



Eni Upstream & Technical Services
DICS–Distretto Centro Settentrionale

Campo di PENNINA

Relazione tecnica di giacimento
e sullo stato degli impianti



Eni Upstream & Technical Services
DICS–Distretto Centro Settentrionale

INDICE

PARTE PRIMA: STATO DEL GIACIMENTO DI PENNINA	3
1 GENERALITÀ	4
2 SITUAZIONE GEOSTRUTTURALE	6
3 GAS PRODOTTO.....	9
4 CARATTERISTICHE DINAMICHE DEI LIVELLI IN PRODUZIONE	10
5 VITA PRODUTTIVA DEL CAMPO.....	11

FIGURE E TABELLE

Figura 1: Carta Indice.....	4
Figura 2: Mappa di top strutturale del livello TB-1	8
Figura 3: Schema di completamento al 31/12/2023	12
Figura 4: Andamento storico delle portate di gas ed acqua	13
Tabella 1: Produzioni annuali e cumulative; produzioni cumulative per livello al 31/12/2023	9
Tabella 2: Valori di pressione originari e di più recente acquisizione	10



Eni Upstream & Technical Services

DICS–Distretto Centro Settentrionale

PARTE PRIMA: STATO DEL GIACIMENTO DI PENNINA

1 GENERALITÀ

La struttura di Pennina è ubicata nell'off-shore adriatico prospiciente San Benedetto del Tronto, a circa 23 chilometri dalla costa, nell'ambito della concessione B.C15.AV, di titolarità Eni S.p.A. al 100% (Figura 1), la cui validità è cessata in data 12/1/2022.

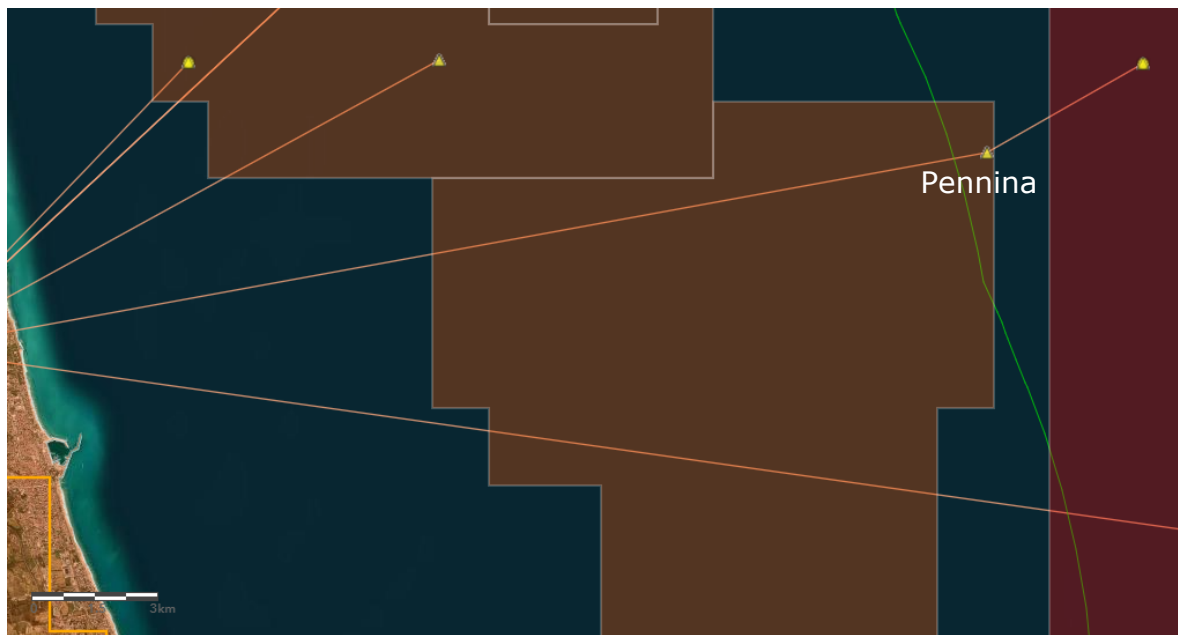



Figura 1: Carta Indice

Il campo è costituito da 18 livelli mineralizzati a gas metano ($\text{CH}_4 > 99\%$) ed è stato messo in produzione a giugno 1988 attraverso cinque pozzi: Pennina 2 dir, Pennina 3 dir, Pennina 5 dir, Pennina 6 dir e Pennina 7 dir, tutti completati in doppio selettivo, mentre il pozzo Pennina 4 dir non è mai entrato in produzione.

