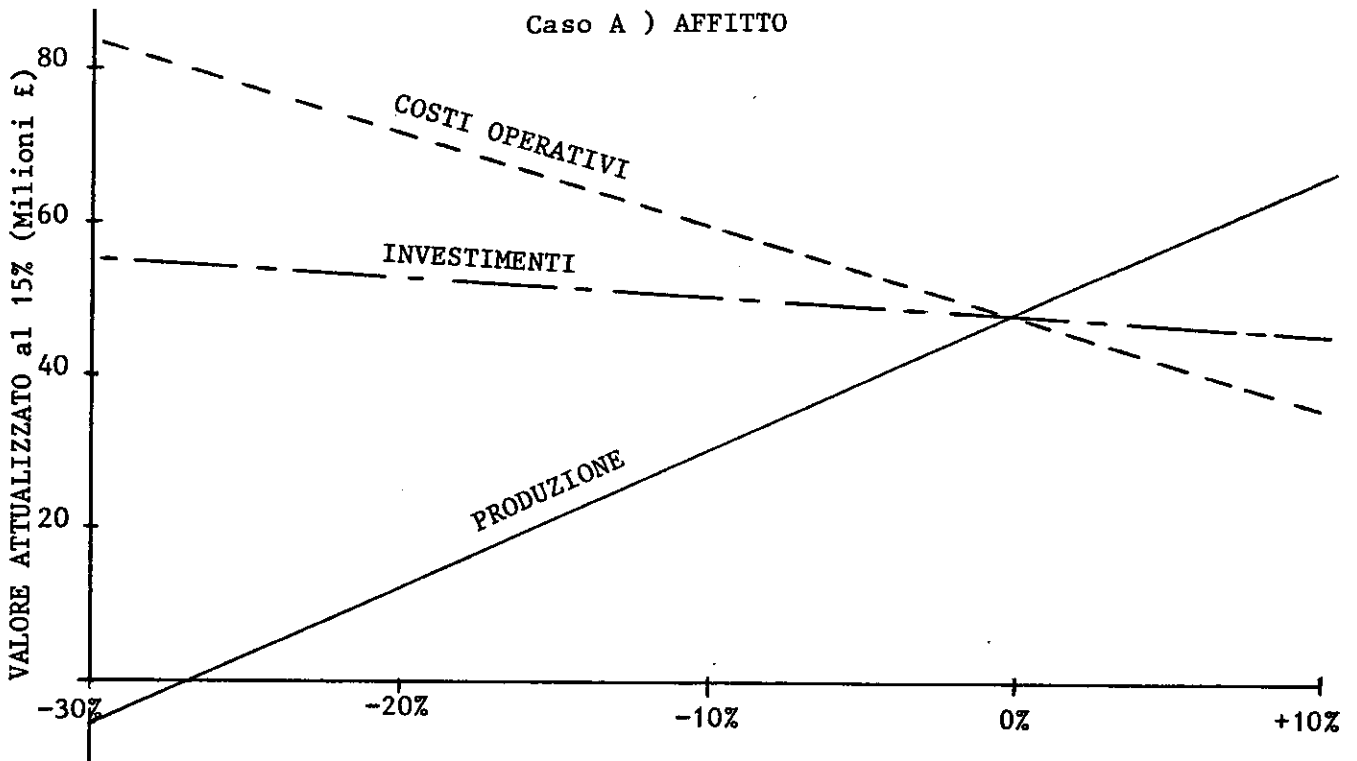


FIG. 6d

PALMA 1 - RISULTATI DEI DST E PREVISIONE DELLA PROVA DI PRODUZIONE

RATA DI EROGAZIONE PER PALMA-1 E PROPOSTA PER PALMA-4

		<u>DATI DEL</u>	<u>PREVISIONE</u>	<u>PREVISIONE</u>
		<u>POZZO</u>	<u>PALMA -1</u>	<u>PALMA -4</u>
LIVELLO DELLA FORMAZIONE	(piedi)	9875	10940	10265
PRESSIONE DELLA FORMAZIONE	(psi)	4375*	4807**	4530**
BHFP	"	4150*	3800	3600
THFP	"	127	400	400
PERDITE IDROSTATICHE/ATTRITO	"	4023	3400	3200
TUBINO ID	(pollici)	3.5	4.5	4.5
RATA DI EROGAZIONE DELL'OLIO	(BOPD)	109	1510	8150
RATA DI EROGAZIONE DELL'ACQUA	(BWPD)	145	-	-
INDICE DI PRODUTTIVITA'	(B/D/psi)	1.5	1.5	8.4
INTERVALLO TOTALE PROVATO	(piedi)	235	235	1312
INTERVALLO NETTO PROVATO DAI LOG	(piedi)	72	72	518
POROSITA' MEDIA DAI LOG	(%)	9.7	9.7	15.5

