

Agip s.p.a.

SECE - Settore Centro Meridionale

Ingegneria del petrolio

CAMPO DI S. MARIA

Studio di giacimento



autore: F. Pera

A. Trocchia

A. Palombizio

Ortona li : Settembre 1992

Relazione n. :

Geologia di settore

Il Responsabile : Dott. F. Fabbri

Ingegneria del petrolio di settore

Il Responsabile : Ing. P. Torchia

2el

INDICE

1.0 INTRODUZIONE

2.0 CONCLUSIONI

2.1 IDROCARBURI IN POSTO

2.2 CARATTERISTICHE DEL SERBATOIO

2.3 PRODUZIONE

2.4 RISERVE

3.0 RACCOMANDAZIONI

4.0 DISCUSSIONE

4.1 INFORMAZIONI GENERALI

4.2 VALUTAZIONE GEOLOGICO-MINERARIA:
CARATTERISTICHE STRUTTURALI E DI RESERVOIR.

4.2.1 Stratigrafia e litologia

4.2.2 Calcolo degli idrocarburi in posto

4.3 COMPORTAMENTO DINAMICO DEL GIACIMENTO

4.3.1 Prove di produzione iniziali

4.3.2 Evoluzione della pressione

4.3.3 Modello

4.3.4 Identificazione modello blocco SM3-SM4

4.3.5 Identificazione modello blocco SM5

4.4 PREVISIONI DI PRODUZIONE

4.4.1 Previsioni di produzione senza interventi

4.4.2 Possibili interventi

4.4.3 Previsioni di produzione con pozzo aggiuntivo

5.0 VALUTAZIONE ECONOMICA

FIGURE

- fig. 1 - carta indice
- fig. 2 - posizione strutturale dei pozzi
- fig. 3 - completamento pozzo S.MARIA-3
- fig. 4 - completamento pozzo S.MARIA-4
- fig. 5 - completamento pozzo S.MARIA-5
- fig. 6 - history match blocco S.MARIA 3-4
- fig. 7 - history match blocco S.MARIA 5
- fig. 8 - previsioni di produzione blocco SM 3+4
(caso base)
- fig. 9 - water cut-vs- T blocco SM 3+4 (Caso base)
- fig. 10 - previsioni di produzione blocco SM 5
(caso base)
- fig. 11 - water cut-vs- T blocco SM 5 (Caso base)
- fig. 12 - previsioni di produzione blocco SM 3+4
(caso con pozzo aggiuntivo)
- fig. 13 - water cut-vs- T blocco SM 3+4
(caso con pozzo aggiuntivo)
- fig. 14 - previsioni di produzione blocco SM 5
(caso con pozzo aggiuntivo)
- fig. 15 - water cut-vs- T blocco SM 5
(caso con pozzo aggiuntivo)

TABELLE

- tab. 1 - prove di produzione
- tab. 2 - pressioni statiche e produzioni cumulative
d'olio
- tab. 3 - dati PVT
- tab. 4 - portate critiche di olio
- tab. 5 - dati generali di giacimento blocco SM 3+4
- tab. 6 - dati generali di giacimento blocco SM 5
- tab. 7 - previsioni di produzione blocco SM 3+4
- tab. 8 - previsioni di produzione blocco SM 5
- tab. 9 - valutazione economica

ALLEGATI

- all. 1 - mappa top Cretaceo (calcari di Cupello)
- all. 2 - sezione di correlazione log pozzi.

1.0 INTRODUZIONE

Il comportamento produttivo del campo di S. MARIA ci ha indotti ad operare una revisione geologica e dinamica del giacimento verificando le ipotesi che erano alla base dello sviluppo iniziale del campo (vedi Relazione Tecnica allegata alla Istanza di Concessione "Santa Maria" datata Aprile 1981).

A seguito di questa analisi si sono aggiornate le riserve del campo considerando due differenti possibili scenari produttivi:

- nessun intervento sull'attuale sistema di drenaggio
- perforazione fino a due nuovi pozzi orizzontali.

Nel trarre le conclusioni da questo studio si e' pure valutata l'economicita' dell'attivita' nelle condizioni di produzione e prezzi attuali e quale possa essere l'impatto dovuto alla perforazione dei nuovi pozzi sulla economia totale del campo.



2.0 CONCLUSIONI

2.1 IDROCARBURI IN POSTO

Il risultato negativo del pozzo 6 risultato sterile e le conseguenti rivalutazioni dell'estensione e forma della struttura hanno portato ad una riduzione del Gross Bulk Volume superiore al 25%, rispetto ai valori riportati nella relazione tecnica allegata all'istanza di concessione (Aprile '91).

Ben piu' importante la riduzione di porosita', passata dal 9.8% ad un valore medio "utile" dell'1.1%.

L' Olio Originale in Posto (O.O.I.P.) e' stimato ora in 1.72 M mcsto, contro i 22 M mcsto della stima precedente.

2.2 CARATTERISTICHE DEL SERBATOIO

Il comportamento dei 3 pozzi in produzione dall'86 ha mostrato la presenza di una situazione di estrema eterogeneita' della roccia serbatoio.

I pozzi hanno iniziato a produrre acqua da subito ed hanno raggiunto un valore di water cut pressoché stabilizzato dopo un transitorio abbastanza rapido.

La produzione di acqua e' ripresa poi costante anche dopo un consistente periodo di chiusura (poco piu' di un anno), inducendo a pensare a canali preferenziali dell'acqua, interamente "spiazzati", tra il pozzo ed un acquifero molto attivo.

Il pozzo 6 (sterile) ed il regime di pressione instauratosi nei pozzi produttori fanno pensare inoltre che il giacimento sia compartmentato in almeno 2 aree tra loro separate. Quella dei pozzi 3 e 4 ha un O.O.I.P. stimato pari a 1.2 M mcsto, i rimanenti 0.52 M mcsto sono nell'area interessata dal pozzo 5.

2.3 PRODUZIONE

La produzione di acqua da subito rilevante non ha permesso di sfruttare a pieno la buona produttività (da prove) dei pozzi.

Ad oggi i pozzi 3 e 4 hanno prodotto complessivamente 59800 mcsto (il 5% dell' O.O.I.P. dell'area relativa). Il pozzo 5 ha prodotto 42100 mcsto, ca. l'8% del "suo" O.O.I.P.

Continuando la produzione con i pozzi attuali, si arriverà con altri 10 anni di produzione a 219000 mcsto complessivi, ca. il 13 % dell' O.O.I.P. totale.

Il fattore di recupero stimato nell'81 era il 5%, ma di un O.O.I.P. più di 10 volte maggiore.

2.4 RISERVE

Secondo la definizione di "riserve certe", cioè quantità di idrocarburi che si può produrre nel futuro alle presenti condizioni operative ed economiche, non ha senso parlare di "riserve" essendo venuta a mancare la condizione essenziale di "economicità".

A fronte di un'ipotesi di prezzo del greggio di 180000 Lit/Ton "costanti" nell' '81, lo scenario "corrente" è di 44000 Lit/Ton nel '91, 46500 nel '92 e così via.

Nel '91 il "costo campo" è stato di 78500 Lit/Ton, e 96000 è la stima per il '92 anche in una ipotesi, poco realistica, di riduzione del costo del lavoro.

Nel presente studio di giacimento, è risultato che la ottimizzazione del "recupero tecnico" si avrebbe con la perforazione di un pozzo orizzontale, drenante altri 57000 mcsto del blocco "3+4".

A parte il "rischio minerario", connesso con la compartmentazione del giacimento, l'elevata eterogeneità e la presenza di zone già drenate ed invase dall'acqua, l'incremento di produzione sarebbe accompagnato da un peggioramento globale dell'economicità. Il costo dell'olio "when produced" supererebbe le 150000 Lit/Ton.

3.0 RACCOMANDAZIONI

La non economicita' della produzione nella situazione attuale impone un periodo di chiusura del campo per il tempo necessario a verificare se le condizioni di mercato possono migliorare.

Nel frattempo verranno eseguite opportune azioni di studio ed accertamento minerario, per arrivare ad un piano di interventi ottimale alternativo ad una rinuncia alle operazioni.

Le attivita' che verranno perseguiti in un periodo di 2 anni, a campo chiuso, sono:

-rielaborazione dati dinamici, geologici e geofisici ed eventuale reinterpretazione dei dati sismici;

-misure in campo, quali profili di pressione e prove di produzione a portate variabili, da minime a maggiori delle attuali per quanto possibile con le attrezzature esistenti, per comprendere meglio i meccanismi di produzione di acqua e l'influenza delle eterogeneita' sulla produzione;

-eventuale approntamento di un modello numerico di simulazione che permetta il confronto degli schemi di produzione alternativi, se individuati, in termini di "economicita'".

4.0 DISCUSSIONE

4.1 INFORMAZIONI GENERALI

Il giacimento di S.MARIA e' ubicato nella concessione S.MARIA IMBARO in provincia di CHIETI (fig. 1).

Sulla struttura sono stati perforati 8 pozzi dei quali 3 sono attualmente in produzione: S.MARIA-3 , S.MARIA-4 , S.MARIA-5 .

I pozzi sono mineralizzati ad olio pesante (16.8 API).

La struttura del giacimento si presenta come un anticlinale con asse NW-SE dislocata sui fianchi da faglie dirette.

4.2 VALUTAZIONE GEOLOGICA MINERARIA : CARATTERISTICHE STRUTTURALI E DI RESERVOIR

La scoperta del giacimento di S.MARIA risale al 1963 con la perforazione del pozzo esplorativo S.MARIA-1 a cui ha fatto seguito il S.MARIA-2 perforato nel 1964.

Entrambi i pozzi, considerati di scarso interesse minerario, sono stati chiusi ed abbandonati.

In seguito ad un rilievo sismico acquisito nel 1980, e' stata prodotta una interpretazione strutturale del reservoir cretacico (all. 1) che ha portato alla perforazione del pozzo S.MARIA-3.



In base a questa interpretazione l'assetto strutturale del substrato calcareo del campo risulta essere una vasta e blanda anticlinale con asse orientato NW-SE non interessato da faglie.

Il culmine di questa struttura, rappresentata dalla F.ne "Calcarei di Cupello", era stata investigata dal pozzo S.MARIA-2 e il fianco occidentale dal pozzo S.MARIA-1.

I buoni risultati del pozzo S.MARIA-3, confermati in seguito da una prova di lunga durata, hanno portato alla stesura di un programma di sviluppo del giacimento.

Sulla base dei risultati delle prove e delle analisi dei logs è stato possibile dividere il reservoir in due zone: una superiore fratturata ma talora con riempimento di argilla e marna, e una inferiore ugualmente fratturata e con migliori caratteristiche petrofisiche.

Considerando il volume della roccia di giacimento, calcolato sulla base della mappa strutturale e le caratteristiche petrofisiche del reservoir fu calcolato un O.O.I.P. = 22 M mcsto con riserve recuperabili di 1.1 M mcsto.

Nel 1984 in seguito ad un nuovo rilievo sismico, è stata prodotta una nuova interpretazione strutturale del top della F.ne "Calcarei di Cupello" (all. 1). La struttura si presenta ancora come un anticlinale con asse NW-SE ma interessata da faglie.

Le faglie, oltre che delimitare l'area di giacimento riducendone l'estensione, dislocano la struttura ribassandola con rigetti mediamente intorno ai 100 m., con il risultato di portare localmente il reservoir nella zona ad acqua (O.W.C. @ 2350 mssl). L'area intorno al pozzo S.MARIA-7 rappresenta un blocco del giacimento che è stato ribassato da faglie dirette (le prove eseguite sul pozzo hanno prodotto acqua salata).

