

0	DIC. 2012	EMISSIONE			PROGER	PROGER	STOGIT	
REV. REV.	DATA DATE	DESCRIZIONE / DESCRIPTION			DISEGN. DRAFT.	CONTR. CHECK'D	APPROV. APPR'D	STATO REVIS. REV. STATUS
 STOGIT		CONCESSIONE FIUME TRESTE STOCCAGGIO Esercizio A Pmax=1,10 Pi LIVELLO C2 E SVILUPPO NUOVO LIVELLO F STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE			 PROGER			
CAMPO DI FIUME TRESTE – ANALISI DEL COMPORTAMENTO DINAMICO E STOCCAGGIO IN SOVRAPPRESSIONE LIVELLO C2 – RELAZIONE, FIGURE E TABELLE (POLITECNICO DI TORINO – DITAG, MAGGIO 2012)								
SCALA SCALE	SOSTITUISCE IL SUPERSEDES N.	SOSTITUITO DAL SUPERSEDED BY N.	AREA IMP. PLANT AREA	UNITA' IMP. PLANT UNIT	IDENTIFICATIVO DOCUMENTO DOCUMENT IDENTIFIER			FG. / DI SH. / OF
-					ALLEGATO 37b			-



**petroleum
engineering
group**



STOGIT

POLITECNICO DI TORINO
DITAG - Dipartimento di Ingegneria del Territorio,
dell'Ambiente e delle Geotecnologie

CONTRATTO DI RICERCA TRA IL POLITECNICO DI
TORINO E LA SOCIETÀ STOGIT "STUDI DI GIACIMENTO
PER LO STOCCAGGIO SOTTERRANEO DEL GAS
NATURALE"

CAMPO DI SAN SALVO

Concessione Fiume Treste – Livello C2

MODELLO DINAMICO 3D

Maggio 2012



INDICE

1	PREFAZIONE	1
2	EXECUTIVE SUMMARY	2
3	INQUADRAMENTO GEOLOGICO	4
4	DATI GENERALI DEL GIACIMENTO	5
5	MODELLO DINAMICO	8
5.1	Definizione del modello dinamico	8
5.1.1	<i>Discretizzazione</i>	9
5.1.2	<i>Pressione iniziale e contatto gas-acqua</i>	9
5.1.3	<i>Caratterizzazione petrofisica</i>	9
5.1.4	<i>Trammissività</i>	10
5.1.5	<i>Pressioni capillari e permeabilità relative</i>	10
5.1.6	<i>Comprimibilità del volume poroso</i>	11
5.1.7	<i>Caratteristiche dei fluidi</i>	12
5.1.8	<i>Caratteristiche dell'acquifero</i>	13
5.1.9	<i>GOIP dinamico</i>	13
5.1.10	<i>Definizione dei pozzi</i>	13
5.2	Calibrazione del modello	13
5.3	Simulazione dei pozzi	14
5.3.1	<i>Determinazione delle perdite di carico in pozzo</i>	14
5.3.2	<i>Produttività</i>	14
6	SIMULAZIONI DEL COMPORTAMENTO FUTURO DEL GIACIMENTO	16
6.1	Attuali modalità di esercizio del campo	16
6.2	Durata delle simulazioni	16
6.3	Pozzi di stoccaggio	17
6.4	Imposizione dei vincoli operativi	17
6.4.1	<i>Determinazione della pressione statica alla testa pozzo</i>	17
6.5	Scenari di forecast	18
6.5.1	<i>Variazione delle condizioni di esercizio del campo</i>	18
6.5.1.1	Casi base	19
6.5.1.2	Casi operativi - Analisi dei risultati	19



6.5.2	<i>Superamento della pressione iniziale di giacimento</i>	20
6.5.2.1	Caso 5.....	20
6.5.2.2	Caso 6.....	20
6.5.2.3	Confronto tra i risultati ottenuti.....	21
6.5.2.4	Casi operativi - Analisi dei risultati.....	21
6.5.3	<i>Potenziamento capacità centrale di Trattamento</i>	21
7	ACRONIMI	23
8	BIBLIOGRAFIA	24
	APPENDICE A.....	25



1 PREFAZIONE

Il presente rapporto descrive i risultati del lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino per definire le modalità ottimali di gestione e valutare le prestazioni potenziali del campo di stoccaggio di San Salvo – Concessione Fiume Treste – *Livello C2 aggiornato* in collaborazione con Stogit S.p.A. *al marzo 2012 in relazione alle pressioni statiche misurate in giacimento, ai pozzi recentemente perforati e ai volumi di gas movimentati.*

Una volta calibrato il modello dinamico, è stata determinata ed analizzata la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari, evidenziando possibili scenari di esercizio per la gestione futura del campo tra cui una gestione in sovrappressione e in underpressure (pressione di esercizio minore della pressione di rete trasporto).



2 EXECUTIVE SUMMARY

La realizzazione del modello statico è stata finalizzata alla ricostruzione dei corpi sedimentari che costituiscono il *reservoir* C2 sulla base della interpretazione strutturale proposta in seguito ai risultati preliminari della recente revisione sismica del campo.

La struttura del *reservoir* terrigeno, elongata in direzione NO-SE, è interessata per quasi la sua intera lunghezza da un sistema di faglie orientate da NO-SE a NNO-SSE che presentano rigetti massimi dell'ordine di 30 metri in corrispondenza della faglia longitudinale che suddivide il campo nella zona La Coccetta e nella zona Cupello. È pertanto possibile che le due zone siano idraulicamente separate, anche se l'analisi dei dati di pressione disponibili sembrerebbe suggerire una debole comunicazione. Le principali discontinuità strutturali sarebbero il risultato di forze a prevalente componente compressiva.

La copertura del livello C2 è costituita dalle argille della Formazione Candela-Torrente Tona.

La pressione iniziale del giacimento (P_i) @ 1067 m ss era pari a 131.5 kg/cm^2_a (corrispondente a 129 bar_a).

L'analisi dei valori di pressione storicamente registrati ai pozzi ha confermato che le faglie che interessano il campo non costituiscono barriere idrauliche, anche se talora rallentano notevolmente la comunicazione.

Il GOIP dinamico della zona di stoccaggio La Coccetta è pari a $2803 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$.

Le simulazioni effettuate hanno considerato il potenziale incremento dell'efficienza dello stoccaggio con la realizzare quattro pozzi addizionali, due direzionati e due di tipologia orizzontale. I pozzi direzionati sono stati realizzati a sud e sud-est della zona di stoccaggio, mentre i due pozzi orizzontali sono stati perforati rispettivamente a nord-ovest e a sud-est della zona di stoccaggio.

I risultati delle simulazioni hanno mostrato un **Working Gas F.T.H.P. @ 68 bar_a** e alla pressione massima pari alla pressione originaria di scoperta P_i di c.a **$1200 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$** , in condizioni di pressioni dinamiche superiore all'originale il Working Gas potrebbe incrementare di ulteriori **$78 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$** . Il potenziamento della capacità di trattamento dell'impianto di superficie a valori superiori di $24 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc} / \text{g}$, consentirebbe lo sfruttamento dell'intera potenzialità erogativa del campo come dimostrato nel FLT del dicembre 2011.

Simulando tramite modello dinamico 3D, è stata individuata la fattibilità di un'erogazione stabile nel tempo, con una contenuta produzione di acqua, tramite l'ausilio delle macchine di compressione ad una pressione di esercizio inferiore a quella della rete di trasporto (**F.T.H.P. @ 48 bar_a**). Ciò apporterebbe un ulteriore incremento di **Working Gas di 192 MSmc** , rispetto al valore massimo esercibile a **F.T.H.P. @ 68 bar_a** ; tale capacità aggiuntiva può essere erogata con portata di estrazione minima di circa $8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$.

L'aumento del Working Gas potrebbe in aggiunta essere realizzato mediante le ricostituzione dello stoccaggio ad una pressione superiore della pressione di scoperta del giacimento. A tale scopo nello studio sono stati valutati due scenari, ipotizzando di raggiungere una sovrappressione rispettivamente pari al 110% e al 120% della pressione iniziale. L'incremento di **Working Gas**



conseguibile nei due scenari considerati è quantificabile in **200 10⁶ m³_{sc}** nel caso di una sovrappressione del **110%** e di **470 10⁶ m³_{sc}** nel caso di una sovrappressione del **120%**.

L'analisi geomeccanica della roccia di copertura, effettuata con modellizzazione ad elementi finiti, non ha evidenziato criticità in relazione al comportamento tenso-deformativo della roccia di copertura.

Relativamente alla tenuta idraulica della cap rock, va rilevato che la distribuzione statistica di tutti i dati di pressione di *threshold* ottenuti in laboratorio indica sostanzialmente due famiglie di valori, una a 15-20 kg/cm² e l'altra a 30-35 kg/cm².

L'applicazione di una sovrappressione del 10% risulta compatibile anche con i valori della pressione di *threshold*.



3 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il campo di San Salvo è ubicato in provincia di Chieti, nella Concessione Fiume Treste Stoccaggio (Fig.1) .

Il campo di San Salvo è costituito dai seguenti *pool* utilizzati per lo stoccaggio di gas: *pool* BCC1, *pool* C2, *pool* DEE0.

I livelli mineralizzati (livelli da B a L) sono distribuiti nella successione terrigena plio-pleistocenica costituente parte del riempimento del Bacino Molisano ed in particolare all'interno della Formazione Candela Torrente Tona (Pliocene med.-sup.). I corpi sabbiosi, alternati alle peliti alimentate dal fronte dell'Alloctono, sono organizzati in piccoli sistemi di lobo torbido sviluppatisi alla transizione tra scarpata e piana di bacino (studio ENI del 2000). Nella Fig.2 è riportata la colonna stratigrafica e l'ubicazione dei livelli minerali.

Il presente studio ha riguardato il livello C2, il più superficiale tra quelli adibiti a stoccaggio.

La struttura del *reservoir*, disposta in direzione NO-SE, è interessata per quasi la sua intera lunghezza da un sistema di faglie orientate da NO-SE a NNO-SSE che presentano rigetti massimi dell'ordine di 30 metri in corrispondenza della faglia longitudinale che suddivide il campo nelle due distinte culminazioni La Coccetta e Cupello. Secondo la recente interpretazione strutturale, le principali discontinuità strutturali sarebbero il risultato di forze a prevalente componente compressiva legate alla dinamica dell'Alloctono, sovrascorrente verso NE. Le faglie inverse risultano ad elevato angolo e con modesti rigetti tali da non costituire barriere dinamiche ai fluidi di giacimento. Nelle zone marginali sono presenti subordinate faglie normali.

La trappola è di tipo stratigrafico. In particolare, il livello chiude verso O-SO per *onlap* e verso S-SE per troncatura contro la "Colata del Trigno", mentre verso N-NE la chiusura avviene per pendenza strutturale. La mappa delle isobate del top strutturale del livello C2 evidenzia una generale risalita della struttura in direzione SO e la presenza di due zone di alto distinte: una nella porzione centrale del campo (culmine Cupello) ed una nell'area SO (culminazioni La Coccetta e Trigno). Dalla revisione dei profili log è stato possibile apprezzare come il livello presenta spessori più ridotti e facies più eterogenee in corrispondenza alle zone di paleoalto (area Cupello ed area NO) e accumuli maggiori e più omogenei nelle zone più depresse del bacino (area La Coccetta e Trigno). Lo spessore delle sabbie, in genere esiguo (pochi metri), raggiunge valori massimi di 25-35 m nella parte sud-orientale del giacimento, in corrispondenza delle culminazioni strutturali denominate La Coccetta e Trigno. La copertura del *reservoir* è costituita dalle argille della stessa Formazione Candela-Torrente.

Per quanto concerne la posizione dell'acquifero, sulla base dei dati rilevati in corrispondenza dei pozzi verticali perforati prima della messa in produzione del livello o acquisiti durante la prima fase della produzione è stato assunto un OGWC (*Original Gas Water Contact*) posto a 1127 m ss.



4 DATI GENERALI DEL GIACIMENTO

Il *pool* C2 del campo di San Salvo è entrato in produzione nell'ottobre del 1963 attraverso il pozzo San Salvo 7.

La produzione primaria è proseguita fino all'Aprile 1982, quando il *pool* è stato convertito allo stoccaggio del gas naturale.

La pressione iniziale (statica di fondo) alla profondità (datum depth) di 1067 m ss era pari a 131.5 kg/cm^2_a . (corrispondente a 129 bar_a).

Alla fine della fase di produzione primaria (1982) la pressione statica di fondo era scesa al valore di 37.5 kg/cm^2_a a fronte di una produzione cumulativa di gas pari a $2388 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$.

Durante la fase di produzione primaria del *pool* C2 sono stati impiegati 21 pozzi: Cupello 4 (in commingle con il *pool* C), Cupello 26, Furci 2 (in commingle con i *pools* D+E, E0), San Salvo 5, San Salvo 7, San Salvo 8, San Salvo 12, San Salvo 15, San Salvo 16, San Salvo 20d, San Salvo 21d, San Salvo 22d, La Coccetta 1, La Coccetta 2, La Coccetta 3, La Coccetta 5, La Coccetta 9, La Coccetta 10, La Coccetta 11, Trigno 1, Trigno 11.

Si fa notare che la produzione cumulativa di gas a fine produzione primaria (1982), pari a $2388 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$, non contempla la produzione dei pozzi Cupello 4 e Furci 2, interamente assegnata ai livelli sottostanti. In ogni caso i pozzi Cupello 4, Cupello 26 e Furci 2, sebbene abbiano prodotto anche dal *pool* C2, risultano ubicati nell'area nord-occidentale della concessione, al di fuori dell'area attualmente adibita allo stoccaggio del gas naturale.

