

10 155



GRUPPO
MONTEDISON

SELM
Società Energia Montedison

**CONCESSIONE C. C4 ME
CAMPO DI MILA**

**PROGETTO PER LA PRODUZIONE PILOTA ED
ANALISI DI EVENTUALI ALTERNATIVE**

Milano Agosto 1985

SELM S.p.A.
Settore Idrocarburi



CONCESSIONE C.C4.ME
CAMPO DI MILA

PROGETTO PER LA "PRODUZIONE PILOTA" ED
ANALISI DI EVENTUALI ALTERNATIVE

Milano, Agosto 1985

I N D I C E

A. PROGETTO PER LA PRODUZIONE PILOTA

1. PREMESSA

1.1 ESAME DELLE ALTERNATIVE

1.2 CONCLUSIONI

2. PRODUZIONE PILOTA: CASO BASE

2.1 Quantità di olio estratto

2.2 Quantità di gas estratto ed utilizzabile industrialmente

2.3 Considerazioni di ordine ecologico

2.4 Considerazioni economiche

2.5 Considerazioni geominerarie

B. IPOTESI ALTERNATIVE ANALIZZATE PER LA UTILIZZAZIONE DEL GAS

1. REINIEZIONE DEL GAS NEL GIACIMENTO

a) Considerazioni geologiche

b) Descrizione del sistema

c) Considerazioni economiche

d) Tempi di realizzo

2. TRASPORTO DEL GAS A TERRA E CESSIONE ALLA RETE DI
DISTRIBUZIONE NAZIONALE

a) Descrizione del sistema

b) Considerazioni economiche

c) Tempi di realizzo

3. TRASFORMAZIONE DEL GAS IN ENERGIA ELETTRICA SULLA PETROLIERA,
TRASPORTO DELLA ENERGIA A TERRA E CESSIONE ALL'ENEL

a) Descrizione del sistema

b) Considerazioni economiche

c) Tempi di realizzo

C. APPENDICE

ALLEGATI

1. ATTIVITA' DI SVILUPPO. CONSUNTIVO COSTI AL 31/5/1985
2. COMPOSIZIONE DEL GAS ALL'USCITA DEL SEPARATORE DI 1° SALTO
3. CORRELAZIONE GEOLOGICA TRA I POZZI MILA 6-5-1-4
4. CORRELAZIONE GEOLOGICA TRA I POZZI MILA 6 - MILA 6 DEV
5. REINIEZIONE DEL GAS NEL GIACIMENTO: SCHEMA DI PRINCIPIO
6. REINIEZIONE DEL GAS NEL GIACIMENTO: CALCOLI ECONOMICI
7. TRASPORTO DEL GAS A TERRA E CESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE NAZIONALE: SCHEMA DI PRINCIPIO
8. TRASPORTO DEL GAS A TERRA E CESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE NAZIONALE: CALCOLI ECONOMICI
9. TRASFORMAZIONE DEL GAS IN ENERGIA ELETTRICA SULLA PETROLIERA E TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERRA E CESSIONE ALL'ENEL: SCHEMA DI PRINCIPIO
10. TRASFORMAZIONE DEL GAS IN ENERGIA ELETTRICA SULLA PETROLIERA E TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERRA E CESSIONE ALL'ENEL: CALCOLI ECONOMICI

A. PROGETTO PER LA PRODUZIONE PILOTA

1. PREMESSA

Nel programma originale di sviluppo allegato all'istanza di concessione per la coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi denominata C.C4.ME erano stati previsti:

- la posa di una piattaforma fissa in corrispondenza del pozzo Mila 6, munita di attrezzature di produzione;
- la perforazione di ulteriori 5 pozzi dalla piattaforma;
- una rete di raccolta per collegare alla piattaforma i pozzi Mila 4 e/o 5;
- un sistema di trasporto del grezzo e del gas a terra mediante sealine;
- una centrale di trattamento, stoccaggio e spedizione;
- un sistema di trasporto gas e grezzo mediante tubazioni dalla Centrale di trattamento alla Raffineria di Priolo.

Del predetto programma originario è già stato realizzato quanto segue:

- perforazione di n° 3 pozzi, Mila 7, Mila 8 e Mila 9 (in deviazione da una template sottomarina ubicata in corrispondenza del pozzo Mila 6).
- l'ingegneria di tutte le opere a mare, utilizzando come Società di Ingegneria la SNAM PROGETTI.
- l'ingegneria di tutte le opere a terra, utilizzando come Società di Ingegneria la TECNIMONT.



Gli investimenti totali sostenuti negli anni dal 1982 al 1984 per la realizzazione di tali fasi del programma di sviluppo ammontano a f 88 miliardi come specificato nell'allegato 1.

I risultati delle perforazioni sopra menzionate e dei numerosi studi geominerari effettuati hanno tuttavia indicato che il giacimento di Mila è molto più complesso di quanto inizialmente previsto, riportando a valori critici o quanto meno non ben quantificabili alcuni parametri fondamentali per un equilibrio tecnico-economico del progetto.

Per tali motivi la SELM in data 15 Marzo 1985 ha chiesto al Ministero dell'Industria di poter effettuare un periodo di "produzione pilota" di un anno da eseguirsi con la riattivazione di due pozzi con completamento sottomarino ed il loro collegamento con condotta ad un sistema di produzione su "flottante", unico mezzo per acquisire maggiori informazioni sul giacimento e definirne il progetto di sviluppo definitivo più appropriato.

Tale progetto "ridotto", consistente in una produzione pilota di durata relativamente breve, non prevedeva la utilizzazione del gas. Il fatto di bruciare - sia pure in via temporanea - il gas associato al petrolio ha determinato, in sede di Comitato Tecnico Idrocarburi del 13 Giugno u.s., osservazioni in merito alle quali si ritiene opportuno precisare:

a) Problemi di ordine ecologico

La totale assenza, nel gas associato al grezzo, di prodotti nocivi per l'ambiente ed il ricorso ad un combustore di adeguate caratteristiche (vedi avanti, cap. 2.3) escludono ogni possibilità di inquinamento dell'ambiente.

b) Bilancio energetico

Nell'arco di un anno di produzione si prevede di poter produrre circa 150.000 ton di grezzo con conseguente disponibilità di circa 28 milioni di mc. di gas, che, in termini di potere calorifico, equivalgono a meno del 14% del totale di idrocarburi prodotti mentre, in termini economici, ammontano a meno del 4% di detto totale.

c) Altre considerazioni

La proposta SELM di bruciare il gas associato deriva dalla mancata individuazione di una economica soluzione per l'impiego del medesimo, malgrado lo studio di più soluzioni alternative di cui al successivo punto 1.1. La proposta è del resto in linea con l'interesse nazionale di valorizzare al massimo le risorse energetiche nazionali per diminuire il deficit valutario conseguente alle importazioni di petrolio greggio.

Infatti, a fronte del mancato utilizzo di una modesta quantità di gas (inferiore all'uno per mille dei consumi nazionali di gas), l'attuazione della produzione pilota potrà:

- fornire informazioni geominerarie decisive per la esecuzione del susseguente programma di sviluppo del campo Mila;
- diminuire il deficit valutario con l'estero di circa 56 miliardi di lire (valore del grezzo prodotto nell'anno);
- dare all'erario un contributo per Royalties di ca. 640 milioni di Lit.