L'interpretazione stratigrafica ha evidenziato nel pozzo S.MARIA 6 un intervallo di serie cretacica da 2204 (top Cretaceo) a 2330 m, assente nei pozzi S.MARIA 3-4-5. La presenza di questa serie, con scadenti caratteristiche petrofisiche di reservoir, ribassa la zona con caratteristiche petrofisiche migliori al di sotto del contatto olio-acqua.

La stessa serie si rinviene anche al pozzo S.MARIA-8 da 2195 a 2355 m. causando lo stesso risultato. Da analisi petrografiche i valori medi della porosita' utile (vacuoli,fratture e microfratture) sono compresi tra 0.5 e 1.7% rispetto al valore medio del 9.8% calcolato in passato.

I valori di Sw sono nulli nelle zone ad olio (vacuoli,fratture,etc) e praticamente del 100 % nella matrice caratterizzata da bassissimi valori di permeabilita'.

Alla luce dell'interpretazione strutturale,dei dati stratigrafici, dell'analisi dei logs elettrici e dei dati petrofisici si puo' concludere quanto segue:

-la presenza di faglie dirette e di zone d'inserimento della serie cretacea a scarsa permeabilita' riducono l'estensione del giacimento sia arealmente che in termini di net pay ad olio.

-All'interno della serie di reservoir,la presenza di zone a caratteristiche petrofisiche scadenti (presenza di argille e marne nelle fratture) riduce il valore di Net/Gross.

Da tutto cio' si evince che l'estensione del giacimento di S.MARIA puo' essere delimitata nelle aree limitrofe ai tre pozzi produttivi e ai due di scoperta e quindi notevolmente ridotta rispetto alle prime valutazioni.

4.2.1 Stratigrafia e litologia

La successione litostratigrafica attraversata dal pozzo S.MARIA-6 che rispecchia l'andamento stratigrafico del campo e' la seguente:

FORMAZIONE SANTERNO	:Argilla plastica grigia,
da 350 a 2140 m.	grigio-verdastra fossilifera di ambiente neritico (Plio- cene)
FORMAZIONE BRECCE DI	
VILLALFONSINA	:Brecce calcaree plioceniche
da 2140 a 2151 m.	
FORMAZIONE BOLOGNANO	:Litozona di piattaforma poco profonda aperta, costituita da calcare detritico compat- to (Briazoi-Lithotamni), ta- lora brecciato con marne e argille di riempimento del- le fratture (Miocene Medio- Inferiore)
FORMAZIONE CUPELLO	:Litozona di piattaforma poco profonda ristretta attribui- bile al cretacico e costi- tuita da calcare.
da 2204 a fondo pozzo	

4.2.2 Calcolo degli idrocarburi in posto

Per il calcolo degli idrocarburi in posto e' stata considerata la mappa del top strutturale della F.ne "Calcari di Cupello" (all. 1), alla luce dei risultati e dei dati ottenuti dagli altri pozzi perforati nel campo.

E' stata inoltre considerata l'esistenza, all'interno del giacimento, di un'area con caratteristiche scadenti di roccia serbatoio (compatta e non mineralizzata ad olio) che raggiunge la massima estensione nella zona del pozzo S.MARIA-6 risultato sterile (all. 2); tale zona separa il giacimento in due blocchi, uno drenato dal pozzo S.MARIA-5 e l'altro dai pozzi S.MARIA-3 e S.MARIA-4 come confermato dai rilievi di pressione statica (tab. 2).

I parametri petrofisici utilizzati per il calcolo dell'O.O.I.P. sono:

$$N/G = 14.2 \%$$

$$\phi_m = 1.1 \%$$

$$S_{wm} = 10. \%$$

$$B_o = 1.1$$

I dati volumetrici ottenuti sono:

$$GBV = 1350 \text{ M mc}$$

$$NBV = 191.7 \text{ M mc}$$

$$O.O.I.P. = 1.72 \text{ M mcsto}$$



4.3 COMPORTAMENTO DINAMICO DEL GIACIMENTO

4.3.1 Prove di produzione iniziali

Sui pozzi del campo sono state condotte numerose prove di strato: in base a quelle effettuate sui pozzi 1 e 2 e' stato definito il contatto olio acqua originale alla quota 2350 mssl.

Per quanto riguarda i pozzi di sviluppo S.MARIA-3 S.MARIA-4 S.MARIA-5, su di essi, prima dell'entrata in produzione del campo, sono state eseguite una serie di prove di produzione.

L'olio prodotto aveva una densita' di 16.8 API (analisi PVT del pozzo S.MARIA-5); durante lo svolgimento delle prove non e' mai stata prodotta acqua di strato.

I parametri principali di prova con i risultati salienti delle interpretazioni sono riportati in tab. 1.

Le permeabilita' calcolate variano da 435 a 33 md: i valori piu' bassi sono stati ottenuti sul pozzo 4.

Gli indici di produttivita' sono elevati e sono compresi in un intervallo che va da 3 a 20.4 mc/g/kg/cm².

I valori di G.O.R. misurati al separatore (tranne che al pozzo S.MARIA-3) sono inferiori al valore rilevato nelle analisi PVT.

Tutti i valori di pressione estrapolata sono stati riportati con un gradiente di 0.0914 kg/cm²/m ad una comune quota di riferimento assunta a 2237.5 m.s.s.l e corrispondente al top del livello sul pozzo S.MARIA-3.

Dall'analisi delle prove si e' ricavata per tutti i pozzi una pressione iniziale di 233 kg/cm² r. (@ 2237.5 mssl)

4.3.2 Evoluzione della pressione

Il campo ha iniziato a produrre nel Febbraio 1986 dai pozzi di sviluppo S.MARIA 3-4-5.

Per tutti i pozzi si e' assunta una pressione iniziale di 233 Kg/cm² r.

Dopo una fase di produzione durata fino al 10/3/87 il campo e' stato chiuso per permettere il rilievo delle pressioni statiche di giacimento; su ciascun pozzo e' stato effettuato un primo profilo statico di pressione, seguito poi da un secondo profilo, per verificare l'effetto della pressurizzazione.

Nella tab. 2 sono riportati i valori misurati di pressione e le relative produzioni cumulative d'olio.

E' stato notato che mentre i pozzi 3 e 4 possono considerarsi appartenenti allo stesso regime idraulico il pozzo 5 deve essere assegnato ad un blocco a se' stante avendo subito un decremento di pressione superiore agli altri.

Infatti la caduta di pressione (Dp) del pozzo 5 rispetto alla statica iniziale risultava essere con i dati rilevati nel secondo profilo pari a 40.6 kg/cm² mentre sui pozzi 3 e 4 si misuravano rispettivamente un decremento di 9.3 e 11 kg/cm².

La produzione e' ripresa ad Ottobre 1987 ed e' stata sospesa ancora per un anno nel Luglio 1988 con lo scopo di effettuare delle nuove misurazioni.

La produzione e' ripresa ad Ottobre 1989 e recentemente in occasione della chiusura del campo (28/5/92) per manutenzione della centrale sono stati effettuati rilievi di pressione statica sui tre pozzi in produzione.

Nella tab. 2 sono riportati i valori misurati e le relative produzioni d'olio.

E' stato cosi' possibile confermare l'appartenenza del pozzo 5 ad un blocco idraulicamente separato da quello dei pozzi 3 e 4.

I Dp misurati e le produzioni cumulative per pozzo sono le seguenti:

POZZO	Dp kg/cm2	Prod.Olio K mcsto
3	2.7	13.3
4	3.1	46.5
5	39.7	42.1

E' stato inoltre rilevato un notevole effetto di ripressurizzazione dovuto alla spinta dell'acquifero, soprattutto sui pozzi 3 e 4.

4.3.3 Modello

Lo studio del reservoir e' stato effettuato con il programma di calcolo AGIP GIAC25 che ne simula il comportamento utilizzando un modello monocella (tipo black oil).

Il giacimento e' stato suddiviso in 2 blocchi, il primo drenato dai pozzi 3 e 4 ed il secondo dal pozzo 5; in fig. 2 e' schematizzata la posizione strutturale dei pozzi all'interno del reservoir.

Le caratteristiche fisiche dell'olio, lo stesso per ambedue i blocchi, sono state desunte dalle analisi PVT effettuate sul pozzo S.MARIA 5 e riportate nella tab. 3.

Il valore del G.O.R. utilizzato nel modello e' stato desunto dalle analisi PVT e risulta inferiore a quello misurato in prova.

Durante le prove nessun pozzo ha prodotto acqua di strato; questa e' stata invece rilevata sin dall'inizio della produzione sui pozzi 3 e 4 con W.C. crescenti dal 14 al 36% (totale per i due pozzi) (fig. 9); sul pozzo 5 si e' manifestata dopo il secondo mese di produzione con W.C crescenti dal 23% fino al 63% (fig. 11): i valori massimi indicati sono quelli attualmente raggiunti, che sembrano essersi stabilizzati su di un andamento debolmente crescente.

Il pozzo 3, preso singolarmente, eroga con un W.C. del 72% a causa della bassa posizione strutturale.

I fenomeni che possono giustificare la produzione di acqua sono i seguenti:

- water coning
- water fingering

Quest'ultimo potrebbe essere dovuto all'eterogeneita' di un giacimento con fratture che si propagano separatamente in zone ad olio e nell'acquifero: in tal caso tutto va come se il pozzo producesse in parallelo da due serbatoi differenti ma alla stessa pressione; la differenza di mobilita' dei due fluidi a parita' di D_p imposto dal pozzo favorirebbe la produzione di acqua.

Il modello di simulazione adottato calcola il W.C. utilizzando la seguente equazione:

$$WC = [(H - H_1) / (H_2 - H_1)]^{1/B} \quad \text{dove:}$$

-H e' la distanza fra il fronte d'acqua attuale e l'O.W.C. originale

-H₁ e' la distanza fra il bottom degli "spari" del pozzo e l' O.W.C. originale.

-H₂ e' la distanza fra il top degli "spari" del pozzo e l' O.W.C. originale.



Per poter simulare la venuta di acqua sin dall'inizio della messa in produzione dei pozzi si e' assunto $H_1=0$. Il valore del coefficiente B e' stato tarato in base alla storia passata, ottenendo un accordo soddisfacente con i dati reali.

Inoltre per poter avere una visione delle probabili portate critiche per coning sono stati fatti dei calcoli utilizzando correlazioni di diversi autori (Chaperon, Chierici, Schols, Hoyland); la stessa cosa e' stata fatta per un possibile water cresting (Chaperon, Giger) in previsione di un'analisi di fattibilita' di un pozzo orizzontale per ogni blocco.

I risultati di queste valutazioni sono riportati in tab. 4 ove e' possibile notare come tali portate siano inferiori a quelle attuali di esercizio. Queste considerazioni ci inducono a ritenere che le portate dei pozzi debbano essere limitate allo scopo di ridurre la massiccia venuta d'acqua, qualsivoglia sia il fenomeno in atto.

4.3.4 Identificazione modello blocco S.MARIA-3+4

L'esame delle pressioni statiche di giacimento ha permesso di considerare come appartenenti ad un unico blocco i pozzi 3 e 4.

I pozzi sono completati in foro scoperto (fig. 3-4) e l'olio viene sollevato artificialmente con pompe ad astine.

I dati generali di giacimento e di pozzo sono riportati in tab. 5.

La ricostruzione della storia passata anche se accettabile presenta qualche discrepanza con le pressioni rilevate durante i periodi di chiusura (fig. 6); questo potrebbe essere dovuto all'azione dell'acqua di centrale smaltita al pozzo 6 nella parte bassa della formazione Cupello.

Il modello ha evidenziato inoltre una forte spinta dell'acquifero che sostiene la pressione di giacimento durante l'erogazione e produce una notevole ripressurizzazione nei periodi di chiusura.

Il valore dell'olio in posto e' stato rivalutato tramite il modello e ridotto rispetto alle stime precedenti a 1.2M mcsto; tale stima dinamica pur essendo soggetta ai gradi di liberta' propri del modello e' confortata dall' accordo col valore statico calcolato in base ai dati geologici.