Nel Luglio 1982 è iniziata la fase di ricostituzione del *pool* C2 con l'impiego dei seguenti 14 pozzi:

San Salvo 5, San Salvo 15, San Salvo 19, San Salvo 21d, San Salvo 22d, La Coccetta 1, La Coccetta 2, La Coccetta 3, La Coccetta 5, La Coccetta 9, La Coccetta 10, La Coccetta 11, Trigno 1, Trigno 11.

I pozzi San Salvo 6, San Salvo 7 e Furci 2 sono stati ricompletati sul *pool* C2 con la funzione di pozzi di osservazione. Contemporaneamente sono stati perforati 14 nuovi pozzi che sono entrati in esercizio allo stoccaggio nel 1985. I 14 nuovi pozzi comprendono 6 pozzi appartenenti al Cluster A (San Salvo 24, San Salvo 25, San Salvo 26, San Salvo 27, San Salvo 28, San Salvo 29) e 8 pozzi appartenenti al Cluster B (San Salvo 30, San Salvo 31, San Salvo 32, San Salvo 33, San Salvo 34, San Salvo 35, San Salvo 36, San Salvo 37).

Nel Giugno 1986, dopo avere stoccato un volume di gas pari a circa $1420 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$ (prima fase di ricostituzione) è stato dato inizio al normale esercizio dello stoccaggio (inverno 1986-1987) con cicli di svasso invernali e di ricostituzione estivi.

Il volume di stock è stato gradualmente incrementato fino a raggiungere nel 1990 il valore di circa $1600 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{sc}$ con una pressione statica a fondo pozzo pari a circa il 90% della pressione iniziale.



Nell'inverno del 1992, a seguito di un'operazione di potenziamento dello stoccaggio sono entrati in esercizio ulteriori 12 nuovi pozzi: 2 pozzi negli slots liberi del Cluster B (San Salvo 38, San Salvo 39) e 10 pozzi appartenenti al Cluster C (San Salvo 40, San Salvo 41, San Salvo 42, San Salvo 43, San Salvo 44, San Salvo 45, San Salvo 46, San Salvo 47, San Salvo 48, San Salvo 49).

In seguito a tale operazione i pozzi San Salvo 19 e Furci 2 sono stati ricompletati in altri *pool*s più superficiali.

Successivamente il volume di stock è stato ulteriormente incrementato a seguito di un progressivo miglioramento delle capacità del sistema mantenendo il vincolo legislativo (art. 6 Disciplinare Tipo D.M. del 14 giugno 1982) del mantenimento di una pressione statica a fondo pozzo pari a circa il 90% della pressione iniziale.

A seguito del D.M. del 13 marzo 2000, che autorizzava il raggiungimento del 100% della pressione iniziale in giacimento, alla fine del ciclo di iniezione dell'estate 2000 è stato raggiunto un volume di stock pari a $1878.2 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ (novembre 2000) con una pressione statica a fondo pozzo pari a $122.5 \text{ kg/cm}^2_{\text{a}}$ (93% circa della pressione iniziale).

Nel 2008 sono stati perforati quattro nuovi pozzi di stoccaggio (SS80OR, SS82OR, SS83DIR, SS95DIR), allacciati nel 2010-2011, che saranno pienamente disponibili all'esercizio nel ciclo 2012-2013.

Alla data dell'20 ottobre 2011 lo stock massimo raggiunto ammontava a circa $2215 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ con una pressione statica a fondo pozzo pari a $131.1 \text{ kg/cm}^2_{\text{a}}$ (99.7% circa della pressione iniziale).

Lo stato attuale dei pozzi impiegati per l'esercizio del sistema di stoccaggio del *pool* C2 è il seguente:

- pozzi di monitoraggio n° 14 (San Salvo 5, San Salvo 6, San Salvo 7, San Salvo 12, San Salvo 15, La Coccetta 1, La Coccetta 3, La Coccetta 5, La Coccetta 9, La Coccetta 10, La Coccetta 11, Trigno 1, Trigno 11, Cupello 26);
- pozzi di stoccaggio: n° 30;
- pozzo geognostico n°1 (San Salvo 81 dir).

Sulla base dell'andamento delle pressioni misurate, sebbene siano riscontrabili tra i dati registrati alcune anomalie, è possibile identificare un unico trend di pressione rappresentativo del comportamento dinamico di tutta la zona di stoccaggio La Coccetta.

Nella zona in direzione N-NW rispetto alla culminazione La Coccetta (pozzo San Salvo 6), la comunicazione con la zona di stoccaggio, pur evidenziando una comunicazione con l'area di stoccaggio, è fortemente rallentata dal peggioramento delle caratteristiche petrolifisiche.

La faglia longitudinale di direzione NO-SE determina una separazione idraulica tra la culminazione La Coccetta con quella di Cupello (in cui è presente il pozzo Cupello26); l'analisi dei dati di pressione disponibili sembrerebbe suggerire una lievissima comunicazione tra le due zone.



Nella zona NO che comprende i pozzi Furci 2 e Cupello 4 sono stati registrati dati di pressione che non si correlano con l'andamento delle pressioni della zona di stoccaggio. Pertanto la zona è stata considerata idraulicamente indipendente.

Poiché il *pool* C2 non ha evidenziato alcuna ripressurizzazione alla fine della fase di produzione primaria si può ragionevolmente ritenere che il *pool* sia caratterizzato dalla presenza di un acquifero con spinta debole.

Il contatto gas/acqua all'interno del *pool* C2 è risalito dalla profondità originaria di 1127 m ss di circa una decina di metri in modo piuttosto uniforme nell'area della culminazione La Coccetta (solo parzialmente allagata alla fine della produzione primaria), mentre nell'area nord-occidentale non si registrano variazioni significative del fronte dell'acquifero rispetto alla quota originaria.

Attualmente, durante lo svasso, i pozzi sono messi in produzione secondo un criterio di priorità per blocchi, all'interno di ciascun blocco i pozzi hanno una priorità assegnata secondo la loro produttività e secondo un criterio empirico di distribuzione areale della portata di campo. Operativamente per ogni pozzo la massima portata in erogazione viene stabilita come quella che induce un Δp a testa pozzo mediamente pari al 10-20% della pressione statica alla testa (STHP).

L'assetto impiantistico di F.Treste può consentire per il livello C2 l'utilizzo di tre colonne di trattamento con portate erogative superiori ai $30 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{g}$. La portata massima giornaliera effettiva del livello C2 durante le fasi di iniezione del gas è pari a $22 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{g}$.



5 MODELLO DINAMICO

La simulazione del comportamento dinamico del campo di San Salvo – Concessione Fiume Treste - *pool* C2 è stata effettuata in tre fasi: inizializzazione, *history match* e previsioni di produzione (*forecast*), in particolare il presente studio aggiorna lo studio del 2007 con le pressioni misurate, i volumi iniettati/erogati e i pozzi di stoccaggio perforati e attivi allo stoccaggio nel ciclo 2012-2013.

Nella fase di inizializzazione è stato costruito il modello geometrico tridimensionale del *pool*, tenendo conto del modello geologico, nonché del contatto gas/acqua e delle caratteristiche termodinamiche dei fluidi di giacimento.

Nella fase di *history match* sono state effettuate delle simulazioni del comportamento dinamico del giacimento, variando progressivamente i parametri di campo e di pozzo fino ad ottenere una buona riproducibilità delle portate storiche di produzione ed iniezione del gas, delle portate storiche di produzione dell'acqua (laddove disponibili) e delle misure statiche di pressione a fondo pozzo registrate durante la vita del campo.

Una volta calibrato il modello sono state effettuate delle previsioni del comportamento del giacimento secondo diversi criteri di svaso e di ricostituzione, preliminarmente concordati con Stogit S.p.A., con l'obiettivo di individuare possibili strategie di gestione o scenari di sviluppo del campo che consentano un miglioramento dell'efficienza delle attività di stoccaggio.

In particolare lo studio ha avuto la finalità di:

- valutare il comportamento del sistema di stoccaggio nel tempo nell'ipotesi di ricostituzione del campo alla pressione iniziale del giacimento e di erogazione durante la fase di svaso ad una pressione minima di testa pozzo rispettivamente di 68 e 48 bar_a;
- valutare il comportamento del sistema di stoccaggio nel tempo nelle ipotesi di ricostituzione del campo ad una pressione di giacimento pari al 110% e 120% della pressione originale del giacimento, con erogazione durante la fase di svaso sino ad una pressione minima di testa pozzo pari a 68 bar_a;

Le potenziali prestazioni di *pool* sono state definite tramite curve di erogabilità determinate in base ai limiti di esercizio dettati dalla centrale del campo e dei Field Limit Test eseguiti nel 2003 e 2011.

5.1 Definizione del modello dinamico

In fase di modellizzazione dinamica il *pool* C2 è stato suddiviso in due zone idraulicamente indipendenti, separate dalla faglia principale che attraversa longitudinalmente il campo: la zona occidentale e la zona sud-orientale adibita allo stoccaggio del gas naturale.

Il *pool* è costituito da un corpo sabbioso con ottime caratteristiche petrolfisiche nell'area di stoccaggio che peggiorano verso la zona nord-occidentale al di là della faglia.



L'acquifero che agisce sul *pool* è caratterizzato da una debole spinta e da una elevata inerzia. La direzione di spinta prevalente può essere individuata lungo l'asse nord-sud.

5.1.1 Discretizzazione

La discretizzazione areale varia a seconda delle diverse zone del campo e risulta più fitta nell'area di stoccaggio, dove è concentrata la maggior parte dei pozzi, e lungo le faglie principali mentre è più lasca nelle zone marginali del campo e nella zona in cui è presente l'acquifero. In particolare. Le celle della zona di stoccaggio hanno una dimensione in pianta pari a circa 70x60 m, mentre è stato applicato un processo di *coarsenizzazione* a tutte le celle esterne alla zona di stoccaggio e nella zona dell'acquifero, al fine di contenere i tempi di simulazione; di conseguenza le celle esterne del modello presentano una dimensione in pianta pari a circa 140x120 m.

Il *grid* del modello dinamico è riportato in pianta nella Fig.3. Nella stessa Figura sono anche visibili le ubicazioni dei pozzi del campo. Nella Fig.4, invece, è mostrata la pianta del *grid* del modello dinamico con la distribuzione della profondità dei *top* delle celle.

Per quanto riguarda la discretizzazione verticale, il *pool* C2 è stato suddiviso in 2 *layers* di modello per una migliore rappresentazione dei completamenti di ogni pozzo e per permettere la segregazione dei fluidi presenti. La dimensione verticale delle celle del modello dinamico varia da un minimo di circa 0.5 m ad un massimo di circa 15 m.

Il modello impiegato nel presente studio è costituito complessivamente da 76x237x2 celle (36024), di cui 6690 sono attive.

La sezione del *grid* lungo l'asse longitudinale del campo (direzione NO-SE) è riportata nella Fig.5.

5.1.2 Pressione iniziale e contatto gas-acqua

Il modello dinamico del *pool* C2 è stato inizializzato definendo, all'interno di un'unica regione di equilibratura, una pressione iniziale pari a 129 bar_a alla profondità (*datum depth*) di 1067 m ss. Il contatto originario gas-acqua è stato posto alla profondità di 1127 m ss.

5.1.3 Caratterizzazione petrofisica

La mappa di Net/Gross impiegata nel modello dinamico è quella derivante dallo studio statico di giacimento .

I valori di porosità sono stati ridotti rispetto al valore assegnato al modello statico e pari al 26% circa in fase di *history match*. Sono stati definiti, infatti, opportuni moltiplicatori di volume poroso che agiscono localmente nella zona di stoccaggio e nell'area del pozzo San Salvo 26 in modo da calibrare in modo corretto il volume di gas in posto e il comportamento dinamico del sistema. I valori di porosità adottati nella zona di stoccaggio variano quindi tra 23 e 26% circa, mentre nella zona del pozzo San Salvo 26 i valori adottati sono pari a 15% circa.



Come saturazione in acqua irriducibile si è mantenuto il valore dello studio statico, pari al 22.2%.

Per quanto riguarda la permeabilità orizzontale, sulla base dei campioni di carota recuperati e delle prove di produzione effettuate è stato stimato un valore medio di pari a circa 400 mD.

Occorre comunque tenere presente che nel caso del *pool* C2 le prove di produzione disponibili sono state effettuate in un arco temporale piuttosto lungo e su diverse tipologie di pozzo rendendo difficile l'identificazione di un unico valore rappresentativo di permeabilità.

Nella zona nord-occidentale del campo (zona del pozzo San Salvo 26), a cui compete un generale peggioramento delle caratteristiche petrofisiche, è stato assegnato un valore di permeabilità orizzontale pari a circa 45 mD.

Sulla scorta dei risultati delle prove di laboratorio le permeabilità verticali sono state inizialmente assunte pari alle permeabilità orizzontali. In seguito, tuttavia, a ciascun livello è stato assegnato un opportuno moltiplicatore di trasmissibilità, pari a 0.1, per tenere conto della presenza delle intercalazioni argillose che influenzano la comunicazione verticale tra i livelli con migliori caratteristiche petrofisiche e che rendono il sistema fortemente anisotropo.

Nella tab. 1 è riportato un prospetto riassuntivo dei valori di porosità e di permeabilità assegnati a ciascun *layer* del modello dinamico.