Il pozzo esplorativo Pennina 1 (verticale), perforato a luglio 1981, è risultato mineralizzato a gas in 15 livelli ed in seguito è stato chiuso minerariamente. Nel corso dell'anno 1992 è stato perforato il pozzo Pennina 8X il cui obiettivo minerario era la sequenza a livelli sottili dei corpi sabbiosi principali individuati

	Eni Upstream & Technical Services DICS–Distretto Centro Settentrionale	CAMPO PENNINA	PAG. 5 DI 13
---	---	---------------	-----------------


nel Pliocene medio-superiore, ma il sondaggio non ha dato esiti positivi per cui si è proceduto alla chiusura mineraria.

Nello studio di giacimento del 1995 si era evidenziato che solo alcuni livelli del campo di Pennina presentavano del potenziale erogativo residuo, come i livelli Pen-5 e Pen-17 (quest'ultimo ancora vergine), motivo per cui, a settembre 1996, è stata eseguita una campagna di interventi rigless per il ripristino della produzione delle string 2C, 3L, 5C, 5L, 7C e 7L, ma solo l'intervento di "spari through tubing" eseguito sul livello Pen-3 della string 7L ha avuto esito positivo.

In seguito allo studio statico di giacimento di marzo 1998 condotto da ORIP sui livelli sottili TB-1 e TB-2, nel 1999 sono stati effettuati interventi di "spari through tubing" nei pozzi 3L e 6L per testarne il potenziale minerario e valutare la fattibilità di un work-over. Le portate iniziali di gas delle due string sono state di circa 30 kSm³/g per il 3L e di circa 20 kSm³/g per il 6L.

A ottobre 2001 è iniziato l'intervento di work-over dei pozzi Pennina 2 dir e Pennina 5 dir, quest'ultimo poi sostituito, perché incidentato, con il sidetrack in culmine di struttura del pozzo Pennina 4 dir, allo scopo di produrre le riserve associate ai livelli sottili TB-1, TB-2 e TB-3A1. I pozzi sono entrati in produzione a marzo 2002.

A febbraio 2014 è stata presentata la prima istanza di sospensione temporanea della produzione, poi prorogata.

	Eni Upstream & Technical Services DICS–Distretto Centro Settentrionale	CAMPO PENNINA	PAG. 6 DI 13
---	---	---------------	-----------------

2 SITUAZIONE GEOSTRUTTURALE

Il giacimento di Pennina (Figura 2) fa parte di un'unità tettonico–stratigrafica di più vaste dimensioni nota come Bacino di Pescara.

All'interno di tale bacino si sono depositati i corpi torbiditici costituenti i reservoir del campo di Pennina.

L'area del Bacino di Pescara è una avanfossa subsidente, limitata ad ovest e a nord dai terreni appenninici sovrascorsi e verso sud dal margine settentrionale della piattaforma apulo–garganica.

A est il bacino è delimitato dalle strutture a thrust e a faglie inverse generate dalle fasi tettoniche dinariche e dalle inversioni appenniniche.

Il giacimento di Pennina occupa la porzione centro settentrionale del Bacino di Pescara, in prossimità delle strutture tettoniche che determinano gli alti caratterizzanti i giacimenti di Donata, Emilio e Camilla.

L'unico pozzo che attraversa completamente la serie stratigrafica è il Pennina 8X (fondo pozzo 2730 m TR).

La T.D. del pozzo è nelle marne e anidriti del Miocene superiore.

I corpi a strati sottili sono di età compresa tra il Pliocene medio basale e il Pliocene superiore basale.

Tali corpi sono stati originati da flussi tipo torbiditi distali. La provenienza dei flussi è da NO e la loro genesi è da mettere in relazione al sollevamento e alle inversioni tettoniche caratterizzanti l'area degli alti del giacimento di David.

I livelli superiori TB-1 e TB-2 hanno età del Pliocene Superiore e corrispondono agli interlayers argillosi tra i livelli Pen-12 e Pen-13.

Complessivamente lo spessore di questi due livelli è di circa 70 metri.

I livelli a strati sottili più bassi denominati TB-3A, TB-3A1 e TB-3A2 sono di età Pliocene medio alto, e si trovano alla base dei livelli sabbiosi convenzionali. Complessivamente lo spessore di questi tre livelli è di circa 200 metri.