I parametri ricavati per l'acquifero sono di seguito riportati:

Raggio ad. dell'acquifero: = 100 (Re/Rw)

Coeff. Tempo Adimensionale = 1.0 (1/g)

Costante di Van Everdingen = 18.0 (mc/kg/cm²)

Conformance Factor Sweep

Efficiency al Fronte = .45

Il recupero finora realizzato e' pari a 59.8 K mcsto (R.F.= 5%).

Al 5/92 la situazione erogativa e' la seguente:

pozzo	Qolio mcsto/g	Qacqua mcsto/g	Qgas smc/g	W.C. %	G.O.R. smc/mc
3	5	13.1	93	72	18.6
4	24	3.7	561	13	23.4

4.3.5 Identificazione modello blocco S.MARIA-5

L'andamento delle pressioni statiche rilevate durante le chiusure del campo (tab. 2) mostra come il pozzo 5 abbia un comportamento indipendente da quello degli altri pozzi.

Il pozzo e' completato in foro scoperto (fig. 5) e l'olio viene prodotto con pompa ad astine.

I dati generali di giacimento e di pozzo sono riportati in tab. 6.

La storia passata ricostruisce fedelmente le pressioni rilevate durante i periodi di chiusura (fig. 7).

Il modello, analogamente a quanto avvenuto per il blocco 3+4, ha evidenziato una forte efficienza dell'acquifero di fondo; sono stati ricavati i seguenti parametri di spinta d'acqua del giacimento:

Raggio ad. dell'acquifero = 100 (Re/Rw)

Coeff. Tempo Adimensionale = .45 (1/g)

Costante di Van Everdingen = 7.1 (mc/kg/cm²)

Conformance Factor Sweep

Efficiency al Fronte = .45

Il valore dell'olio in posto rivalutato tramite il modello e' stato ridotto rispetto alle stime precedenti a 0.52 M mcsto; tale stima dinamica e' in accordo col valore statico calcolato in base ai dati geologici.

Il recupero finora realizzato e' pari a 42.1 K mcsto (R.F. = 8.1%).

Al 5/92 la situazione erogativa e' la seguente:

pozzo	Qolio mcsto/g	Qacqua mcsto/g	Qgas smc/g	W.C. %	G.O.R. smc/mc
5	17.1	27.6	300	62	17.5

4.4 PREVISIONI DI PRODUZIONE

4.4.1 Previsioni di produzione senza interventi

A partire dal 1993 e fino al 2002 sono state fatte le previsioni di produzione senza considerare possibili interventi sui pozzi, poiche' si ritiene che le azioni attualmente proponibili siano di scarsa efficacia.

Nelle tab. 7 ed 8 sono riportate le produzioni medie giornaliere, annuali, e cumulative per entrambi i blocchi.

Il recupero a 10 anni stimato sul blocco 3+4 e' pari a 145.5 K mcsto (R.F.=12.1%) mentre sul blocco 5 e' di 73.9 K mcsto (R.F.=14.2%).

Nelle fig. 8-9-10-11 e' riportato l'andamento del W.C., della pressione e della produzione sia per la storia passata che per le previsioni future; e' possibile vedere come il W.C. aumenti gradualmente fino ad arrivare ad un valore massimo pari a 46.3% nel blocco 3+4 in corrispondenza dell'allagamento del pozzo 3 (W.C attuale = 36%) e 89.6% nel blocco 5 (W.C attuale = 63%).

Il pozzo 3 smette di produrre il 10/1999 per allagamento mentre il pozzo 5 il 7/2002 per la medesima ragione.

Poiche' l'olio ha il punto di bolla a 49.05 kg/cm² a. il fluido in giacimento si trova sempre in condizioni sottosature.

4.4.2 Possibili interventi

A seguito dell' analisi svolta si suggeriscono i seguenti



interventi:

- Rilevamento delle pressioni statiche di giacimento a distanza di 3-4 mesi da quello già effettuato.

- Effettuazione di prove di erogazione a portate superiori, con un opportuno sistema di pompaggio, per verificare se esiste la possibilità di produrre olio a regimi più alti e con quali W.C.; in tal modo si cercherebbe anche di meglio identificare il fenomeno che governa l'andamento del W.C. definendo con maggior precisione i limiti di esercizio del campo.

4.4.3 Previsioni di produzione con pozzo aggiuntivo.

Con lo scopo di migliorare lo sfruttamento del campo sono state effettuate delle previsioni di produzione considerando un pozzo orizzontale aggiuntivo su ciascun blocco.

Le caratteristiche produttive di questo pozzo sono state derivate da quelle del pozzo 4 e 5 rispettivamente trasformandone il P.I. da verticale a orizzontale e considerando una portata limite che fosse nello stesso rapporto in cui si trovano le portate critiche per coning/cresting ($Q_{ov}/Q_{oh}=Q_{ocv}/Q_{och}$).

Per il calcolo è stata usata la seguente equazione:

$$\text{PIh/PIv} = \frac{\ln(\text{Rev}/\text{rwv})}{\ln[(1+\sqrt{1-(L/2\text{Reh})^2})/(L/2\text{Reh})] + (H/L)\ln[H/(2\pi\text{rwh})]}$$

dove:

Rev è il raggio di drenaggio del pozzo verticale = 500 m
Reh è il raggio di drenaggio del pozzo orizzontale = 500 m
rwv è il raggio del pozzo verticale.
rwh è il raggio del pozzo orizzontale.
L è la lunghezza del pozzo orizzontale = 300 m
H è l'altezza della colonna d'olio.

Occorre tener presente che supporre per il pozzo nuovo un comportamento equivalente al pozzo migliore sul blocco di appartenenza e' pur sempre un'ipotesi molto ottimistica considerate le eterogeneita' presenti nel giacimento e gli insuccessi nelle precedenti perforazioni di pozzi limitrofi.

In tab. 7 ed 8 sono riportate le produzioni giornaliere medie, annue e cumulative previste dal 1993 fino al 2002.

Il recupero sul blocco 3+4 e' valutato pari a 202 K mcsto (R.F.=16.8%) e sul blocco 5 a 76.2 K mcsto (R.F.=14.7%).

L'introduzione del pozzo aggiuntivo sul blocco 5 ha come unico effetto quello di accelerare nel tempo il drenaggio del serbatoio senza migliorarne significativamente il recupero.

Il pozzo S.MARIA 3 cesserebbe di produrre l'1/1996 per allagamento. Sul blocco 5 il pozzo omonimo cessa di produrre l'11/1996 e quello aggiuntivo l'11/1997, entrambi per allagamento.

Nelle fig. 12-13-14-15 e' riportato l'andamento del W.C., della pressione e della produzione sia per la storia passata che per le previsioni future; il W.C. diminuisce su ambedue i blocchi quando entra in produzione il nuovo pozzo (7/93); sul blocco 3+4 si raggiunge il 32.5% quando il pozzo 3 smette di produrre e il 57.66 % alla fine delle previsioni. Sul blocco 5 si raggiunge un W.C. dell'87% quando il pozzo 5 smette di produrre e dell'89.8% a fine previsioni.

5.0 VALUTAZIONE ECONOMICA.

Allo scopo di verificare la convenienza dell'operare ulteriori esborsi mirati ad abbattere il costo per unita' di prodotto, sul campo in oggetto sono stati valutati gli investimenti legati alla messa in produzione di un nuovo pozzo nell' area gia' drenata dai pozzi 3 e 4. In base ad analogie con analoghi interventi ed alla storia del campo, si sono qui considerati i seguenti costi:

COSTI OPERATIVI =1300 M lire /anno

COSTI DI INTERVENTO =7950 M lire

-perforazione pozzo orizzontale =7000 M lire

-completamento = 350 M lire

-lavori civili = 600 M lire

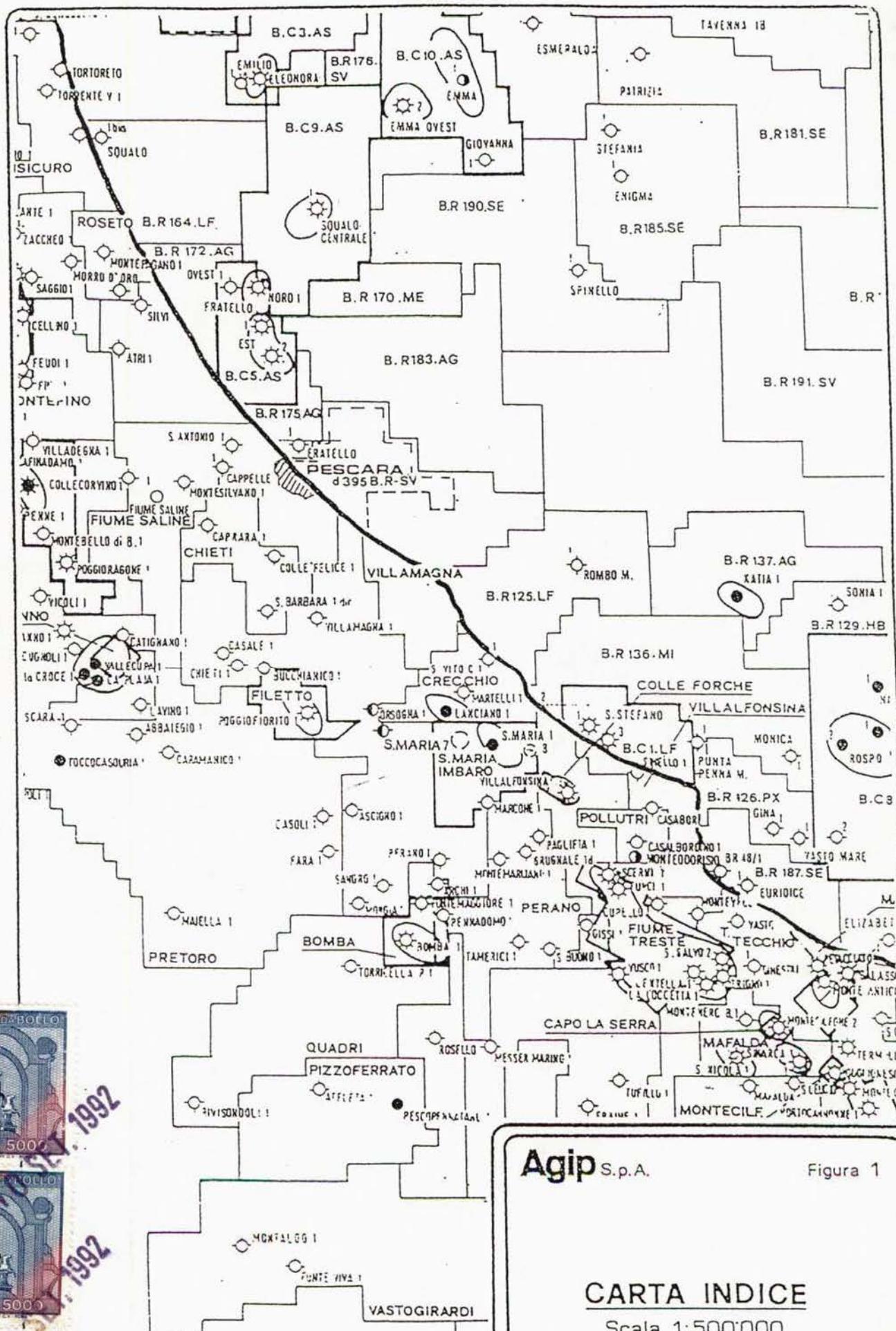
COSTI DI MODIFICA IMPIANTO = 400 M lire

-allacciamento = 400 M lire

Nella tab. 9 sono riportati i risultati di questa rapida indagine. Il dato saliente e' che il costo finale risulta essere in tutti i casi, pur operando nelle piu' rosse previsioni, superiore a 150000 Lit/ton che e' circa tre volte l'attuale valore di mercato stimato attorno alle 44000 Lit/ton.

