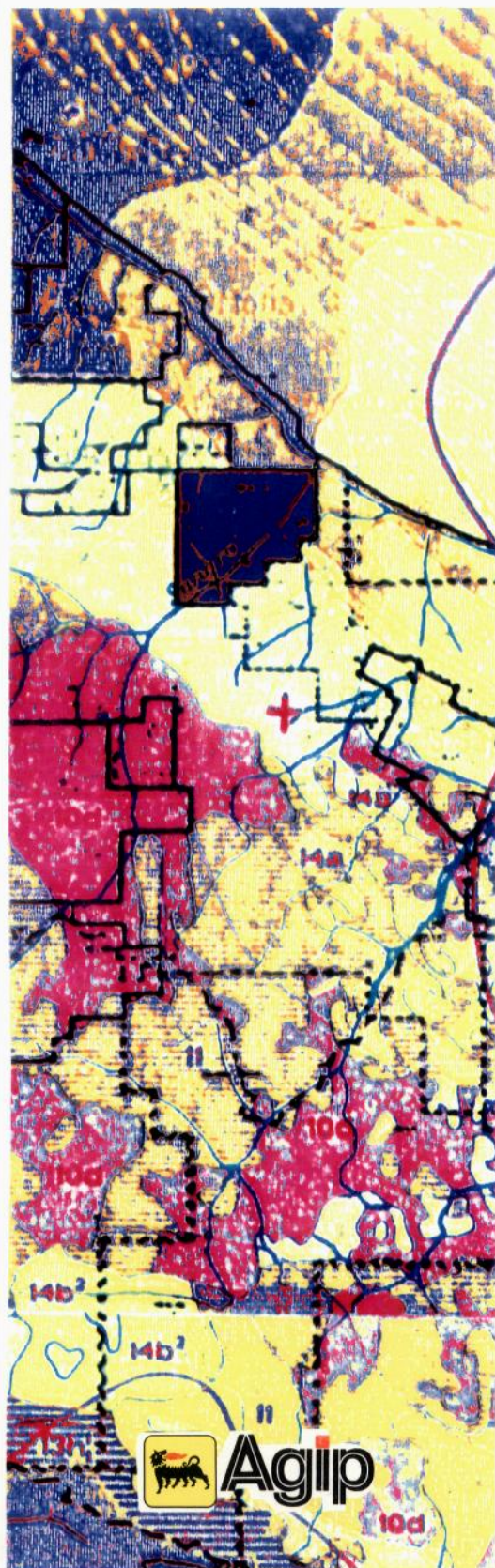


Campo DI S. MARIA

RISULTATI DELLA VALUTAZIONE TECNICA DELLA RIPRESA DELLA PRODUZIONE DEL CAMPO



613537



Agip DORT

ORPR- Produzione

Campo di S. Maria

Risultati della valutazione tecnica della ripresa
della produzione del campo

autore:

P.P. Piras

G. Palladini

copia a:

Ortona li:

28.06.96

Relazione n°:

ORPR

Il Responsabile: Ing. P.V. Ravera

ORPR/IP

Il Responsabile: Dr. G. Tannoia

ORPR/UT

Il Responsabile: Ing. A. Papi

INDICE



1. CONCLUSIONI
2. INTRODUZIONE
3. CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO
4. STORIA PRODUTTIVA
5. CARATTERISTICHE DEI FLUIDI DI STRATO
6. PREVISIONI DI PRODUZIONE
7. VALUTAZIONE ECONOMICA



1. CONCLUSIONI

Il campo di S. Maria, ubicato nella concessione di "S.Maria Imbaro" ricadente nella provincia di Chieti, è stato oggetto di sospensione della produzione dal 29/05/92 al 10/09/94 essendosi verificata la condizione di temporanea non economicità di gestione dello stesso.

All'interno del suddetto periodo sono state effettuate prove di produzione ai pozzi S.Maria 4 e 5 allo scopo di verificare eventuali effetti positivi della prolungata chiusura sulla produzione ai pozzi e verificare nuovamente la convenienza economica di una ripresa della produzione. Il pozzo SM3 è stato escluso dalle prove di produzione per le sue scarse capacità erogative.

Il programma delle prove ha dato i seguenti risultati :

Pozzo	Qo	W.C.
	mcST/g	%
SM4	50	13
SM5	tracce	100

Sulla base di questa prova è possibile escludere il pozzo SM5 come produttore, in quanto completamente invaso dall' acqua.

Dopo tale periodo è stata richiesto un ulteriore periodo di sospensione dal 11/09/1994 al 30/09/1996 per poter valutare tutte le operazioni atte al ripristino della produzione del campo in regime di economicità.

Inoltre è stata richiesta una variazione programma lavori esplorativi con lo scopo di verificare la zona Sud-Occidentale della concessione con la perforazione di un nuovo pozzo se la verifica in oggetto avesse dato esito positivo.

I parametri erogativi dei pozzi all' atto della interruzione alla produzione (@29/5/1992) erano i seguenti :

Pozzo	THP Kg/cmq	Qo mcST/g	Qw mc/g	Qg Smc/g	W.C. %	G.O.R Smc/mc
SM3	4.0	5	14	100	74	20
SM4	5.8	25	4	600	14	24
SM5	5.9	17	29	300	63	18

Tutti i pozzi sopraindicati sono chiusi alla testa con relativa messa in sicurezza delle linee di superficie.



2. INTRODUZIONE

Nella struttura del giacimento di Santa Maria sono stati perforati 8 pozzi (SM1-SM8). Il pozzo di scoperta risale al 1963 con la perforazione del pozzo esplorativo SM1 che ha rinvenuto mineralizzati a olio la formazione denominata "Calcari di Cupello". Nel 1964 è stato perforato il pozzo SM2 : i due pozzi sono stati considerati di scarso interesse minerario e dunque abbandonati e chiusi minerariamente.

Nel 1980 dopo un ulteriore indagine sismica è stato perforato un nuovo pozzo denominato SM3 che alla luce dei buoni risultati minerari ha permesso la perforazione di ulteriori pozzi di sviluppo.

Attualmente lo status dei pozzi del campo è il seguente:

SM1	Chiuso minerariamente
SM2	Chiuso minerariamente
SM3	Allacciato alla produzione
SM4	Allacciato alla produzione
SM5	Allacciato alla produzione
SM6	Adibito a smaltimento acque
SM7	Chiuso minerariamente
SM8	Chiuso minerariamente



3. CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

Il campo di S. Maria consiste in un'anticlinale della F.ne Calcari di Cupello **mineralizzata ad olio pesante (16.8 API)**. In fig. 1 è riportata la mappa del top del serbatoio.

La situazione geologica del campo è legata alla sedimentazione carbonatica del bordo settentrionale della piattaforma Apulo-Garganica con deposizione di calcari tipo Mudstone-Wackestone alternati ad livelli di calcare brecciato, tipico di ambienti a maggiore energia.

Lo stile tettonico è definito da intensi disturbi, causati probabilmente da spinte compressive con direzione SW-NE.

L' anticlinale di Santa Maria, in cui sono identificabili quattro alti strutturali è compresa tra due faglie trascorrenti : una a Sud, orientata E-W ed una a Nord, con direzione SW-NE, che la separa dalla struttura di Lanciano. All' interno della struttura sono individuabili ulteriori disturbi tettonici interpretabili come faglie dirette. Inoltre il top della formazione "Calcari di Cupello" (cretacico inferiore) è costituito da una superficie morfologica legata all' emersione e successiva **carsificazione** della piattaforma calcarea cretacea.