1.1 ESAME DELLE ALTERNATIVE

L'utilizzazione del gas, in luogo della sua combustione, era già stata ovviamente esaminata da SELM anteriormente alla presentazione della richiesta (15 Marzo 1985) di autorizzazione per un periodo di "Produzione Pilota".

Le problematiche tecniche, assieme alle risultanze economiche, erano giudicate tali da sconsigliare un progetto diverso da quello presentato.

Di seguito, e più dettagliatamente nei capitoli che seguono, vengono esplicitate le soluzioni alternative oggetto degli studi eseguiti.

a) reiniezione del gas, a partire da una installazione fissa dalla quale reiniettare il gas in giacimento ad altissima pressione (più di 400 atmosfere); essa appare problematica sulla base delle attuali conoscenze geominerarie e richiederebbe la perforazione di un apposito pozzo. Prescindendo dal costo delle facilities - che ammonterebbe a più di venti volte il valore del gas reiniettato nell'anno - questa soluzione solleva fondati dubbi circa la sua fattibilità.

Tempi di realizzazione ca. 30 mesi.

b) trasporto del gas a terra, richiedente compressione del gas e costruzione di una stazione di degasolinaggio offshore, posa di una condotta sottomarina di circa 6 Km, di un metanodotto di circa 40 Km e di una stazione di misura a monte della consegna all'utilizzatore. Questa soluzione comporta costi aggiuntivi per circa 24 miliardi di lire.

Tempi di realizzazione circa 34 mesi.

c) conversione del gas in energia elettrica mediante impiego di un turbogeneratore a bordo della nave di produzione e posa di un cavo sottomarino di ca. 6 Km e di un elettrodotto fino al collegamento alla rete a media tensione dell'ENEL. Questa soluzione, senza precedenti al mondo e per la realizzazione della quale sono tutt'ora oggetto di studio alcuni aspetti tecnici di difficile soluzione, comporterebbe costi aggiuntivi di circa 17 miliardi di lire.

Tempi di realizzazione ca. 22 mesi.

I flussi di cassa delle alternative esaminate, riferiti all'anno di produzione pilota, sono:

	<u>Tempi di realizzo</u> (mesi)	<u>Investimenti complessivi</u> Mil. Lit.	<u>Costi annui di esercizio</u> Mil. Lit.	<u>Profitti - (Perdite)</u> Mil. Lit.
- PROD. PILOTA (soluz.proposta)	6	23.000	25.000	8.000
- REINIEZ. DEL GAS NEL GIACIMENTO (all. 6)	30	71.000	27.000	(42.000)
- TRASPORTO DEL GAS A TERRA (all. 8)	34	46.000	26.000	(11.950)
- CONVERSIONE DEL GAS IN E.E. (all. 10)	22	39.000	26.000	(6.140)



Tutte le alternative esaminate per la riutilizzazione del gas (più dettagliatamente illustrate nella parte B di questa nota) devono far ricorso a soluzioni tecniche di notevole complessità, richiedono tempi lunghi per la loro realizzazione e non consentono di avere un'attività remunerativa nel corso dell'anno della produzione pilota. Inoltre la soluzione che venisse adottata per questa fase transitoria potrebbe, alla fine di tale anno di produzione, rivelarsi come una scelta incoerente con il programma di sviluppo definitivo del campo. Adottando invece la soluzione proposta, dopo il primo anno di produzione pilota, grazie alle maggiori conoscenze geominerarie acquisite, la Società sarà in grado di finalizzare la più idonea delle alternative predette.

Si prevede comunque che al termine del periodo di produzione pilota la soluzione della reiniezione del gas si prospetterà difficilmente praticabile per motivi geominerari (come più avanti esposto) ed economici. La valutazione del comportamento del campo durante il periodo suddetto darà orientamenti e conferme sulla fattibilità e validità economica delle soluzioni del trasporto a terra del gas o di energia elettrica da esso ottenuta, senza escludere a priori che i risultati dell'anno di prova portino alla riconferma del programma di sviluppo allegato al decreto di Conferimento della Concessione, il cui progetto è già stato perfezionato.

1.2 CONCLUSIONI

Alla luce di quanto sopra esposto e tenendo conto:

- che la SELM deve accelerare quanto più possibile la realizzazione del programma di "produzione pilota" al fine di pervenire nel più breve tempo alla razionale messa in produzione delle risorse individuate,
- che non si possono tuttavia, senza disporre di elementi geominerari adeguati, effettuare ulteriori importanti investimenti per opere fisse,
- e dei tempi e costi delle soluzioni alternative,

si ritiene che il progetto di produzione pilota presentato dalla SELM nell'istanza del 15/3/85 sia l'unico adeguato alla situazione attuale del campo di Mila.

L'utilizzo del gas in una delle forme studiate sarà ripreso in considerazione non appena si avranno elementi per una scelta definitiva del sistema di sviluppo del campo.

2. PRODUZIONE PILOTA: CASO BASE

Come detto nella premessa, a seguito dei risultati delle ultime perforazioni e dei numerosi studi geominerari effettuati, il giacimento Mila si è rivelato molto più complesso di quanto inizialmente previsto e per tali motivi la SELM in data 15 Marzo 1985 ha chiesto al Ministero dell'Industria di poter effettuare un periodo di produzione pilota di almeno un anno da eseguirsi con la riattivazione di due pozzi con completamento sottomarino ed il loro collegamento con condotta ad un sistema di produzione su "flottante" (cioè su nave da circa 70.000 dwt). Ciò allo scopo di acquisire maggiori informazioni sul giacimento onde definire il progetto di sviluppo più appropriato.

Le linee generali del progetto per la produzione pilota sono (vedasi Relazione tecnica allegata all'istanza del 15 Marzo 1985 al Ministero dell 'Industria):

- Completamento sottomarino di n° 2 pozzi (Mila 6 e Mila 4/5)
- Sistemazione su flottante degli impianti di trattamento e stoccaggio; spedizione del grezzo via navi spola.

2.1 Quantità di olio estratto

Sulla base di una produzione massima iniziale del campo di 667,5 ton/giorno (5000 BOPD), con GOR 255 Stmc/ton, e tenuto conto anche delle fermate per il cattivo tempo, si prevede di produrre nell'arco della produzione pilota del primo anno circa 146.000 tonn. di olio.

Il grezzo prodotto sarà trasferito alle Raffinerie del territorio nazionale (preferenzialmente alla Raffineria SELM di Priolo) mediante navi spola tra la petroliera di stoccaggio e le raffinerie stesse.

