

6192

MINISTERO DELL'INDUSTRIA, DEL COMMERCIO E DELL'ARTIGIANATO

DIREZIONE GENERALE DELLE MINIERE

Ufficio Nazionale Minerario Idrocarburi

RELAZIONE AL COMITATO TECNICO

PER GLI IDROCARBURI

Roma, 20/9/1985

OGGETTO: Riesame dell'istanza della Soc. SELM (in precedenza della Società IDROCARBURI CANALE DI SICILIA - ICS) per la variazione del programma di sviluppo del campo di "MILA" nell'ambito della concessione "C.C4.ME".

La concessione di coltivazione "C.C4.ME" è stata originariamente accordata alla Soc. MONTEDISON con D.I. 2/6/82, successivamente trasferita interamente alla Soc. IDROCARBURI CANALE DI SICILIA con D.I. 31/5/83, ed infine attribuita alla Soc. SELM - Società ENERGIA MONTEDISON con D.I. 30/7/85. Tale concessione, di 13.800 ha, è stata conferita nell'ambito del permesso di ricerca "C.175.ME", la cui porzione residua, in corso di trasferimento alla stessa Società SELM, si trova attualmente nel secondo periodo di proroga, ed è ubicata al largo della costa di Marina di Ragusa.

Il giacimento oggetto della concessione, denominato "MILA", è stato esplorato inizialmente dalla Società MONTEDISON tramite la perforazione dei pozzi "MILA 1 - 2 - 3 - 4 - 5 - 6 - 6/1", dei quali l'1, il 4, il 5 e

LIAL/mc

./.

il 6/1 con esito minerario positivo, ed è costituito da una mineralizzazione ad olio saturo e gas all'interno di una struttura di natura reefoide che interessa formazioni calcareo-organogene situate alla base dei termini della "Streppenosa". In base ai dati forniti dalla Società MONTEDISON all'atto dell'istanza di concessione, la struttura mineralizzata possedeva un'estensione di 4 x 0,6 Km., con culmine in prossimità del pozzo "MILA 6", presentandosi molto allungata con altre culminazioni secondarie, secondo un panorama strutturale notevolmente complesso e rappresentato da una monoclinale delimitata a nord da un palograbon a faglie trascorrenti, ad ovest da faglie più recenti, e ad est da transizioni di facies.

Essendo l'estensione della mineralizzazione controllata nella sola porzione esplorata dai pozzi "MILA 1 - 4 - 5 - 6", e la restante valutazione affidata all'interpretazione geofisica, la Società MONTEDISON forniva le seguenti stime delle riserve di olio:

- riserve certe (accertate dai sondaggi): $9,3 \times 10^6$ t;
- riserve probabili (zona esplorata dal "MILA 2"): $4,2 \times 10^6$ t;
- riserve possibili (da interpretazione geofisica): $6,2 \times 10^6$ t,

cui erano da aggiungersi $1,2 - 2,4 \times 10^9$ Smc di gas. Le riserve recuperabili, utilizzando come meccanismo di spinta l'elevata saturazione del gas nell'olio e secondariamente l'attività dell'acquifero, ammontavano a $1,8 - 2,7 \times 10^6$ t di olio e 450×10^6 Smc di gas.

Il programma dei lavori di sviluppo approvato all'atto del conferimento della concessione comprendeva il completamento per la produzione dei pozzi "MILA 4 - 5 - 6/1", installando una piattaforma in corrispondenza del pozzo n.6, alla quale allacciare i pozzi 4 e 5 con collegamenti e teste pozzo sottomarine; dalla stessa piattaforma dovevano inoltre essere perforati in deviazione i successivi pozzi 7

e 8; altri tre pozzi avrebbero potuto essere perforati in dipendenza dei risultati della prima fase di coltivazione.

La stessa Società prevedeva, in un primo tempo, di inviare gli idrocarburi prodotti a terra mediante un unico sealline, in regime di flusso bifasico, installando solo in un secondo tempo, se le condizioni tecniche di trasporto lo avessero richiesto, un impianto di separazione olio/gas a bordo della piattaforma, con posa di un secondo sealline.

Non veniva tuttavia esclusa la possibilità di ricorrere ad una produzione anticipata del campo con un sistema flottante, al fine di accelerare i tempi di produzione e ridurre l'esposizione finanziaria necessaria all'esecuzione del programma di sviluppo.

L'entrata in produzione del giacimento era programmata per la fine del 1984.

In effetti, nel triennio attualmente trascorso dal conferimento, la Soc. ICS, nel frattempo subentrata alla Soc. MONTEDISON, provvedeva a posizionare sulla verticale del pozzo n.6 la piattaforma "Adriatic IV" dalla quale, tramite una template sottomarina, iniziava la perforazione del settore ovest della struttura. Tuttavia il pozzo "MILA 7", nonostante la vicinanza al pozzo n.6 (circa 400 m.) inaspettatamente dava esito negativo in ciascuna delle 3 deviazioni nelle quali veniva articolato (Pozzo 7/1, 7/2, 7/3), a causa di una brusca e inattesa variazione di facies, sovrapposta a ulteriori complicazioni di natura tettonica.