Il serbatoio della formazione è costituita dalla formazione Calcari di "Cupello". Tale formazione è costituita da litotipi che appartengono ad una sedimentazione carbonatica di piattaforma poco profonda, soggetta prevalentemente a locali e periodiche emersioni, con conseguente impostazione di fenomeni carsici ed erosivi. Nei periodi di immersione marina, le fratture e le cavità carsiche venivano successivamente riempite da argille, determinando un sensibile e significativo peggioramento delle caratteristiche petrofisiche della formazione.

La porosità del livello è prevalentemente di tipo secondario e dunque legata a fenomeni tettonici (fratture) e carsici (vacuoli e microvacuoli). Ha una distribuzione areale molto irregolare e trova il suo minimo nel pozzo **SM6** il quale ha rinvenuto il serbatoio "Tight" e dunque è **risultato sterile**. I valori medi della porosità utile (vacuoli, microvacuoli, fratture e microfratture) calcolati da logs e carote sono compresi nell' ordine di 0.5-1.7%. La porosità primaria (di matrice) è molto bassa, e si suppone date le bassissime permeabilità che sia **interamente mineralizzata ad acqua (SW= 100%)**.

Il contatto acqua-olio (OWC), analizzando gli esiti di alcune prove di strato eseguite nei pozzi SM1 e SM2 è stato posto alla quota di -2350 m., in quanto i nuovi pozzi SM3, SM4, SM5 non hanno raggiunto la probabile quota del supposto OWC.

Le varie campagne di profili statici effettuate per valutare il grado di depletion del giacimento hanno evidenziato la presenza di due regimi idraulici diversi appartenenti ai blocchi relativi ai pozzi SM3&SM4 e SM5. Tale suddivisione è stata poi confermata dalla campagna di prove di produzione effettuate nel corso del 1994.

Da tali considerazioni vengono calcolati i seguenti volumi in posto statici :

OOIP BL. SM3&SM4	:	1.20 Mmc ST
OOIP BL. SM5	:	0.52 Mmc ST



4. STORIA PRODUTTIVA

Il campo è entrato in produzione nel mese di Febbraio 1986 con i tre pozzi produttori SM3, SM4, SM5. I parametri erogativi all' inizio della produzione (@2/1986) erano i seguenti :

Pozzo	THP Kg/cm ²	Q _o mcST/g	Q _w mc/g	Q _g Smc/g	W.C. %
SM3	5.0	61	11	163	15
SM4	7.0	46	7	120	13
SM5	6.0	46	0	110	0

I pozzi sono stati completati con pompe ad astine per una erogazione con sollevamento artificiale. Le pressioni iniziali dei due blocchi erano di 231.0 Kg/cm²R per il blocco drenato dal pozzo SM5 e 234.0 Kg/cm²R per il blocco drenato dai pozzi SM3&SM4 riferite al datum di -2237.5 m. Le pressioni iniziali dei singoli pozzi sono le seguenti :

Pozzo	SBHPi (@ -2237.5 m) Kg/cm ² R
SM3	234.0
SM4	234.0
SM5	232.6

Dopo 13 mesi di produzione (@3/87) è stata effettuata una campagna di profili statici con lo scopo di verificare il grado di depletamento del reservoir : da una rapida analisi delle cadute di pressione a fronte delle produzioni di olio, si nota il diverso regime idraulico dei pozzi secondo la tabella qui di seguito riportata :

Pozzo	SBHPi Kg/cm ² R	@(datum) m	SBHP (@3/87) Kg/cm ² R	Delta P. Kg/cm ² R	Np (@3/87) Kmc
SM3	234.0	-2237.5	221.7	-12.30	4.6
SM4	234.0	-2237.5	220.8	-13.2	13.5
SM5	232.6	-2237.5	189.1	-43.5	18.6

Dalle misure di pressione effettuate nella campagna del 1992 e del 1994 viene confermato il diverso regime idraulico tra i pozzi del campo (vedi tab. 2). Qui di seguito viene riportata la situazione delle SBHP riferite alle prove di produzione del 6-7/1994 :

Pozzo	SBHPi Kg/cm ² R	@(datum) m	SBHP (@6/94) Kg/cm ² R	Delta P. Kg/cm ² R	Np (@6/94) Kmc
SM3	234.0	-2237.5	226.1	-7.90	13.3
SM4	234.0	-2237.5	232.6	-1.40	46.9
SM5	232.6	-2237.5	223.1	-9.5	42.2



Analizzando i due Delta P. relativi ai periodi @3/87 e @6/94 si può notare la fortissima efficienza dell' acquifero del serbatoio soprattutto nel blocco drenato dal pozzo SM5.

Da tali volumi vengono calcolati per blocco i seguenti R.F.

Blocco	OOIP Mmc ST	Np (@6/94) Kmc ST	R.F. (@6/94) %
SM3&SM4	1.2	60.7	5.0
SM5	0.520	42.2	12.3

La produzione delle singole string è stata caratterizzata fin dall' inizio da una forte produzione di acqua. Questo fenomeno è molto accentuato sui pozzi SM3 e SM5 (vedi fig. allegate). Attualmente il SM5 risulta allagato e risulta di difficile ripresa alla produzione data la forte **efficienza del acquifero sottostante che ha fortemente ripressurizzato la formazione e la scarsa mobilità dell' olio (16.8 API).**

Nel corso del 1994, nel periodo Giugno-Luglio sono state effettuate delle prove di produzione con rilievo delle pressioni statiche di circa tre settimane con lo scopo di verificare le capacità erogative dei pozzi con le migliori caratteristiche erogative SM4 e SM5. Il pozzo SM3 non è stato interessato da una erogazione in quanto è caratterizzato da scarse capacità erogative.

Nella tabella 1 è riportato un breve riassunto delle operazioni effettuate.

La campagna di rilievi di pressione statica ha evidenziato la forte azione di mantenimento dell' acquifero sottostante sui due blocchi e principalmente in quello drenato dal pozzo SM5. Quest' ultima considerazione trova conferma nella natura dei fluidi erogati (W.C = 100%).

La prolungata erogazione del pozzo SM4 riportata in fig. 4 ha evidenziato una produzione pressochè anidra. Questo dato ci induce ad attribuire ad un fenomeno di "water coning" la venuta di' acqua (W.C. =13%) avutasi fino alla sospensione della produzione.

Il pozzo SM5 ha invece erogato, nel corso della prova, soltanto acqua di formazione con tracce di olio. Una volta verificata la natura dei fluidi e la stabilizzazione degli stessi, si è provveduto ad interrompere l' erogazione del pozzo.

Dunque l' allagamento del pozzo SM5 e l' evidente e forte ripressurizzazione del serbatoio da parte dell' acquifero sottostante, sono entrambe conferme della sua già prevista efficienza.

In base alle informazioni raccolte possiamo avere una Qo complessiva di campo pari a circa 30 mc/g dal solo pozzo e attualmente unico produttore SM4, almeno per il primo anno di produzione.



