



DICS : Distretto Centro Settentrionale

GIAC /CS _ Giacimenti

Relazione N°: 11-19

GIAC - CS

AGGIORNAMENTI:

0


Concessione “SANTA MARIA IMBARO”

Relazione tecnica finale

(a supporto del Rilascio Concessione)

Campo di SANTA MARIA

②				
①				
⑥	Data di emissione: Febbraio 2019	GIAC-CS	GIAC-CS	GIAC - CS
		M.E. Scelsi	E. Fini	A. Mariani
				
AGGIORNAMENTI		PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE


 DICS GIAC - CS	Concessione di “SANTA MARIA IMBARO” Relazione tecnica finale	Rel. N°: 11-19 Pag. 2 di 9			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

INDICE

1	GENERALITÀ	3
2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO	5
3	STORIA PRODUTTIVA	7

FIGURE

Figura 1: Concessione di Santa Maria Imbaro - Carta indice.	4
Figura 2: Concessione di Santa Maria Imbaro – Ubicazione pozzi	4
Figura 3: Campo Santa Maria – Mappa strutturale al top Calcari di Cupello.....	6
Figura 4: Campo Santa Maria – Storia produttiva	9

 DICS GIAC - CS	Concessione di “ SANTA MARIA IMBARO ” Relazione tecnica finale		Rel. N°: 11-19 Pag. 3 di 9			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

1 GENERALITÀ

La concessione di coltivazione **SANTA MARIA IMBARO** è ubicata nell'onshore abruzzese, circa 25 km a SE di Chieti (figura 1).

La concessione è stata interessata dalla perforazione di un totale di 9 pozzi così distribuiti:

- **Campo di Santa Maria:** n° 8 pozzi di cui n° 2 risultati sterili.
- Pozzo esplorativo **Marcone 1**, perforato nel 1960 e risultato sterile.

Si riporta, in figura 2, l'ubicazione dei pozzi nella Concessione di Santa Maria Imbaro.

Il campo di Santa Maria è stato scoperto nel 1963 con la perforazione del pozzo esplorativo SM1, che ha rinvenuto mineralizzazione ad olio nella 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 5 pozzi di sviluppo tra cui, nel 1985, SM7 e SM8, risultati sterili.

La mineralizzazione del giacimento è ad olio (16.8 API).

Il campo è entrato in produzione nel febbraio 1986 e ha prodotto 101.9 km³ST fino al 1992.

Una limitata ulteriore produzione si è avuta nel 1994 nell'ambito di prove di produzione.

La produzione cumulativa del campo è pari a 102.9 km³ST.

Eni ha inviato istanza di rinuncia alla Concessione il 13-1-2003.

Si riportano nella tabella seguente i volumi di olio in posto originari, l'olio prodotto e il relativo fattore di recupero:

BLOCCO	OOIP Mmc ST	Np @ 6/94 Kmc ST	R.F. @ 6/94 %
SM 3 & SM 4	1.2	60.7	5.0
SM 5	0.52	42.2	12.3
TOT	1.74	102.9	5.9



DICS GIAC - CS

Concessione di "SANTA MARIA IMBARO"
Relazione tecnica finale

Rel. N°: 11-19

Pag. 4 di 9

AGGIORNAMENTI:

0

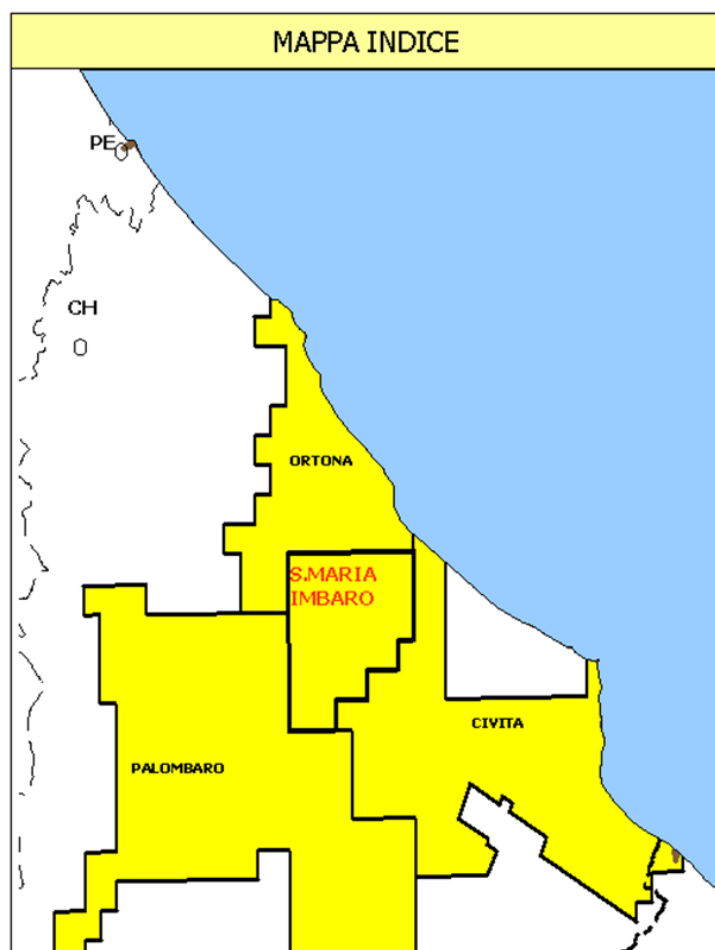


Figura 1: Concessione di Santa Maria Imbaro - Carta indice.

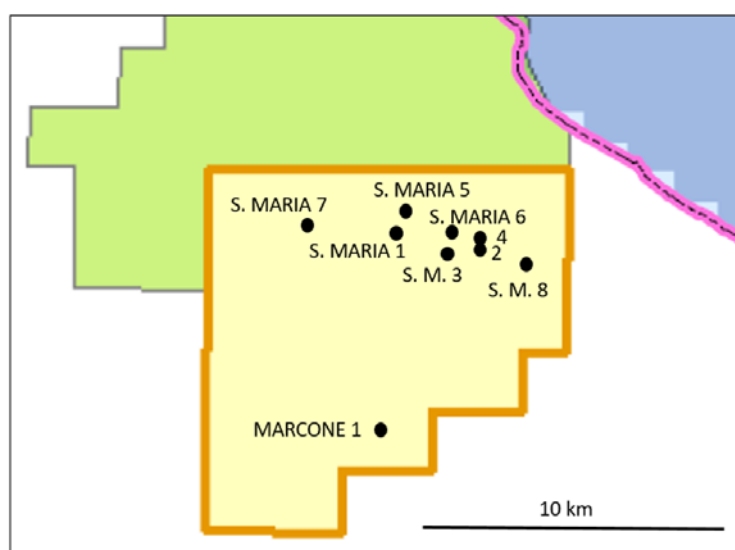


Figura 2: Concessione di Santa Maria Imbaro – Ubicazione pozzi

 DICS GIAC - CS	Concessione di "SANTA MARIA IMBARO" Relazione tecnica finale		Rel. N°: 11-19 Pag. 5 di 9			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il campo di S. Maria consiste in un'anticlinale della F.ne Calcari di Cupello, del Cretaceo inferiore, mineralizzata ad olio pesante (16.8 API da analisi PVT sul pozzo S. Maria 5).

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 a livelletti 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.

La mappa strutturale del campo al top dei Calcari di Cupello con l'ubicazione dei pozzi è riportata in figura 3.

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

 DICS GIAC - CS	Concessione di "SANTA MARIA IMBARO" Relazione tecnica finale		Rel. N°: 11-19 Pag. 6 di 9		
			AGGIORNAMENTI:		
			0		

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:

BLOCCO	OOIP Mmc ST
SM 3 & SM 4	1.2
SM 5	0.52
TOT	1.74

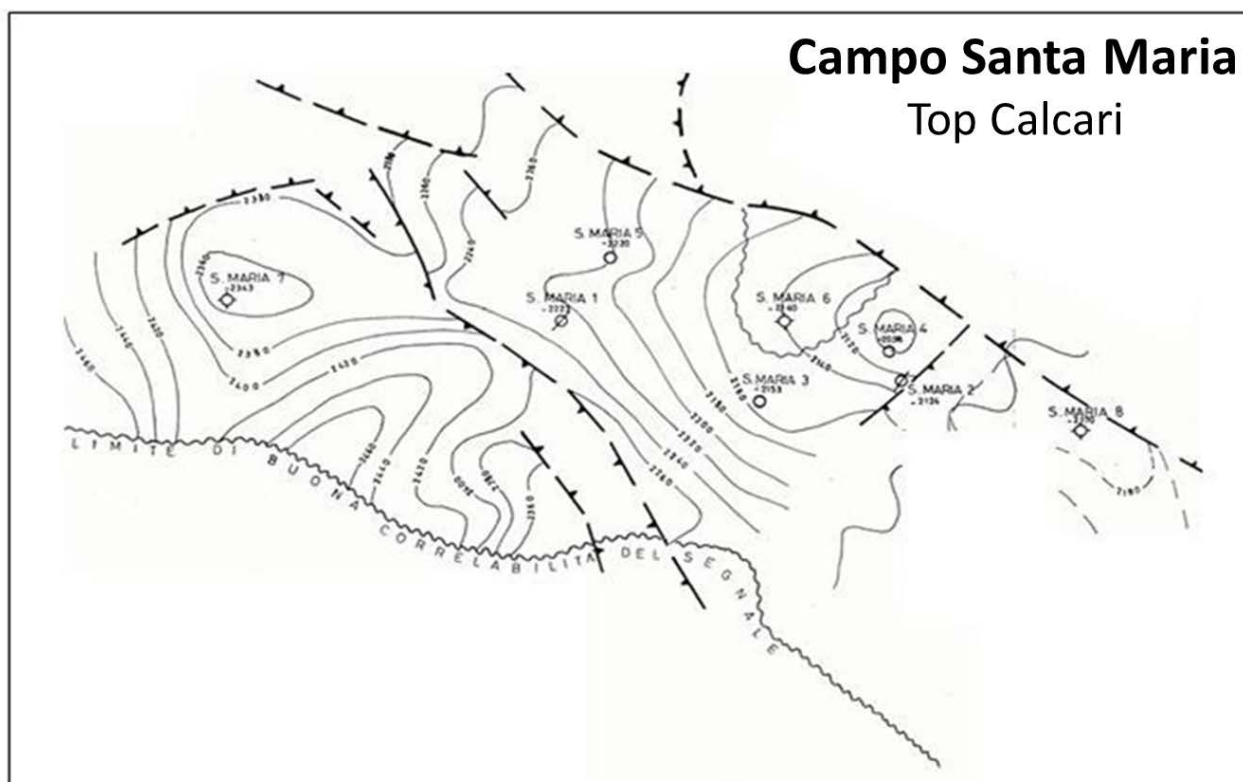


Figura 3: Campo Santa Maria – Mappa strutturale al top Calcarei di Cupello

 DICS GIAC - CS	Concessione di "SANTA MARIA IMBARO" Relazione tecnica finale		Rel. N°: 11-19 Pag. 7 di 9			
			AGGIORNAMENTI:			
			0			

3 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	Qo mcST/g	Qw mc/g	Qg Smc/g	W.C. %
SM 3	5.0	61	11	163	15
SM 4	7.0	46	7	120	13
SM 5	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 232.6 Kg/cm² per il blocco drenato dal pozzo SM5 e 234 Kg/cm² per il blocco drenato dai pozzi SM3 e SM4, tutte riferite al datum di -2237.5 m slm. Le pressioni iniziali dei singoli pozzi sono le seguenti:

BLOCCO	SBHPi (@ -2237.5 m slm) kg/cm ² r
SM 3	234.0
SM 4	234.0
SM 5	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) mc/g	ΔP kg/cm ² r	Np (@ 3/87) km ³ ST
SM 3	234.0	-2237.5	221.7	-12.30	4.6
SM 4	234.0	-2237.5	220.8	-13.20	13.5
SM 5	232.6	-2237.5	189.1	-43.50	18.6

 DICS GIAC - CS	Concessione di "SANTA MARIA IMBARO" Relazione tecnica finale	Rel. N°: 11-19 Pag. 8 di 9			
		AGGIORNAMENTI:			
		0			

Dalle misure di pressione effettuate nella campagna del 1992 e del 1994 viene confermato il diverso regime idraulico tra i pozzi del campo. 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) mc/g	ΔP kg/cm ² R	Np (@ 6/94) Kmc ST
SM 3	234.0	-2237.5	226.1	-7.90	13.8
SM 4	234.0	-2237.5	232.6	-1.40	46.9
SM 5	232.6	-2237.5	223.1	-9.50	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 che ha ripressurizzato la formazione soprattutto nel blocco drenato dal pozzo SM5.