	Eni Upstream & Technical Services DICS–Distretto Centro Settentrionale	CAMPO PENNINA	PAG. 7 DI 13
---	---	---------------	-----------------

Solo il livello TB-3A contiene al suo interno i livelli Pen-1 e Pen-1B, con il top del livello TB-3A coincidente con il bottom del livello Pen-2.

La serie attraversata dai pozzi risulta sostanzialmente costante per tutta l'area interessata dalle perforazioni.

Tutti i pozzi di sviluppo sono stati perforati nella Formazione Carassai e Argille del Santerno, sino ad una cinquantina di metri al di sotto del livello produttivo più basso, livello Pen-1.

La serie dei terreni attraversati è la seguente:

- da 0 a 1200 metri circa - F.ne Argille del Santerno – Pleistocene;
- da 1200 a 2140 metri circa - F.ne Carassai – Pliocene Superiore;
- da 2140 a 2380 metri circa - F.ne Argille del Santerno – Pliocene Medio.



GIACIMENTO DI PENNINA

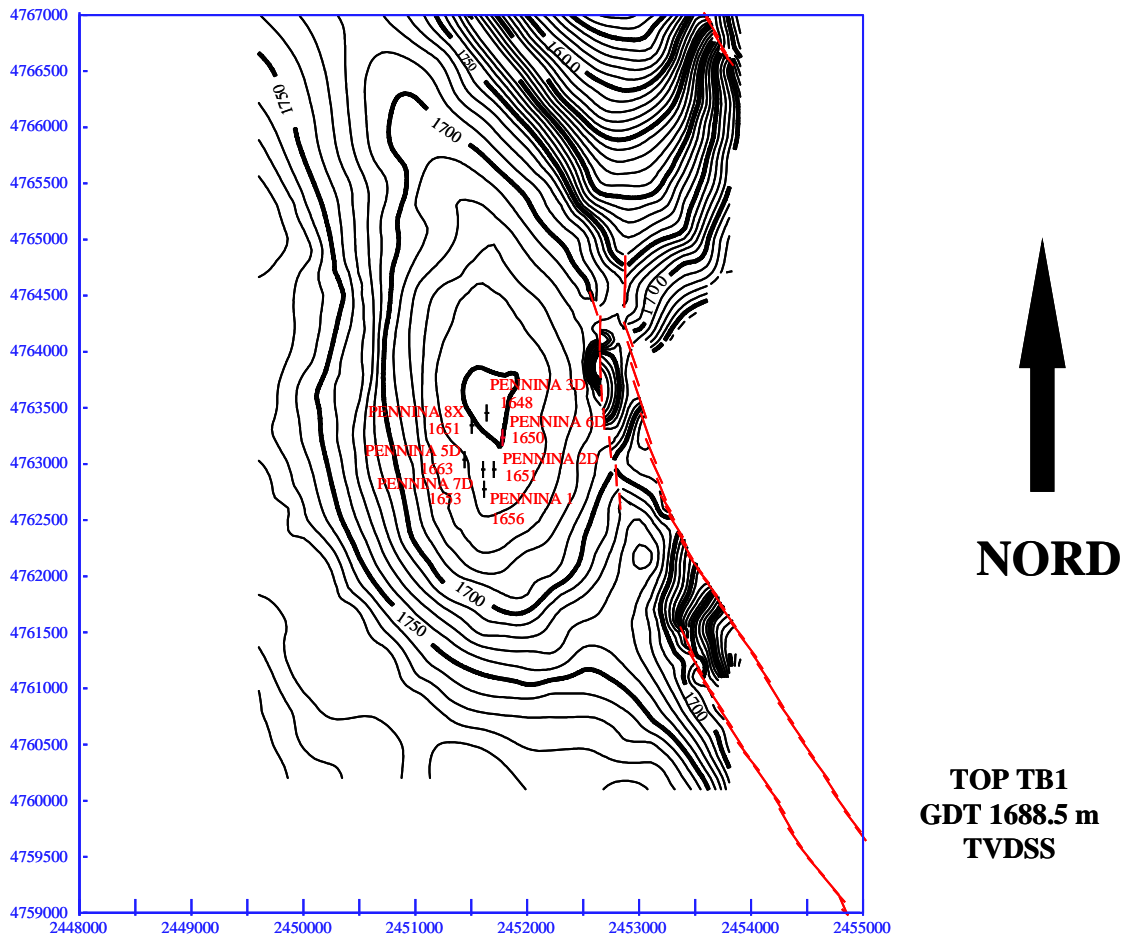


Figura 2: Mappa di top strutturale del livello TB-1



3 GAS PRODOTTO

Al 31/12/2023 la produzione cumulativa del campo risulta pari a 790.7 MSm³.
Nel 2023 il campo non ha prodotto.