Venendo a mancare la continuità del reservoir ad ovest della zona accertata, la Soc. I.C.S. intraprendeva l'esplorazione del settore orientale del campo perforando il pozzo "MILA 8", e dirigendolo in deviazione verso il pozzo di scoperta "MILA 1"; anche questo sondaggio tuttavia non rinveniva più il reservoir. Veniva quindi ef

fettuata una deviazione, e perforato il pozzo "MILA 8/sidetrack 1", diretto poco più a NE, che forniva ancora lo stesso sconcertante risultato; infine la Soc. I.C.S. decideva di eseguire una ulteriore deviazione a Nord, ed il pozzo "MILA 8/sidetrack 2" incontrava finalmente il reservoir del pozzo "MILA 1", ma con scadenti caratteristiche di permeabilità, che originavano erogazioni insufficienti di idrocarburi durante le prove di produzione, anche dopo acidificazione. Inoltre, dopo soli 80 m., lo stesso pozzo usciva dal reservoir, addentrandosi nella formazione "Moto", entro la quale veniva arrestata la perforazione.

Veniva infine perforato, nel periodo 7/2/1985 - 7/5/1985, il pozzo "MILA 9", che raggiungeva la profondità finale di 3.633 m., anch'esso con esito minerario negativo, non avendo rinvenuto la formazione mineralizzata.

Tale programma di sviluppo ha sinora comportato un impegno finanziario di 88 miliardi di lire.

In base a questo quadro piuttosto deludente rivelato dai pozzi di sviluppo, ed essendo evidente che i modi di realizzazione e le scadenze del piano di coltivazione venivano a mutarsi profondamente, la Soc. I.C.S. presentava in data 15/3/1985 a questa Amministrazione formale istanza di sospensione del programma di sviluppo del campo "MILA" approvato col decreto di concessione, chiedendo contestualmente di essere autorizzata a procedere ad una "produzione pilota" del giacimento per un periodo di almeno un anno.

Nella relazione allegata all'istanza la Soc. I.C.S. traccia la storia delle ricerche svolte nella concessione "C.C.A.E.", esponendo le seguenti conclusioni:

- la zona produttiva del campo "MILA" è rappresentata da un "build up" algale che si appoggia sulle colonie della "Taormina", con rapide

variazioni di facies, che avvengono non solo lungo i fianchi dell'asse di pleoalto, come precedentemente assunto, ma anche lungo l'asse stesso, alternandosi con intercalazioni molto sottili di argille e calcari a produttività molto scarsa;

- si è in presenza di pannelli mineralizzati di estensione limitata, in un modello "a barriera" discontinuo, che il potere di definizione dei metodi geofisici non riesce a risolvere pur avvalendosi delle tecniche più affinate;
- la tettonica della struttura è molto più intensa di quanto ipotizzate, con possibili movimenti a componente meridiana;
- per quanto riguarda il calcolo dell'entità attuale delle riserve, la zona mineralizzata avrebbe una estensione solamente di 1 Km^2 circa, ma con importanti spessori (fino a 300 m.), e pertanto l'olio in posto è stimato in $2,4 \times 10^6 \text{ t}$ e $660 \times 10^6 \text{ Smc}$ di gas, con un COR di $232 \text{ m}^3/\text{m}^3$; le riserve recuperabili di olio scenderebbero pertanto a $1,35 - 1,6 \times 10^6 \text{ t}$ (rispetto agli $1,8 - 2,7 \times 10^6 \text{ t}$ iniziali).

Sulla base di tali risultati la Soc. I.C.S., ritenendo opportuno procedere ad un approccio graduale allo sviluppo del campo al fine di poter acquisire elementi conclusivi sui parametri produttivi del giacimento, richiedeva all'Amministrazione di essere autorizzata ad effettuare una produzione pilota per un periodo di un anno, soluzione comunque già contenuta, sia pure con diverse motivazioni, nel programma di sviluppo già approvato all'atto del conferimento.

Il metodo proposto per l'avvio di tale produzione pilota prevedeva l'installazione di un sistema flottante, completando per la produzione i pozzi 6 e 5 e collegandoli con condotte sottomarine ed ombelicali per le funzioni di controllo ad una petroliera ancorata per il trattamento, lo stoccaggio e la spedizione del greggio.

Il sistema sarebbe stato così composto:

- 2 teste pozzo con completamento sottomarino;
- 2 condotte sottomarine e 2 embolicali per il comando idraulico delle teste pozzo dal tanker;
- tanker di produzione e stoccaggio del grezzo;
- sistema di ancoraggio ad ancore e catene per il tanker di produzione e per il tanker di trasferimento del grezzo a Priolo;
- tanker di trasferimento del grezzo a Priolo;
- sistema di produzione con capacità di trattamento fino a 667,5 ton di olio al giorno;
- manichette galleggianti dal tanker di produzione a quello di trasporto durante la fase di trasferimento della produzione alle navi spola;
- servizi necessari durante le fasi di operazione (supply vessels, rimorchiatori, elicottero, mezzi antinquinamento).