La produzione delle singole string è stata caratterizzata fin dall' inizio da una forte produzione di acqua (fig. 1,2,3). Questo fenomeno è molto accentuato sui pozzi SM3 e SM5. I parametri erogativi dei pozzi all'atto della interruzione alla produzione (@29/5/1992) erano i seguenti:

POZZO	THP kg/cm ²	Qo mcST/g	Qw mc/g	Qg Smc/g	W.C. %
SM 3	4.0	5	14	100	20
SM 4	5.8	25	4	600	24
SM 5	5.9	17	29	300	18

Nel corso del 1994, nel periodo Giugno-Luglio sono state effettuate delle prove di produzione, con rilievo delle pressioni statiche, della durata di circa tre settimane, con lo scopo di verificare le capacità erogative dei pozzi che presentavano le migliori caratteristiche erogative, SM4 e SM5.

Nella tabella seguente sono riportate le produzioni annuali e cumulative di olio:



DICS GIAC - CS

Concessione di "SANTA MARIA IMBARO"
Relazione tecnica finale

Rel. N°: 11-19

Pag. 9 di 9

AGGIORNAMENTI:

0

ANNO	PRODUZIONE ANNUA KSmc	PRODUZIONE CUMULATIVA KSmc
1986	31.7	31.7
1987	10.9	42.6
1988	7.0	49.7
1989	7.8	57.5
1990	18.8	76.3
1991	18.5	94.9
1992	7.0	101.9
1993	0.0	101.9
1994	1.0	102.9
1995	0.0	102.9
1996	0.0	102.9
1997	0.0	102.9
1998	0.0	102.9
1999	0.0	102.9
2000	0.0	102.9
2001	0.0	102.9

Si riporta, in figura 4, il grafico che rappresenta la storia produttiva del campo.

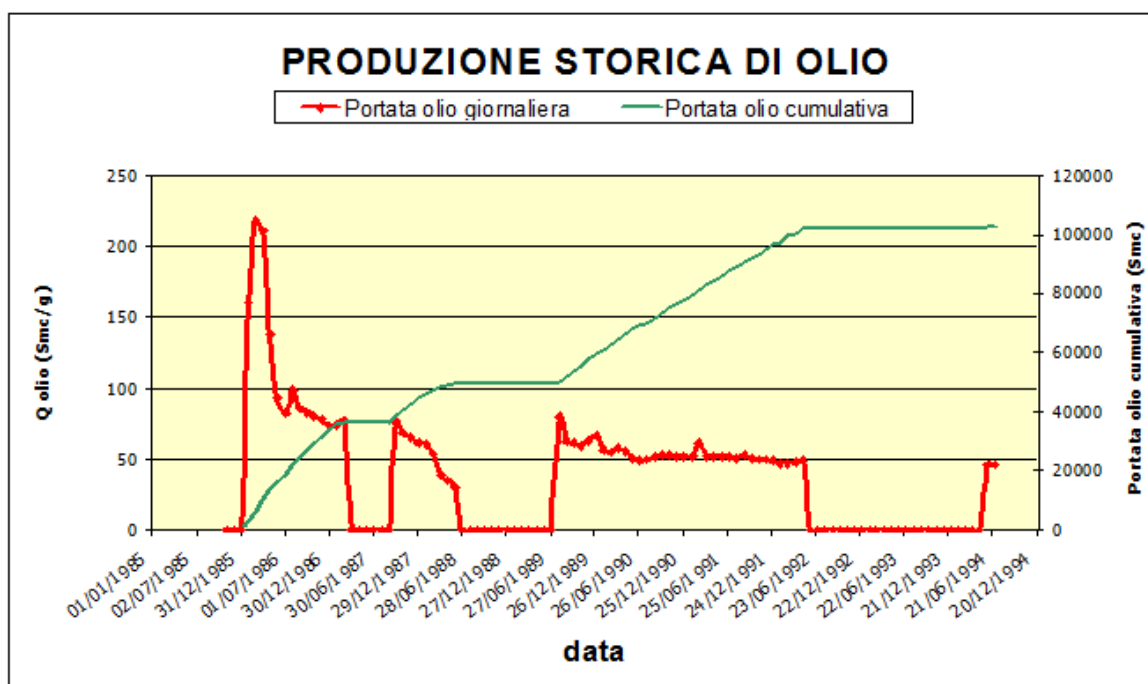


Figura 4: Campo Santa Maria – Storia produttiva