5.1.4 Trasmissività

Da un punto di vista dinamico nel modello numerico le faglie sono state descritte attraverso barriere di trasmissività, che sono state oggetto di numerose analisi parametriche in fase di *history match*. L'entità dei moltiplicatori di trasmissività in corrispondenza delle faglie è stata determinata mediante regressione numerica. In particolare i moltiplicatori di trasmissibilità delle faglie variano da un valore minimo pari a 0 (faglia completamente *sealing*) ad un valore massimo pari a 0.1 (faglia *leaking*).

La faglia principale del campo, riconosciuta chiaramente dalle campagne sismiche, presenta un rigetto molto ampio anche se non tale da escludere completamente la possibilità di comunicazione idraulica tra la zona nord-occidentale ed il resto del giacimento. Nel presente studio è stata considerata completamente *sealing*, anche se alcune sensitività hanno mostrato che il comportamento della zona di stoccaggio non sarebbe influenzata dalla presenza della zona occidentale del campo anche se la comunicazione idraulica, pur fortemente ostacolata, non fosse del tutto impedita.

5.1.5 Pressioni capillari e permeabilità relative

Data la carenza di informazioni da carote, la curva delle pressioni capillari impiegata nel modello dinamico è stata assunta per analogia con quella del livello M5-B5 del *pool* A del campo di Cortemaggiore.

In condizioni di saturazione in acqua irriducibile la pressione capillare assume un valore pari a circa 1.5 bar. In fase di regressione numerica tale valore è stato poi ridotto a 1.2 bar (Fig.6).

Per quanto riguarda le curve di permeabilità relativa gas/acqua, sono state impiegate le stesse curve già adottate nello studio dinamico del 2000, scelte secondo un principio di analogia con il livello M5-B5 del *pool* A del campo di Cortemaggiore. Le curve sono state opportunamente denormalizzate rispettando il valore di saturazione in acqua irriducibile del *pool* C2.

Gli *end points* delle curve di permeabilità relativa sono stati successivamente modificati e calibrati in fase di *history match* per riprodurre il comportamento dinamico del *pool*:

- permeabilità relativa al gas massima ($k_{r,g \max}$) = 0.9;
- permeabilità relativa all'acqua massima ($k_{r,w \max}$) = 1;
- permeabilità relativa all'acqua in condizioni di gas critico ($k_{r,w \text{res}}$) = 0.1;
- saturazione in acqua irriducibile (S_{wi}) = 0.222;
- saturazione in gas critico (S_{gcr}) = 0.15.

Le curve di permeabilità relativa adottate nel modello dinamico sono riportate nelle Fig.7.

5.1.6 Comprimibilità del volume poroso

In generale i modelli numerici di giacimento sono predisposti per effettuare l'analisi del flusso dei fluidi, ma non consentono di simulare il comportamento geomeccanico della formazione mineralizzata. Tuttavia l'effetto di compattazione della formazione rocciosa in seguito alla riduzione della pressione media del giacimento, ovvero della pressione interstiziale, può essere tenuto in conto, seppure in maniera semplificata, mediante l'utilizzo di un singolo parametro, assunto costante, che definisce la comprimibilità del volume poroso. È però possibile eseguire un'analisi più accurata delle deformazioni della roccia, sia in fase di carico che in fase di scarico tensionale, e valutare gli effetti della compattazione in termini di variazione delle caratteristiche petrofisiche mediante l'utilizzo di opportuni moltiplicatori definiti in funzione della pressione.

Nel caso del *pool* C2 del campo di San Salvo durante la fase di produzione primaria la pressione è diminuita dal valore iniziale, pari a circa 129 bar_a, fino a circa 37 bar_a; la riduzione del volume poroso associata a questa variazione di pressione, piuttosto elevata, ha avuto un peso non trascurabile nel meccanismo di produzione del gas. Si è inoltre verificato che anche successivamente, durante i cicli di stoccaggio, l'andamento della pressione media di giacimento ha risentito degli effetti della comprimibilità della formazione.

In mancanza di dati sperimentali che ne confermassero l'entità, la comprimibilità della roccia è stata considerata uno dei parametri da modificare nel corso della fase di calibrazione del modello dinamico. Poiché si è riscontrato che assegnando alla comprimibilità un valore costante non era possibile riprodurre in modo soddisfacente l'andamento delle pressioni storicamente osservate, la comprimibilità della roccia è stata fatta variare nel tempo. In particolare, si è assunto che la compattazione della formazione dovuta alla produzione sia solo parzialmente reversibile, con un effetto di isteresi tra le fasi di erogazione e di iniezione; questo comportamento provoca un progressivo irrigidimento del sistema poroso nel tempo.



La simulazione del comportamento di isteresi della roccia prevede l'impiego di una famiglia di curve che descrivono il comportamento elastico reversibile (*reflation*) associato ad una generica pressione iniziale. Per valori di pressione inferiori a quella iniziale, il comportamento è soltanto parzialmente reversibile ed è descritto dalla curva delle deformazioni plastiche (*deflation*). Il volume poroso iniziale e i moltiplicatori di trasmissibilità vengono definiti in funzione del valore della curva delle deformazioni plastiche che corrisponde alla pressione di ciascuna cella. I moltiplicatori iniziali sono unitari.

I moltiplicatori di volume poroso sono stati tarati in modo da riprodurre il comportamento storico del campo (in termini di pressioni e di produzione di acqua) registrato fino alla data del 31/03/2012. I valori dei moltiplicatori di volume poroso ottenuti in seguito alla calibrazione del modello ed utilizzati successivamente per le simulazioni del comportamento futuro del campo sono riportati nella Tab.2 in funzione della pressione media di giacimento.

Si evidenzia un progressivo irrigidimento del sistema, che passa da un valore iniziale di comprimibilità della roccia pari a $4.7 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ ad un valore finale pari a $3.0 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$.

5.1.7 Caratteristiche dei fluidi

Il gas originariamente contenuto nel *pool* C2 di Fiume Treste era un gas secco, composto per il 99% da metano.

Il gas iniettato durante i cicli di stoccaggio a partire dal 1983 risulta tendenzialmente più umido rispetto a quello originario e presenta una composizione leggermente variabile da una stagione all'altra.

In fase di simulazione sono state pertanto considerate quattro diverse composizioni del gas, con relativi set di curve di fattore di volume (B_g) e di viscosità (μ_g) del gas in funzione della pressione. La prima serie di curve si riferisce al gas originariamente presente in giacimento ed è stata impiegata per caratterizzare il gas durante tutta la fase di produzione primaria. La seconda, la terza e la quarta serie di curve si riferiscono al gas iniettato dopo la conversione del campo allo stoccaggio. Le curve di fattore di volume del gas sono state coerenti con la composizione del gas iniettato in giacimento secondo quanto riportato dal bollettino Stogit n° 315/2006.

Le curve del fattore di volume del gas in funzione della pressione impiegate per descrivere il gas primario ed il gas iniettato sono riportate nella Fig.8. La curva di viscosità del gas primario in funzione della pressione è riportata nella Fig.9.

L'acqua presente nel *pool* C2 del giacimento di Fiume Treste ha una densità pari a 1100 kg/m^3 . Il fattore di volume dell'acqua risulta pari a 1.018, mentre la viscosità è pari a 0.4 cP. La comprimibilità dell'acqua impiegata nel modello dinamico è pari a $4.7 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$.

5.1.8 Caratteristiche dell'acquifero

In una fase preliminare sono state verificate diverse ipotesi circa la natura e la forza dell'acquifero, definendo sia un acquifero di tipo analitico (*Carter-Tracy*) sia un acquifero di tipo numerico. Nessuna di tali ipotesi si è dimostrata soddisfacente per riprodurre il comportamento storicamente osservato del campo in termini di pressioni e soprattutto di produzione di acqua.

Si è scelto pertanto di definire un acquifero periferico che agisce su tutto il contorno settentrionale del *pool*. L'acquifero è stato definito per via numerica assegnando alle celle di connessione sul bordo del modello dei moltiplicatori di porosità (celle ad elevato volume poroso con saturazione in acqua pari al 100%), in modo da definire le dimensioni dell'acquifero, e dei moltiplicatori di permeabilità, per modulare l'ingresso di acqua in giacimento. Il moltiplicatore di porosità è stato definito pari a circa 32 mentre quello di permeabilità pari a 0.12. Tale scelta ha consentito di riprodurre in modo adeguato le pressioni misurate e la produzione storica di acqua non solo a livello di *pool*, ma anche a livello dei singoli pozzi, rispettando i tempi di *breakthrough* osservati.

La Fig.10 mostra una rappresentazione in pianta del modello dinamico con l'indicazione delle celle marginali in cui è stato definito l'acquifero. La scala colorimetrica indica i valori dei moltiplicatori di porosità assegnati alle celle dell'acquifero.

5.1.9 GOIP dinamico

Il volume originario del gas in posto (GOIP) è stato calcolato per via dinamica per la zona adibita allo stoccaggio (area sud-orientale) e per la zona al di là della faglia (area nord-occidentale), isolata dalla restante parte del giacimento. I valori del GOIP dinamico per ciascun livello sono stati calcolati in seguito alla calibrazione dei parametri petrofisici sulla base dell'*history match*. Il GOIP dinamico del *pool* C2 nella zona La Coccetta adibita allo stoccaggio del gas risulta pari a $2803 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$.

Il GOIP dinamico dell'intero livello C2, considerando solo le zone in comunicazione idraulica è pari a $3073 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$.

5.1.10 Definizione dei pozzi

Per tutti i pozzi del *pool* sono state verificate con particolare attenzione la profondità degli spari originari e la storia dei completamenti (date di eventuali *workover* e/o di chiusura alla produzione). Le coordinate e gli intervalli produttivi dei pozzi sono riportati nella Tab.3.

5.2 **Calibrazione del modello**

La calibrazione del modello dinamico, eseguita con l'ausilio di una regressione automatica, è stata effettuata confrontando i valori simulati con i dati storici delle pressioni statiche di giacimento registrate a fondo pozzo a partire dalla data del 01/01/1963 e fino al 31/03/2012 e con i dati di produzione di acqua.

L'andamento della pressione media del *pool* C2 ottenuto attraverso la simulazione della storia produttiva, con tutti i parametri di modello calibrati, è riportato insieme alle produzioni e alle iniezioni storiche di gas nella Fig.11. Il confronto tra l'andamento simulato della pressione di fondo pozzo (WBP), ottenuto al completamento della fase di calibrazione del modello, e i valori misurati durante la vita del *pool* (WBPH) è riportato, pozzo per pozzo, nelle Fig.12-47. Per il pozzo Cupello 26 è riportato anche il *match* delle pressioni nell'ipotesi che la faglia longitudinale che separa la zona del pozzo dalla zona di stoccaggio sia *leaking* (Fig.48). Dall'analisi dei risultati si può osservare che, in genere, le differenze fra le pressioni simulate e i valori misurati sono minime e che il *match* risulta soddisfacente sia nella fase di produzione primaria sia nei successivi cicli di stoccaggio.

In termini di portata di acqua prodotta il *match* risulta del tutto soddisfacente sia a livello di *pool* (Fig.49) sia a livello dei singoli pozzi. Nelle Fig.50–95 vengono confrontate, per tutti i pozzi, le portate di acqua simulata (WWPR) e le portate di acqua misurate (WWPRH).

Si fa notare che in fase di produzione primaria sono stati adeguatamente riprodotti sia volumi di acqua osservati sia i tempi di *breakthrough* ai pozzi riproducendo correttamente la dinamica di avanzamento del fronte dell'acquifero in riferimento alle date di chiusura dei pozzi.

Le mappe della saturazione in gas iniziale, all'inizio della fase di stoccaggio e alla data del 20/10/2011 (saturazione attuale) sono riportate rispettivamente nelle Fig.96, 97 e 98.

5.3 Simulazione dei pozzi

5.3.1 Determinazione delle perdite di carico in pozzo

Nell'ambito del lavoro svolto dal Politecnico di Torino, nel modello dinamico sono state inserite le Tabelle VFPI, fornite da STOGIT, relative a due pozzi campione. Le Tabelle VFPI per la determinazione delle perdite di carico tra il fondo e la testa pozzo sono state opportunamente ricalcolate in base ai nuovi valori di permeabilità utilizzati nel modello dinamico aggiornato.

Considerando questi aggiornamenti, nel modello dinamico calibrato ai pozzi del *pool* sono state assegnate le relative Tabelle VFPI secondo lo schema riportato nella Tab.4.

5.3.2 Produttività

La calibrazione dei parametri di produzione di tutti i pozzi attivi è stata realizzata sulla base delle pressioni di testa pozzo registrate nel corso dell'ultima campagna di misura effettuata sul campo, ovvero del *Field Limit Test* (FLT) eseguito mediante telecontrollo dei pozzi in data 19/11/2003.

Prima dell'apertura in erogazione per il *Field Limit Test* il campo è stato chiuso per circa 48 ore al fine di consentire una stabilizzazione dei valori di pressione e definire una pressione statica di riferimento (STHP media).

Lo stato di riempimento del giacimento al momento del *test* era il seguente:

$$\text{Stock @ 18/11/2003} = 1943.3 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$$



Svaso @ 18/11/2003 = $139.7 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$

STHP media pari a 105.5 bar_a.

Il test ha previsto l'erogazione del campo con 2 portate isocrone della durata di 3 ore. Durante la prova tutti i pozzi attivi allo stoccaggio hanno partecipato all'erogazione.

Il test ha consentito di verificare le seguenti prestazioni di *pool*:

1° step: Portata di *pool* (q_{gas}) pari a $11.7 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{g}$,

Δp medio a testa pozzo pari al 2%;

2° step : Portata di *pool* (q_{gas}) pari a $24.3 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{g}$,

Δp medio a testa pozzo pari al 10%.