La nave di stoccaggio, di circa ~~40 - 60.000~~ t, sarebbe stata ormeggiata in modo non permanente a circa 1 Km. di distanza dai pozzi, e avrebbe alloggiato le apparecchiature di trattamento e controllo.

I parametri di produzione sono i seguenti:

- produzione di ciascuno dei due pozzi: 267 t/g;
- GOR: 255 Smc/t;
- pressione a testa pozzo statica: 2.200 psi;
- pressione a testa pozze in erogazione: 600 psi;
- produzione massima di gas: 170.000 Smc/g.

Nel corso della produzione pilota, che la Società istante prevedeva di durata non inferiore ad un anno, sarebbero state prodotte:

Trimestre	t/c
1	467
2	427
3	374
4	334

per un totale annuo di 146.199 t di olio.

Il gas associato, previa separazione sulla petroliera di stoccaggio, sarebbe stato bruciato in un inceneritore.

Gli investimenti necessari alla realizzazione del sistema di sviluppo sono descritti e stimati in 23 miliardi di lire, con un costo annuo di esercizio di 25 miliardi.

Questo Comitato Tecnico tuttavia, nella seduta del 13 giugno 1985, ha ritenuto che tale programma - sul quale l'Ingegnere Cape della Sezione di Napoli aveva espresso parere favorevole - fosse accettabile per quanto riguarda gli idrocarburi liquidi, mentre dovesse essere riesaminato per quanto riguarda il gas, perché la sua eliminazione costituirebbe uno sperpero di risorse e fonte di inquinamento; per tanto, pur considerando che la utilizzazione del gas associato all'olio o la sua reimmissione in giacimento avrebbe potuto dimostrarsi onerosa per la Società, data la non cospicue riserve del giacimento, aveva ritenuto opportuno che l'operatore dovesse essere invitato a fornire uno studio dettagliato inteso anche al recupero del gas nei termini suddetti.

Conseguentemente questo Ufficio, con nota 593914 del 22/7/1985, invitava la Soc. I.C.S. a presentare un nuovo programma finalizzato anche al recupero del gas, facendo presenti a quella Società le osservazioni formulate da questo Comitato.

Con nota del 5/9/1985 la Soc. SELM, nel frattempo subentrata alla Soc. I.C.S. nella titolarità della concessione, ha trasmesso

all'Amministrazione una nuova istanza, corredata di un rapporto sul progetto per la produzione pilota ed analisi di eventuali alternative.

In casa la SELM fa presente che in base ai risultati negativi sinora ottenuti nel corso del programma di sviluppo, non sussistono attualmente dati tecnici sufficienti per formulare un piano definitivo di coltivazione e sviluppo del giacimento, la cui estensione si è venuta a ridimensionare notevolmente; parimenti risultano carenti i dati sulla capacità produttiva e sul meccanismo di produzione del campo.

Conseguentemente, l'unica soluzione possibile per poter acquisire le informazioni necessarie è di procedere ad una produzione pilota, per un periodo di almeno un anno, in modo da valutare il comportamento produttivo del giacimento su un periodo di tempo sufficientemente lungo a chiarire l'evoluzione del rapporto gas-olio in fase di coltivazione e la presenza o meno di un meccanismo di spinta d'acqua.

Per quanto riguarda il metodo per l'attuazione di tale produzione pilota, la Soc. SELM fa presente che la scelta del sistema flottante con il recupero del solo olio prodotto era stata già effettuata comparativamente ad altre possibili alternative, compiendo una valutazione della loro fattibilità tecnica ed economica.

Oltre al cosiddetto "caso base" la Società comunica di aver studiato altre tre ipotesi alternative, consistenti nella reiniezione del gas in giacimento, nel trasporto del gas a terra e cessione alla rete di distribuzione nazionale, ed infine nella trasformazione del gas in energia elettrica a bordo della petroliera, con trasporto dell'energia a terra e cessione all'E.N.E.L.

La SELM fa presente di aver inoltre preso in considerazione una quarta soluzione alternativa, consistente nel trasporto della

produzione direttamente a terra mediante due flowlines in regime bifasico, che tuttavia è stata scartata per irrisolubili problemi tecnici.

Per ciascuno dei quattro progetti sono esposte qui di seguito le caratteristiche ed i dati principali:

Caso base

Come detto nelle premesse, il caso base, già sottoposto all'esame di codesto Comitato Tecnico, consiste nell'installazione di un sistema di produzione flottante (una petroliera da 70.000 t) collegata con condotta ai due pozzi "MILA 6" e "MILA 4", con completamento sottomarino. Su tale nave verrebbero installati gli impianti di trattamento e stoccaggio, ed il grezzo sarebbe spedito in raffineria mediante navi spola. La quantità di olio prodotto, sulla base di una portata massima iniziale del campo di 667,5 t/g, risulterebbe, nell'anno di produzione pilota, di circa 146.000 t. Il gas prodotto in associazione con l'olio, ipotizzando un valore costante di 255 Smc di gas per tonnellata di olio, risulterebbe pari a 37.280.000 Smc; la SELM fa tuttavia presente che una parte di esso (1.860.000 Smc) verrebbe comunque utilizzata per i servizi di produzione a bordo e che altri 7.190.000 Smc, corrispondenti alla quantità di gas che si libera dall'olio nel separatore atmosferico e nei serbatoi della petroliera, sarebbero comunque necessariamente bruciati indipendentemente dal tipo di progetto di sviluppo. Pertanto la quantità di gas recuperabile che verrebbe ad essere non utilizzata, ammonterebbe a 28.230.000 Smc, corrispondente in termini di potere calorifico a circa il 14% del totale degli idrocarburi prodotti.