Non si e' considerata la opportunita' di valutare la convenienza economica di un nuovo pozzo nel blocco del 5 poiche' porta soltanto ad una modesta accelerazione del ritmo di sfruttamento.

FIGURE



Agip S.p.A.

Figura 1

CARTA INDICE

Scala 1:500'000

fig. 2

GIACIMENTO DI SANTA MARIA

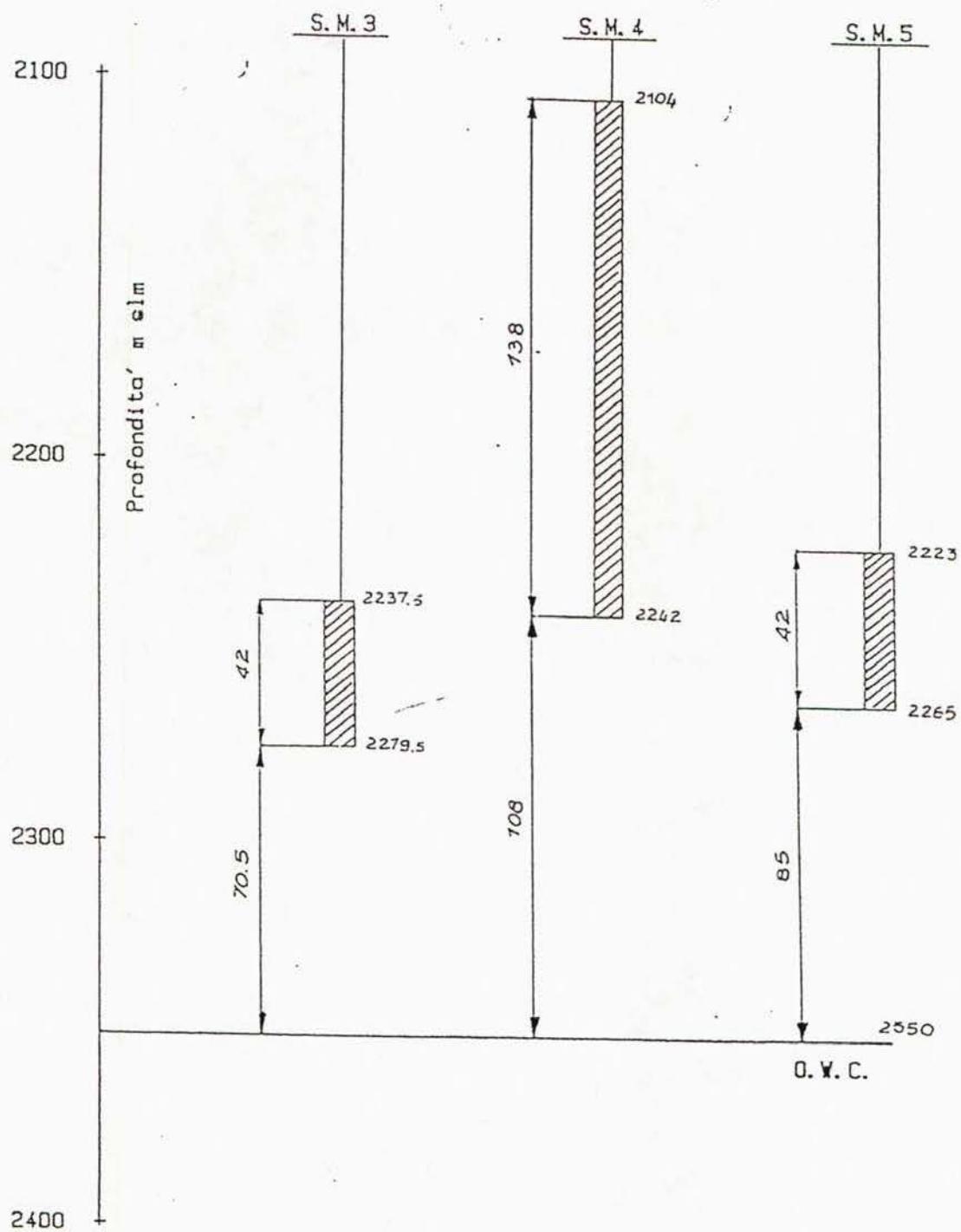
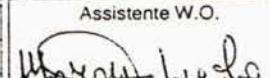
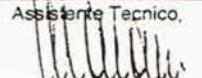


fig. 3

Agip Società per Azioni SERVIZIO PRODUZIONE		SITUAZIONE DEL POZZO Aggiornata al 11 - GENNAIO - 1985				Settore SECE Campo S. MARIA Pozzo N. 3		
		Fine completamento <input checked="" type="checkbox"/>		Fine intervento <input type="checkbox"/>				
Completamento singolo <input checked="" type="checkbox"/>		Selettivo <input type="checkbox"/>		Completamento doppio <input type="checkbox"/>		Selettivo <input type="checkbox"/>		
Informazioni generali								
Pozzo perforato nel periodo 05-03-80/18-06-80 Impianto usato per la perforazione NATIONAL H 80 Altezza p.t.r. sulla 1 ^a flangia mt Profondità max raggiunta 2337 Tappi di cementazione a mt Tappi di cemento Bridge Plug a mt Densità fango casing B21ME 1030 gr/lt γ_{fango} Controllo fondo								
Colonne Tubate		13 3/8	9 5/8	7				
Testa a mt		0	0	0				
Scarpa a mt		335	2134	2295				
CEMENT	1 ^a Risalita mt	A GIORNO 1300				1660		
	2 ^a Risalita mt							
D.V. collar mt								
<input type="checkbox"/> liner hanger		a mt						
Foro scoperto 8 1/2 da mt 2295 a mt 2337								
Profilo diametri interni								
D nom.	fino a mt	grado	spess.	lbs/ft	D interno			
13 3/8	335	J 55	10.92	61	317.90			
9 5/8	1378	H 80	11.05	43.5	222.40			
4	2134	4	11.05	40.0	224.40			
7	2065	4	8.05	23.0	161.70			
4	2295	4	10.36	29.0	157.10			
INTERVENTI	DATA		Scopo					
	12-01-85		COMPLETAMENTO DEFINITIVO					
NOTE: SHEAR PIN PACIER FH 50.000 Lbs - IN SEZIONI VALVE PRESS. APERTURA 60 KG/cm ² VALVOLA DI SICUREZZA CARICO WRDP - PER APERTURA COLLEGARSI AL RUBINETTO $\phi \frac{1}{2}$ " MONTATO SUL BONNETTO								
INTERVALLI APERTI								
STRING LUNGA		STRING CORTA						
da mt	a mt	da mt	a mt					
229.5	2337	→ FORO SCOPERTO						
Assistente W.O. 								
Assistente Tecnico. 								

Agip Società per Azioni SERVIZIO PRODUZIONE		SITUAZIONE DEL POZZO Aggiornata al <u>27 - GENNAIO - 1985</u> Fine completamento <input checked="" type="checkbox"/> Fine intervento <input type="checkbox"/>				Settore <u>SEC</u> Campo <u>S. MARIA</u> Pozzo N. <u>4</u>	
Completamento singolo <input checked="" type="checkbox"/> Selettivo <input type="checkbox"/>		Completamento doppio <input type="checkbox"/> Selettivo <input type="checkbox"/>					
Informazioni generali							
Pozzo perforato nel periodo <u>10/7 - 29/8/1982</u> Impianto usato per la perforazione <u>I.P. 1350 S.</u> Altezza p.t.r. sulla 1 ^a flangia mt <u>10.30</u> Profondità max raggiunta <u>2392</u> Tappi di cementazione a mt <u>—</u> Tappi di cemento <u>—</u> Bridge Plug a mt <u>—</u> Densità <u>881</u> gr/l (+ 1/100 Dabigol) Controllo fondo <u>—</u>							
Colonne Tubate <u>3 1/2", 9 5/8", 7"</u> Testa a mt <u>0 0 0</u> Scarpa a mt <u>330 2075 2154</u> CEMENT <u>1^a Risalita mt 6000 1380 1434</u> <u>2^a Risalita mt</u> <u>D.V. collar mt</u> <input type="checkbox"/> liner hanger a mt <u>—</u> Foro scoperto <u>5 7/8</u> da mt <u>2154</u> a mt <u>2392</u>							
Profilo diametri interni							
Ø nom. fino a mt grado spess. lbs/ft Ø interno <u>13 3/8 330 555 10.92 61 313.9</u> <u>9 5/8 2075 N80EN 10.03 40 220.4</u> <u>7 2154 555 11.50 32 151.6</u>							
INTERVENTI <u>27/1/85 COMPLETAMENTO DEFINITIVO</u>		INTERVALLI APERTI STRING LUNGA STRING CORTA da mt a mt da mt a mt <u>2154 2392 FORO SCOPERTO</u>					
NOTE: PESO BATTERIA 13 TON. - S.R. PACKER "FH" 50'000# - LA PENTROL-LINE ϕ 1/4" E' COLLEGATA AL BONNET CON RUBINETTO ϕ 1/2" - * VALUOLA DI SICUREZZA WRDP-1 MONTATA A H. 821		Assistente W.O. <u>Scalchi</u> Assistente/Tecnico <u>—</u>					