Il massimo Δp consigliabile a testa pozzo per operare in condizioni di sicurezza è del 20%; questo valore viene assegnato per preservare i completamenti dei pozzi e per ridurre i rischi connessi ai fenomeni di erosione dovuti a presenza di fini e/o di allagamento.

Utilizzando il modello numerico di giacimento già calibrato e le nuove Tabelle VFPI, sono state impostate delle simulazioni di giacimento di brevissima durata allo scopo di riprodurre le portate di gas prodotte durante il *Field Limit Test* e le pressioni dinamiche misurate alla testa pozzo. I parametri di produttività dei pozzi sono stati opportunamente modificati per approssimazioni successive fino a quando le pressioni dinamiche di testa simulate non hanno riprodotto in maniera ragionevole i valori misurati. In particolare il *match* delle pressioni è stato ottenuto mediante l'applicazione di opportuni moltiplicatori dell'indice di produttività (PI) di ciascun pozzo. I valori dei moltiplicatori di PI calibrati per ciascun pozzo sono riportati nella Tab.5.

I risultati delle simulazioni di breve durata sono riportati, per tutti i pozzi di stoccaggio attivi, nelle Fig.99-124.

Nel 2011 è stato effettuato un ulteriore FLT che ha consentito il raggiungimento della prestazione massima di $29 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{g}$ e tramite il quale si sono ottenuti ulteriori WPI Tab.6



6 SIMULAZIONI DEL COMPORTAMENTO FUTURO DEL GIACIMENTO

Una volta ottenuta una calibrazione soddisfacente, il modello numerico del giacimento di San Salvo - *pool* C2 è stato utilizzato allo scopo di evidenziare le scelte operative migliori per la gestione futura delle attività di stoccaggio, simulando la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari. Le simulazioni effettuate hanno contemplato la possibilità di modificare i vincoli di esercizio dei singoli pozzi e della centrale del campo e di perforare nuovi pozzi per sfruttare appieno le potenzialità del giacimento.

6.1 Attuali modalità di esercizio del campo

Per poter apprezzare le differenze esistenti tra i vari scenari considerati i risultati delle simulazioni sono stati confrontati con quelli ottenuti per due casi base di riferimento, caratterizzati dalle attuali modalità operative di esercizio dei singoli pozzi e dell'intero campo, anche in base ai vincoli imposti dagli impianti della centrale di trattamento e di compressione del gas.

Le attuali modalità di esercizio del *pool* C2 sono le seguenti:

- portata massima di *pool* ($FGPR_{max}$) durante la fase di svasso: $24.0 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{SC} / g$;
- portata minima di *pool* ($FGPR_{min}$) durante la fase di svasso: $0.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{SC} / g$;
- portata massima teorica di iniezione ($FGIR_{max}$): $22.0 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{SC} / g$;
- portata minima di iniezione ($FGIR_{min}$): $3.0 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{SC} / g$;
- pressione minima di erogazione a testa pozzo ($FTHP_{min}$) nel ciclo "normale": 68 bar_a ;
- pressione minima di erogazione a testa pozzo ($FTHP_{min}$) nel ciclo "di emergenza": 48 bar_a ;
- pressione massima di iniezione a fondo pozzo ($FBHP_{max}$): $129 \text{ bar}_a (p_i)$.

La pressione massima di iniezione a fondo pozzo in fase di ricostituzione è stata assunta pari a quella originale di scoperta del giacimento ($p_i = 129 \text{ bar}_a$).

Per tutti i casi considerati si è assunta una portata massima di acqua per ciascun pozzo pari a $0.5 \text{ m}^3_{ST} / g$.

6.2 Durata delle simulazioni

La simulazione del comportamento futuro del giacimento ha inizio al termine della fase storica e termina dopo dieci cicli di stoccaggio completi. L'erogazione, per ciascun ciclo di stoccaggio, inizia il 21 novembre e termina il 9 aprile dell'anno successivo. A fine svasso è prevista una settimana di chiusura del campo per operazioni di misura e manutenzione. La ricostituzione del campo avviene tra il 14 aprile e il 15 novembre ed è seguita da una settimana di chiusura, ancora per operazioni di misura e manutenzione, prima della successiva fase di svasso.



6.3 Pozzi di stoccaggio

Nella fase di *forecast* i pozzi considerati attivi in tutte le simulazioni sono i seguenti:

San Salvo 24, San Salvo 25, San Salvo 26, San Salvo 27, San Salvo 28, San Salvo 29, San Salvo 30, San Salvo 31, San Salvo 32, San Salvo 34, San Salvo 35, San Salvo 37, San Salvo 38, San Salvo 39, San Salvo 40, San Salvo 41, San Salvo 42, San Salvo 43, San Salvo 44, San Salvo 45, San Salvo 46, San Salvo 47, San Salvo 48, San Salvo 49, San Salvo 80OR, San Salvo 82OR, San Salvo 83DIR, San Salvo 95DIR.

6.4 Imposizione dei vincoli operativi

Oltre ai limiti di esercizio dettati dalla centrale di trattamento, per una corretta simulazione delle prestazioni erogative dei pozzi occorre anche tenere conto dei vincoli che operativamente vengono imposti per la gestione dei pozzi. Infatti, durante lo svasso del campo la massima portata di gas che, ad ogni istante, può essere erogata da ciascun pozzo viene calcolata in base a valori prestabiliti della massima differenza ammissibile tra la pressione statica e la pressione dinamica alla testa pozzo.

Per quanto riguarda il *pool* di stoccaggio C2 è stata eseguita, a titolo esemplificativo, una simulazione delle prestazioni e delle curve di erogabilità operative del *pool* per i casi base ($p = p_i$) e per i casi che prevedono una gestione del campo ad una pressione superiore a quella di scoperta ($p = 110\text{--}120\% p_i$).

6.4.1 Determinazione della pressione statica alla testa pozzo

Per simulare l'andamento della produzione di gas durante la fase di svasso del *pool* in condizioni operative, tutti i pozzi in erogazione ad ogni istante devono rispettare dei vincoli che, tipicamente, prevedono una differenza massima tra pressione statica e pressione dinamica a testa pozzo compresa tra il 10% e il 20%, a seconda del tipo di completamento.

Tali vincoli operativi non sono facilmente assegnabili all'interno del simulatore numerico in quanto non sono previsti esplicitamente. In particolare è impossibile monitorare l'andamento della pressione statica alla testa pozzo durante l'erogazione, se non chiudendo contemporaneamente tutti i pozzi per un breve periodo, in modo che le pressioni in giacimento possano riequilibrarsi e che quindi la pressione alla testa pozzo possa essere considerata una stima attendibile del valore statico all'istante temporale considerato. Pertanto, per poter stimare l'andamento della pressione statica alla testa per ogni pozzo in produzione è necessario introdurre periodiche interruzioni della produzione di campo. In fase di simulazione l'erogazione non è stata interrotta, ma si è imposto che, ogni due settimane, la portata di campo venisse ridotta a $1 \text{ m}^3_{\text{ST}}/\text{g}$, per la durata di un giorno (corrispondente ad un *time step* della simulazione). I valori della pressione simulati al termine della giornata di drastica riduzione della portata sono stati poi interpolati per ottenere una stima dell'andamento nel tempo della pressione statica a testa pozzo, da confrontarsi con il corrispondente profilo di pressione dinamico.

La determinazione delle portate *target* da assegnare a ciascun pozzo ad ogni *time step* della simulazione per il rispetto dei vincoli di pressione operativi a testa pozzo ha richiesto la messa a punto di un codice di calcolo *ad hoc*, denominato C-PRO, il cui funzionamento è descritto nell'APPENDICE A di questo studio (“*Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate*”).

6.5 Scenari di forecast

Per stabilire l'efficacia delle diverse strategie di stoccaggio e, quindi, per valutare la possibilità di migliorare la gestione del *pool* sono stati simulati numerosi possibili scenari, variando le condizioni di esercizio del livello (portata massima di gas prodotta, gestione del campo ad un valore di pressione superiore a quello di scoperta).

Gli scenari che corrispondono all'ipotesi di mantenere inalterate le attuali condizioni di esercizio del *pool* (casi base) sono stati considerati di riferimento per analizzare i risultati ottenuti negli altri casi esaminati.

6.5.1 Variazione delle condizioni di esercizio del campo

Le previsioni sono state effettuate per il caso base in condizioni “normali” di esercizio ($FTHP_{\min} = 68 \text{ bar}_a$) e per le condizioni “di emergenza” ($FTHP_{\min} = 48 \text{ bar}_a$).

Per ciascun scenario simulato è stata ricavata la corrispondente curva di erogabilità del *pool* (FGPR vs FGPT) che permette di valutare sia le prestazioni di punta del sistema (tempo di *plateau* e corrispondente volume di gas svasato) sia le potenzialità complessive del sistema in termini di gas prodotto a fine svasso (*Working Gas*).

Il confronto tra gli scenari di *forecast* e i casi base di riferimento è stato effettuato analizzando le seguenti grandezze:

- tempo di *plateau*;
- volume di svasso @ fine *plateau*;
- *Working Gas* (WG);
- portata di acqua prodotta dal campo (valore di picco, $FWPR_{\max}$);
- produzione cumulativa di acqua durante il ciclo di stoccaggio considerato ($\Delta FWPT$).

Le simulazioni effettuate si riferiscono a 10 cicli di svasso e ricostituzione.

Per semplicità ed uniformità di confronto nel seguito si riportano, per tutti i casi esaminati, i valori delle grandezze descritte relativi al sesto dei cicli di stoccaggio simulati .

Nelle Tabelle allegate sono comunque disponibili i valori delle grandezze di interesse relativi a tutti i dieci cicli di stoccaggio simulati, per ciascuno degli scenari simulati. Si fa notare che in genere il primo dei cicli simulati non è rappresentativo del reale comportamento del *pool* in quanto risulta generalmente sbilanciato tra produzione ed iniezione. Infatti, il primo ciclo simulato costituisce un ciclo di transizione dalle modalità operative storiche (con pressione massima ammissibile in fase di



iniezione inferiore alla pressione iniziale) a quelle previste per la fase di *forecast* (con ricostituzione del campo alla pressione iniziale alla fine di ogni ciclo di svaso).

6.5.1.1 Casi base

I casi base (caso 1 e 2), in cui i 30 pozzi attivi allo stoccaggio sono aperti contemporaneamente alla produzione, considerano le attuali modalità di esercizio della centrale del campo di Fiume Treste, una pressione massima a fondo pozzo in fase di ricostituzione non superiore a quella originale (129 bar_a) e si distinguono per una diversa FTHP_{min}, pari a 68 bar_a per il caso base in condizioni “normali” di esercizio (caso 1) e a 48 bar_a per il caso base in condizioni di erogazione con unità compressione in estrazione (caso 2).

Il **Working Gas** relativo al sesto svaso risulta essere pari a ca. **1200 10⁶ m³_{sc}** per il primo caso base (1) e pari a **1470 10⁶ m³_{sc}** per il secondo caso base (2).

L'erogazione in condizioni di underpressure (inferiore a 68 bar_a) necessita dell'ausilio delle unità di compressione in estrazione, con una portata minima di campo di 8 10⁶ m³_{sc}/g.

Confronto tra i risultati ottenuti

Nella Tab.7 vengono riassunti i risultati degli scenari di *forecast* analizzati con l'indicazione dei vincoli di esercizio imposti, dei tempi di *plateau* (e corrispondenti volumi svasati), dei valori di *Working Gas*, delle portate massime di acqua prodotte e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svaso simulati).

Nella Fig.125 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità simulate per il caso in condizioni di esercizio “normali” (FTHP_{min} = 68 bar_a) e il caso in condizioni di esercizio Underpressure (FTHP_{min} = 48 bar_a). Con riferimento alla Tab.8 si tratta rispettivamente dei casi 1 e 2.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione sono riportati nella Tab. 8 per i 10 cicli del caso 1 e 2.

6.5.1.2 Casi operativi - Analisi dei risultati

I valori delle portate dei pozzi, ottenuti mediante l'applicazione del codice di ottimizzazione C-PRO, sono stati calcolati imponendo i vincoli dei casi base di riferimento e si riferiscono ai primi 6 cicli di stoccaggio simulati (2012÷2018), a partire dal termine della ricostituzione del campo fino a circa il 100% della p_i, effettuata nel corso dell'estate 2011.

I valori delle portate *target* costituiscono di fatto le portate di picco, in quanto vengono raggiunte al momento dell'apertura dei pozzi. La portata di acqua prodotta da ciascun pozzo non raggiunge mai il valore massimo assegnato (0.5 m³_{ST}/g). A livello di campo la portata massima giornaliera di acqua prodotta è inferiore a 1 m³_{ST}/g, valore sensibilmente inferiore al limite di reiniezione del campo (FWPR_{max} = 3000 m³_{ST}/anno).

Il **Working Gas** relativo al sesto svaso risulta essere c.a **1200 10⁶ m³_{sc}** per il caso 3 (FTHP_{min} = 68 bar_a) e a **1470 10⁶ m³_{sc}** per il caso 4 (FTHP_{min} = 48 bar_a).



Il confronto tra le curve di erogabilità del campo per i casi 1 e 3 è riportato nella Fig.126, mentre nella Fig.127 è riportato il confronto tra le curve di erogabilità del campo per i casi 2 e 4.

L'erogazione in condizioni di underpressure (inferiore a 68 bar_a) necessita dell'ausilio delle unità di compressione in estrazione, a tal fine ipotizzando una portata minima di campo di 8 10⁶ m_{SC}³ si ha un Working Gas erogabile @48 bar_a di c.a **1470 10⁶ m_{SC}³** per il caso 4.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione sono riportati nella Tab.9 per i 6 cicli del caso 3 e del caso 4.