Per quanto concerne i rischi di inquinamento cui codesto Comitato Tecnico ha fatto riferimento, la SELM fa presente innanzitutto che il gas in questione è privo di prodotti solforosi, ed è costituito essenzialmente da metano (86,5%) ed etano (5,9%), inoltre il si

stema di combustione prescelto, progettato e costruito da Società specializzata nel settore offre le più ampie garanzie dal punto di vista ambientale.

Il combustore verrebbe realizzato con protezione esterna antirumore e antirumore, e la fiamma risulterebbe completamente chiusa dentro il forno e non visibile all'esterno; inoltre i fumi del camino, dato al grande volume di aria impiegato nella combustione (rapporto 20:1), sarebbero esenti da residui carboniosi.

Il livello di rumore verrebbe ridotto al valore di 85 DbA ad 1 m. di distanza, che scende a 76 DbA a 32 m., livelli del tutto tollerabili; la radiazione termica sarebbe anch'essa notevolmente bassa (120 Btu/ft²h).

Riguardo alla fase acquosa associata all'olio prodotto, il progetto assicura l'assenza di contaminazione del mare con sostanze oleose, in quanto i modesti quantitativi di acque di giacimento verrebbero trasferite alla raffineria a terra.

Gli investimenti necessari alla realizzazione del programma ammontano a 23 miliardi di lire per i work-overs sui due pozzi "MILA 6" e "MILA 4" da mettere in produzione e per le condotte dai pozzi alla petroliera, cui sono da aggiungersi 25 miliardi di costo di esercizio per il noleggio per un anno dell'impianto flottante.

Il ricavo derivante dalla vendita del grezzo prodotto, al prezzo di 27\$/bbl, è di circa 56 miliardi di lire, per cui al termine dell'anno risulterebbe un utile di 8 miliardi di lire; a fronte di tali dati è da valutare che il mancato ricavo derivante dalla non utilizzazione del gas associato ammonterebbe a 2,2 miliardi, pari a meno del 4% del valore dell'energia totale estratta.

La SBL si impegna infine a sottoporre a monitoraggio continuo nel corso dell'anno i parametri produttivi del campo, quali il

rapporto gas/olio, la quantità d'acqua prodotta, le pressioni di fondo pozzo e di superficie, ed a trasmettere mensilmente tali dati per il controllo delle condizioni del giacimento alla competente Sezione di Napoli. Il tempo necessario per la realizzazione di tale progetto è di sei mesi.

Reiniezione del gas in giacimento

Relativamente a tale tipo di progetto, la SELM fa innanzi tutto presente le seguenti considerazioni di natura giacimentologica che ne rendono oltre modo complessa la realizzazione.

L'esistenza nel campo di un gas cap al di sopra della zona ad olio non è stata mai direttamente provata, ma solo ipotizzata su base infuttiva; infatti, anche se il pozzo "MILA 1" ha presentato fenomeni di eruzione nel corso della perforazione, non sono in esso state effettuate prove selettive di strato, e nei successivi sondaggi "MILA 4" e "MILA 5" il reservoir è stato incontrato a quota più bassa (e quindi mineralizzato a olio saturo); infine il pozzo "MILA 6" ha riscontrato una mineralizzazione ad olio saturo a partire da 3.342 s.l.m., e cioè ad una quota più alta di quella di 3.500 m. dove era stato ipotizzato il contatto gas/olio, senza che nel corso delle prove sia stata rivelata la presenza di una fase libera gassosa.

Alla luce delle considerazioni sopra esposte, appare evidente che sia la presenza di un gas cap che la sua posizione non sono verificate da dati certi, e che pertanto le manifestazioni di gas al solo pozzo "MILA 1" potrebbero derivare da livelli soprastanti, diversi da quello produttivo, o da una compartimentazione del giacimento in strutture indipendenti, con separati contatti gas/olio.

Di conseguenza appare scarsamente attuabile un programma di reiniezione del gas, sia perché l'eventuale gas cap dovrebbe possedere una limitata estensione, sia per le note difficoltà di localizzare le zone adatte per tale reimmissione, in considerazione delle rapide

e imprevedibili variazioni di facies che hanno già in gran parte de-
terminato l'insuccesso dei pozzi di sviluppo perforati.

Non esistono inoltre nell'area ulteriori strutture chiuse
in altre formazioni che presentino caratteristiche geominerarie adat-
te per essere sede di stoccaggio di gas.