2.2 Quantità di gas estratto ed utilizzabile industrialmente

La quantità di gas associato al grezzo estratto nel corso dell'anno di "produzione pilota" risulta pari a:

146.195 ton x 255 Stm³/ton = 37.280.000 Stmc

Di questo ammontare solamente circa 28.230.000 Stmc

risultano disponibili se si tiene conto di:

quantità di gas che deve essere utilizzato per i servizi di produzione (ad es.: riscaldare il grezzo per consentire la separazione del gas) e per la produzione di vapore e gas inerte per la petroliera, pari a circa 1.860.000 Stmc

quantità di gas che si libera nel separatore atmosferico e nelle tanche della petroliera, per raggiungere la completa stabilizzazione del grezzo, e che va bruciato in qualunque tipo di processo 7.190.000 Stmc

La SELM, interessata ad accelerare al massimo la realizzazione del programma di produzione pilota, necessario per ottimizzare lo sviluppo del campo, è pervenuta alla proposta di rinunciare per un anno all'utilizzazione del gas, dopo averla messa a confronto con le soluzioni alternative illustrate nella sezione B della presente nota.



2.3 Considerazioni di ordine ecologico

La proposta SELM non crea problemi di ordine ambientale in quanto il gas associato è completamente privo di prodotti solforosi ed è costituito essenzialmente da metano (oltre l'86% - vedi analisi di cui all'all. 2).

Nonostante l'assenza di H₂S, ne è prevista una rete di monitoraggio in accordo alle norme di sicurezza (art. 51 del D.P.R. 886).

Il gas verrà bruciato in un sistema di combustione progettato e costruito dalla Kaldair, Società all'avanguardia nel settore, facente parte del gruppo British Petroleum e presente sin dall'inizio nella maggior parte delle installazioni effettuate nel Mare del Nord, oltre che in Brasile, U.S.A., India e Medio Oriente.

Le caratteristiche principali del combustore sono le seguenti:

- a) altezza 16 metri
- b) diametro di 4,2 metri
- c) protezione esterna antirumore e antivento di diametro 7 m e altezza 4 m
- d) peso complessivo di ca. 50 tons
- e) fiamma completamente chiusa dentro il forno e non visibile all'esterno

- f) Cinque bruciatori ad alta efficienza di tipo Mardair per il gas di alta pressione ed un bruciatore ad alta efficienza di tipo Indair per il gas di bassa pressione.

I bruciatori, know-how della Kaldair, sfruttano l'effetto Coanda, basato sul principio Venturi.

Il gas di alta pressione aderisce al profilo Venturi e tira dentro dall'ingresso principale 20 volumi di aria per ogni volume di gas. Di conseguenza la fiamma risultante è corta, stabile e ha valori estremamente bassi di radiazione e luminosità, circa un quarto dei bruciatori tradizionali. Avendo inoltre i bruciatori un film ricco di gas aderente alla parete a profilo Venturi, la punta del bruciatore è relativamente fredda rispetto ai bruciatori tradizionali, con minori problemi manutentivi.

Altro vantaggio significativo è che, grazie al grande volume di aria trascinata, la fiamma prodotta è smokeless, cioè atta ad avere fumi del camino esenti da residui carboniosi, essendo costituiti da vapore ed anidride carbonica.

- g) Rivestimento isolante a fibra ceramica, che rispetto ai tradizionali mattoni refrattari ha il vantaggio di essere più resistente agli shocks termici, e offre una maggiore sicurezza nell'installazione perchè piccoli movimenti nella parete d'acciaio non hanno effetti sulla flessibilità della fibra ceramica.

Inoltre lo spessore, e di conseguenza il peso, può essere notevolmente ridotto, dato che uno spessore di 120 mm, a fronte di una temperatura interna di 1200°C, permette di avere sulla superficie esterna una temperatura di 125°C.

- h) Sistema di spegnimento rapido della fiamma, a mezzo di gas Halon, in meno di 30 secondi in caso di emergenza.

i) I livelli di rumore, notevolmente attutiti dallo schermo esterno di protezione, sono ridotti ai seguenti valori, del tutto tollerabili:

85 DBA a	1 m	dallo schermo
76 DBA a	32 m	" "
64 DBA a	128 m	" "

l) I livelli di radiazione termica sono estremamente bassi grazie allo schermo :

120 Btu/ft ² h	a	5 m
30 "	a	10 m
1,5 "	a	50 m

In conclusione il sistema di combustione usato per il progetto assicura il rispetto di tutte le norme vigenti. In particolare si sottolinea che:

- i livelli di rumorosità e di radiazione sono estremamente contenuti
- i prodotti di combustione sono esenti da residui solidi e da sostanze nocive
- la fiamma non sarà visibile da nessun punto della nave, e di conseguenza neanche da terra.

Per quanto riguarda invece la fase liquida prodotta, il progetto assicura l'assenza di qualsiasi contaminazione del mare con prodotti oleosi, in quanto le eventuali piccole quantità di acqua del giacimento sono completamente trasferite alla Raffineria di Priolo e qui trattate negli impianti di terra.

2.4 Considerazioni economiche

Per l'esecuzione del progetto per la produzione pilota (ripresa dei pozzi Mila 6 e Mila 4/5, posa dei sealines e linee di controllo, sistema flottante di produzione, stoccaggio e spedizione) è previsto:

- un investimento totale di: 23 miliardi di lire

- un costo di esercizio (riferito all'anno della produzione pilota) di: 25 miliardi di lire

Il realizzo per la vendita della produzione di grezzo (valorizzata a 27 \$/bbl, tenuto conto della qualità, al cambio di 1 \$ = 1900 Lit.) è di circa 56 miliardi di lire, per cui il cash flow positivo dell'anno di produzione pilota risulta di circa 8 miliardi di lire.

Le Royalties a favore dello Stato possono essere valutate, in prima approssimazione, pari a 640 milioni.

La SELM non ha individuato, dopo vari studi, alternative valide che prevedano l'utilizzo del gas nel periodo di produzione pilota e propone di bruciare il gas nella petroliera anche in considerazione della bassa incidenza del valore del gas non utilizzato.

Infatti, attribuendo al gas "in situ" in un giacimento offshore un valore di 80 lire/Stmc, il controvalore della quantità di energia non utilizzata in un anno ammonta a 2,2 Miliardi di Lit., meno del 4% di quello dell'energia totale estratta ed utilizzabile.



2.5 Considerazioni geominerarie

Nel campo Mila il grezzo ha una pressione di saturazione prossima a quella iniziale statica del giacimento (che è pari a 5200 psia).

Tenuto conto però della grande estensione dell'acquifero e del comportamento a water drive dei campi petroliferi con le stesse formazioni geologiche dell'area siciliana, non ci si attende, in linea di massima, un importante incremento del G.O.R. almeno nel periodo della "produzione pilota". Infatti la spinta dell'acquifero associata ad una limitata produzione per pozzo (che comporterà un modesto salto di pressione al fondo del pozzo) dovrebbe essere tale da non creare una sensibile depressione nel giacimento e di conseguenza una evoluzione del G.O.R.

In ogni caso il comportamento del giacimento verrà seguito attentamente con un monitoraggio continuo di:

- ° G.O.R.
- ° WATER CUT
- ° PRESSIONI A FONDO POZZO (CON DPTT FLOPETROL)
- ° PRESSIONI DI EROGAZIONE IN SUPERFICIE

I predetti dati verranno trasmessi mensilmente nel corso della produzione pilota alla Sezione UNMI di Napoli.