5. CARATTERISTICHE DEI FLUIDI DI STRATO

I fluidi di strato contenuti nella F.ne "Calcari di Cupello" sono dei greggi sottosaturi (@ R.C.) caratterizzati da un basso contenuto di idrocarburi gassosi e da un acquifero caratterizzato da bassi valori di salinità.

Alle condizioni di "Reservoir Condition" con campionamento a fondo pozzo il greggio ha le seguenti caratteristiche :

T	=	86.7 °C
P. Bolla	=	48 Kg/cm ² R
R.s	=	24.7 Nmc/mc
Fatt. di Vol.	=	1.1008
Densità	=	0.914 Kg/Lt
H ₂ S	=	5 ppm

Alle condizioni di superficie con campionamento a testa pozzo il greggio ha invece le seguenti caratteristiche :

T	=	18°C
GOR	=	21 Smc/mc
Viscosità	=	3373 Cp (@ 20 C)
Densità	=	0.953 Kg/Lt
H ₂ S	=	0 ppm

Il gas disciolto nell' olio campionato a testa pozzo ha le seguenti caratteristiche medie :

CH ₄	=	57.1 % Vol.
N ₂	=	4.98 %
CO ₂	=	6.29 %
C ₁ -C ₆ +	=	31.63%
H ₂ S	=	0 ppm
Densità	=	1.029 (aria=1)

L' acqua di strato possiede invece le seguenti caratteristiche fisico-chimiche :

PH	=	7.25
SO ₄	=	16.4 mg/Lt
Cl	=	13.8 mg/Lt
H ₂ S	=	tracce

Queste caratteristiche sono molto stabili nel tempo in quanto sono state confermate da una serie di analisi di laboratorio effettuate nel periodo 1986-1992. Da questo si evince che le percentuali di H₂S e di inerti contenute nel greggio sono molto ridotte e dunque trascurabili.



6. PREVISIONI DI PRODUZIONE

Le previsioni di produzione sono state calcolate con l'ausilio di un modello monocella tipo "Black - Oil". E' stato considerato il solo blocco SM3&SM4, drenato dai pozzi SM3 e SM4, in quanto il pozzo SM5 risulta allagato e di difficile ripresa alla produzione.

L'unico pozzo produttore risulta essere il pozzo SM4 : con le prove di produzione effettuate nel corso del 1994, ha raggiunto una portata in olio di circa 50 mc/g con una bassissima Qw risultata pari a 2.4 mc/g.

Per tale motivo, si pensa che il fenomeno di innesco dell'acqua nel blocco sia quello di "Water Coning" e che dunque la produzione di acqua sia del tipo "Rate sensitivity".

Il pozzo SM3 viene considerato nella simulazione ma è di scarso interesse per le sue pessime capacità erogative.

Per questi motivi il forecast è stato fatto partire con una Qo iniziale abbastanza conservativa e pari a circa 30 mc/g.

Tale motivazione è dovuta anche alle basse Qo critiche per le quali possiamo avere l'innesco del cono di acqua.

Le previsioni di produzione hanno una durata 10 anni : il R.F. (@2006) è pari al 11.7% con un Np totale pari 140.7 Kmc e una cumulativa di acqua pari a 186.7 Kmc con la quale viene calcolato un W.C. del 57%. Tutte le informazioni sono riportate in tabella 1.



7. VALUTAZIONE ECONOMICA

La valutazione dell' economicità del C.O. di S.Maria è fatta sulla base dei costi operativi da sostenere contro il ricavo ottenuto dalla vendita del greggio prodotto.

La stima di produzione del campo, effettuate sulla base degli ultimi studi, è di circa 28 Tons/giorno con un prezzo di vendita, aggiornato, di 103.200 £/Tons.

Ipotizzando una disponibilità di impianti pari al 98% si ha una produzione di 9990 Tons/anno con un ricavo di 1031 Mlire.

Gli scenari possibili per la ripresa della produzione sono due e si differenziano per l' organico impiegato per la conduzione del C.O.

Nel primo scenario viene considerato un organico completo disposto a copertura di un ciclo lavorativo di 24 ore per un totale di 13 operatori più un capo centro.

TAB.1

Capo centro		
Operatore calderista	Operatore di produzione	Giro pozzi
Operatore calderista	Operatore di produzione	Giro pozzi
Operatore calderista	Operatore di produzione	Giro pozzi
Operatore calderista	Operatore di produzione	
Operatore calderista	Operatore di produzione	

I costi operativi per il primo scenario, riferiti all' anno in corso, sono riportati in tab. 2

TAB.2

Tipologia	Costi (M£)
Costo Lavoro	780
Costo Materiali	576
Costo Terzi	390
Costi Diversi	54
Totale (M£)	1800

Nel secondo scenario viene considerato un organico ridotto disposto a copertura del normale orario di lavoro per sette giorni alla settimana per un totale di 5 operatori più un capo centro.

TAB.3

Capo centro
Operatore di produzione
Operatore di produzione
Operatore di produzione
Operatore di produzione
Operatore di produzione



I costi operativi in questo secondo scenario sono riportati in Tab.4

TAB.4

Tipologia	Costi (M£)
Costo Lavoro	300
Costo Materiali	576
Costo Terzi	390
Costi diversi	54
Totali (M£)	1320

A questi costi occorre aggiungere i costi necessari, in entrambi gli scenari, per adeguare le apparecchiature alla normativa imposta dal DM Ambiente del 12/07/1990. Gli interventi previsti in uno studio effettuato nel 1991 erano i seguenti :

Tabella interventi		
Punti di intervento	Azioni	Scadenza
Emissione da termocombustore	Adeguamento sistema di raccolta e convogliamento sfiati	31/12/1992
	Adeguamento termocombustore	31/12/1994
Emissioni da caricamento olio	Convogliamento a termocombustore	31/12/1994
Emissioni diffuse da vasche oleose e semioleose	Termocombustione	31/12/1997
	Tenuta vasche	

I costi da sostenere per questi adeguamenti ammontavano al momento della valutazione a **410 M£** e dovranno essere rivalutati all' anno corrente.

La realizzazione del secondo scenario presuppone però la modifica degli impianti per adeguare i sistemi di sicurezza nei periodi in cui il centro è spresidiato, ovvero la realizzazione di un sistema di blocchi della produzione, protezione dei serbatoi, automazione del sistema antincendio, ripetizione dei segnali di allarme alla C.le di Cupello.

I costi stimati per queste modifiche sono riportati nella TAB.5

TAB.5

Tipologia	Costi (M£)
Ingegneria Esterna	100
Fornitura Materiali	800
Lavoro di Montaggio	500
Costi Interni	200
Altri Costi	100
Totale (M£)	1700

L' ipotesi di spresidio completo ridurrebbe a zero il costo del lavoro ma farebbe allo stesso tempo lievitare a livelli insostenibili gli investimenti necessari agli automatismi e al controllo a distanza.

I costi di produzione per Tons di greggio , al netto di tutti gli investimenti, per le due ipotesi di esercizio del campo sono :

I°	scenario:	179.000 £/Tons
II°	scenario:	132.000 £/Tons

Se nel secondo scenario consideriamo i costi da sostenere per gli adeguamenti necessari allo spresidio e ipotizziamo un ammortamento in 5 anni il costo salirebbe a 166.000 £/Tons.