*MISURATO A 9875 piedi

**ESTRAPOLATO A LIVELLO SERBATOIO

PALMA - 1

ANALISI DEL GAS

PROFONDITA': 10.8333' - 11.068'

CAMPIONE DA: DST 4

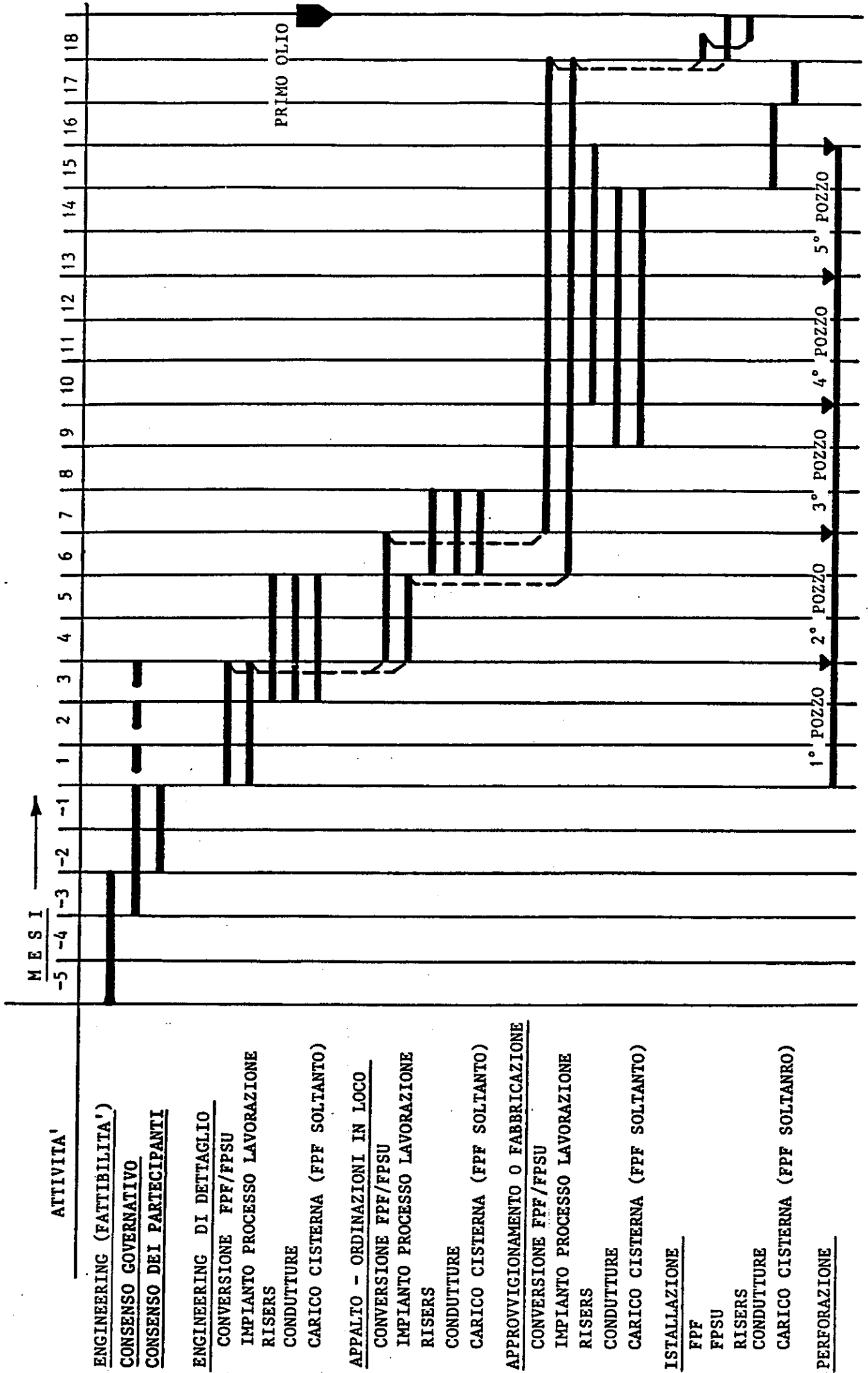
DATA DELL'ANALISI: 24.5.1976

<u>COMPONENTE</u>	<u>GRAMMO - MOLECOLA %</u>
AZOTO	187
ANIDRITE CARBONICA	63.42
OSSIGENO	TRACCIA
IDROGENO	NON RILEVATO
METANO	29.92
ETANO	2.41
PROPANO	1.57
ISO-BUTANO	0.21
N-BUTANO	0.37
ISO-PENTANO	0.10
N-PENTANO	0.08
ESANI	0.05
ETTANI	0.01
DENSITA' RELATIVA CALCOLATA (ARIA=1.00)	1.21
VALORE CALORICO CALCOLATO BTU/ct.ft (a 0 DEG C 760 mm Hg)	436.4