fig. 6

S. MARIA 3-4
SBHP-VS-TEMPO

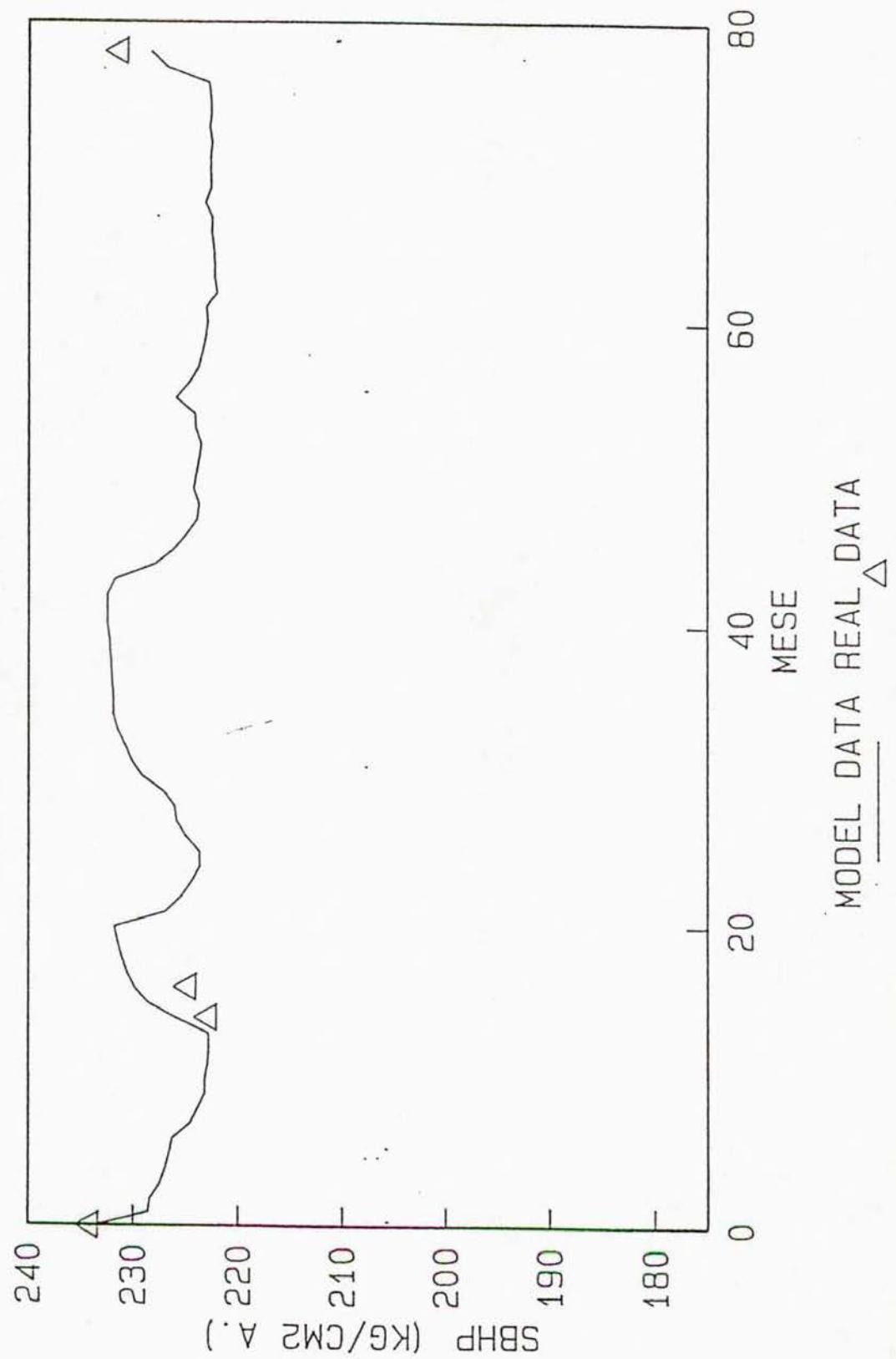


fig. 7

S. MARIA 5
SBHP-VS-TEMPO

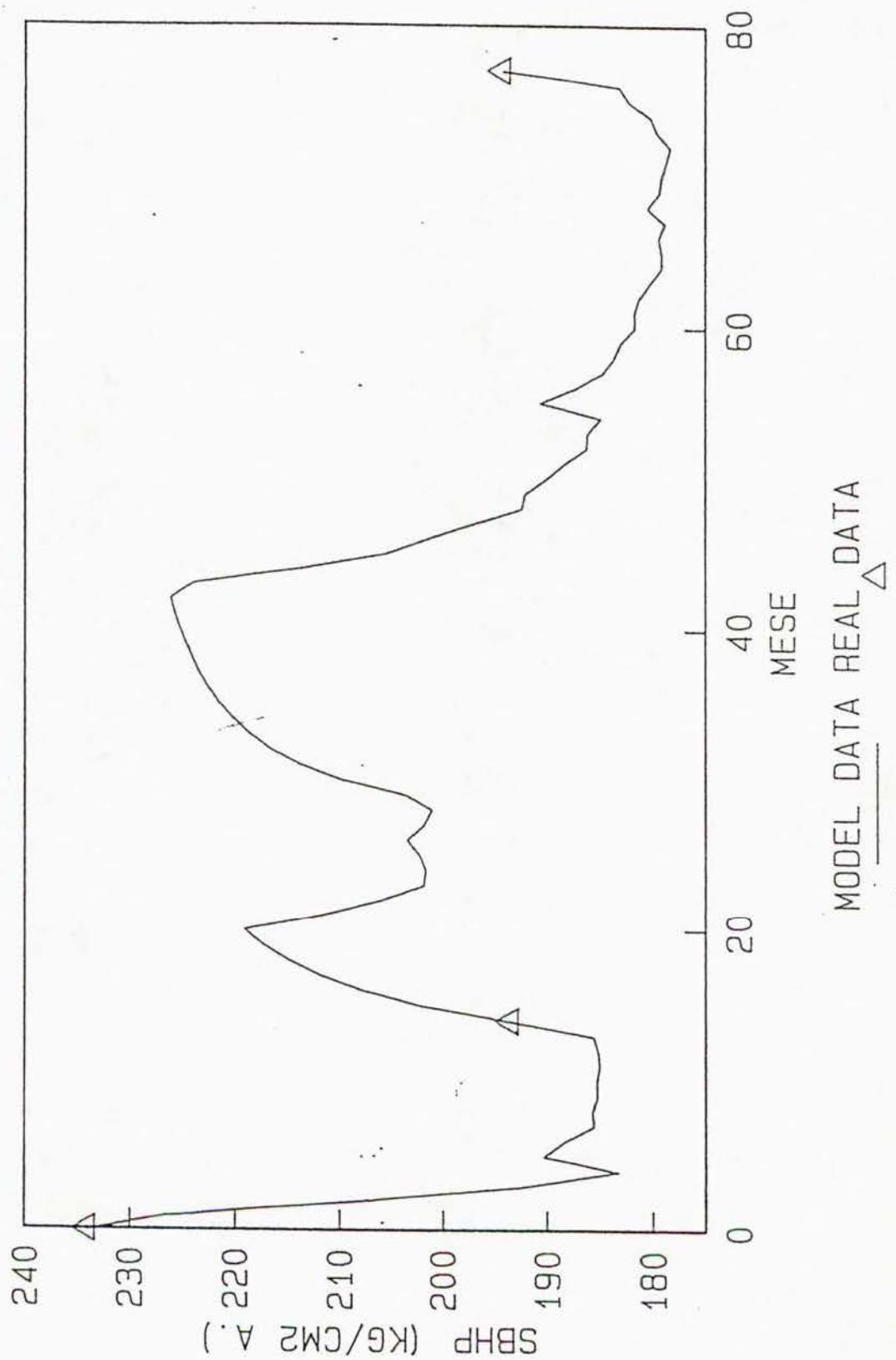
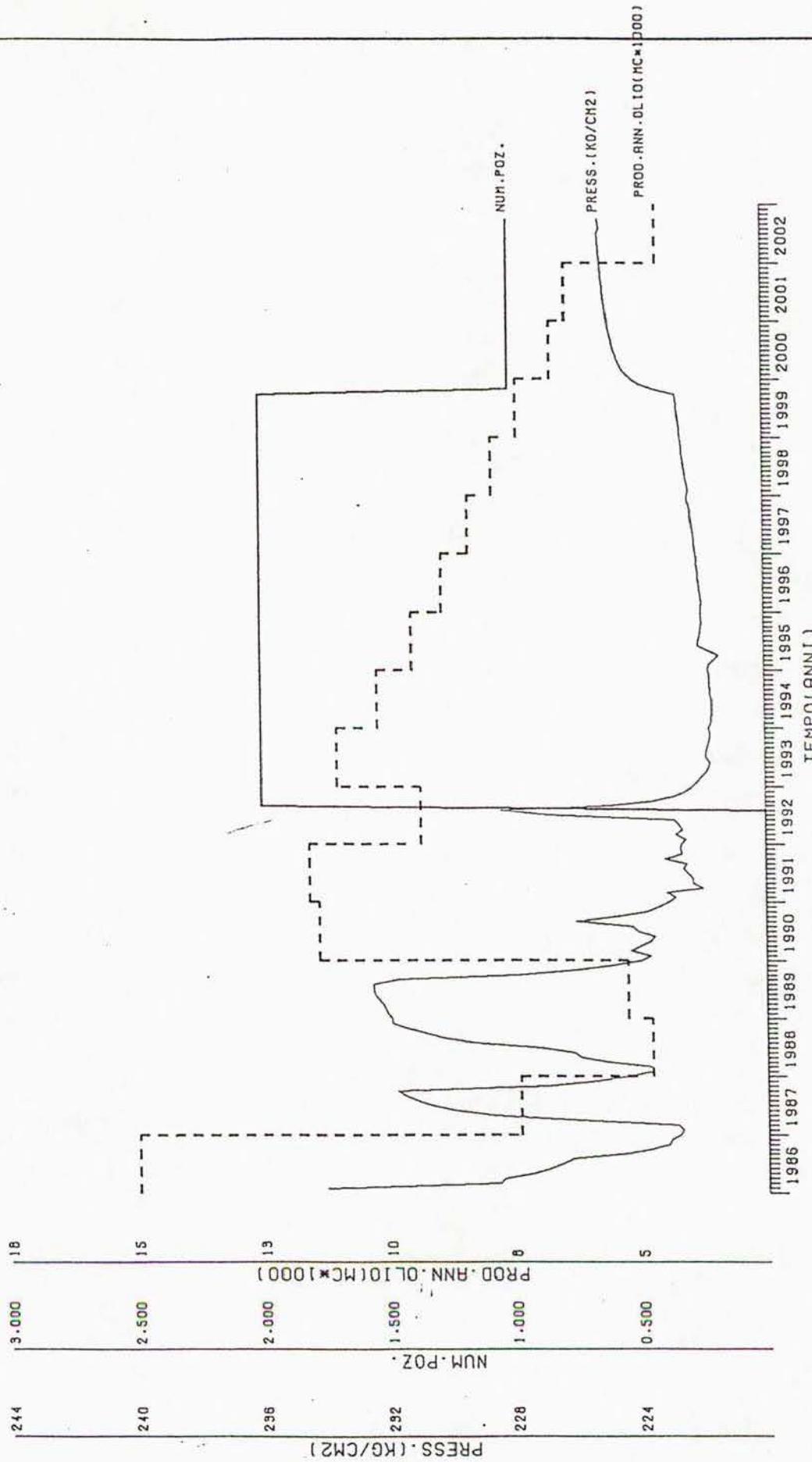


fig. 8

AGIP S. MARIA-3+4
SETT.GIAC

CASO BASE



1986 1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002
TEMPO (ANNI)