Ai costi sopra citati dovremmo aggiungere per i due scenari anche i costi attualizzati per gli adeguamenti delle emissioni in atmosfera.

Da quanto sopra si evince la non convenienza alla rimessa in produzione del C. OLIO di Santa Maria.



INDICE FIGURE E TABELLE



FIG 1 CARTA INDICE

FIG 2 MAPPA TOP FORMAZIONE CALCARI DI CUPELLO

FIG 3 STORIA PRODUTTIVA POZZO SM3

FIG 4 STORIA PRODUTTIVA POZZO SM4

FIG 5 STORIA PRODUTTIVA POZZO SM5

FIG 6 PROFILO DI SBHP vs TEMPO BLOCCO S.M. 3 - S.M. 4

FIG 7 PROFILO DI SBHP vs TEMPO BLOCCO S.M. 5

FIG 8 ANDAMENTO DELLA PORTATA IN PROVA S.M. 4

TAB 1 PREVISIONI DI PRODUZIONE

TAB 2 SCHEDA OPERAZIONI EFFETTUATE

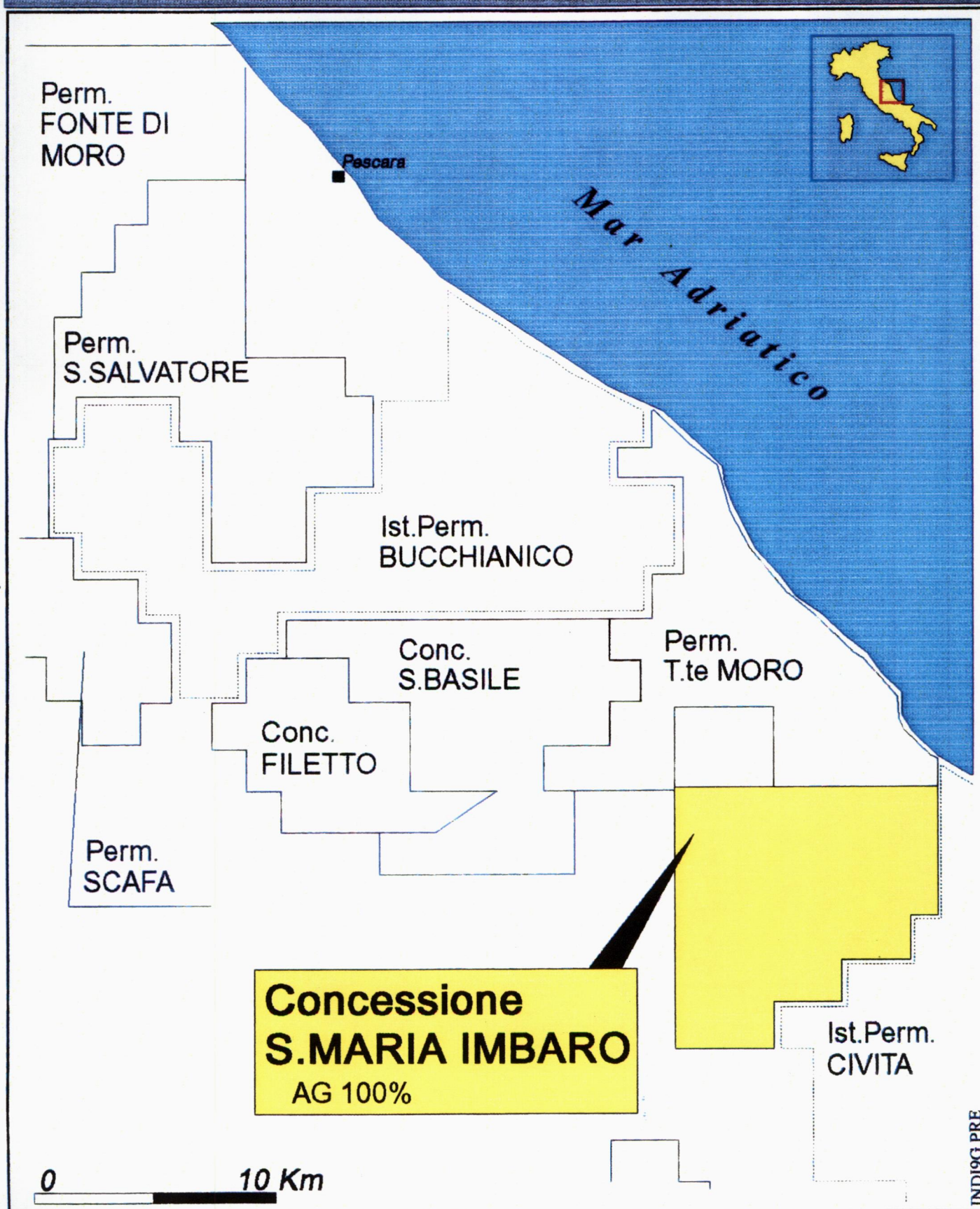


FIGURE



CARTA INDICE

Concessione S. MARIA IMBARO - AVANFOSSA BRADANICA



MAPPA TOP STRUTTURALE

FORMAZIONE CUPELLO

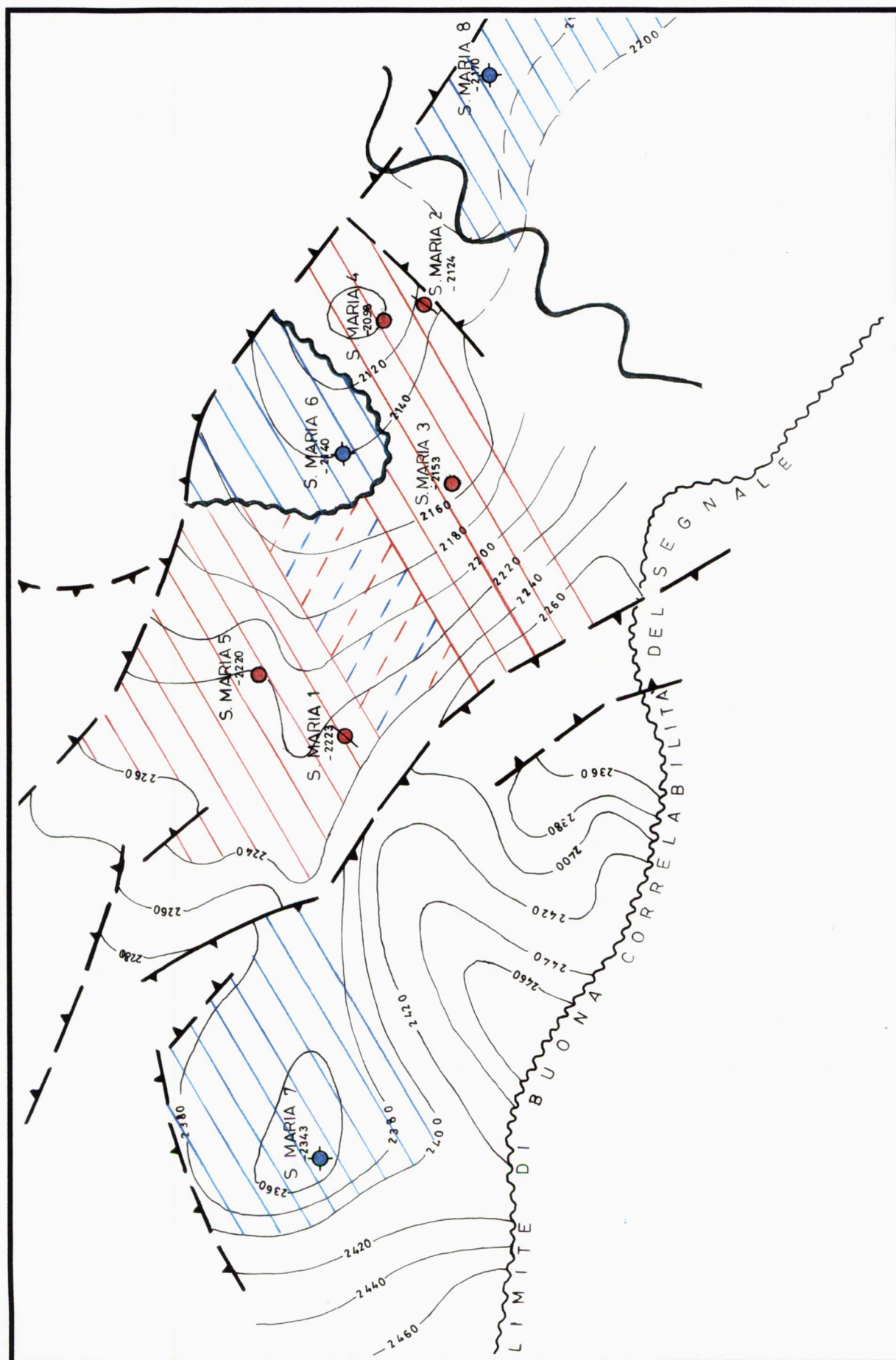


Fig. 3

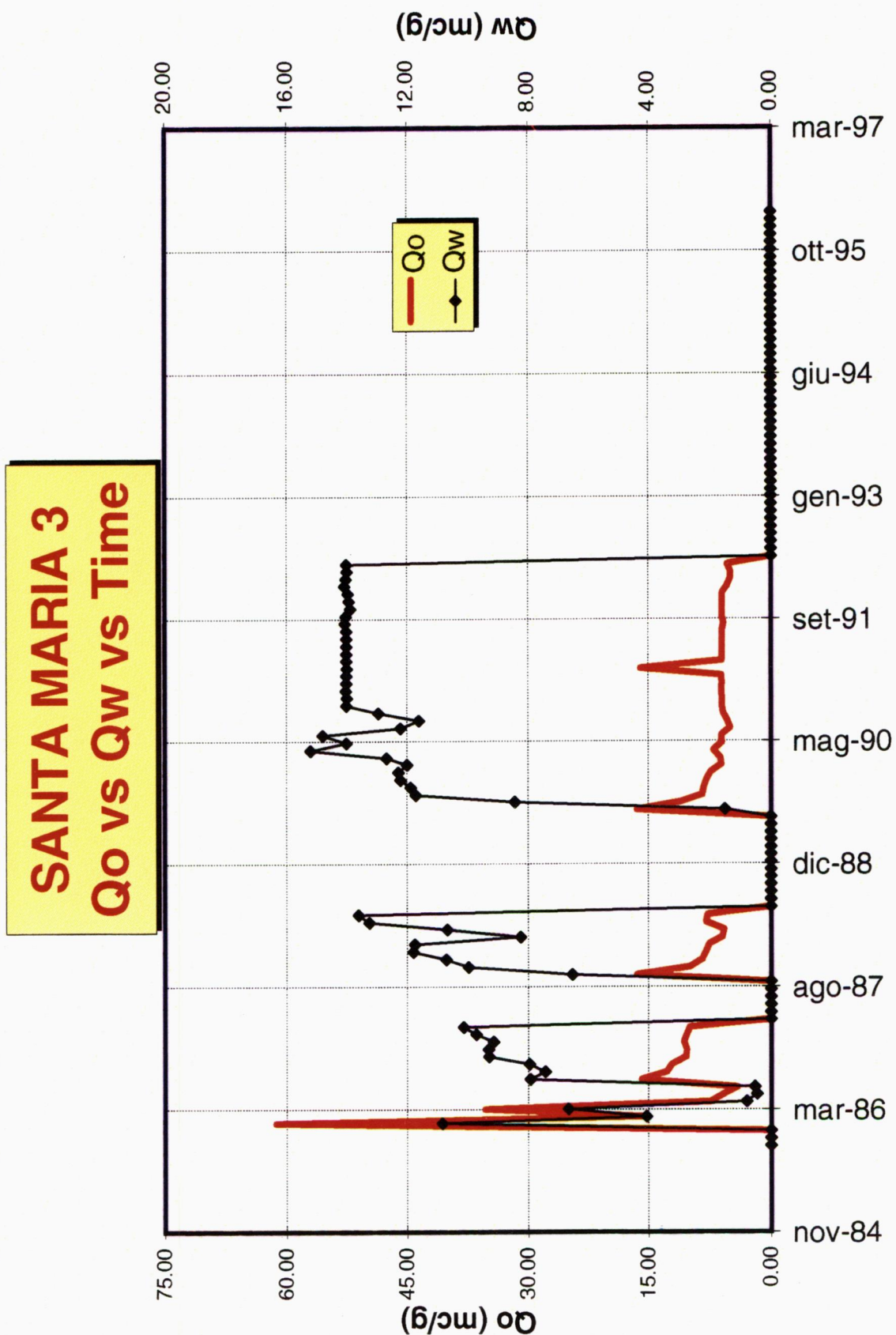