CAMPO PALMA - INVESTIMENTI E COSTI OPERATIVI RELATIVI
ALLE DIVERSE ALTERNATIVE DI SVILUPPO CONSIDERATE .

<u>SISTEMA</u>	<u>TRASPORTO</u>	<u>COSTI</u>	<u>COSTI</u>
		<u>CAPITALIZZATI</u>	<u>OPERATIVI</u>
		<u>(MILIONI \$)</u>	<u>(MILIONI \$)</u>
SEMISOMMERSO CONVERTITO (ACQUISTATO)	CALM	179	25
(AFFITTATO)	CALM	67	52
SEMISOMMERSO CONVERTITO (ACQUISTATO)	PIPELINE	204	15
(AFFITTATO)	PIPELINE	95	40
NAVE CISTERNA (ACQUISTATATA)	CALM	184	26
(AFFITTATA)	CALM	52	58
NAVE CISTERNA (ACQUISTATATA)	PIPELINE	222	22
(AFFITTATA)	PIPELINE	90	54

PROGRAMMA per lo SVILUPPO del CAMPO di PALMA



STUDIO ECONOMICO SUL GIACIMENTO DI PALMA: SISTEMA NAVE CISTERNA

RISERVE 27 milioni di barili (milioni \$ USA)

INVESTIMENTI TOTALI	COSTI OPERATIVI MASSIMI	RECUPERO MESE/ANNO	VALORE		TASSO DI REDDITTIVITA' %	RISERVE ECONOMICHE (mil.barili)
			ATTUALIZZATO al 10%(mil.\$)	ATTUALIZZATO al 15%(mil.\$)		
PIPELINE	22	11/1990	59.8	26.2	20.5	26.3
AFFITTO	58	1/1990	53.3	35.1	35.5	24.1
CALM	26	8/1990	71.7	38.1	24.6	26.3
AFFITTO	90	8/1989	66.9	49.2	58.2	24.1

(VALORI 1985)

STUDIO ECONOMICO SUL GIACIMENTO DI PALMA: SISTEMA SEMI-SOMMERSO

RISERVE 27 milioni di barili (milioni \$ USA)

	INVESTIMENTI TOTALI	COSTI OPERATIVI MASSIMI	RECUPERO MESE/ANNO	VALORE ATTUALIZZATO al 10%(mil.\$)	VALORE ATTUALIZZATO al 15%(mil.\$)	TASSO DI REDDITIVITA' %	RISERVE ECONOMICHE (mil.barili)
PIPELINE	204	15	7/1990	93.5	52.1	26.3	26.3
AFFITTO	95	40	12/1898	81.9	55.3	39.6	24.1
CALM	179	25	7/1990	78.7	43.8	26.1	26.3
AFFITTO	67	52	10/1989	65.9	45.6	42.1	24.1

(VALORI 1985)

Tricentrol

OFFSHORE SICILY

SOMMARIO DATI PETROFISICI DI PALMA-I E PROGNOSI PER PALMA-4

CR 47

SEZIONE IDROCARBURI VAPOLI	
No.	13 MAG 1985
Seit.	3052
Periz.	3-5-85
DATE	
ENCLOSURE No.	
FILE No.	

AUTHOR	MOS	CONTOUR INT.
DRAUGHTED	MB/BM	TYPE
APPROVED		SCALE

BOLLETTINO N. 828/79 Chim.