B. IPOTESI ALTERNATIVE ANALIZZATE PER L'UTILIZZAZIONE DEL GAS

Riassumendo dati già forniti nella parte A di questa nota, si ricorda che la quantità di gas associata al grezzo di Mila ammonta a ca. 255 metri cubi standard per tonn. di grezzo, di cui il 25% va impiegato per i fabbisogni dell'impianto di estrazione o necessariamente disperso: calore, compressione, separazione dei condensati, stabilizzazione del grezzo.

Nell'arco dell'anno di produzione pilota si prevede di produrre ca. 150.000 tonn. di greggio e quindi potrebbero essere avviati ad altri utilizzi circa 28 milioni di Smc di gas equivalenti in termini di potere calorifico a meno del 14% ed in termini economici a meno del 4% del totale idrocarburi prodotto.

L'utilizzazione del gas in luogo della sua combustione è stata comunque analizzata prendendo in considerazione le seguenti possibilità, illustrate nei paragrafi che seguono:

1. REINIEZIONE DEL GAS NEL GIACIMENTO

2. TRASPORTO DEL GAS A TERRA E CESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE NAZIONALE

3. TRASFORMAZIONE DEL GAS IN ENERGIA ELETTRICA SULLA PETROLIERA, TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA A TERRA E CESSIONE ALL'ENEL.

Una quarta soluzione, che prevedeva di trasportare la produzione dei due pozzi direttamente a terra con due flow lines in flusso bifase e trattare la produzione presso un centro a terra, era stata esaminata a fondo, ma scartata per i seguenti motivi fondamentali:

- Le perdite di carico più la differenza di livello tra le teste di pozzo ed il punto di arrivo a terra sono tali che, non disponendo di dati attendibili sull'andamento dei parametri di produzione (quali pressione di testa pozzo, percentuale d'acqua e rapporto gas-olio), non si poteva correre l'alea di un trasporto a grande distanza (ca. 11 km) esposto al rischio di perdere, dopo brevissimo tempo, il controllo della produzione o la produzione stessa per insufficienza delle pressioni di testa pozzo.

- La grande distanza rendeva oltremodo difficile, e certamente non assolutamente sicura, l'installazione di controlli a distanza quali quelli possibili con le tre soluzioni illustrate nel seguito. Questo avrebbe implicato l'utilizzazione di sole manovre manuali sui pozzi e l'impiego di valvole di sicurezza di fondo non del tipo "fail safe" come previsto dalle disposizioni di sicurezza.

- La colmatazione dei pozzi sarebbe risultata, se fatta da terra, molto problematica da un punto di vista tecnico, e se fatta con mezzi off-shore non sarebbe mai stata tempestiva in caso di emergenza sui pozzi.

1. REINIEZIONE DEL GAS NEL GIACIMENTO

a) Considerazioni geologiche

Il problema di una reiniezione del gas prodotto nel corso delle prove prolungate sui pozzi in oggetto (facendo astrazione dalle possibilità tecniche di una reiniezione da un sistema flottante) si rivela, dal punto di vista geominerario, alquanto complesso:

1. Per quanto riguarda l'ipotesi di una reiniezione nel "gas cap", al top del giacimento, si deve notare:

1.1 l'esistenza di un "gas cap" con tavola gas/olio a 3.500 m s.l.m. era stata ipotizzata su base induttiva, dopo l'esecuzione del pozzo Mila 1; tale indicazione non derivava da prove di strato selettive (che per le condizioni tecniche non si erano potute realizzare) ma dai fenomeni di blow-out di gas che si erano manifestati nel corso della perforazione;

1.2 nelle successive perforazioni Mila 4 e Mila 5 il reservoir veniva incontrato ad una quota inferiore ai 3.500 m s.l.m. sopra citati (v.si all. 3) e quindi sempre mineralizzato solo ad olio saturo;

1.3 il successivo pozzo Mila 6 incontrava al contrario il top del reservoir ad una quota più alta (3.283 m s.l.m.) riscontrando tuttavia una mineralizzazione provata ad olio saturo a partire da 3.342 m s.l.m. (ovvero ad una quota più alta di quella originaria di 3.500 m s.l.m., assunta dopo il Mila 1 come contatto gas/olio).



Da notare che al pozzo Mila 6 nella parte di reservoir sovrastante alla quota sopraddezza di 3.342 m si è riscontrata una porosità molto debole, avendo la parte sommitale del reservoir di Mila subito un processo diagenetico che ha portato alla quasi totale obliterazione delle porosità primaria e carsica, con scomparsa della permeabilità.

Di tale situazione si è avuta una conferma al pozzo Mila 6, anche nel corso del DST n. 1 (intervallo provato, prima della posa del casing 7", 3.342 - 3.379 m s.l.m.) in cui si è prodotto olio saturo accompagnato da acqua salata, che in base al gradiente di pressione ed alla salinità (33 gr/l in NaCl) si dimostra provenire, a causa di una insufficiente tenuta della cementazione della scarpa della colonna 9 5/8", da un livello carbonatico sovrastante (3.186 - 3.220 m s.l.m.).

Se l'intervallo compreso sotto casing tra 3.283 e 3.342 m s.l.m. avesse avuto una potenzialità produttiva (permeabilità) sarebbe entrato in erogazione, e nel caso di fase gassosa si sarebbe recuperato nella prova un olio normalmente arricchito nelle frazioni leggere, cosa che le analisi non hanno constatato.

1.4 Deriva da quanto sopra esposto che l'eventuale esistenza di una fase gassosa, lecitamente ipotizzabile essendo in presenza di un olio saturo, appare comunque possibile ma ad una quota non inferiore ai 3.342 m s.l.m.; sulla base dei logs, negli ultimi rapporti trasmessi alle Autorità è stato indicato un contatto gas/olio a m 3.325, che tuttavia, a differenza del contatto olio/acqua, non è verificato, in quanto nello specifico intervallo attraversato dalla perforazione più indicativa (il pozzo Mila 6) manca evidentemente permeabilità (per gli stessi motivi per le riserve di gas si è di conseguenza indicato in tali rapporti il solo gas associato all'olio).

Le vistose manifestazioni di gas avute al Mila 1 potrebbero derivare da livelli ad alta pressione sovrastanti il reservoir produttivo ad olio o, meno probabile, derivare da una compartimentazione della struttura, con differenti contatti gas/olio.

1.5 In conclusione tutti i pozzi produttivi, fatta eccezione per il pozzo Mila 1 che non è stato possibile completare per motivi tecnici, hanno una "pay-zone produttiva" dalla sola zona ad olio; un eventuale gas cap dovrebbe avere un'estensione areale molto limitata, in corrispondenza di zone di culmine difficilmente localizzabili; la loro individuazione mediante nuovi pozzi, destinati a questo specifico obiettivo (reiniezione), incontrerebbe oltretutto le ben note difficoltà connesse alle rapide ed imprevedibili variazioni di facies (v.si all. 4), già riscontrate nel corso dello sviluppo del reservoir mineralizzato ad olio.