6.5.2 Superamento della pressione iniziale di giacimento

Alcuni degli scenari di *forecast* presi in considerazione prevedono la gestione del campo di stoccaggio ad un livello di pressione superiore rispetto al valore iniziale ($p_i = 129$ bar_a). Da un punto di vista operativo la scelta di superare la pressione di scoperta del giacimento consente di aumentare sensibilmente i volumi di *Working Gas*.

Sono state valutate due diverse opzioni:

- raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 110% della pressione iniziale (caso 5);
- raggiungimento in fase di ricostituzione di una pressione pari al 120% della pressione iniziale (caso 6).

6.5.2.1 Caso 5

Il caso 5, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione, a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo (FBHP_{max}) pari al 110% della pressione iniziale del campo, ovvero 141.9 bar_a.

La portata massima di campo durante le fasi di svasso è stata imposta pari a 24 10⁶ m_{SC}³/g di gas, in modo da avere una confrontabilità diretta con i casi base.

Il **Working Gas** relativo al sesto svasso risulta essere di c.a **1400 10⁶ m_{SC}³**. L'acqua prodotta durante la fase di svasso è pari a **24 m_{ST}³**.

6.5.2.2 Caso 6

Il caso 6, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione, a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo (FBHP_{max}) pari al 120% della pressione iniziale del campo, ovvero 154.8 bar_a.

Il **Working Gas** relativo al sesto svasso risulta essere pari a **1670 10⁶ m_{SC}³**. L'acqua prodotta durante la fase di svasso è pari a **25 m_{ST}³**.

6.5.2.3 Confronto tra i risultati ottenuti

Nella Tab.10 sono riassunti gli scenari di sovrappressione (casi 5, 6, 7 e 6) con l'indicazione dei vincoli imposti, dei tempi di *plateau* (e dei corrispondenti volumi svasati), dei valori di *Working Gas*, delle portate massime di acqua prodotte e dei volumi di acqua cumulativamente prodotti (riferiti al sesto dei cicli di svasso simulati in fase previsionale).

Nella Fig.128 viene riportato il confronto tra le curve di erogabilità dei due scenari di sovrappressione e il caso base.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione sono riportati nella Tab.11 per i 10 cicli del caso 5 e del caso 6.

6.5.2.4 Casi operativi - Analisi dei risultati

I valori delle portate dei pozzi, ottenuti mediante l'applicazione del codice di ottimizzazione C-PRO, sono stati calcolati imponendo i vincoli dei casi base di riferimento e si riferiscono ai primi 6 cicli di stoccaggio simulati (2012÷2018), a partire dal termine della ricostituzione del campo fino a circa il 99% della p_i , effettuata nel corso dell'estate 2011. In questi scenari è stata imposta una pressione di fondo in fase di iniezione pari al 110% (caso 7) e al 120% (caso 8) della pressione iniziale.

A livello di campo la portata massima giornaliera di acqua prodotta è inferiore a $1 \text{ m}^3_{\text{ST}}/\text{g}$.

Il **Working Gas** relativo al sesto svasso risulta essere pari a $1400 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ per il caso 7 ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 68 \text{ bar}_a$) e a $1670 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}$ per il caso 8 ($\text{FTHP}_{\text{min}} = 48 \text{ bar}_a$). L'acqua prodotta durante la fase di svasso è pari a $24 \text{ m}^3_{\text{ST}}$ per il caso 7 e a $25 \text{ m}^3_{\text{ST}}$ per il caso 8. Il confronto tra le curve di erogabilità del campo per i casi 5 e 7 è riportato nella Fig.129, mentre nella Fig.130 è riportato il confronto tra le curve di erogabilità del campo per i casi 6 e 8.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svasso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione sono riportati nella Tab.12 per i 6 cicli del caso 7 e del caso 8.

6.5.3 Potenziamento capacità centrale di Trattamento

Alcuni degli scenari di *forecast* hanno previsto la gestione del campo di stoccaggio come il caso 1 alla pressione iniziale ($p_i = 129 \text{ bar}_a$) e con portata di erogazione massima per il pool C2 di centrale fino a $32 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{SC}}/\text{g}$.

Sono state valutate due diverse opzioni:

.

- il **caso 9**, analogo ai casi base, prevede che in fase di ricostituzione, a ciascuno dei pozzi attivi di stoccaggio sia assegnato un limite di pressione di fondo (FBHP_{max}) pari al 100%



della pressione iniziale del campo, pressione minima di testa pozzo 68 bar_a con una portata di erogazione massima di campo di $32 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$.

- il **caso 10**, analogo al caso 9, prevede un controllo operativo delle produzioni di pozzo imponendo un salto massimo di pressione a testa pozzo mediante il software C-PRO.

Il **Working Gas** relativo al sesto svaso risulta essere pari a $1200 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ per entrambi i casi 9 teorico e 10 Operativo. L'acqua prodotta durante la fase di svaso per il caso 9 e per il caso 10 è pari a c.a $20 \text{ m}^3_{\text{ST}}$. Il confronto tra le curve di erogabilità del campo per i casi 9 e 10 riportato nella Fig.131 mostra la capacità del pool C2 di raggiungere la portata massima di $32 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$ con una buona stabilità nel tempo.

I volumi di gas e di acqua prodotti durante le fasi di svaso e i volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione sono riportati nella Tab.13, per i 10 cicli del caso 9 e per i 6 cicli del caso 10.

In Fig.132 è riportato il posizionamento nel grid di modello dei pozzi perforati nel 2008 e allacciati nel periodo 2011-12 che sono presenti in tutte le simulazioni.



7 ACRONIMI

A titolo di riferimento, nel seguito si riportano alcuni degli acronimi utilizzati dal simulatore ECLIPSE e frequentemente adoperati, per brevità, anche nel presente rapporto.

FGPR (Field Gas Production Rate):	portata di gas erogata dal campo
FGPT (Field Gas Production Total):	volume di gas cumulativamente prodotto dal campo
FGIR (Field Gas Injection Rate):	portata di gas iniettata a livello di campo
FGIT (Field Gas Injection Total):	volume di gas cumulativamente iniettato a livello di campo
FWPR (Field Water Production Rate):	portata di acqua erogata dal campo
FWPT (Field Water Production Total):	volume di acqua cumulativamente prodotto dal campo
WGPR (Well Gas Production Rate):	portata di gas erogata dal singolo pozzo
WGIR (Well Gas Injection Rate):	portata di gas iniettata al singolo pozzo
WWPR (Well Water Production Rate):	portata di gas erogata dal singolo pozzo
WTHP (Well Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo
WBHP (Well Bottom Hole Pressure):	pressione di fondo pozzo
FTHP (Flowing Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo in condizioni di erogazione
STHP (Static Tubing Head Pressure):	pressione di testa pozzo in condizioni statiche
FBHP (Flowing Bottom Hole Pressure):	pressione di fondo pozzo in condizioni di erogazione
SBHP (Static Bottom Hole Pressure):	pressione di fondo pozzo in condizioni statiche



8 BIBLIOGRAFIA

“Interpretazione petrofisica da log”, ENI – GIAC, Ottobre 2000

“Campo di San Salvo - Studio di giacimento - Livelli di stoccaggio B+C e C2, Modello statico”, ENI – GIAC, Novembre 2000.

“Campo di San Salvo - Studio di giacimento - Livelli di stoccaggio B+C e C2, Modello dinamico”, ENI – GIAC, Dicembre 2000.

“Campo di Fiume Treste – Pool B+C e C2 - Andamento del Field Limit Test – Ciclo erogativo 2003-2004”. Stogit. Ottobre 2004.

Seismic Stratigraphy and Well Seismic – ENI E&P, 2006

APPENDICE A

Tecnica ad iterazioni successive per la stima delle portate

Per rispettare durante tutta la fase di produzione i vincoli di pressione definiti alla testa pozzo, o meglio per mettere in produzione i pozzi in modo che, per tutti contemporaneamente, il Δp alla testa sia circa pari al valore predeterminato, è necessario assegnare a ciascun pozzo, per ciascun intervallo temporale della simulazione (o *time step*), un valore di portata ottimizzato (portata *target*). La determinazione dei valori di portata ottimali per tutti i pozzi aperti ad ogni *time step* della fase di produzione implica che non solo si tenga conto dei vincoli di pressione assegnati, ma anche degli effetti di interferenza che si generano quando più pozzi drenano lo stesso volume di giacimento.

La determinazione delle portate *target* da assegnare a ciascun pozzo ad ogni *time step* della simulazione ha richiesto, pertanto, la messa a punto di un codice di calcolo *ad hoc*, denominato C-PRO. Il codice C-PRO, perfettamente integrato con il simulatore ECLIPSE, sfrutta un procedimento iterativo connesso ad un algoritmo di risoluzione di tipo Newtoniano ed è stato realizzato con linguaggio di programmazione Visual Basic.

Il procedimento di ottimizzazione delle portate *target* comprende i seguenti passaggi.

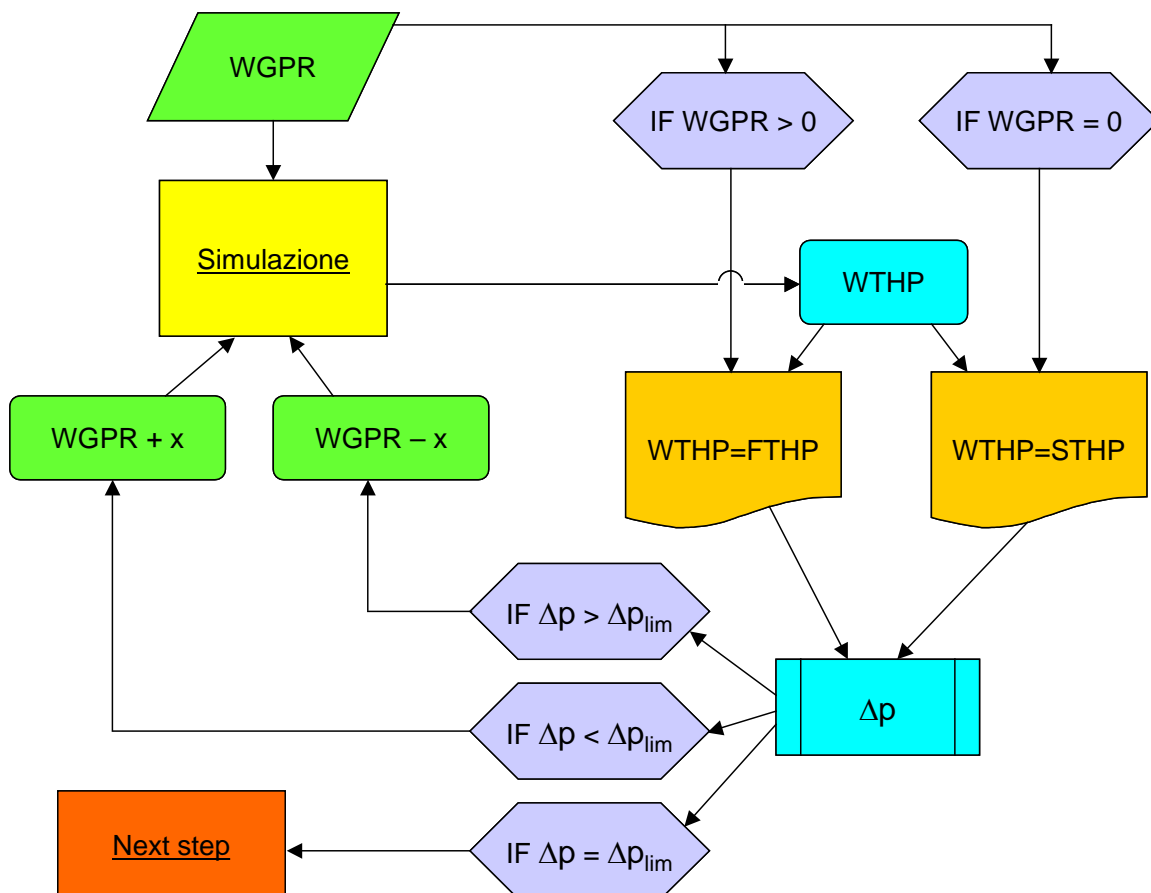
- I pozzi vengono inizialmente messi in produzione senza limitazioni di portata, ad eccezione del limite di campo ($FGPR_{max}$). Durante la prima simulazione, effettuata con lo scopo di inizializzare il sistema di calcolo, i valori *target* di portata di gas richiesta a ciascun pozzo vengono stabiliti automaticamente e rappresentano i valori di primo tentativo.
- Il simulatore ECLIPSE calcola, per ogni *time step*, i valori della portata di gas effettivamente producibile (WGPR) e della corrispondente pressione di testa (WTHP) per ciascuno dei pozzi attivi del campo e li trascrive in un *file* apposito che riporta i risultati delle elaborazioni (con estensione RSM)
- Il codice C-PRO estrae dal file *.RSM i dati di portata di gas (WGPR) e di pressione alla testa (WTHP) relativi ad ogni pozzo, calcolati per ogni *time step*. I valori di WTHP in corrispondenza di $WGPR < 1 \text{ m}_{sc}^3/\text{day}$ sono interpretati come pressioni statiche; poiché rappresentano una serie di valori discreti vengono interpolati per generare l'andamento della pressione statica alla testa pozzo durante tutta la fase di produzione.
- Per ogni pozzo, in corrispondenza di ogni *time step* in cui il pozzo in esame è in erogazione, viene calcolata la differenza tra la pressione statica e la pressione dinamica di testa. La differenza tra le due pressioni viene poi riferita alla pressione statica di quel *time step* ed espressa in termini percentuali.
- Se la variazione percentuale della pressione (Δp) è difforme dal valore limite assegnato, viene definito un nuovo valore di portata, maggiore o minore del precedente a seconda che il Δp sia inferiore o superiore a quanto atteso. Il codice C-PRO genera quindi un *file* di SCHEDULE aggiornato, in cui sono riportati tutti i nuovi valori di portata *target*, da utilizzare per la simulazione successiva in ECLIPSE.