Campione di greggio del pozzo PALMA 1 (Sicilia)

Intervallo	ft. 10833-11068		
Punto di prelievo			
Data di prelievo	ottobre 1975	Data di arrivo	5/9/79
Inviato da	CONOCO		
Caratteristiche generali			
Acqua (ASTM D95), % vol.	28,0	cSt	21,48
Ceneri (ASTM D492), % p	N.D.	Viscosità a 40°C °E	3,04
Salinità come NaCl (IP 77), g/l	9,40	cP	18,30
Aspetto	massa paraf finosa	Punto d'infiammabilità (IP 170), °C	< +20
Colore	marrone	Punto d'anilina (ASTM D611), °C	N.D.
Fluorescenza	azzurra	Ramsbottom (ASTM D524)	-
Peso specifico a 15°C (IP 190)	0,868	Residuo carbonioso % p	
API Gravity	31,5	Conradson (ASTM D189)	1,03
Indice di rifrazione a 20°C	N.D.	Paraffina (BP 237) % p	28,59
Punto di eboll. medio, °C	390	Asfaltene (IP 143) % p	0,23
Fattore K (UOP 375)	12,22	Zolfo (ASTM D129) % p	0,27
		Punto di scorrimento (ASTM D97) °C	+40

Distillazione ASTM D285 (Hempel)

162 °C	punto iniziale	cc %		cc %
183 °C	1 cc %	130°C	230°C	7,5
40°C		140°C	240°C	9,5
50°C		150°C	250°C	11,5
60°C		160°C	260°C	14,5
70°C		170°C	270°C	17,5
80°C		180°C	280°C	21,5
90°C		190°C	290°C	23,5
100°C		200°C	300°C	25,5
110°C		210°C	Residuo	73,5
120°C		220°C	Perdite	1

Analisi di caratterizzazione (Bureau of Mines)

Distillazioni (Hempel)

A press. Atmosferica (mm Hg)		A 40 mm Hg	
162°C	punto iniziale		
183°C	1 cc % parziale %	d 15° =	
40°C			
50°C			
60°C			
70°C			
80°C			
90°C			
100°C			
110°C			
120°C			
125°C			
130°C			
140°C			
150°C			
160°C			
170°C			
175°C			
180°C			
190°C	1,5		
200°C	2,5	2,5	0,783
210°C	4		
220°C	5,5		
225°C	6,5	4,0	0,792
230°C	7,5		
240°C	9,5		
250°C	11,5	5,0	0,806
260°C	14,5		
270°C	17,5		
275°C	19,5	8,0	0,818

152°C	P.I.	% parz.	Viscosità a 100°F, °E =
175°C	cc %		
200°C	28	8,5	-
225°C	36,5	8,5	1,38
250°C	44	7,5	1,58
275°C	53	9,0	1,92
300°C	62,5	9,5	Viscosità a 100°F, °E = 2,64
			d 15° = 0,856
			Zolfo, % p 0,21
			C.I. = 23,2

BASE: Paraffinica

Residuo	cc %	35,5
Perdite	cc %	2

Penetrazione sul residuo a 25°C 165 dmm

Residuo carbonioso sul residuo, % p	2,99
Residuo carbonioso sulla II Frazione chiave, % p	N.D.

Zolfo, % p	0,20	C.I.	22,5
------------	------	------	------

BASE Paraffinica

BASE DEL GREGGIO PARAFFINICA

Caratterizzazione e costituzione chimica delle frazioni chiave
1° Frazione chiave (250 - 275°C a pressione atmosferica)

		%	
Densità a 20/4°C	0,8142	Carbonio aromatico (CA)	4,0
Indice di rifrazione a 20°C	1,4519	Carbonio naftenico (CN)	28,5
Viscosità a 20°C, cSt	3,78	Carbonio paraffinico (CP)	67,5
Zolfo, % p	0,21		