Dal punto di vista tecnologico la reimmissione del gas ri-
chiederebbe una pressione di iniezione di 440 Ate (circa 1,2 volte
quella di giacimento), la quale comporterebbe per motivi di sicurezza
il trasferimento del gas a media/bassa pressione dalla petroliera ad
una apposita piattaforma fissa da installare in corrispondenza del
pozzo di iniezione. Sulla stessa piattaforma verrebbe installato il
sistema di compressione, di circa 1.000 Kw., per il cui funzionamen-
to sarebbero utilizzati circa 2.470.000 Smc del gas prodotto, rima-
nendo pertanto disponibili per la reiniezione dello stesso 25.760.000
Smc.

Per la realizzazione di tale programma necessiterebbe un in-
vestimento di 48 miliardi di lire, dei quali la SELM presenta un'ana-
lisi, che verrebbero ad aggiungersi ai 23 miliardi previsti per il "ca-
so base". L'impegno finanziario totale, comprendendo in esso i già
menzionati costi di esercizio per la produzione dell'olio (25 miliar-
di) e quelli per il gas (2 miliardi) ammonterebbe a 98 miliardi di li-
re, che a fronte del ricavo di 56 miliardi derivante dalla vendita
dell'olio, comporterebbe per la società nell'anno di produzione pilo-
ta una perdita di 42 miliardi.

Il tempo necessario per la realizzazione di tali investimen-
ti aggiuntivi viene infine stimato in circa 30 mesi.

Trasporto del gas a terra e cessione alla rete di distribuzione nazio- nale

In base a tale progetto il gas verrebbe separato e inviato
mediante sealline a terra, dove verrebbe ceduto alla rete di distribu-

zione della SNAM, che è in grado di assorbire interruzioni di fornitura dovute alle probabili fermate di produzione connesse all'esercizio di un sistema flottante.

La realizzazione del programma prevederebbe l'installazione a bordo della petroliera delle apparecchiature di trattamento e compressione del gas fino ad 80 Ate, la modifica della boa per consentire il passaggio del gas, la posa di un scaline di 6 Km. fino alla costa e di un gasdotto di 40 Km. fino alla rete nazionale.

La quantità di gas vendibile, considerati i consumi delle apparecchiature addizionali di produzione e di compressione, ammonterebbe a 27.000.000 Smc. Gli investimenti aggiuntivi rispetto al "caso base" sono valutati in 23 miliardi di lire cui è da sommarsi un maggior costo di esercizio di 1 miliardo per la produzione del gas.

In totale l'impegno finanziario richiesto nell'anno è pari a 72 miliardi di lire, che comporterebbe, considerando un ricavo di 60,05 miliardi (56 per l'olio e 4,05 per il gas), una perdita complessiva di 11,95 miliardi.

La realizzazione degli impianti aggiuntivi, considerati i tempi necessari per ottenere i necessari permessi per il gasdotto in terraferma, richiederebbe circa 34 mesi.

Trasformazione sulla petroliera del gas in energia elettrica da trasportarsi a terra

Questo progetto prevede la installazione a bordo di un turbogeneratore a gas della potenza di circa 10 MW, connesso ad un trasformatore 10/20 Kw; l'energia prodotta giungerebbe alla rete di media tensione dell'ENEL attraverso un elettrodotto sottomarino lungo 6 Km. ed un tratto di linea aerea di circa 5 Km.

La quantità di energia elettrica cedibile, considerando un regime di marcia di circa 8.200 Kv, e le perdite per trasformazione e

trasporto, è calcolata in circa 64 milioni di Kwh.

La realizzazione di tale progetto presenta tuttavia alcuni problemi tecnici di complessa soluzione, a carattere sperimentale ed innovativo, senza riscontro nella pratica corrente, infatti il funzionamento del sistema richiederebbe, per consentire l'allontanamento della nave dall'ormeggio in caso di condizioni meteo-marine insostenibili, un dispositivo di sganciamento rapido del cavo e suo abbandono sul fondo, che dovrebbe garantirne un sezionamento perfettamente ermetico, necessità per la quale l'attuale tecnologia non presenta soluzioni.

Dal punto di vista economico, l'esecuzione del progetto comporta un maggior costo di 16 miliardi di lire, analizzate dalla SELM, per gli investimenti e di 1 miliardo per le spese di esercizio, risulterebbe pertanto, per l'anno di produzione pilota, un costo complessivo di 65 miliardi. Essendo valutato il ricavo in complessivi 58,86 miliardi (56 per l'olio e 2,86 per l'energia elettrica, a 45 L/Kwh), si avrebbe una perdita economica di 6,14 miliardi.

Il tempo di realizzazione previsto per tale progetto è di circa 22 mesi.

In base alle considerazioni sopra esposte, relative ai progetti alternativi di sviluppo studiati, la Soc. SELM ripropone pertanto all'esame dell'Amministrazione il programma di produzione pilota precedentemente presentato, qui descritto come "caso base", in quanto unico progetto tra quelli considerati in grado di fornire le informazioni geominerarie decisive per la esecuzione del successivo programma di sviluppo del campo "MILA", che consenta al contempo di avere un esercizio finanziario attivo al termine dell'anno di produ-

./.

zione pilota. Tutte le altre alternative, a parere della società istante, dovrebbero fare ricorso a soluzioni tecniche di notevole complessità e richiederebbero tempi più lunghi per la loro realizzazione; inoltre, alla fine di tale fase transitoria, tali soluzioni potrebbero rivelarsi come una scelta incoerente con il programma definitivo di sviluppo del campo.