- Poiché per alcuni *time step* il processo di calcolo presenta un livello di instabilità piuttosto elevato, è stato necessario prevedere la possibilità di ripetere la procedura di aggiustamento delle portate erogate diverse volte per lo stesso *time step*.
- La procedura viene ripetuta sino a raggiungere la convergenza, che si realizza quando le portate effettivamente erogate inducono alla testa pozzo un Δp ragionevolmente prossimo al valore limite (almeno finché i pozzi non sono ancora sotto il controllo del vincolo di $FTHP_{min}$, all'attivarsi del quale le portate vengono ridotte e, conseguentemente, i Δp diminuiscono).
- Il processo richiede generalmente da 10 a 20 iterazioni per raggiungere un livello di convergenza soddisfacente.

L'applicazione del codice di calcolo sviluppato consente di ottimizzare il profilo di produzione di ogni pozzo in base ai vincoli imposti, compatibilmente con il comportamento di tutti gli altri pozzi in erogazione, e quindi di ottenere una simulazione molto realistica della fase di svasso dello stoccaggio in condizioni operative.

Nella Figura seguente si riporta uno schema di flusso dell'algoritmo di risoluzione impiegato dal codice.



Flow Chart codice di calcolo iterativo per la determinazione delle portate target di gas



**petroleum
engineering
group**



POLITECNICO DI TORINO

DITAG - Dipartimento di Ingegneria del
Territorio, dell'Ambiente e delle Geotecnologie



STOGIT

CONTRATTO DI RICERCA TRA IL POLITECNICO DI
TORINO E LA SOCIETÀ STOGIT "STUDI DI GIACIMENTO
PER LO STOCCAGGIO SOTTERRANEO DEL GAS
NATURALE"

CAMPO DI SAN SALVO

Concessione Fiume Treste – Livello C2

MODELLO DINAMICO 3D

TABELLE



Tab. 1: Valori di porosità e di permeabilità assegnati nel modello dinamico

Layer	Porosità (%)	Permeabilità (mD)
1	23 - 26	400
2	23 - 26	400

**Tab. 2: Moltiplicatori di volume poroso assegnati per riprodurre la comprimibilità della roccia**

Pressione (barsa)	Moltiplicatore volume poroso (-)	
	Produzione primaria	Stoccaggio
1	0.969112	0.969112
10	0.97336	0.969382
20	0.97808	0.97366
30	0.9828	0.97838
40	0.98752	0.9831
50	0.99224	0.98782
60	0.99696	0.99254
70	1.00168	0.99726
80	1.0064	1.00198
90	1.01112	1.0067
100	1.01584	1.01142
110	1.02056	1.01614
120	1.02528	1.02086
130	1.03	1.02558
140	1.03472	1.030301332
150	1.035322664	1.035021332
160	1.035623905	1.035623905

Tab. 3: Coordinate dei pozzi, intervalli produttivi e *cluster* di appartenenza

Pozzo	Coord X	Coord Y	Layers aperti	Cluster	Tipologia
Furci 2	15	65	1 - 2		
Capello 4	12	91	1 - 2		
Capello 26	18	173	1 - 2	A	
La Coccetta 1	39	216	1 - 2	B	
La Coccetta 2	51	223	1 - 2	B	
La Coccetta 3	37	204	1 - 2	A	
La Coccetta 5	43	214	1 - 2	B	
La Coccetta 9	44	209	1 - 2	B	Spia
La Coccetta 10	47	218	1 - 2	B	
La Coccetta 11	49	212	1 - 2	B	
Trigno 1	61	237	1	B	
Trigno 11	59	231	1 - 2	B	
San Salvo 5	51	205	1	B	
San Salvo 6	33	146	1 - 2		Spia esterno
San Salvo 7	68	212	1		Spia
San Salvo 12	41	197	1 - 2	A	Spia
San Salvo 15	40	182	1 - 2	A	
San Salvo 16	66	226	1		
San Salvo 19	60	217	1 - 2		
San Salvo 20	65	220	1 - 2		
San Salvo 21	55	216	1 - 2		



San Salvo 22	62	223	1 - 2		
San Salvo 24	39	207	1 - 2	A	Stoccaggio
San Salvo 25	41	207	1 - 2	A	Stoccaggio
San Salvo 26	35	201	1 - 2	A	Stoccaggio
San Salvo 27	38	201	1 - 2	A	Stoccaggio
San Salvo 28	41	204	1 - 2	A	Stoccaggio
San Salvo 29	43	203	1 - 2	A	Stoccaggio
San Salvo 30	54	212	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 31	51	210	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 32	50	208	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 33	51	214	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 34	45	203	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 35	44	206	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 36	46	212	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 37	46	209	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 38	48	204	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 39	53	207	1 - 2	B	Stoccaggio
San Salvo 40	64	227	1 - 2	C	Stoccaggio
San Salvo 41	61	225	1 - 2	C	Stoccaggio
San Salvo 42	59	220	1 - 2	C	Stoccaggio
San Salvo 43	59	223	1 - 2	C	Stoccaggio
San Salvo 44	60	227	1 - 2	C	Stoccaggio
San Salvo 45	58	226	1 - 2	C	Stoccaggio
San Salvo 46	56	224	1 - 2	C	Stoccaggio



San Salvo 47	57	220	1 – 2	C	Stoccaggio
San Salvo 48	54	222	1 – 2	C	Stoccaggio
San Salvo 49	55	218	1 – 2	C	Stoccaggio
San Salvo 80 OR	38	192	1 – 1	A	Stoccaggio
San Salvo 82 OR	57	230	1 – 1	B	Stoccaggio
San Salvo 83 DIR	46	218	1 – 2	B	Stoccaggio
San Salvo 95 DIR	60	234	2 – 2	B	Stoccaggio

**Tab. 4: Tabelle VFPI**

Pozzo	Tipo completamento	Tabella VFPI
San Salvo 24	OHGP	1
San Salvo 25	OHGP	1
San Salvo 26	OHGP	1
San Salvo 27	OHGP	1
San Salvo 28	OHGP	1
San Salvo 29	OHGP	1
San Salvo 30	OHGP	1
San Salvo 31	OHGP	1
San Salvo 32	OHGP	1
San Salvo 33	OHGP	1
San Salvo 34	OHGP	1
San Salvo 35	OHGP	1
San Salvo 36	OHGP	1
San Salvo 37	OHGP	1
San Salvo 38	OHGP	2
San Salvo 39	OHGP	2
San Salvo 40	OHGP	2
San Salvo 41	OHGP	2
San Salvo 42	OHGP	2



San Salvo 43	OHGP	2
San Salvo 44	OHGP	2
San Salvo 45	OHGP	2
San Salvo 46	OHGP	2
San Salvo 47	OHGP	2
San Salvo 48	OHGP	2
San Salvo 49	OHGP	2
San Salvo 80 OR	OHGP	2
San Salvo 82 OR	OHGP	2
San Salvo 83 DIR	OHGP	2
San Salvo 95 DIR	OHGP	2



Tab. 5: Moltiplicatori di PI assegnati per la riproduzione del *Field Limit Test* 2003

Pozzo	Moltiplicatore PI	Pozzo	Moltiplicatore PI
San Salvo 24	0.8	San Salvo 37	1.2
San Salvo 25	0.6	San Salvo 38	0.2
San Salvo 26	0.2	San Salvo 39	0.35
San Salvo 27	0.8	San Salvo 40	0.32
San Salvo 28	0.8	San Salvo 41	0.55
San Salvo 29	1.3	San Salvo 42	0.4
San Salvo 30	0.8	San Salvo 43	0.6
San Salvo 31	1.0	San Salvo 44	1.0
San Salvo 32	0.6	San Salvo 45	0.35
San Salvo 33	0.65	San Salvo 46	0.6
San Salvo 34	0.7	San Salvo 47	0.5
San Salvo 35	0.7	San Salvo 48	0.5
San Salvo 36	0.45	San Salvo 49	0.7



Tab. 6: Moltiplicatori di PI assegnati per la riproduzione del *Field Limit Test* 2011

Pozzo	Moltiplicatore PI	Pozzo	Moltiplicatore PI
San Salvo 24	0.37	San Salvo 37	0.38
San Salvo 25	0.28	San Salvo 38	0.18
San Salvo 26	0.15	San Salvo 39	0.28
San Salvo 27	0.072	San Salvo 40	0.13
San Salvo 28	0.22	San Salvo 41	0.25
San Salvo 29	0.32	San Salvo 42	0.28
San Salvo 30	0.20	San Salvo 43	0.30
San Salvo 31	0.20	San Salvo 44	0.15
San Salvo 32	0.15	San Salvo 45	0.25
San Salvo 33	0.25	San Salvo 46	0.30
San Salvo 34	0.07	San Salvo 47	0.42
San Salvo 35	0.38	San Salvo 48	0.28
San Salvo 36	0.32	San Salvo 49	0.38
San Salvo 80 OR	0.025	San Salvo 82 OR	0.02
San Salvo 83 DIR	0.12	San Salvo 95 DIR	0.15



Tab. 7: Scenari di *forecast* – Descrizione e risultati degli scenari previsionali da 1 a 4

CASO		FGPR max	FTHP min	Dp	WWPR max	DURATA PLATEAU	SVASO A FINE PLATEAU	WORKING GAS PROD	FWPR max	FWPT
		$10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}} / \text{day}$	(barsa)		$10^6 \text{ m}^3_{\text{st}} / \text{day}$	(days)	($10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$)	($10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$)	($\text{m}^3_{\text{st}} / \text{day}$)	(m^3_{st})
CASO BASE	Caso 1	24	68	p = pi	0.5	35	840	1200	0.466	21
	Caso 2	24	48	p = pi	0.5	43	1032	1470	0.416	30
	Caso 3	24	68	p = pi	0.5	33	720	1203	0.466	21
	Caso 4	24	48	p = pi	0.5	27	600	1470	0.430	31



Tab. 8: Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il ciclo “normale” e per il ciclo di “underpressure” (casi 1 e 2)

Caso 1				
Working Gas @ 68 Barsa				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1198,49	1202,36	21,7
Ciclo 2	2013-2014	1196,98	1202,37	21,6
Ciclo 3	2014-2015	1197,76	1202,25	21,5
Ciclo 4	2015-2016	1198,22	1201,28	21,5
Ciclo 5	2016-2017	1197,83	1203,16	21,5
Ciclo 6	2017-2018	1197,51	1203,12	21,4
Ciclo 7	2018-2019	1197,48	1201,90	21,3
Ciclo 8	2019-2020	1198,02	1202,48	21,3
Ciclo 9	2020-2021	1197,33	1201,80	21,3
Ciclo 10	2021-2022	1197,23	1201,75	21,2

Caso 2				
Working Gas @ 48 Barsa				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1479,05	1484,38	30,4
Ciclo 2	2013-2014	1479,04	1484,34	30,3
Ciclo 3	2014-2015	1478,84	1484,30	30,1
Ciclo 4	2015-2016	1453,66	1484,87	29,6
Ciclo 5	2016-2017	1477,6	1484,86	29,9
Ciclo 6	2017-2018	1477,55	1484,81	29,8
Ciclo 7	2018-2019	1478,34	1484,27	29,7
Ciclo 8	2019-2020	1454,28	1484,21	29,6
Ciclo 9	2020-2021	1478,25	1484,22	29,5
Ciclo 10	2021-2022	1478,18	1484,12	29,4



Tab. 9: Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi semestrali di ricostituzione per il ciclo “normale” e per il ciclo di “underpressure” relativi ai casi “operativi” (casi 3 e 4)

Caso 3				
Working Gas @ 68 Barsa				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1198,49	1202,36	21,7
Ciclo 2	2013-2014	1196,98	1202,37	21,6
Ciclo 3	2014-2015	1197,76	1202,25	21,6
Ciclo 4	2015-2016	1198,22	1201,28	21,5
Ciclo 5	2016-2017	1197,83	1203,16	21,4
Ciclo 6	2017-2018	1203,97	1206,52	21,6

Caso 4				
Working Gas @ 48 Barsa				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1479,13	1484,28	30,4
Ciclo 2	2013-2014	1479,06	1482,46	30,3
Ciclo 3	2014-2015	1478,83	1484,27	30,1
Ciclo 4	2015-2016	1454,73	1484,19	29,6
Ciclo 5	2016-2017	1477,6	1484,81	29,9
Ciclo 6	2017-2018	1471,02	1498,77	29,8

**Tab. 10: Scenari di forecast – Descrizione e risultati degli scenari previsionali da 5 a 8**

CASO		FGPR max	FTHP min	Dp	WWPR max	DURATA PLATEAU	SVASO A FINE PLATEAU	WORKING GAS PROD	FWPR max	FWPT
		$10^8 \text{m}^3 / \text{day}$	(barsa)		$10^8 \text{m}^3 / \text{day}$	(days)	(10^8m^3)	(10^8m^3)	(m^3 / day)	(m^3)
p > pi	Caso 5	24	68	p = 110pi	0.5	41	984	1403	0.521	24
	Caso 6	24	68	p = 120pi	0.5	41	984	1670	0.520	25
	Caso 7	24	68	p = 110pi	0.5	39	864	1402	0.571	24
	Caso 8	24	68	p = 120pi	0.5	38	840	1640	0.568	25