In Tabella 1 sono riportate le produzioni di gas di campo annuali e le cumulative associate, aggiornate al 31/12/2023, e le produzioni cumulative per livello, sempre aggiornate al 31/12/2023.

PRODUZIONE PER ANNO			PRODUZIONE PER LIVELLO		
Campo di Pennina Production History			Campo di Pennina		
Anno	Produzione Annuale di Gas (MSm ³)	Produzione Cumulativa di Gas (MSm ³)	Livello	Produzione Totale Gas (MSm ³)	
1988	98.6	98.6	PEN 10	10.3	
1989	164.1	262.7	PEN 11	10.3	
1990	103.4	366.1	PEN 12	29.9	
1991	77.4	443.5	PEN 13	10.2	
1992	98.6	542.1	PEN 14	61.3	
1993	77.7	619.8	PEN 15	36.6	
1994	64.6	684.4	PEN 17	12.1	
1995	29.2	713.6	PEN 1 BIS	4.3	
1996	16.6	730.2	PEN 2	76.8	
1997	8.1	738.3	PEN 4	50.9	
1998	0.0	738.3	PEN 5	11.1	
1999	7.8	746.1	PEN 7	98.1	
2000	3.4	749.5	PEN 8	49.4	
2001	0.4	749.9	PEN 9 BIS	5.4	
2002	19.8	769.7	PEN 1	49.8	
2003	12.6	782.3	PEN 3	142.9	
2004	3.2	785.5	PEN 4 + PEN 1 + TB 3A1	14.4	
2005	1.6	787.1	PEN 6	37.3	
2006	0.8	788.0	PEN 6 + PEN 4 + PEN 1 + TB 3A1	12.4	
2007	0.5	788.5	PEN 9	41.8	
2008	0.7	789.2	TB 2	2.4	
2009	0.8	790.0	TB 1 + TB 2	23.2	
2010	0.2	790.1			
2011	0.3	790.5			
2012	0.2	790.7			
2013	0.1	790.7			
2014	0.0	790.7			
2015	0.0	790.7			
2016	0.0	790.7			
2017	0.0	790.7			
2018	0.0	790.7			
2019	0.0	790.7			
2020	0.0	790.7			
2021	0.0	790.7			
2022	0.0	790.7			
2023	0.0	790.7			
Totale		790.7	Totale		790.7

Tabella 1: Produzioni annuali e cumulative; produzioni cumulative per livello al 31/12/2023




4 CARATTERISTICHE DINAMICHE DEI LIVELLI IN PRODUZIONE

Il campo di Pennina ha prodotto, attraverso cinque pozzi completati in doppio selettivo, da 18 dei 21 livelli individuati, tutti mineralizzati a gas metano.

I valori di pressione iniziale e quelli di più recente acquisizione sono indicati in Tabella 2.

Livello	Datum	Pi	P	Data
	[mssl]	[kg/cm ²]	[kg/cm ²]	[mm/yy]
PEN17	1508	163	116,5	lug-95
PEN15	1600	173,5	162,6	mag-93
PEN14	1663	177,5	147,4	gen-93
TB1	1689	179	176,4	gen-02
PEN13	1686	183,5	110,2	set-96
TB2	1762	182,5	177,0	gen-02
PEN12	1758	191,5	190,6	set-96
PEN11	1781	194,5	190,8	set-96
PEN10	1814	198	184,5	set-91
PEN9	1869	204,5	121,4	nov-91
PEN9bis	1875	205		
PEN8	1886	206,5	195	nov-91
PEN7	1960	215	204,8	set-96
PEN6	1991	218,5	210	gen-02
PEN5	1998	219,5	109,55	lug-95
PEN4	2048	225	203,4	gen-02
PEN3	2084	229	151,5	set-96
PEN2	2111	232,5	128,5	nov-91
PEN1-bis	2170	239	227	gen-02
PEN1	2181	240,5	227	gen-02
TB3/TB3-A1/TB3-A2	2240	239,5		

Tabella 2: Valori di pressione originari e di più recente acquisizione

	Eni Upstream & Technical Services DICS–Distretto Centro Settentrionale	CAMPO PENNINA	PAG. 11 DI 13
---	---	---------------	------------------

5 VITA PRODUTTIVA DEL CAMPO

Il campo di Pennina è entrato in produzione a giugno 1988 con 5 pozzi: Pennina 2 dir, Pennina 3 dir, Pennina 5 dir, Pennina 6 dir e Pennina 7 dir, tutti completati in doppio selettivo sui 18 livelli principali del campo, mentre il pozzo Pennina 4 dir non è mai stato aperto perchè non produttivo.