2. Una reiniezione sulla stessa struttura di Mila in orizzonti sovrastanti il reservoir produttivo non appare realizzabile, essendo tutta la serie di copertura in facies pelagica e quindi priva di porosità; gli unici livelli permeabili sono rappresentati dalle calcareniti del Miocene sature ad acqua salmastra, che sono molto superficiali (500 m circa) e oltretutto prive di una chiusura strutturale.

3. Infine, non esistono nella zona circostante altre strutture sicuramente chiuse (quali strutture mineralizzate esaurite) nelle quali poter reiniettare, ed in futuro recuperare, il gas prodotto.

4. In conclusione una reiniezione del gas di saturazione che si separa dall'olio in fase di produzione non appare fattibile allo stato attuale delle conoscenze e anche nel quadro di un futuro piano di sviluppo definitivo del campo, come una soluzione tecnicamente da privilegiare.

b) Descrizione del sistema

La reimmissione in giacimento del gas associato al petrolio grezzo, al netto dei consumi di lavorazione, richiede delle pressioni di iniezione pari a circa 440 Ate, cioè a circa 1,2 volte la pressione statica del giacimento.

A ns. conoscenza non esistono, principalmente per motivi di sicurezza, esempi di reimmissione di gas in giacimento comprimendo il gas mediante tubazioni flessibili nelle teste di pozzo sottomarine.

Infatti un'eventuale perdita di gas ad alta pressione dalle tubazioni flessibili sottomarine che si trovano vicino alla nave potrebbe comportare una repentina riduzione della densità dell'acqua del mare con gravi pericoli al sistema flottante (boa e petroliera). A titolo d'esempio l'impianto semisommersibile di perforazione C.P. Baker andò distrutto negli anni 1970 nel Golfo del Messico per un blow out che causò una riduzione della densità dell'acqua.

Occorrerebbe pertanto trasferire il gas a bassa/media pressione dalla petroliera ad una piattaforma fissa installata in corrispondenza del pozzo di iniezione (Vedasi lo schema di principio nell'all. 5).

Comunque, prescindendo dalle considerazioni geologiche del punto 1a) e solo agli effetti di un teorico calcolo degli investimenti, il pozzo di iniezione dovrebbe essere ubicato ad un'adeguata distanza dalla petroliera su apposita piattaforma e completato con la testa di pozzo. Sulla stessa piattaforma verrebbe installato il sistema di compressione, da circa 1000 kW.

La quantità di gas utilizzato per la compressione del gas (nell'anno) può essere calcolata in 2.470.000 Stmc, per cui rimarrebbero disponibili per la reiniezione in giacimento 25.760.000 Stmc.



c) Considerazioni economiche

Nell'all. 6 è riportata una stima degli investimenti necessari per la reiniezione del gas. Nell'ipotesi di "produzione pilota" della durata di un anno, a fronte di un investimento aggiuntivo - rispetto al caso base - di ca. 48 miliardi di lire si potrebbero reimmettere nel giacimento 25.760.000 Stmc, con una incidenza di 1860 L/Stmc che, tenuto conto dei costi d'esercizio sale a 1.940 L/Stmc, maggiore di venti volte al valore del gas "in situ".

I maggiori costi per la reimmissione del gas nel giacimento sarebbero quindi tali da rendere antieconomica la "produzione pilota" del grezzo (in quanto contro un realizzo di 56 miliardi dal grezzo estratto si avrebbe una spesa complessiva di 98 miliardi con una perdita di 42 miliardi) e da compromettere le possibilità di recupero del gas in futuro a causa dell'alta incidenza dell'investimento.

d) Tempi di realizzo

I tempi per la realizzazione degli investimenti aggiuntivi possono essere stimati in ca. 30 mesi, così suddivisi:

. ingegneria di base	6 mesi	
. pozzo di iniezione	4 mesi	(da 7° a 10° mese)
. piattaforma		
(progetto e costruzione)	18 mesi	(da 7° a 24° mese)
. compressione		
(progetto e costruzione)	18 mesi	(da 9° a 26° mese)
. operazioni marine, commissioning		
ed avviamento	4 mesi	(da 27° a 30° mese)

In conclusione, per quanto esposto a proposito:

- a) delle considerazioni a carattere geologico sulla problematicità della reiniezione del gas nel giacimento
- b) dell'enorme incidenza dell'investimento sia riferito al mc.di gas reiniettato, sia complessivo
- c) dei tempi estremamente lunghi richiesti

non si ritiene proponibile allo stato attuale delle conoscenze questa alternativa di conservazione dell'energia.

2. TRASPORTO DEL GAS A TERRA E CESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE NAZIONALE

a) Descrizione del sistema

In questo caso il gas associato al petrolio grezzo, al netto dei consumi (28.230.000 Stmc.) viene inviato a terra per la sua commercializzazione, secondo lo schema di principio di cui all'all. 7.

Tenuto conto che gli impianti di trattamento sono sistemati su un sistema flottante è da prevedere la possibilità di frequenti fermate della produzione. E' necessario pertanto cedere il gas ad una grande Società di distribuzione - quale la SNAM - che possa accettare dei contratti di fornitura non garantita. Il punto di consegna alla SNAM più vicino è il terminale del metanodotto Gagliano-Gela, a Gela (circa 40 Km).

Allo scopo di consegnare il gas alla SNAM è necessario:

- aggiungere apparecchiature sulla petroliera per togliere tutte le frazioni pesanti del gas e l'umidità, per rendere il gas a norme SNAM.
- comprimere il gas fino ad una pressione di ca. 80 Ate.
- modificare lo swivel della boa per permettere il passaggio del gas di cui sopra.
- posare un sealine fino alla costa in prossimità di S. Croce Camerina
- posare un gasdotto dalla costa fino al punto di consegna alla SNAM dove verrà installata una centralina di controllo e misura.

I consumi delle apparecchiature addizionali di produzione e per la compressione ammontano a 1.230.000 Stmc/anno, per cui la quantità di gas cedibile alla SNAM risulta pari a 27.000.000 Stmc.

b) Considerazioni economiche

L'investimento totale dell'iniziativa ammonta a 46 miliardi di lire (Vedasi all.8), di cui 23 miliardi imputabili alla produzione del gas.

Poichè nel corso della "produzione pilota" la quantità di gas cedibile all'utenza risulterà pari a 27.000.000 Stmc., come si è detto, il costo per Stmc ceduto risulta pari a 890 lire, a fronte di un prezzo di vendita del metano attorno alle 150 Lit./Stmc.

L'antieconomicità della soluzione risulta evidente facendo il bilancio complessivo dell'anno di produzione pilota.