Tab. 11: Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i casi 5 e 6

Caso 5				
p = 110% pi				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1404,25	1401,40	24,3
Ciclo 2	2013-2014	1403,25	1401,36	24,2
Ciclo 3	2014-2015	1403,94	1400,93	24,1
Ciclo 4	2015-2016	1403,49	1400,08	24,0
Ciclo 5	2016-2017	1401,06	1401,48	23,8
Ciclo 6	2017-2018	1403,48	1399,23	23,9
Ciclo 7	2018-2019	1403,42	1398,88	23,8
Ciclo 8	2019-2020	1404,04	1399,46	23,7
Ciclo 9	2020-2021	1402,25	1398,80	23,6
Ciclo 10	2021-2022	1402,17	1398,74	23,6

Caso 6				
p = 120% pi				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1679,1	1671,94	25,5
Ciclo 2	2013-2014	1671,71	1672,23	25,2
Ciclo 3	2014-2015	1671,12	1672,03	25,1
Ciclo 4	2015-2016	1666,52	1667,35	24,9
Ciclo 5	2016-2017	1671,32	1667,49	24,8
Ciclo 6	2017-2018	1669,52	1671,88	24,8
Ciclo 7	2018-2019	1669,33	1671,82	24,7
Ciclo 8	2019-2020	1665,62	1667,11	24,5
Ciclo 9	2020-2021	1669,87	1671,71	24,5
Ciclo 10	2021-2022	1669,72	1671,67	24,4



Tab. 12: Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svaso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i casi 7 e 8

Caso 7				
p = 110% pi				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1404,25	1401,40	24,3
Ciclo 2	2013-2014	1403,25	1401,36	24,2
Ciclo 3	2014-2015	1403,94	1400,93	24,1
Ciclo 4	2015-2016	1403,49	1400,08	24,0
Ciclo 5	2016-2017	1401,06	1401,48	23,8
Ciclo 6	2017-2018	1377,89	1378,98	23,3

Caso 8				
p = 120% pi				
		PROD	INJ	WAT
		$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	$10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$	m_{ST}^3
Ciclo 1	2012-2013	1679,1	1671,94	25,5
Ciclo 2	2013-2014	1671,71	1672,23	25,2
Ciclo 3	2014-2015	1671,12	1672,03	25,1
Ciclo 4	2015-2016	1666,52	1667,35	24,9
Ciclo 5	2016-2017	1671,32	1667,49	24,8
Ciclo 6	2017-2018	1633,75	1633,73	24,1



Tab. 13: Volumi di gas e acqua prodotti durante le fasi di svasso e volumi di gas iniettato durante le fasi di ricostituzione per i casi 9 e 10

Caso 9				
Working Gas @ 68 Barsa				
		PROD	INJ	WAT
		10^6 m_{sc}^3	10^6 m_{sc}^3	m_{ST}^3
Cido 1	2012-2013	1201,78	1208,08	21,8
Cido 2	2013-2014	1201,17	1208,05	21,7
Cido 3	2014-2015	1200,99	1207,95	21,7
Cido 4	2015-2016	1201,24	1208,34	21,6
Cido 5	2016-2017	1201,32	1208,29	21,6
Cido 6	2017-2018	1200,67	1207,76	21,5
Cido 7	2018-2019	1200,63	1207,71	21,5
Cido 8	2019-2020	1200,96	1208,13	21,4
Cido 9	2020-2021	1200,52	1207,62	21,4
Cido 10	2021-2022	1200,48	1207,56	21,3

Caso 10				
Working Gas @ 68 Barsa				
		PROD	INJ	WAT
		10^6 m_{sc}^3	10^6 m_{sc}^3	m_{ST}^3
Cido 1	2012-2013	1201,78	1208,08	21,8
Cido 2	2013-2014	1201,17	1208,05	21,7
Cido 3	2014-2015	1200,99	1207,95	21,7
Cido 4	2015-2016	1201,24	1208,34	21,6
Cido 5	2016-2017	1201,32	1208,29	21,6
Cido 6	2017-2018	1198,42	1204,04	21,5



**petroleum
engineering
group**



POLITECNICO DI TORINO

DITAG - Dipartimento di Ingegneria del
Territorio, dell'Ambiente e delle Geotecnologie



STOGIT

CONTRATTO DI RICERCA TRA IL POLITECNICO DI
TORINO E LA SOCIETÀ STOGIT "STUDI DI GIACIMENTO
PER LO STOCCAGGIO SOTTERRANEO DEL GAS
NATURALE"

CAMPO DI SAN SALVO

Concessione Fiume Treste – Livello C2

MODELLO DINAMICO 3D

FIGURE





Fig.1 - Ubicazione del campo

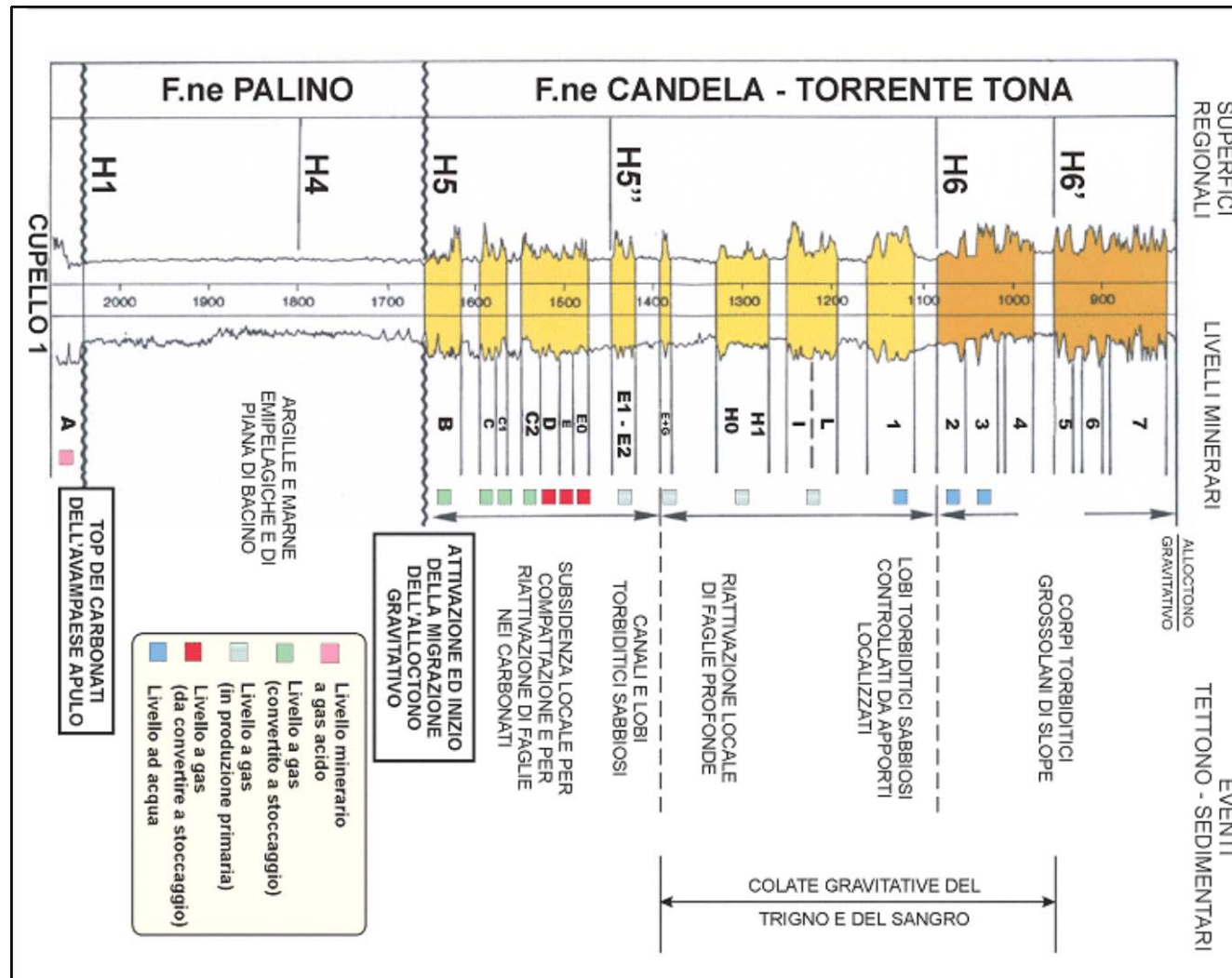


Fig.2 - Schema stratigrafico (da "San Salvo - Studio di giacimento livelli di stoccaggio B+C e C2", ENI - GIAC 2000)