A settembre 1996 è stata eseguita una campagna di interventi rigless per il ripristino della produzione delle string 2C, 3L, 5C, 5L, 7C e 7L, ma solo l'intervento di "spari through tubing" eseguito sul livello Pen-3 della string 7L ha avuto esito positivo.

A marzo 1999 sono entrati in produzione i livelli sottili TB-1 e TB-2 nelle string 3L e 6L, aperti dopo intervento rigless di "spari trough tubing".

A ottobre 2001 è iniziato il progetto di intervento sui pozzi Pennina 2 dir e Pennina 4 dir:

- Pozzo Pennina 2 dir: scompletamento e ricompletamento con tecnologia di sand control (ICGP-GiF) sui livelli TB-1 e TB-2;
- Pozzo Pennina 4 dir: sidetrack Pennina 4 dir A con perforazione in culmine di struttura.

Entrambe le string del pozzo 4 dir A, nuovo sidetrack, hanno evidenziato produzione di acqua di strato.

A settembre 2002 è stato eseguito un intervento di cambio livello con esclusione del livello Pen-6 nella string 4L.

Ad aprile 2009 la string 7L, aperta nel livello Pen-3, è stata adibita alla reiniezione per lo smaltimento delle acque di produzione della centrale di Grottammare.

Al 31/12/2023 la situazione dei completamenti è la seguente (Figura 3):

- completamenti in erogazione: 0
- completamenti chiusi/esclusi: 44
- completamenti disponibili: 0
- totale completamenti: 44