AGIP S.MARIA-3+4
SETT.GIAC

CASSO BASE

CASSO BASE

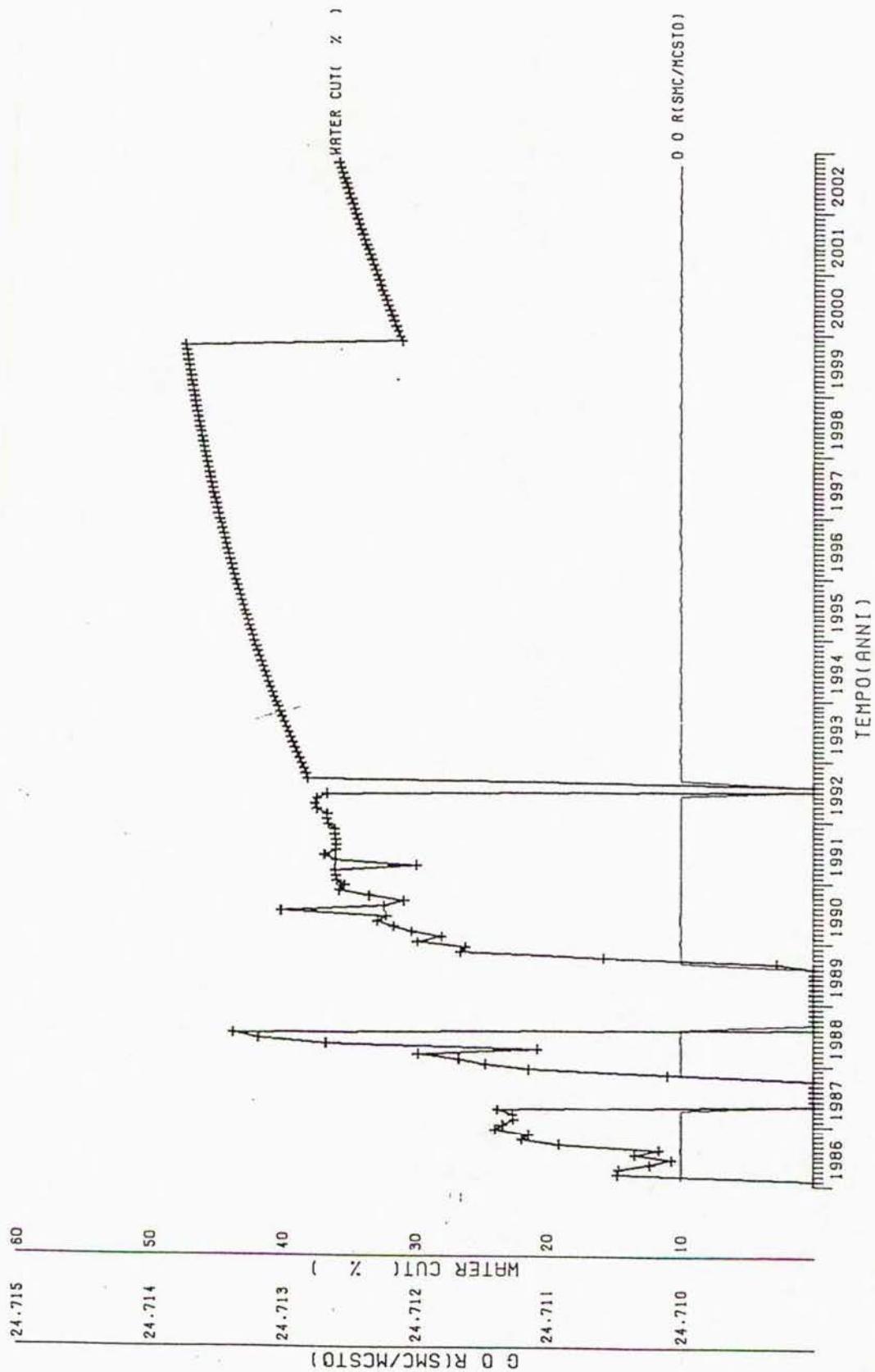


fig. 9

AGIP S. MARIAS
SETT. GIAC

CASO BASE

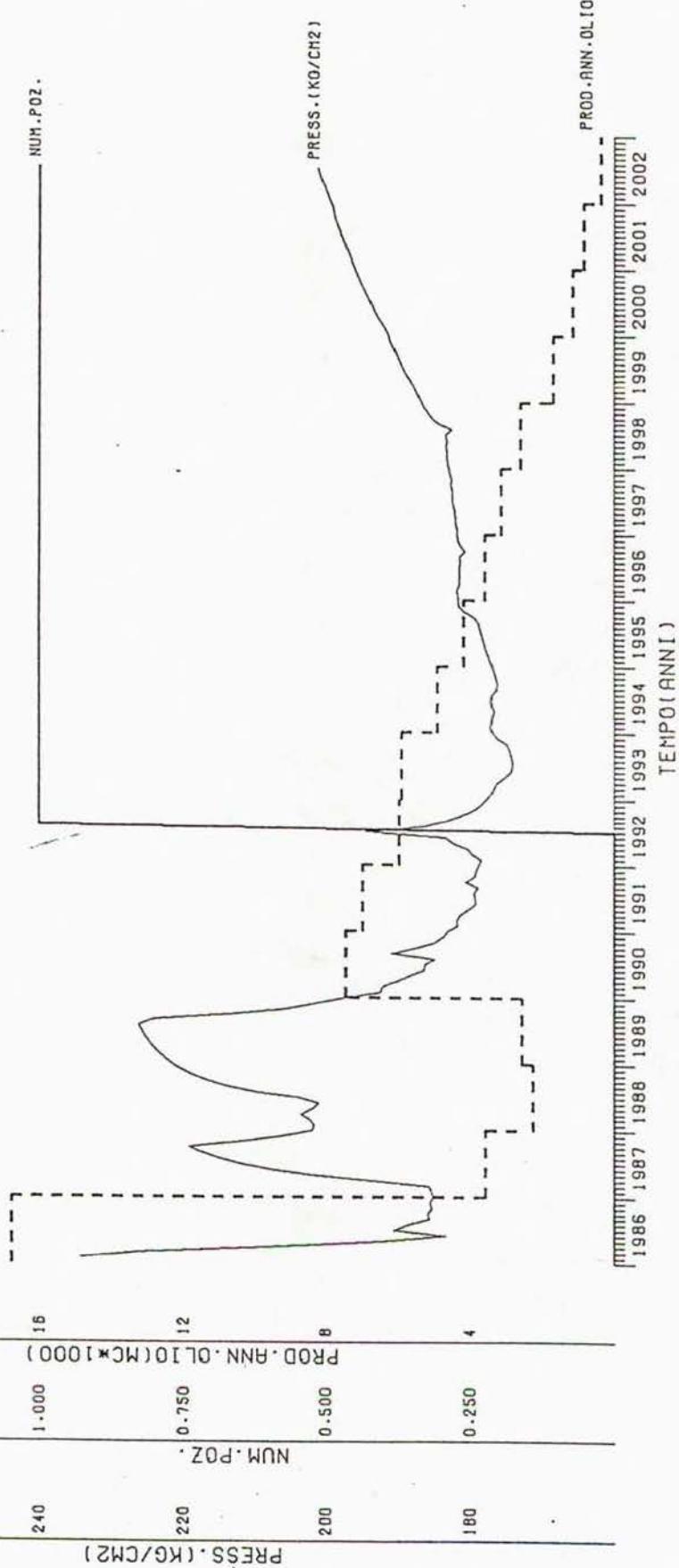


fig.10

fig.11

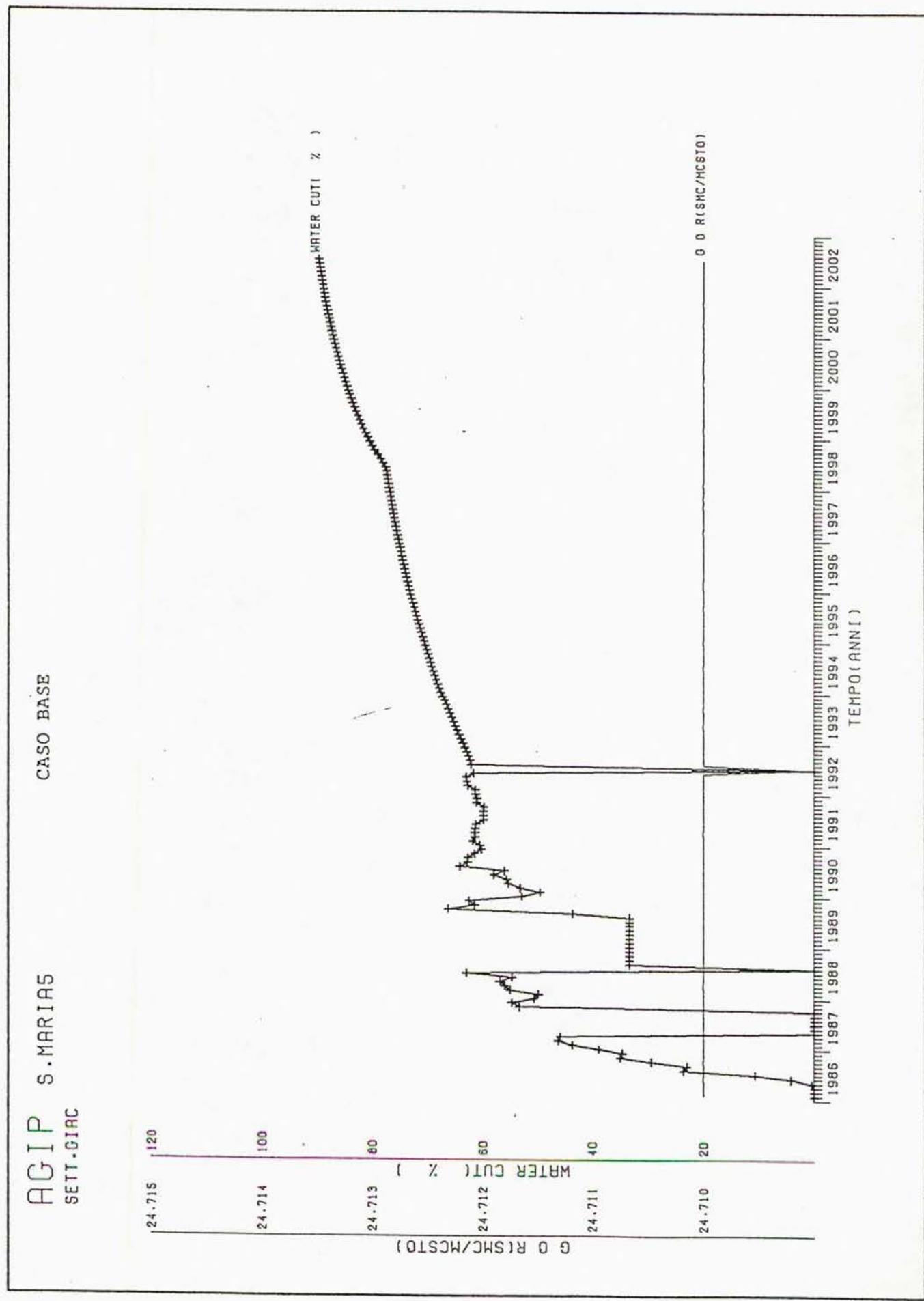
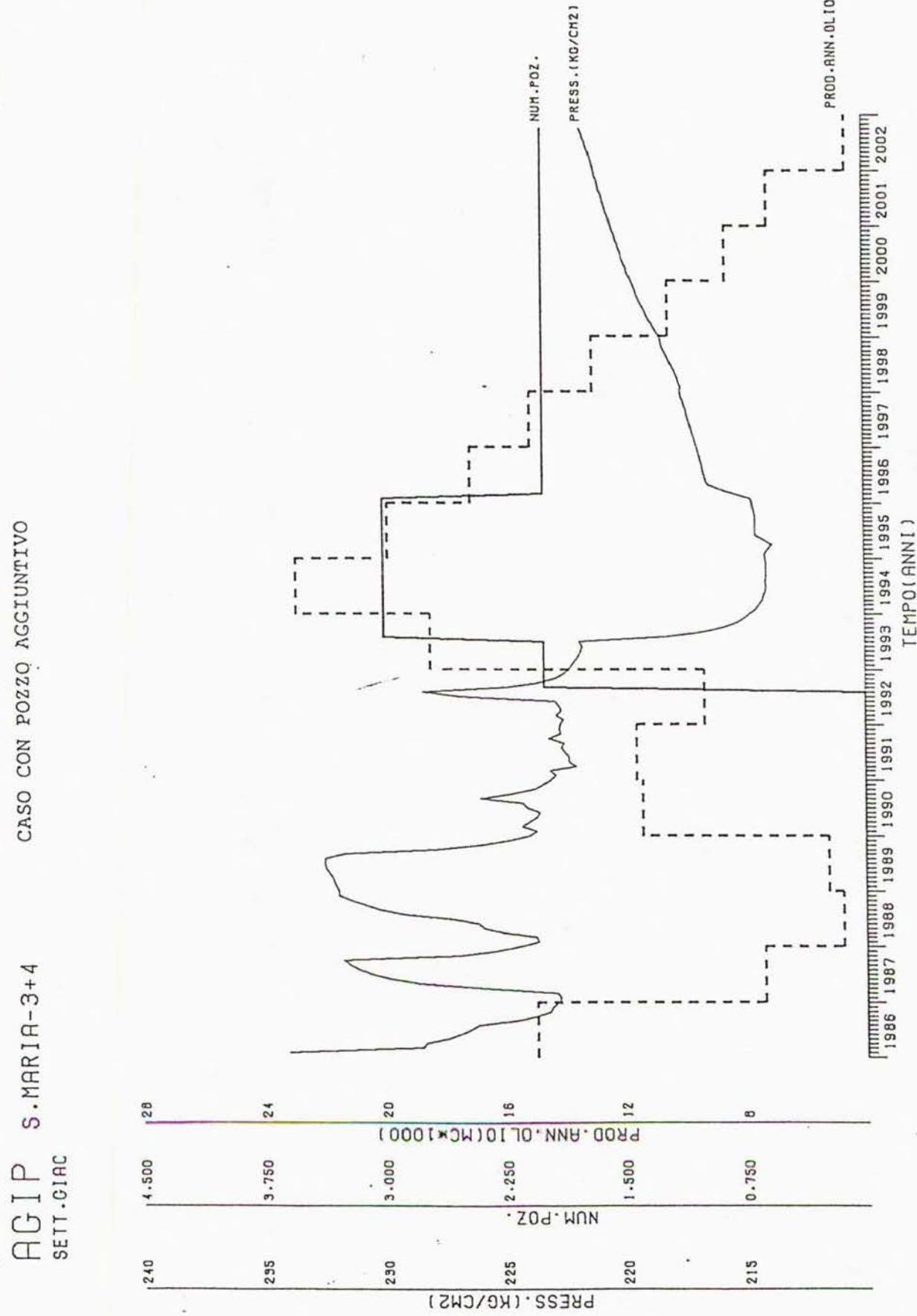
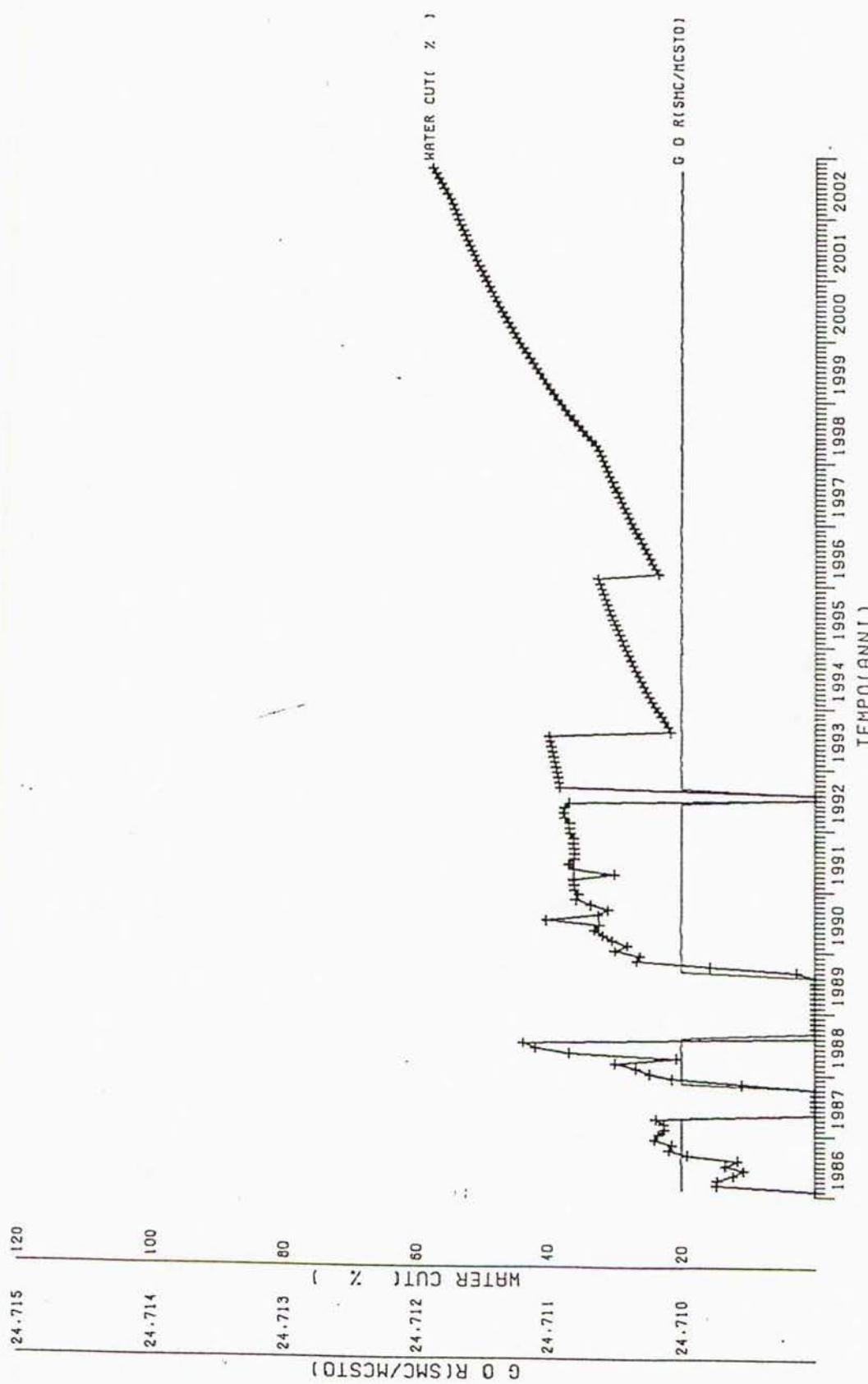