Infatti contro un realizzo lordo di circa 60 miliardi si avrebbero esborsi per circa 72 miliardi con una perdita nell'anno di circa 12 miliardi.



c) Tempi di realizzo

I tempi per la realizzazione degli impianti per il recupero del gas possono essere stimati in ca. 34 mesi, tenuto conto anche dei tempi per l'ottenimento dei permessi a terra, così suddivisi:

. ingegneria di base	6 mesi	
. compressione (progetto e costruzione)	18 mesi	(da 7° a 24° mese)
. impianto disidratazione e degasolinaggio (progetto e costruzione)	15 mesi	(da 7° a 21° mese)
. metanodotto (progetto,ottenimento permessi e costruzione)	24 mesi	(da 7° a 30° mese)
. operazioni marine,commissioning ed avviamento	4 mesi	da 31° a 34° mese)

3. TRASFORMAZIONE DEL GAS IN ENERGIA ELETTRICA SULLA PETROLIERA,
TRASPORTO DELLA ENERGIA A TERRA E CESSIONE ALL'ENEL

a) Descrizione del sistema

In questo caso si prevede di installare un turbogeneratore a gas della potenza di circa 10 MW ed un trasformatore 10/20 kV sul ponte della nave. L'energia prodotta verrebbe alla rete di media tensione dell'ENEL nella cabina di trasformazione di S. Croce Camerina, raggiunta attraverso un elettrodotto a 20 KV costituito da un primo tratto in cavo sottomarino, lungo circa 6 Km, e da un secondo tratto, lungo circa 5 Km, in linea aerea.

Come risulta dallo schema unifilare di principio riportato nell'all.9, il sistema è costituito da più elementi in serie, nessuno dei quali dotato di riserva allo scopo di limitare gli ingenti investimenti richiesti, e quindi esposto a notevoli discontinuità di esercizio. Anche supponendo un regime di marcia media di circa 8200 KW nell'arco dell'anno ed una perdita di energia per trasformazione e trasmissione del 10%, potranno essere consegnati all'ENEL circa 64 milioni di kWh, con un diagramma di fornitura assimilabile a quello di una centrale idroelettrica ad acqua fluente e comunque non garantito.

Uno schema siffatto è ipotizzabile in sede di progetto, ma presenta complesse problematiche tecniche a carattere sperimentale, senza riscontro nella pratica attuale. Uno dei punti critici sta nel fatto che, in caso di condizioni di mare particolarmente agitato, la nave deve potersi allontanare dall'ormeggio ed il cavo sottomarino a 20 KV deve potersi distaccare, in tempi brevissimi, e venire lasciato cadere sul fondo del mare. Ciò richiede dispositivi di interruzione e sezionamento perfettamente ermetici, che non sono finora mai stati costruiti.

b) Considerazioni economiche

L'investimento totale aggiuntivo per la conversione del gas in energia elettrica, e la cessione di energia all'ENEL ammonta a 16 miliardi ed i maggiori costi di esercizio ammontano a 1 miliardo (Ved. all.10).

Il costo di ciascun KWh prodotto, pari a circa 270 lire, risulta molto superiore al prezzo che l'ENEL é disponibile a riconoscere per energia di analoghe caratteristiche (non più di 45 Lit./kWh)

Anche vista nel suo complesso la soluzione è antieconomica in quanto a fronte di una spesa nel primo anno di produzione pari a 65 miliardi si avrebbe un realizzo lordo di 59 miliardi.

c) Tempi di realizzo

I tempi per la realizzazione degli impianti a terra ammontano a circa 22 mesi, tenuto conto anche dei tempi per l'ottenimento dei permessi, così suddivisi:

. ingegneria di base	6 mesi	
. turbogeneratore	12 mesi	(da 7° a 18° mese)
. cavo sottomarino e sistema di distacco rapido (sviluppo prototipi, progetto ottenimento permessi e costruzione)	12 mesi	(da 7° a 18° mese)
. linea aerea (progetto,ottenimento permessi e costruzione)	12 mesi	(da 7° a 18° mese)
. operazioni marine, commissioning ed avviamento	4 mesi	(da 19° a 22° mese)



SELM
Società Energia Montedison

All. 1

CONCESSIONE C.C4.ME
CAMPO DI MILA

ATTIVITA' DI SVILUPPO
CONSUNTIVO COSTI AL 31/5/1985

- Perforazione (pozzi Mila 7, 8 e 9)		65.000	Milioni Lit.
- Ispezione testa pozzo Mila 6		500	"
- Ingegneria			
° Coordinamento	3.700		
° Snam Progetti & Tecnimont	15.000		
° Studi geotecnici	300		
	<hr/>	19.000	"
- Template (su Mila 6)		3.000	"
- Varie		500	"
		<hr/>	
	TOTALE	88.000	Milioni Lit.

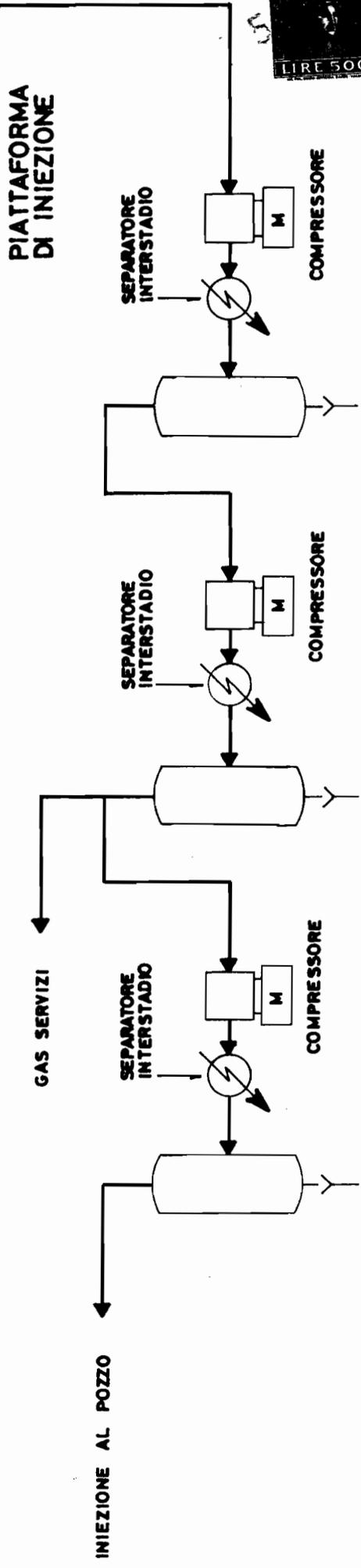
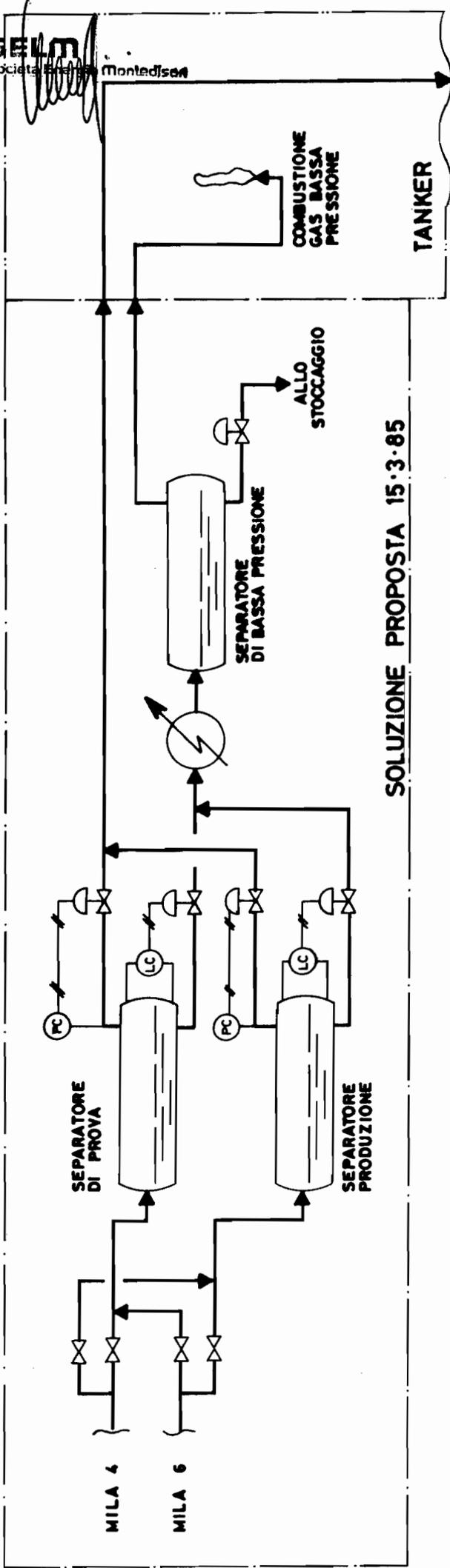