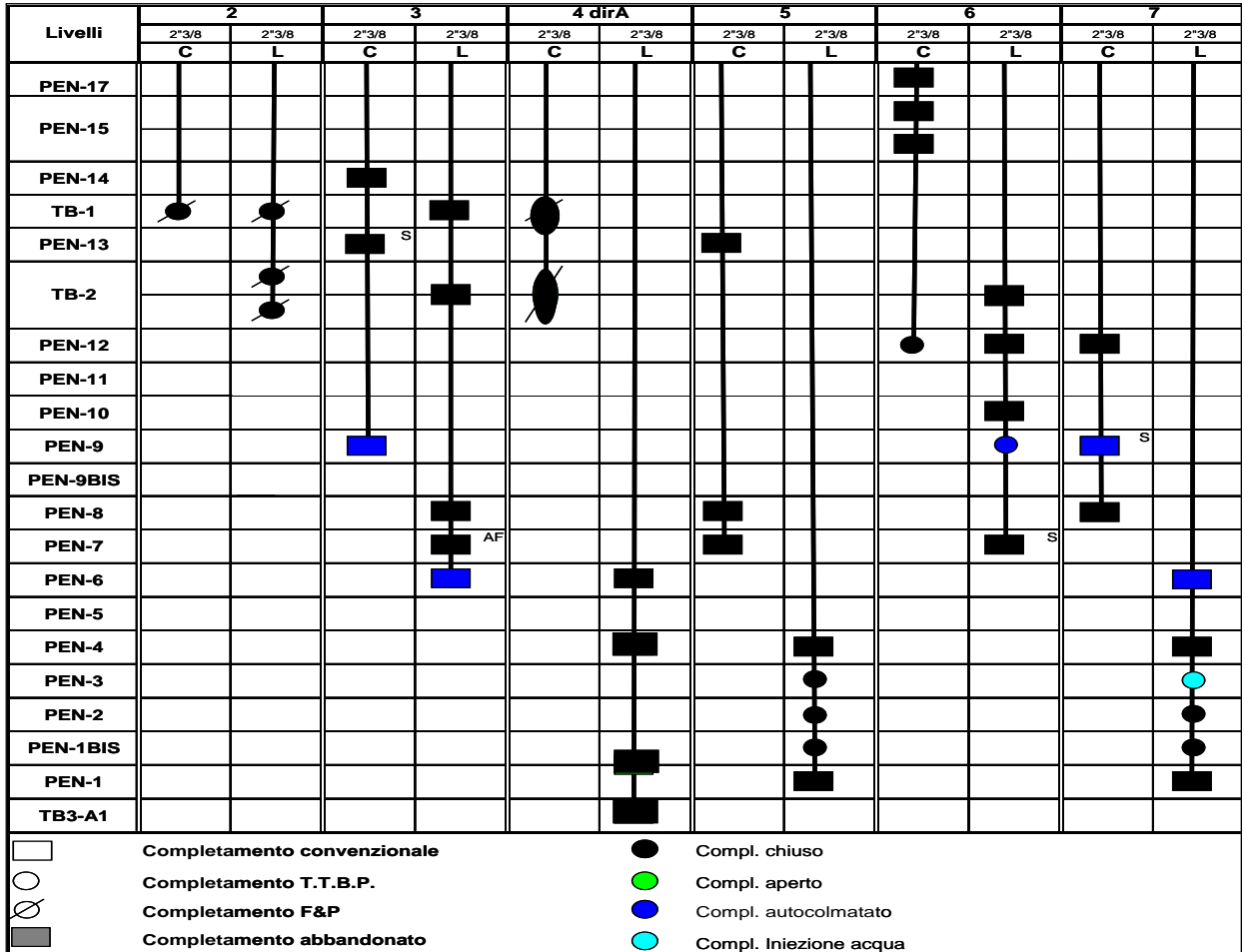


Figura 3: Schema di completamento al 31/12/2023



In Figura 4 si riporta il grafico di produzione storica di gas e acqua del campo.

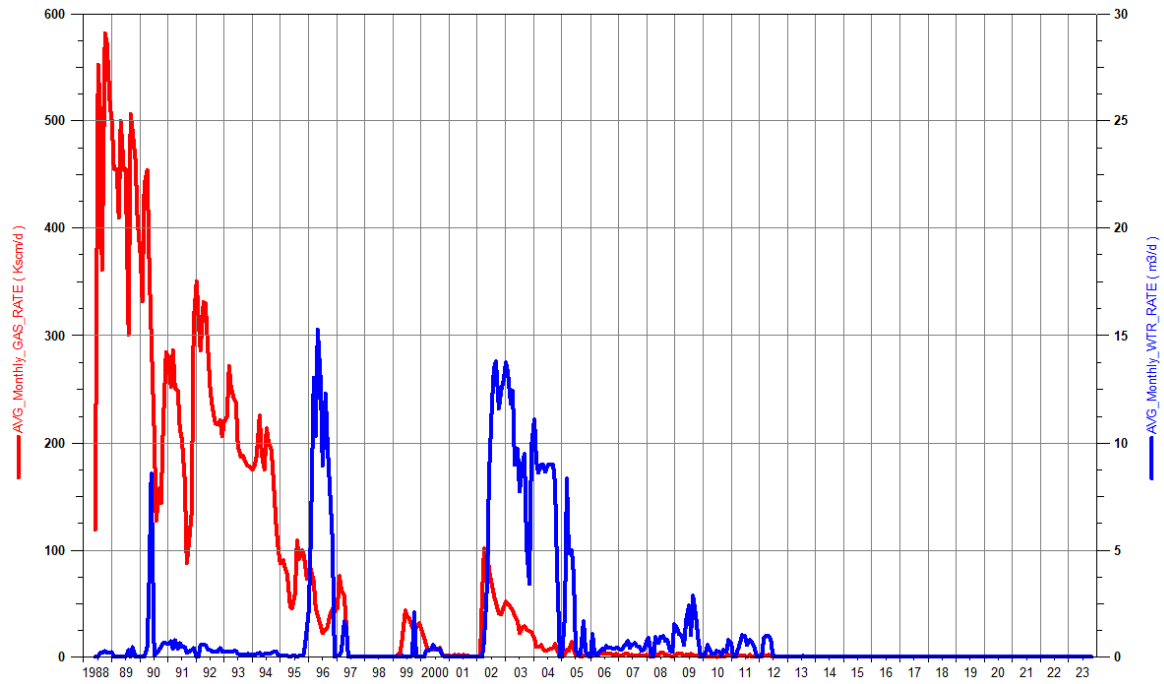


Figura 4: Andamento storico delle portate di gas ed acqua