fig.12

AGIP S. MARIA-3+4
SETT.GIAC



AGIP S. MARIA-3+4 . CASO CON POZZO AGGIUNTIVO
SETI-GIAC



1986 1987 1988 1989 1990 1991 1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002
TEMP (ANN)

fig.13

AGIP S. MARIAS
SETT. GIAC

CASO CON POZZO AGGIUNTIVO

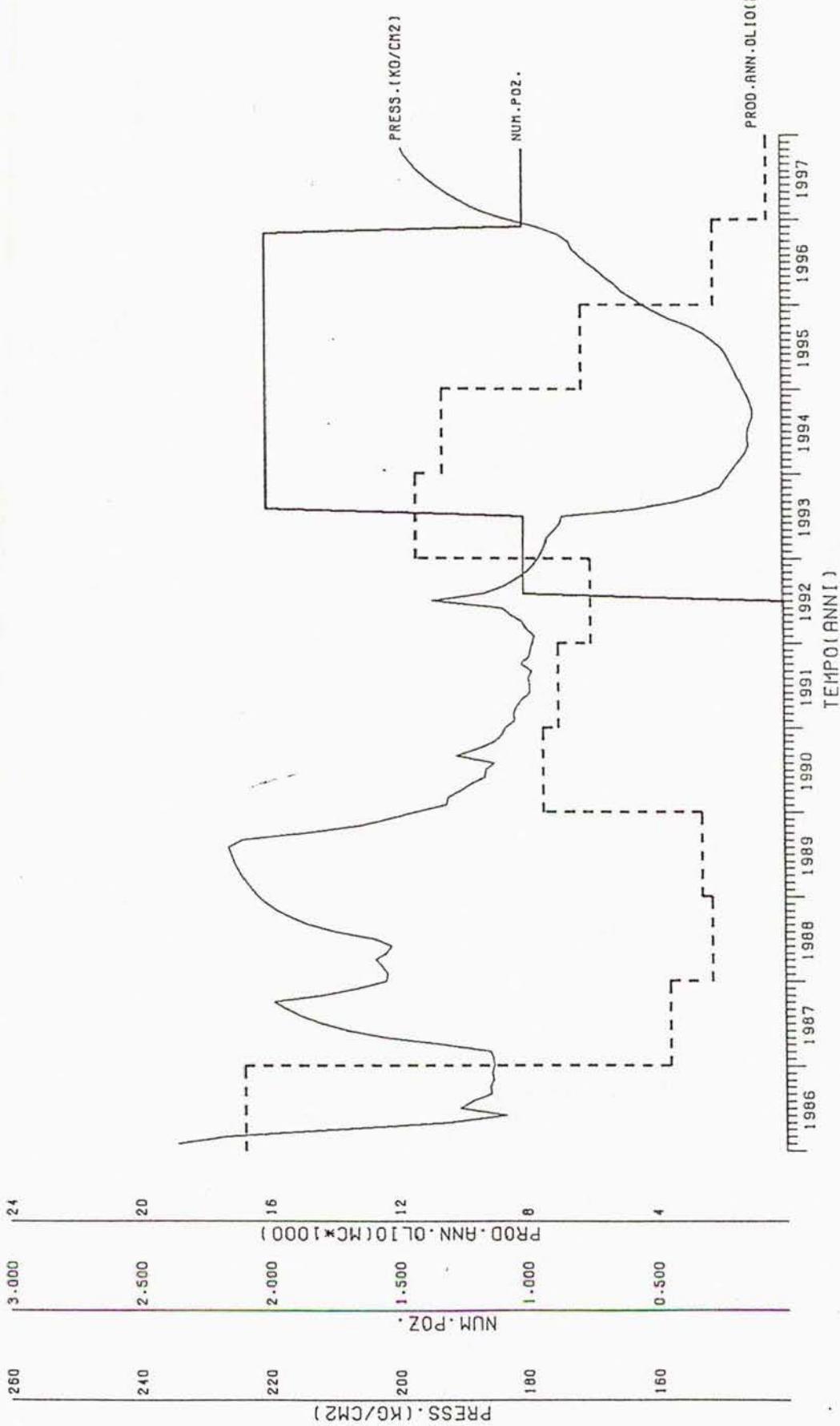
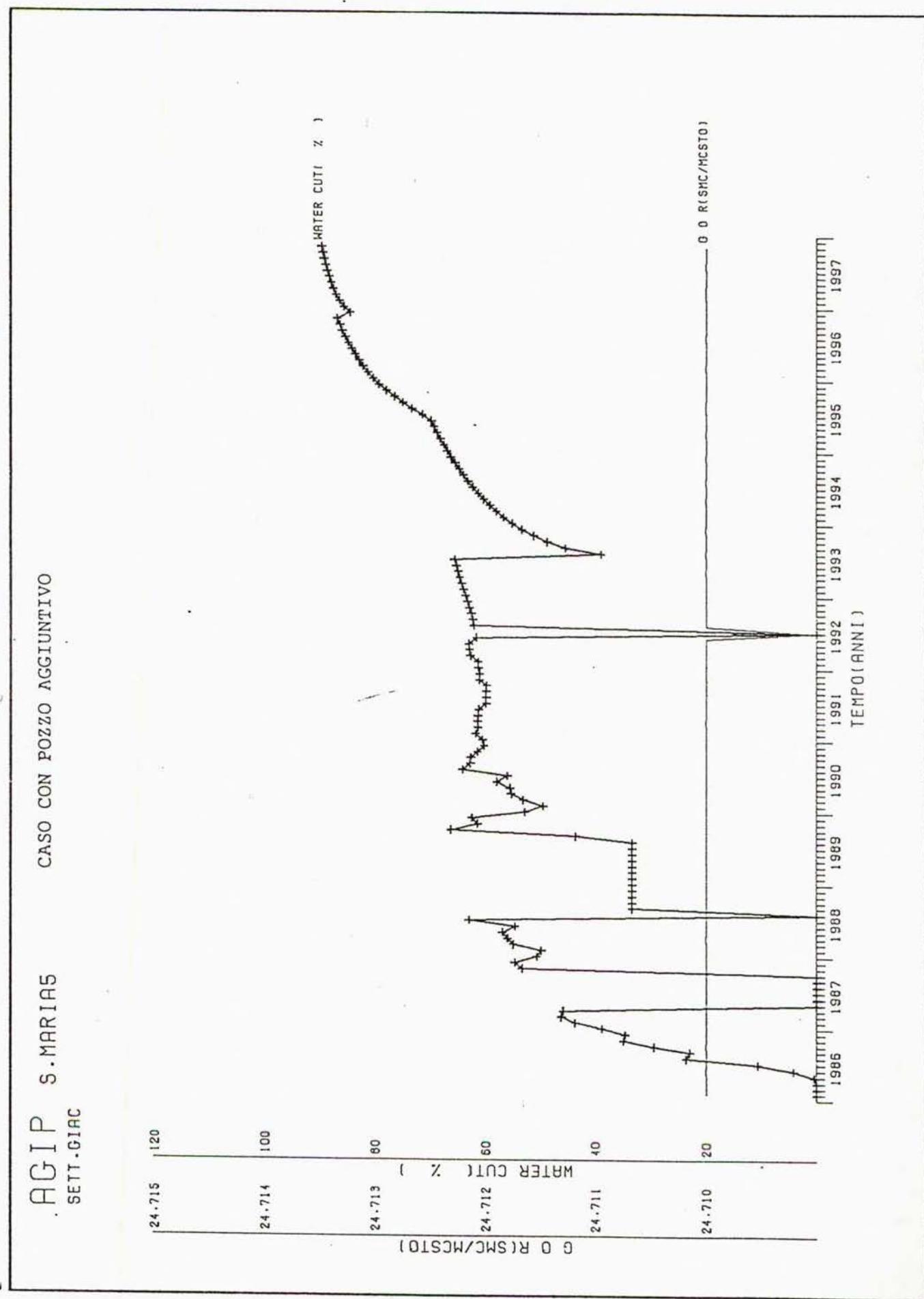