Fig. 4

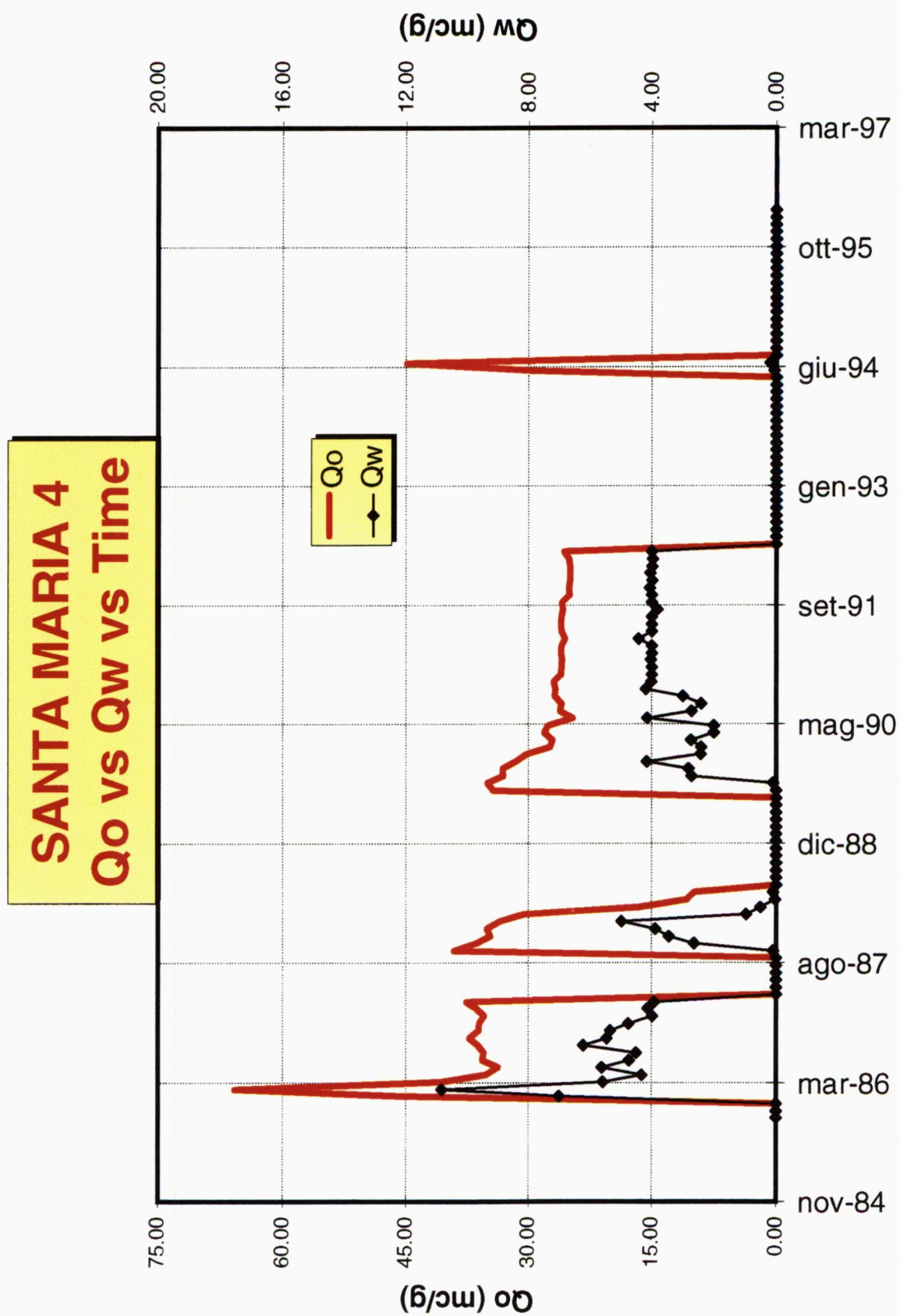


Fig. 5

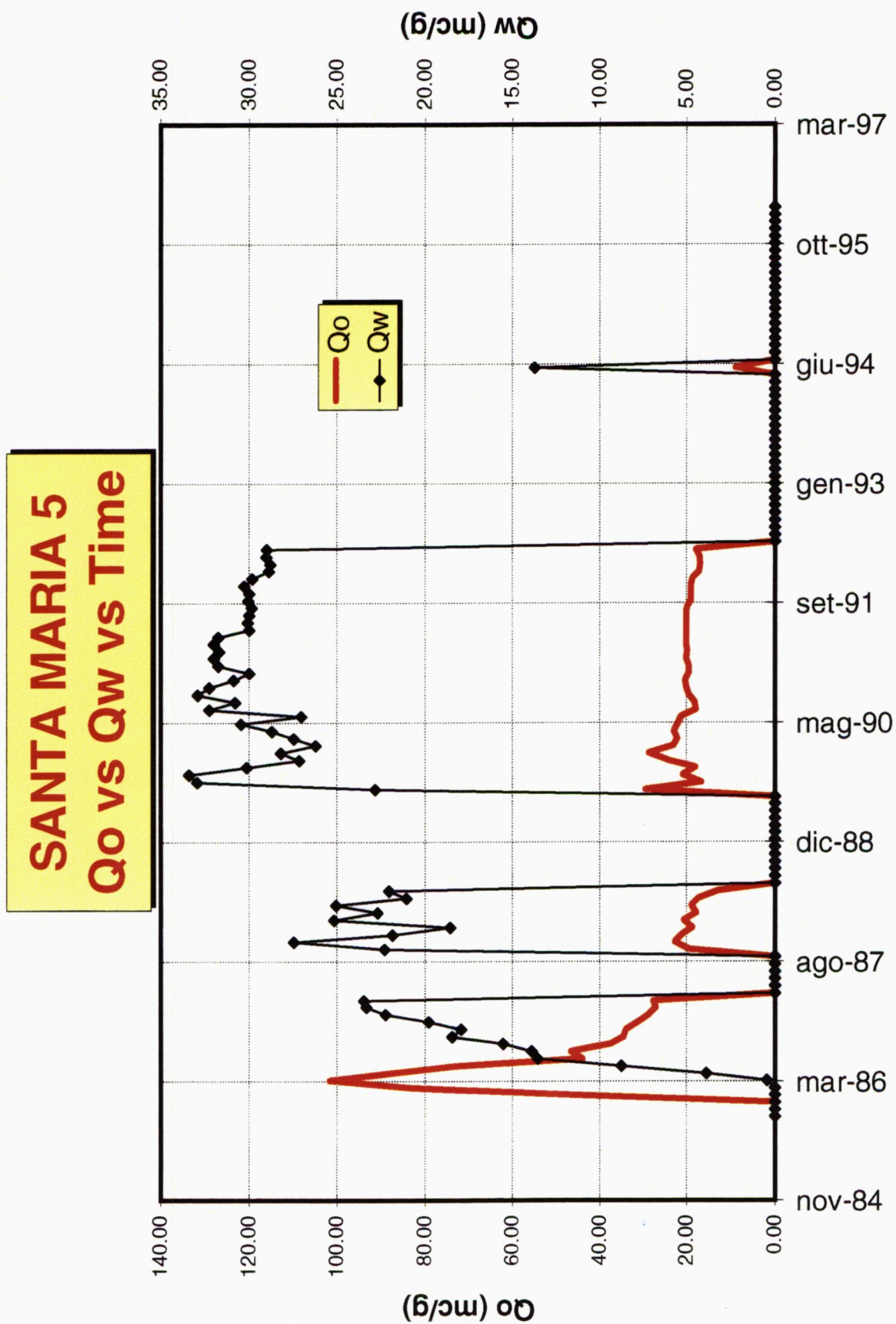


Fig. 6

BLOCCO SM3&SM4
Evoluzione della SBHP vs TEMPO

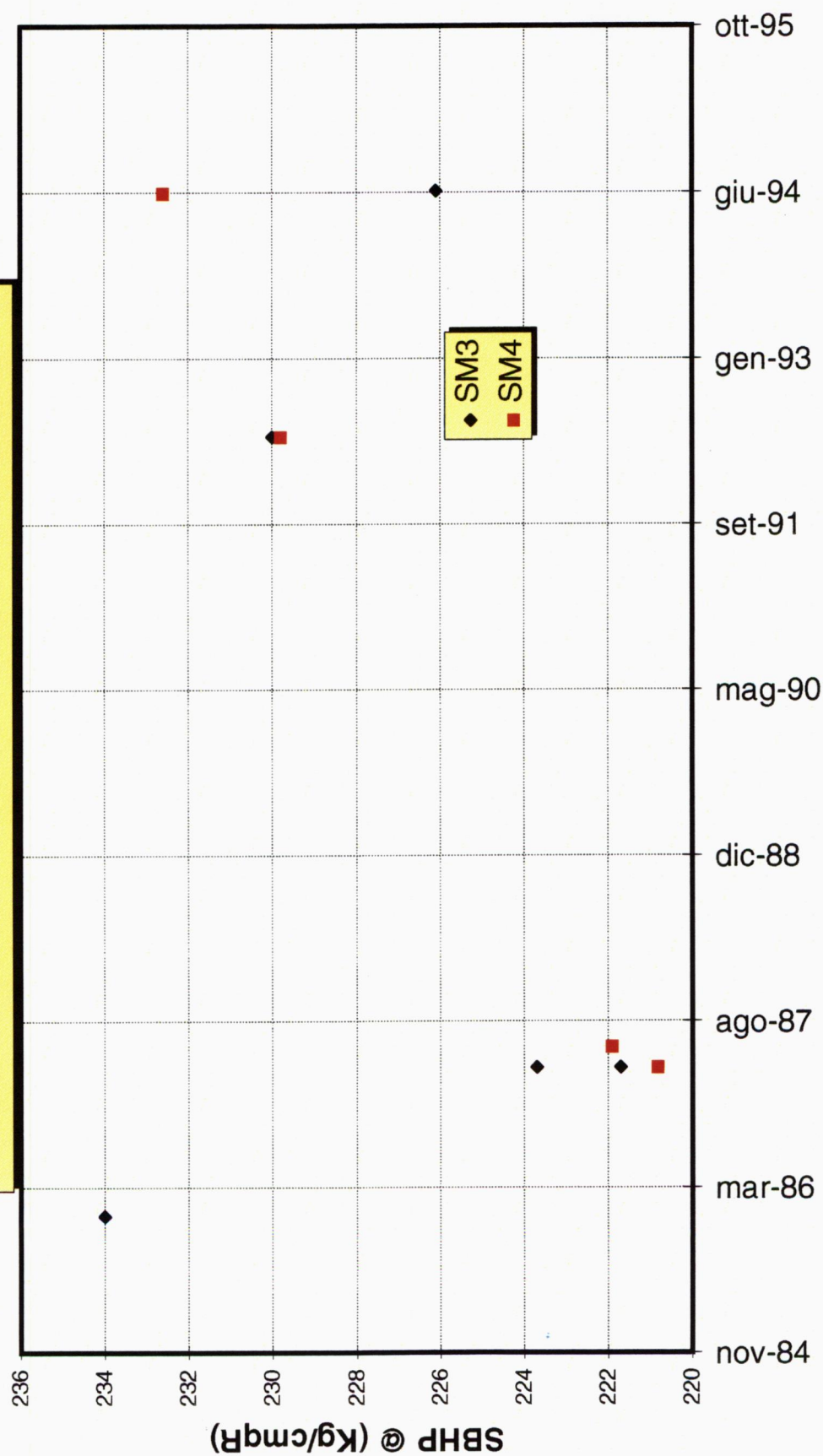


Fig. 7

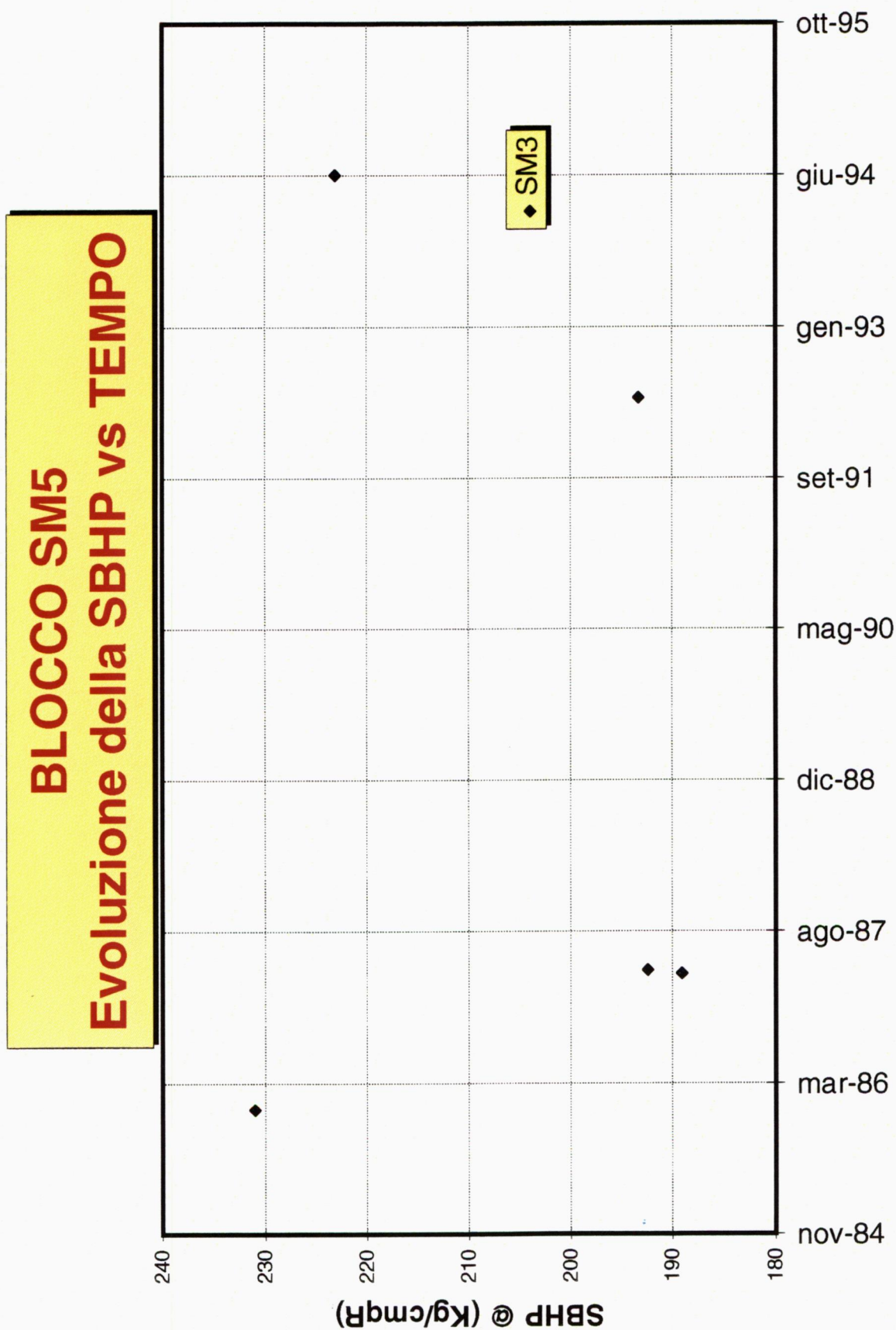
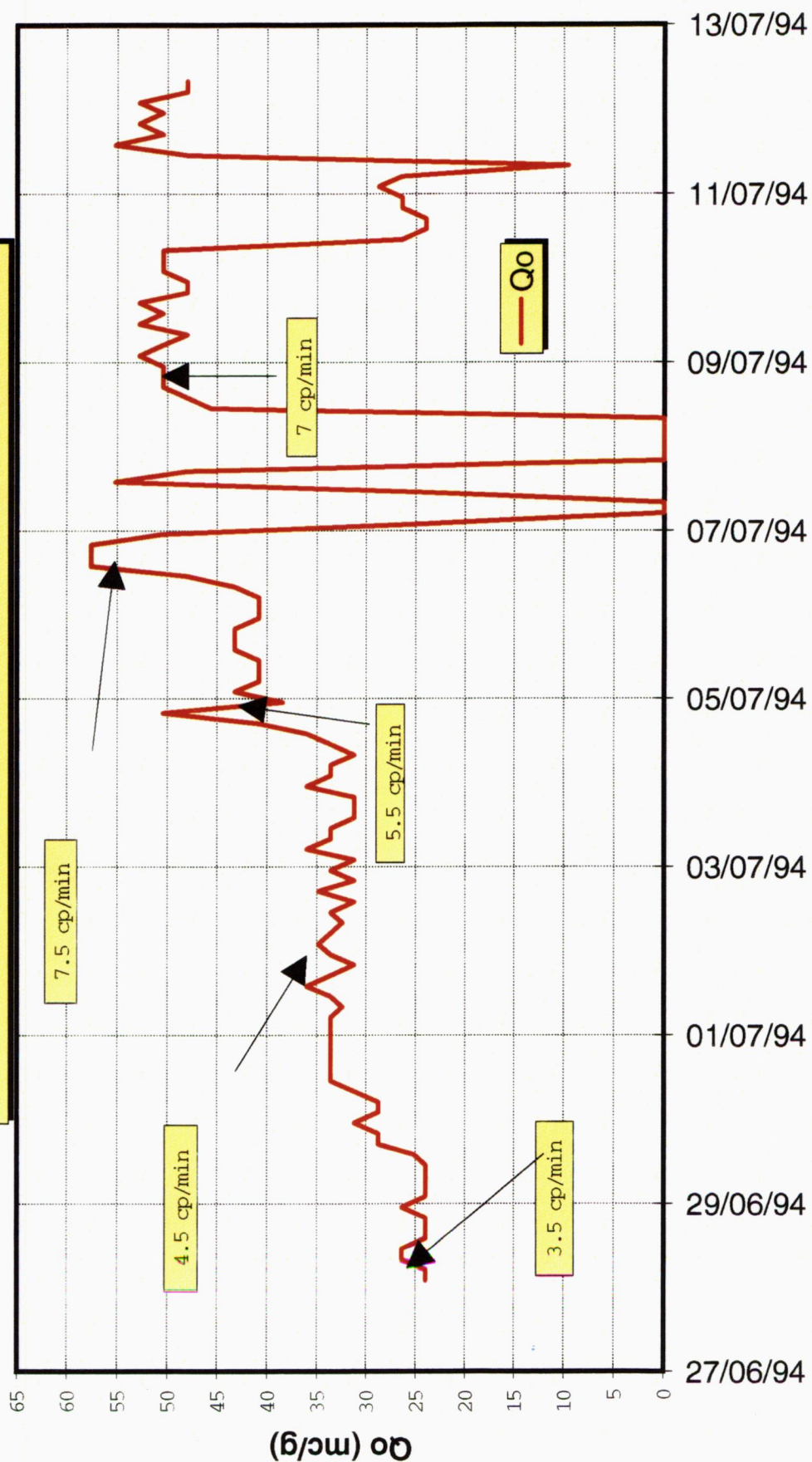