CAMPO DI MILA

COMPOSIZIONE DEL GAS ALL'USCITA DEL SEPARATORE DI 1° SALTO

H2S	Assente		
N2	0.52	%	Vol.
CO2	2.07	"	"
C1	86.52	"	"
C2	5.92	"	"
C3	3.29	"	"
i C4	0.40	"	"
n C4	0.60	"	"
C5+	<u>0.68</u>	"	"
	100.00	"	"

Nota: Mercaptani (RHS) assente



Scala	/
Data	AGO. 85
Autore	
Disegnare	Formentini
N. Dis.	All. 5

REINIEZIONE GAS NEL GIACIMENTO



SELM
Gruppo Montedison
Società Energia Montedison
SETTORE IDROCARBURI



All. 6

CAMPO DI MILA

REINIEZIONE DEL GAS NEL GIACIMENTO

A) Investimenti relativi alla reiniezione

- Modifiche al tanker (swivel, linee gas, etc.)	2.000 M. Lit.
- Pozzo di iniezione	18.000 "
- Piattaforma 2000 ton (a 10000 Lit/Kg)	20.000 "
- Sealine 6" lunghezza 1000 m (incluso mobilitazione e smobilitazione)	2.000 "
- Compressione (motocompressori, scambiatori interstadi e separatori)	3.000 "
- Varie e ingegneria	3.000 "

TOTALE 48.000 M. Lit.

B) Investimenti per i work-overs su Mila 6 e Mila 4, e sealines dai pozzi alla petroliera

23.000 M. Lit.

TOTALE INVESTIMENTI (A + B)

71.000 M. Lit.

C) Costi annuali di esercizio

- Olio (noleggio impianto flottante)	25.000 M. Lit.
- Gas	2.000 "

TOTALE

27.000 M. Lit.

D) Ricavi

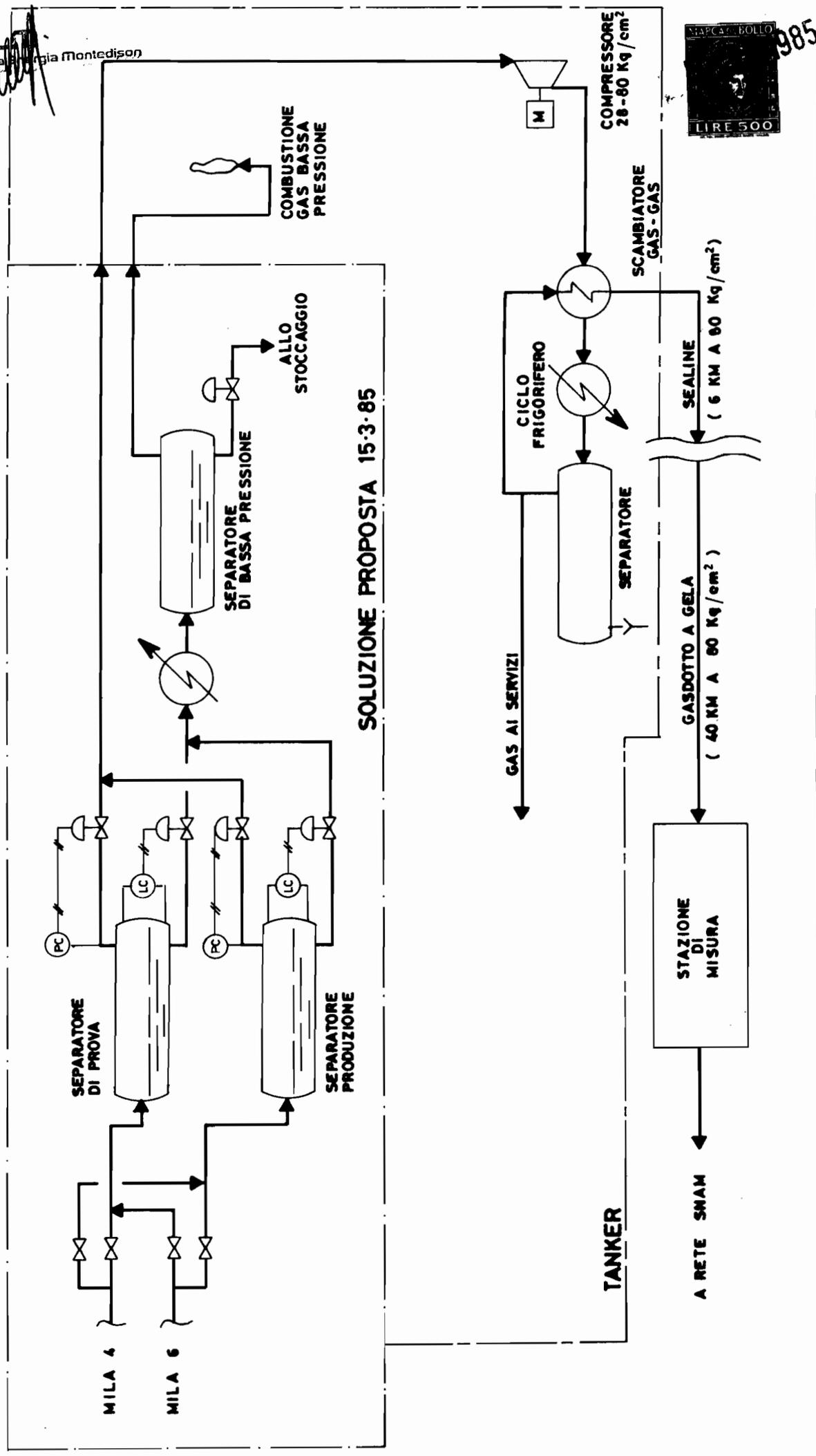
- Olio (27 \$/Bbl)	56.000 M. Lit.
- Gas	=

TOTALE

56.000 M. Lit.

E) Perdite (1° anno)

42.000 M. Lit.



SOLUZIONE PROPOSTA 15.3.85

Scala:	/
Data:	AGO. 85
Autore:	
Dis.re:	Formenti
N° Dis.:	Alt. 7

GRUPPO MONTEDISON
SELM
 Società Energia Montedison
 SETTORE IDROCARBURI

TRASPORTO GAS A TERRA



All. 8

CAMPO DI MILATRASPORTO DEL GAS A TERRA E CESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE NAZIONALEA. Investimenti per la cessione del gas

- Modifiche alla nave (swivel etc.)	2.800 M. Lit.
- Compressione (da 28 a 80 Ate), raffreddamento e separazione	1.000 "
- Impianto disidratazione e degasolinaggio	2.500 "
- Sealine (6" - 6 Km)	4.000 "
- Metanodotto (6" - 40 Km)	9.000 "
- Centrale di misura alla consegna del gas	300 "
- Varie e ingegneria	3.400 "

TOTALE 23.000 M. Lit.