fig.15



TABELLE

TABELLA 1 - PROVE DI PRODUZIONE

POZZO	TR m.	LIVELLO m s.lm	DATA PROVA	Q OILIO mcst/g	W.C. %	G.O.R. mc/mc	METODO	PERM. K md	P.ESTR. kg/cm ² r.	P.I. mc/g/kg/cm ²
S.MARIA-3	57.5	2237.5-2279.5	4/81	1	98.7	0	N.R.	SUPERPOS.	212.6	233.31
				1	"	"	GREEN FUN.	161.6	234.2	5.4
										5.2
S.MARIA-4	49.9	2104-2242	9/82	1	40.6	0	18	SUPERPOS.	35.5	230.9
				2	32.0	0	18	SUPERPOS.	48.7	231.0
				2	"	"	GREEN FUN.	33.0	231.5	3.2
										3.0
S.MARIA-5	137.9	2223-2266	11/82	1	143.0	0	9	SUPERPOS.	139.0	232.5
				1	"	0	9	GREENPOS.	435.0	232.5
				2	84.2	0	9	SUPERPOS.	132.0	232.6
				2	"	0	9	GREEN FUN.	91.0	232.7
										11.5

Quota di riferimento: 2237.5 m.s.l.



TABELLA 2 -RILEVAMENTO PRESSIONI STATICHE E PRODUZIONI CUMULATIVE D'OLIO

POZZO	TR m.	LIVELLO mss	PRESS. IN. kg/cm ² r.	PRESS. kg/cm ² r.	PRESS. kg/cm ² r.	PROD. OLIO mcst*10 ⁻³	PRESS. kg/cm ² r.	PROD. OLIO 5/92 mcst*10 ⁻³
S.MARIA-3	57.5	2237.5-2279.5	233	221.7 (24/3/87)	223.7 (26/5/87)	4.6	230.3 (11/6/92)	13.3
S.MARIA-4	49.9	2104-2242	233	220.84 (25/3/87)	221.95 (26/5/87)	13.5	229.88 (25/6/92)	46.5
S.MARIA-5	137.9	2223-2266	233	189.05 (25/3/87)	192.4 (6/4/87)	18.6	193.29 (25/6/92)	42.1

Quota di riferimento: 2237.5 mss|

TABLE 3 - DATA FIGURES

COMPOSITE LIBERATION DIFFERENTIAL LIBERATION

CARAT. ACUJA

Pressione di Saturazione = 49.05 kg/cm⁴²

FATTORE DI VOLUME Bo	GAS IN SOLUZIONE Rs	FATTORE DI VOLUME GAS Bg	FATTORE DI VOLUME Bt	PRESIONE P kg/cm*2	F. V. F. Boc	GOR DI SUPERFICIE smc/mcsto	OLIO CPS	GAS CPS	FATTORE DI VOLUME Ex
1.0488	0.00	1.000000	25.7588	1.09	1.0488	0.00	43.73	0.00575	1.012
1.0787	8.59	0.209500	4.4558	6.09	1.0787	8.59	30.38	0.00379	1.012
1.0874	11.40	0.112300	2.5821	11.00	1.0874	11.40	28.24	0.00792	1.012
1.0984	15.65	0.057900	1.6230	21.00	1.0984	15.65	25.15	0.01101	1.012
1.1098	20.78	0.033800	1.2426	36.00	1.1098	20.78	21.62	0.01197	1.013
1.1190	24.71	0.024400	1.1190	49.05	1.1190	24.71	20.95	0.01280	1.014
1.1134	24.71	0.010549	1.1134	101.00	1.1134	24.71	23.04	0.01290	1.016
1.1085	24.71	0.006822	1.1085	151.00	1.1085	24.71	25.07	0.01280	1.018
1.1038	24.71	0.005041	1.1038	201.00	1.1038	24.71	26.59	0.01280	1.021
1.1008	24.71	0.004300	1.1008	234.00	1.1008	24.71	28.39	0.01280	1.022

TABELLA 4 - PORTATE CRITICHE DI OLIO (WATER CONING/CRESTING)

POZZO	METODO	PORTATA CRITICA Q _o Pozzo verticale mcst0/g	PORTATA CRITICA Q _o Pozzo orizzontale mcst0/g
S.MARIA-3	CHAPERON	7.3	
	CHIERICI	4.5	
	SCHOLS	3.5	
	HOYLAND	4.6	
S.MARIA-4	CHAPERON	11.7	16.6
	CHIERICI	4.4	
	SCHOLS	3.4	
	HOYLAND	4.4	
	GIGER	2.0	
S.MARIA-5	CHAPERON	6.0	12.3
	CHIERICI	3.5	
	SCHOLS	2.8	
	HOYLAND	3.8	
	GIGER	2.1	

Il mezzo e' stato supposto isotropo: Kv/Kh=1

TABELLA 5 - DATI GENERALI DI GIACIMENTO BLOCCO 3+4

Pressione Iniziale	= 234.000	kg/cm ² a
Pressione di Saturazione	= 49.050	kg/cm ² a
Fattore di Volume Iniziale	= 1.10080	
Volume Poroso	= 0.14677E+07	mC
Olio in Posto	= 0.12000E+07	mCst
Saturazione Residua in Olio dietro al Fronte d' Acqua	= 0.50	
Saturazione Critica in Gas	= 0.100	
Saturazione in Acqua Irriducib.	= 0.100	
Comprimibilita' dell' Acqua	= 0.44854E-04	cm ² /kg
Comprimibilita' del Poroso	= 0.60000E-04	cm ² /kg
Peso Specif. Olio Reser. Condit.	= 0.914	
Densita' Gas (ARI=1)	= 1.1690	
Coefficiente di utilizzo	= .95	



TABELLA 6 - DATI GENERALI DI GIACIMENTO BLOCCO 5

Pressione Iniziale	=	234.000	kg/cm ² a
Pressione di Saturazione	=	49.050	kg/cm ² a
Fattore di Volume Iniziale	=	1.10080	
Volume Poroso	=	0.63602E+06	mC
Olio in Posto	=	0.52000E+06	mCst
Saturazione Residua in Olio dietro al Fronte d' Acqua	=	0.500	
Saturazione Critica in Gas	=	0.100	
Saturazione in Acqua Irriducib.	=	0.100	
Comprimibilita' dell' Acqua	=	0.44854E-04	cm ² /kg
Comprimibilita' del Poroso	=	0.60000E-04	cm ² /kg
Peso Specif. Olio Reser. Condit.	=	0.914	
Densita' Gas (ARIA=1)	=	1.1690	
Coefficiente di utilizzo	=	.95	

TABELLA 7 - PREVISIONI DI PRODUZIONE BLOCCO 3+4

ANNO	#3+#4 PRODUZIONE GIORNALIERA mcslo/g	#3+#4 PRODUZIONE ANNUALE mcslo	#3+#4 PRODUZIONE CUMULATIVA mcslo	#3+#4+N.H.W PRODUZIONE GIORNALIERA mcslo/g	#3+#4+N.H.W PRODUZIONE ANNUALE mcslo	#3+#4+N.H.W PRODUZIONE CUMULATIVA mcslo	DELTA DI PRODUZIONE CUMULATIVA mcslo
1993	30.2	11000	75700	50.6	18500	83200	7500
1994	28.0	10200	85900	62.8	22900	106100	20200
1995	26.1	9500	95400	54.5	19900	126000	30600
1996	24.4	8900	104300	46.9	17100	143100	38800
1997	22.9	8400	112700	41.4	15100	158200	45500
1998	21.6	7900	120500	35.6	13000	171200	50700
1999	20.1	7300	127900	28.6	10400	181700	53800
2000	18.3	6700	134600	23.5	8600	190200	55600
2001	17.5	6400	141000	19.6	7200	197400	56400
2002	12.6	4600	145500	12.5	4600	202000	56500

O.O.I.P.=1.20*10^6 mcslo

R.F.=12,1% (Caso con 2 pozzi) Il pozzo #3 smette di produrre il 10/1999 per alto W.C.

R.F.=16,8% (Caso con 3 pozzi) Il pozzo #3 smette di produrre il 1/1996 per alto W.C.

TABELLA 8 - PREVISIONI DI PRODUZIONE BLOCCO 5

ANNO	#5 PRODUZIONE GIORNALIERA mcstog	#5 PRODUZIONE ANNUALE mcsto	#5 PRODUZIONE CUMULATIVA mcsto	#5+N.H.W PRODUZIONE GIORNALIERA mcstog	#5+N.H.W PRODUZIONE ANNUALE mcsto	#5+N.H.W PRODUZIONE CUMULATIVA mcsto	DELTA DI PRODUZIONE CUMULATIVA mcsto
1993	16.1	5900	51400	31.2	11400	56900	5500
1994	13.4	4900	56300	28.9	10600	67400	11100
1995	11.4	4200	60400	17.0	6200	73600	13200
1996	9.8	3600	64000	5.8	2100	75800	11800
1997	8.6	3100	67200	1.3	500	76200	9000
1998	7.2	2600	69800	-	-	-	-
1999	4.7	1700	71500	-	-	-	-
2000	3.2	1200	72600	-	-	-	-
2001	2.3	900	73500	-	-	-	-
2002	1.0	400	73900	-	-	-	-

O.O.I.P.=0.52*10^6 mcsto

R.F.=14.2% (Caso con 1 pozzo)

R.F.=14.7% (Caso con 2 pozzi)

TABELLA 9 - VALUTAZIONE ECONOMICA

Giacimento : S.MARIA(3,4,5,NHW)

1=ENI 0=FUORI: 0 Anno UNO : 1993
 Var. % Prod. : 0 Var. % Costi : 0
 Tipo Produz. : olio Valorizzazione : 49 Lx10³*T
 Luogo : Terra

Anni	Produz.	Produz.	Modifica	Interv.	Costi	Totale
	Annua	Netta	Impianto	Operativi	Costi	
	K Ton	K Ton	M Lire	M Lire	M Lire	M Lire
1988	0	0	0	0	0	0
1989	0	0	0	0	0	0
1990	0	0	0	0	0	0
1991	0	0	0	0	0	0
1992	0	0	0	0	0	0
1993	23	21	400	7950	1300	9650
1994	26	24	0	0	1300	1300
1995	23	21	0	0	1300	1300
1996	20	18	0	0	1300	1300
1997	17	16	0	0	1300	1300
1998	15	13	0	0	1300	1300
1999	11	10	0	0	1300	1300
2000	9	8	0	0	1300	1300
2001	8	7	0	0	1300	1300
2002	5	4	0	0	1300	1300
Totale	156	142	400	7950	13000	21350

Tasso %	Totale Costi Attualizzati M Lire	Produzione Netta Attualizzata K Ton	C.W.P.	
			K Lire/Ton	
0	21350	142	150,43	
5	18433	119	154,88	
6	17954	115	155,87	
10	16317	102	160,12	
15	14744	89	166,01	
20	13534	79	172,29	
25	12579	70	178,78	
30	11846	64	185,07	
35	11161	58	191,87	
40	10616	54	198,28	