Fig. 8

Santa Maria 4

Andamento della portata in prova





TABELLE



Campo di Santa Maria Forecast blocco wells 3+4							
	Anno	Qo mc/g	Pro. Ann Kmc	Qw mc/g	Cum. Wat Kmc	Np Kmc	R.F %
History	1986	46.3	15.0	14.1	3.2	15.0	1.2%
	1987	43.1	7.4	14.2	5.1	22.4	1.9%
	1988	0.0	4.8	0.0	7.3	27.1	2.3%
	1989	39.5	5.3	16.4	8.9	32.4	2.7%
	1990	32.1	11.4	18.0	14.6	43.8	3.6%
	1991	31.1	11.2	18.0	21.0	55.0	4.6%
	1992	0.0	4.9	0.0	23.7	59.8	5.0%
	1993	0	0	0	23.7	59.8	5.0%
	1994	0	0	0	23.7	59.8	5.0%
	1995	0	0	0	23.7	59.8	5.0%
1996	0	0	0	23.7	59.8	5.0%	
Forecast	Caso " Do Nothing "						R.F.
	1997	30.2	11	11.6	35.3	70.8	5.9%
	1998	28	10.2	19.9	55.2	81.0	6.8%
	1999	26.1	9.5	19.8	75.0	90.5	7.5%
	2000	24.4	8.9	19.6	94.6	99.4	8.3%
	2001	22.9	8.4	19.3	113.9	107.8	9.0%
	2002	21.6	7.9	19	132.9	115.7	9.6%
	2003	20.1	7.3	18.5	151.4	123.0	10.3%
	2004	18.3	6.7	14.5	165.9	129.7	10.8%
	2005	17.5	6.4	15	180.9	136.1	11.3%
	2006	12.6	4.6	5.8	186.7	140.7	11.7%

OOIP : 1.2 Mmc ST

OPERAZIONI EFFETTUATE SUL CAMPO DI SANTA MARIA

GIUGNO - LUGLIO 1994

S.Maria 4

14/06/94 Pompaggio in pozzo di circa 4 mc di gasolio
Esecuzione calibratura wire line
Registrazione profilo statico di pressione THP = 29.5 Kg/cm², BHP = 232.6 Kg/cm²
Discesa e fissaggio in sede valvola di sicurezza WRDP 1

15/06/94 Discesa batteria astine e corpo pompa

S.Maria 5

16/06/94 Pompaggio in pozzo di circa 5 mc di gasolio
Esecuzione calibratura wire line

17/06/94 Registrazione profilo statico di pressione THP = 11.2 Kg/cm², BHP = 223.1 Kg/cm²
Discesa e fissaggio in sede valvola di sicurezza WRDP 1
Apertura in spurgo ed erogazione del pozzo
Pompaggio in pozzo di circa 30 mc di acqua

18/06/94 Discesa batteria astine e corpo pompa

S.Maria 3

17/06/94 Pompaggio in pozzo di circa 5 mc di gasolio

20/06/94 Estrazione valvola di sicurezza WRDP 1
Esecuzione calibratura wire line
Registrazione profilo statico di pressione THP = 25.7 Kg/cm², BHP = 226.1 Kg/cm²

17/06/94 Inizio prova di produzione S.Maria 4

20/06/94 Inizio prova di produzione S.Maria 5

27/06/94 Chiusura S.Maria 5 - Prod. Cum. S.Maria 5 Np = 93 mcsto Nw = 310 mc

29/06/94 Aumento portata al S.M. 4 da 25.5 mc/g a 34.5 mc/g (da 3.5 cp/min a 4.5 cp/min)

4/07/94 Aumento portata al S.M. 4 da 34.5 mc/g a 41.5 mc/g (da 4.5 cp/min a 5.5 cp/min)

6/07/94 Aumento portata al S.M. 4 da 41.5 mc/g a 53 mc/g (da 5.5 cp/min a 7.5 cp/min)

7/07/94 Diminuzione portata al S.M. 4 da 53 mc/g a 48 mc/g (da 7.5 cp/min a 6.5 cp/min)

8/07/94 Aumento portata al S.M. 4 da 48 mc/g a 50.5 mc/g (da 6.5 cp/min a 7 cp/min)

12/07/94 Chiusura S.Maria 4 - Prod. Cum. S.Maria 4 Np = 822 mcsto