La SELM fa comunque presente che anche al termine del periodo di produzione pilota il progetto che prevede la reiniezione del gas si prospetterà difficilmente praticabile per i motivi geominerari ed economici sopra riportati; 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, la cui progettazione è stata già effettuata.

A maggiore conferma del fatto che l'effettuazione di una produzione pilota secondo il programma presentato in precedenza non è tale da pregiudicare in alcun modo la successiva adozione di un metodo di coltivazione che preveda il recupero anche del gas, la SELM presenta un'ipotesi di piano futuro di sviluppo per la verifica della possibilità tecnico-economica di recuperare il gas durante la vita del giacimento.

Tale studio è stato condotto per il progetto che prevede il trasporto del gas a terra con cessione alla rete di distribuzione nazionale, che appare attualmente il più verosimile tra le alternative prospettate.

Assumendo, seppure in assenza dei dati geominerari di completa attendibilità, la legge di produzione riportata in tab. 1, che prevede la perforazione di due pozzi di sviluppo al terzo anno, e va

TAB 1

CAMPO DI MILA
PREVISIONE DI PRODUZIONE (CASO BASE)

PRODUZIONE CON SISTEMA FLOTTANTE
E CESSIONE GAS ALLA RETE NAZIONALE

<u>ANNO</u>	<u>OLIO</u> ('000 Ton/anno)	<u>GAS CEDIBILE</u> ('000 tmc/anno)
1	145	=
2	125	=
3	90 (*)	=
4	115	22.800
5	107	21.300
6	99	19.700
7	90	18.000
8	88	16.400
9	75	15.100
10	69	14.000
11	60	12.200
12	52	10.700
13	49	9.900
14	43	8.700
15	39	7.900
16	35	7.100
17	30	6.100
18	14	2.800
TOTALE	1.325 (**)	200.600 (**)

(*) E' stata considerata una fermata di tre mesi per le modifiche al tanker e per l'allacciamento dei nuovi pozzi.

(**) La durata "pratica" della vita produttiva del campo (e quindi le quantità di idrocarburi prodotti) dipenderà dal margine lordo realizzato annualmente.

lutando i costi di realizzazione del programma in 54 miliardi di lire per lo sviluppo aggiuntivo, e 15 per i workovers (da aggiungersi ai 46 precedentemente menzionati per l'effettuazione di tale progetto), si ottiene un tasso di redditività positivo del piano di coltivazione pari al 18,8%; il progetto sarebbe dunque ancora economico, anche se di tipo "marginale".

La società istante ha inoltre presentato, per tale progetto, una analisi di sensitività, sintetizzata nella fig. 3, che consente di valutare l'andamento del tasso di redditività in funzione sia dell'ammontare degli investimenti che della produzione annuale. Tale analisi mostra che, nel caso in cui le ipotesi assunte per il "case base" siano confermate, una diminuzione della produzione annuale anche modesta, pari al 7% circa (conseguente ad una diminuzione delle riserve recuperabili) rende il progetto critico (tasso di redditività nullo); tale circostanza, a parere della società operatrice, conferma la necessità di procedere ad una produzione pilota.

L'Ingegnere Capo della Sezione Idrocarburi di Napoli, nel riferire in merito all'istanza in oggetto con nota n.5877 del 18/9/85, formula le seguenti considerazioni:

- il campo "MILA", in seguito alle perforazioni eseguite, si è rivelato di imprevista complessità; ne è risultata pertanto la necessità di installare un impianto di produzione pilota per acquisire le informazioni giacimentologiche onde poter successivamente approntare un razionale piano di sfruttamento;
- i quantitativi di gas estratto, attualmente calcolati in 255 Smc/t, potrebbero subire variazioni positive o negative durante l'esercizio dell'impianto pilota;

./.

- accettando il dato indicato risulta una produzione disponibile di circa 28 milioni di Smc di gas, pari a una media di 85.000 Smc/g, valore relativamente modesto per un'attività offshore in relazione al notevole impegno tecnico-economico dell'operatore;
- data la composizione del gas e il tipo di impianto di incenerimento previsto, i prodotti della combustione non costituirebbero, anche per la quantità in bilancio, motivo di inquinamento dell'ambiente.

In merito alle ipotesi alternative di sviluppo presentate dalla SELM, lo stesso Ingegnere concorda con le conclusioni per esse esposte dalla società, ritenendo inaccettabili, dal punto di vista economico, i programmi che prevedono un flusso di cassa negativo.

Dal punto di vista tecnico l'ipotesi della reiniezione appare, sulla base delle conoscenze attuali del reservoir, irrealizzabile in quanto caratterizzata da difficoltà di ubicazione del sondaggio di reiniezione, tra l'altro da completarsi con tecniche particolari.