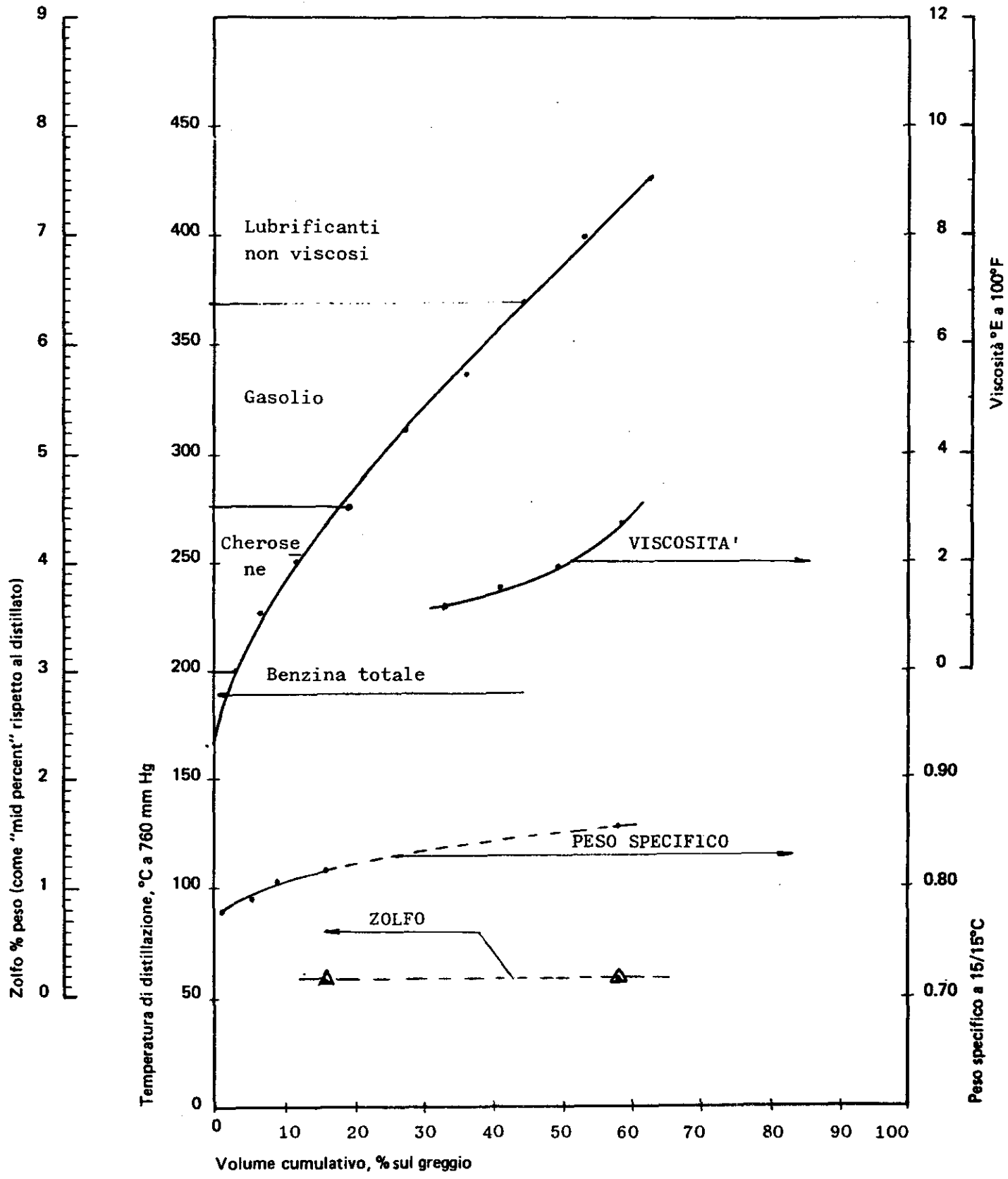
2° Frazione chiave (275 - 300°C a 40 mm Hg)

		%	
Densità a 20/4°C	0,8524	Carbonio aromatico (CA)	9,5
Indice di rifrazione a 20°C	1,4760	Carbonio naftenico (CN)	13,5
Viscosità a 20°C, cSt	38,00	Carbonio paraffinico (CP)	77,0
Zolfo, % p	0,20		

Analisi cromatografica sulla frazione 200-250°C atm. - Metodo FIA ASTM D1319

	%
Idrocarburi aromatici	9,6
Idrocarburi olefinici	0,9
Idrocarburi paraffinici	89,5
Dati di classificazione (Bureau of Mines)	
	%
Benzina leggera	-
Benzina totale	2,5
Cherosene	17,0
Gasolio	24,5
Lubrificanti non viscosi	18,5
Lubrificanti medio viscosi	-
Lubrificanti viscosi	-
Residuo	35,5
Perdite	2,0

Curva di distillazione e Caratteristiche dei Distillati



Manetti

Il Responsabile Chimica Analitica e Prove Tecnologiche

Manetti

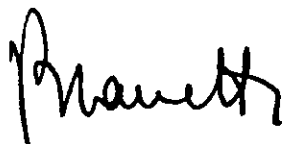
S. Donato Milanese, 14/9/79

BOLLETTINO N. 829/79 Chim.

CAMPIONE: di greggio del pozzo PALMA 1 (Sicilia).
Campione pervenuto in laboratorio il 5/9/79 da parte della CONOCO.

DETERMINAZIONE DELLA VISCOSITA'

Viscosità a 40°C	{ cSt : 21,48 °E : 3,04 cP : 18,30
Viscosità a 50°C	{ cSt : 11,28 °E : 1,95 cP : 9,53
Viscosità a 60°C	{ cSt : 7,80 °E : 1,63 cP : 6,53
Viscosità a 70°C	{ cSt : 6,02 °E : 1,39 cP : 5,01



Il Responsabile Chimica Analitica e Prove Tecnologiche