B. Investimenti per gli workovers su Mila 6
e Mila 4 e sealines dai pozzi alla petroliera

23.000 M. Lit.

TOTALE INVESTIMENTI (A + B)

46.000 M. Lit.C. Costi di esercizio annuale

- Olio	25.000 M. Lit/anno
- Gas	1.000 "

TOTALE

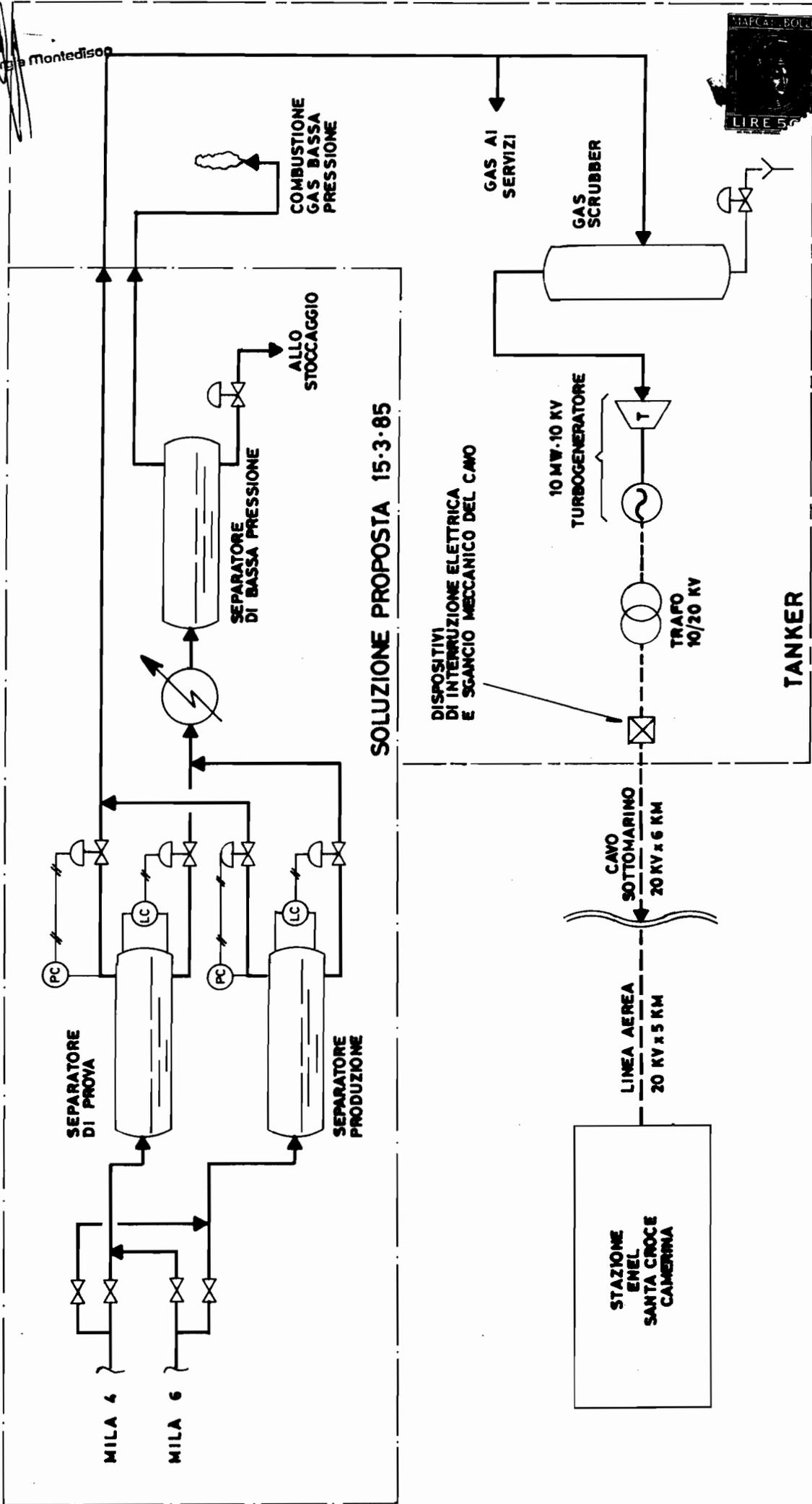
26.000 M. Lit/annoD. Ricavi (1° anno)

- Olio (27 \$/Bbl)	56.000 M. Lit.
- Gas (150 Lit./Stmc)	4.050 "

TOTALE

60.050 M. Lit.E. Perdite (1° anno)

11.950 M. Lit.



1985

Scala	1
Data	AGO. 85
Autore	
Dis.re	Formenti
Aut.	3

UTILIZZO GAS PER PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

GRUPPO MONTEDISON

SELM
Società Energia Montedison

SETTORE IDROCARBURI



All. 10

CAMPO DI MILATRASFORMAZIONE DEL GAS IN E.E. NELLA PETROLIERATRASPORTO E.E. A TERRA E CESSIONE ALL'ENELA) Investimenti per la produzione e cessione di E.E.

- Modifica della petroliera (swivel)	2.000 Mil. Lit.
- Turbogeneratore a gas (10 MW)	7.000 "
- Impianti aggiuntivi nella petroliera	1.000 "
- Cavo sottomarino e posa	2.500 "
- Linea aerea	500 "
- Trasformatore 10/20 KV	200 "
- Quadri di comando protezioni, ausiliari di avviamento, protezioni, ecc.	300 "
- Montante in cabina ENEL	100 "
- Ingegneria, servitù, studi fondo marino	2.400 "
TOTALE	16.000 Mil. Lit.

B) Investimenti per gli workovers su Mila 6 e Mila 4 e sealines dai pozzi alla petroliera

23.000 Mil. Lit.

TOTALE INVESTIMENTI A + B

39.000 Mil. Lit.

C) Costi esercizio annuale:

- Olio	25.000 M.Lit/anno
- Gas/E.E.	1.000 "
TOTALE	26.000 M.Lit/anno

D) Ricavi (1° anno)

- Olio (27 \$/Bbl)	56.000 Mil. Lit.
- E.E. (45 Lit. KWh)	2.860 "
TOTALE	58.860 Mil. Lit.

E) Perdite(1° anno)

6.140 Mil. Lit.