La seconda e terza ipotesi di progetto risulterebbero da prendersi in considerazione solo dopo che l'esperimento dell'impianto pilota avrà consentito di conoscere i reali parametri produttivi del campo.

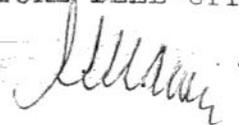
A parere dello stesso Ingegnere Capo il progetto che si riferisce al trasporto a terra del gas mediante sealine appare il più fattibile, in quanto già collaudato in altri impianti, nella fase di coltivazione definitiva, mentre la trasformazione del gas in energia elettrica presenterebbe problemi di sicurezza per i dispositivi di sganciamento del cavo di trasporto; viene infine escluso, per motivi tecnici, il trasporto a terra mediante sealine in flusso bifasico.

Lo stesso Ingegnere valuta positivamente il calcolo economico proposto dalla SELM relativo al possibile progetto di trasporto a terra del gas da mettere in atto nella fase definitiva di coltivazione, giudicando accettabile anche se le analisi di sensitività appa-
./.

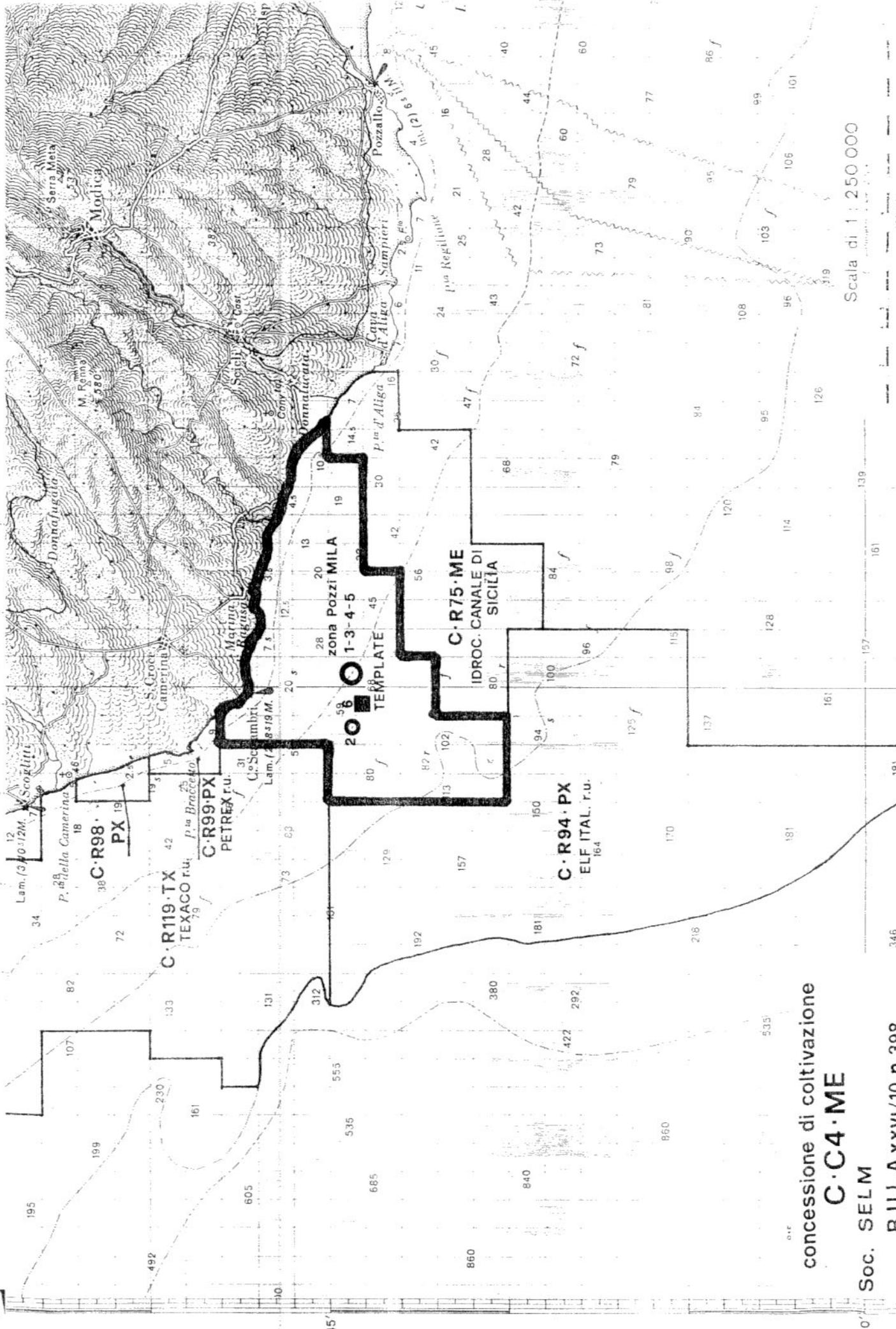
paiono rivestire un carattere prevalentemente teorico.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte, lo stesso In
gegnere Cape esprime formale giudizio positivo sulla fattibilità ed e-
conomicità del progetto di produzione pilota e sulla necessità tecni-
co-economica di bruciare il gas estratto dal giacimento nella fase pi-
lota, non esistendo, nelle attuali condizioni, alcun timore di inquina-
mento dell'ambiente dovuto alla combustione stessa. La durata dell'e-
sercizio dell'impianto pilota non dovrà tuttavia superare, per alcun
motivo, i 12 mesi.

IL DIRETTORE DELL'UFFICIO



170



Scala di 1 : 250 000

concessione di coltivazione
C·C4·ME

Soc. SELM
 B.U.I. A xxvi/10 n.398

30'

346

181

161

139

101

77

45

12

45'

45'

10

492

199

107

82

34

12

38

18

193

5

20

31

73

63

20

5

31

75

12

014

535

170

137

115

84

100

96

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

218

125

94

150

84

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

422

181

157

87

102

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

292

181

157

87

102

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

30

16

4

11

7

2

9

12

014

860

840

380

192

129

80

56

42

CARTA DELLE ISOBATE DEL TOP
 DEL RESERVOIR CARBONATICO DI MILA

LEGENDA :

-  zona di faglia
-  pozzo direzionato

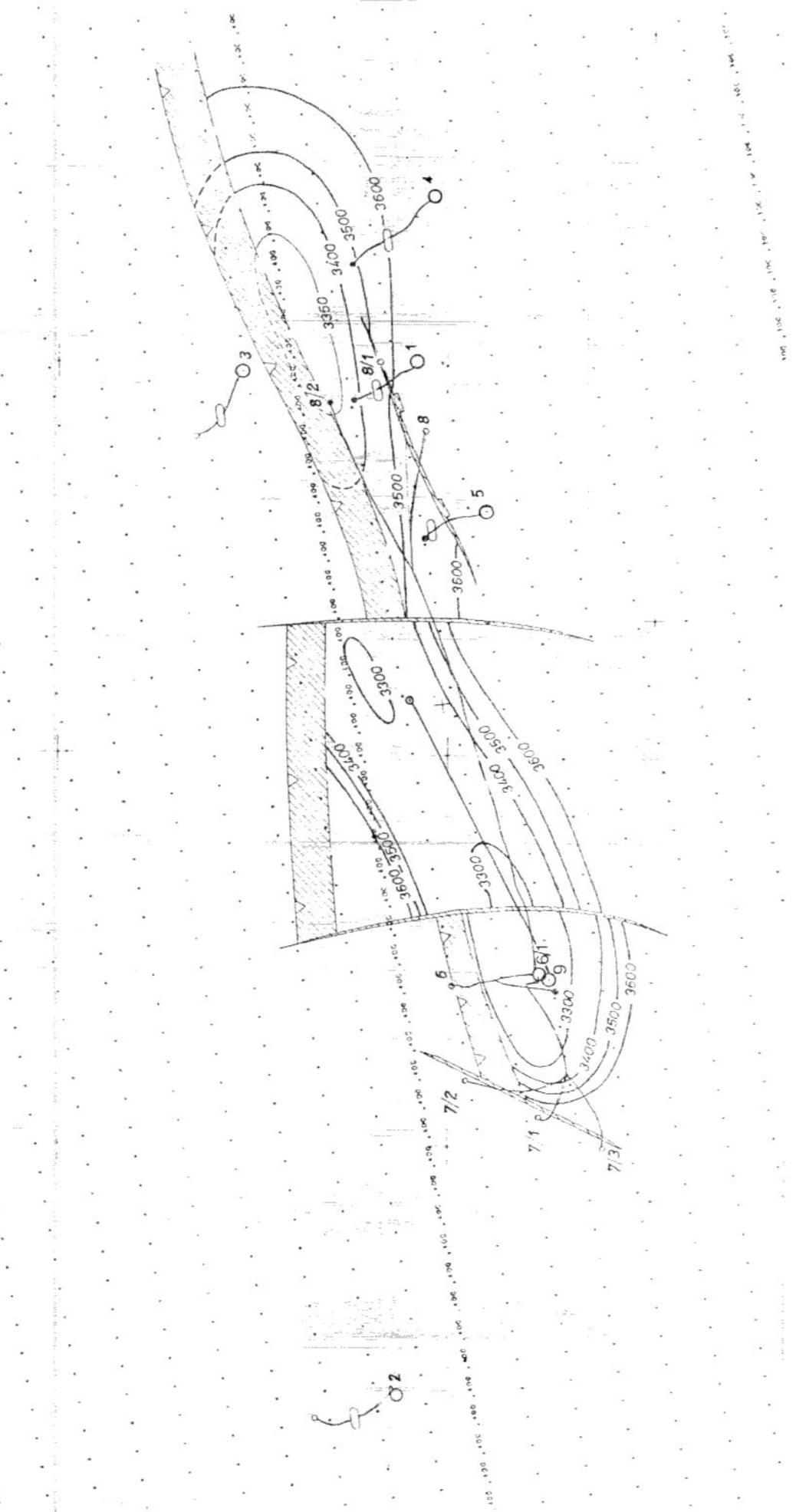


FIG 3

CAMPO 'MILA'

ANALISI SENSITIVITA'