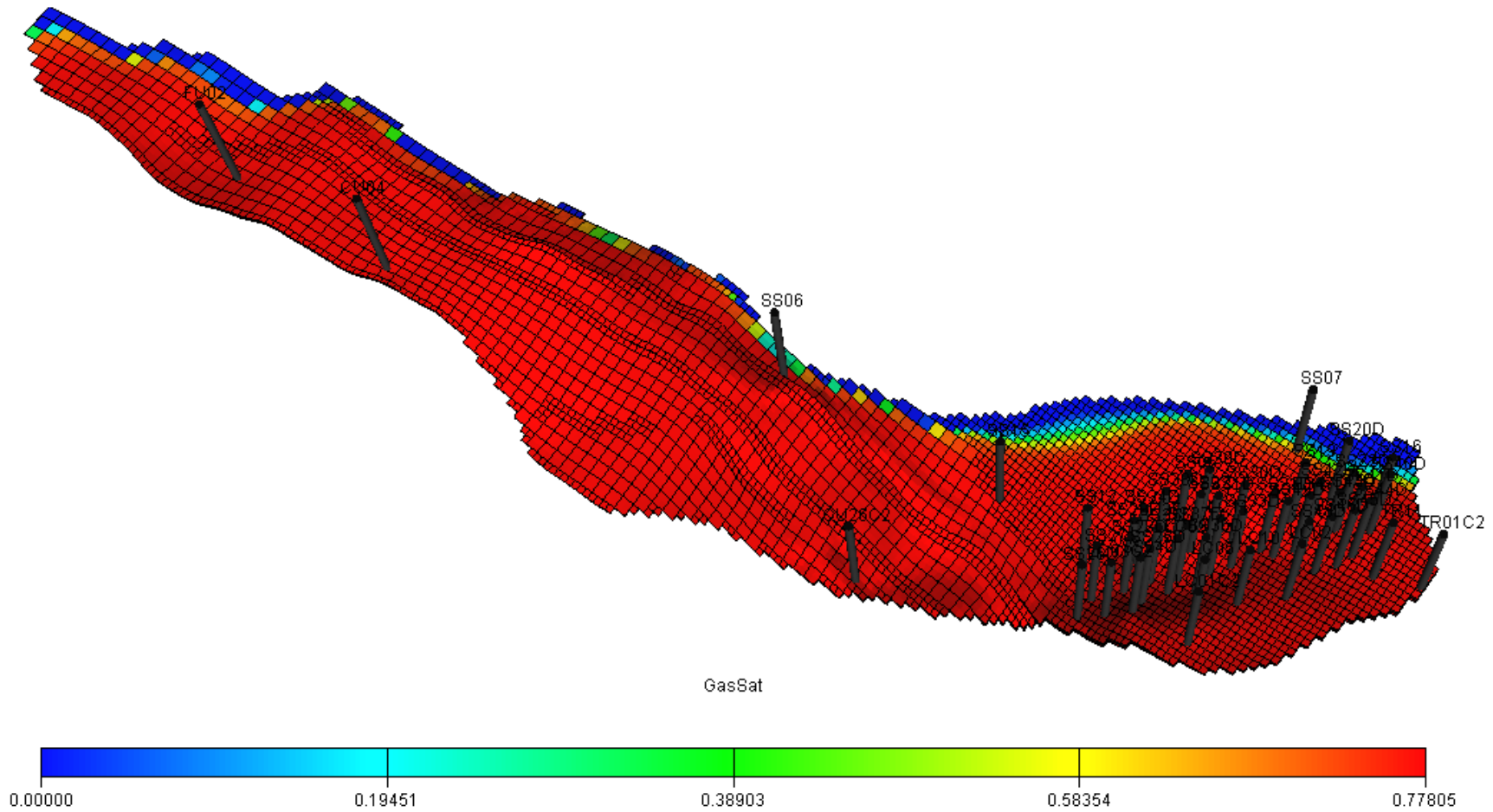


Fig.3 - Vista in pianta del modello dinamico

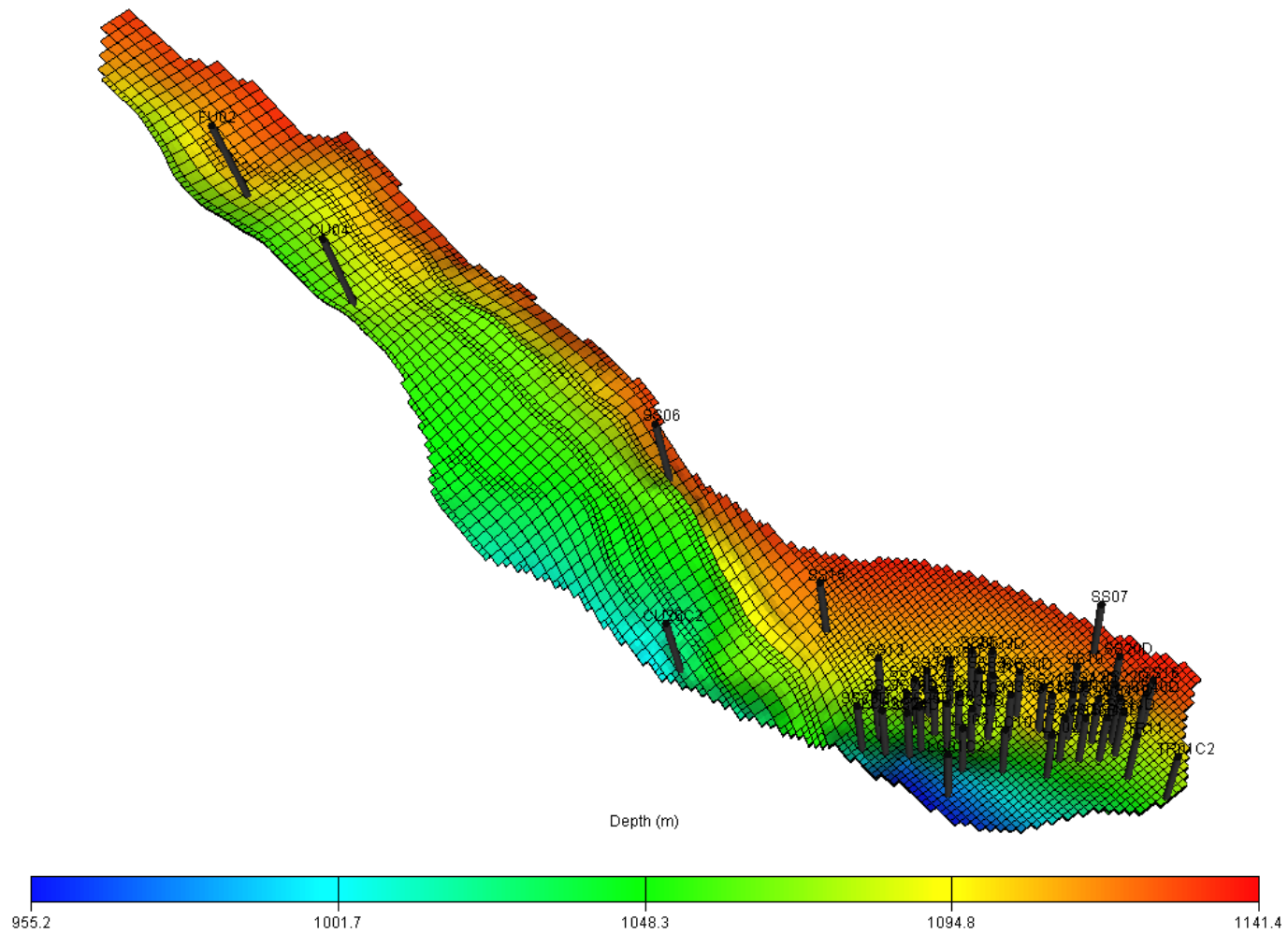


Fig.4 - Mappa di profondità del top del pool C2

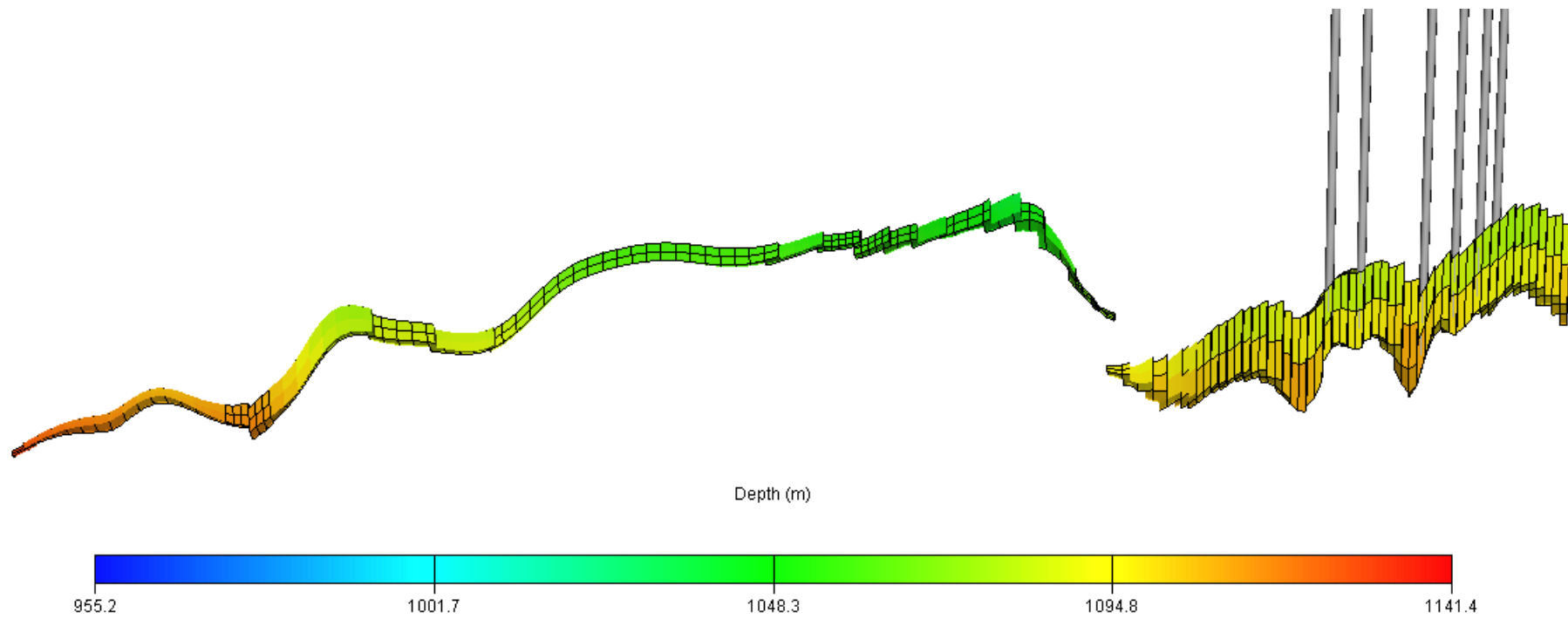


Fig.5 - Sezione del *grid* lungo l'asse longitudinale del campo

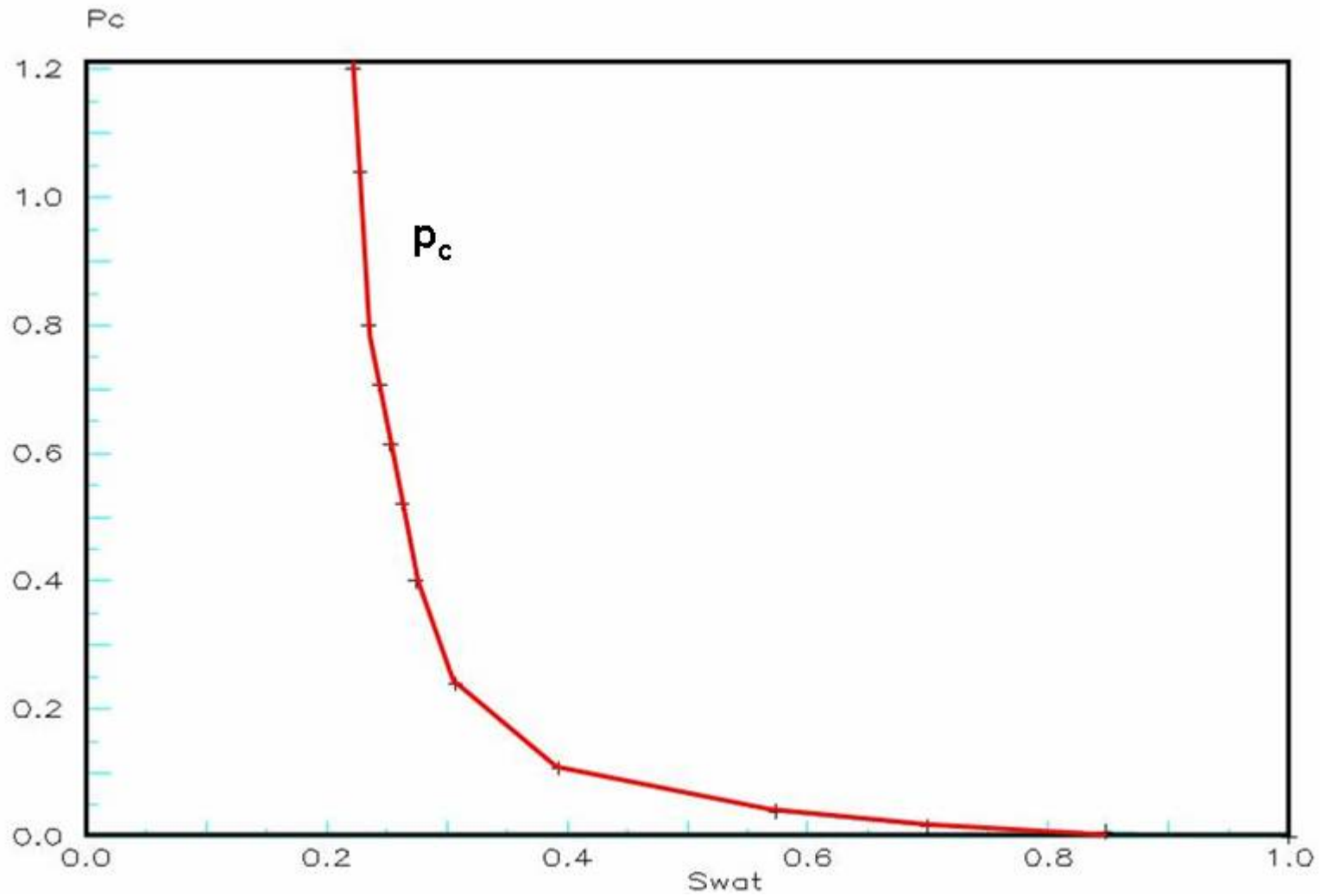


Fig.6 - Curva di pressione capillare

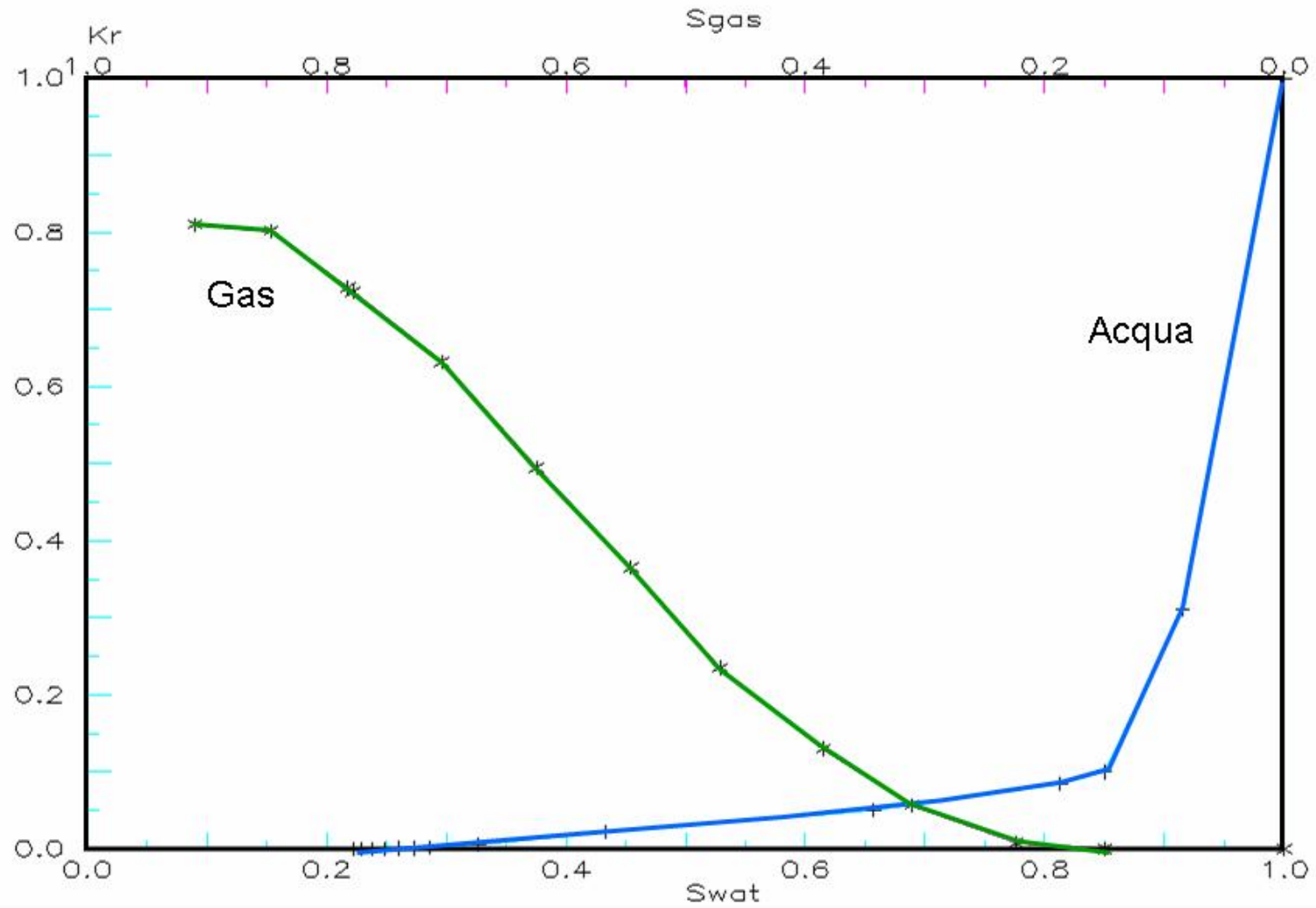


Fig.7 - Curve di permeabilità relativa all'acqua e al gas

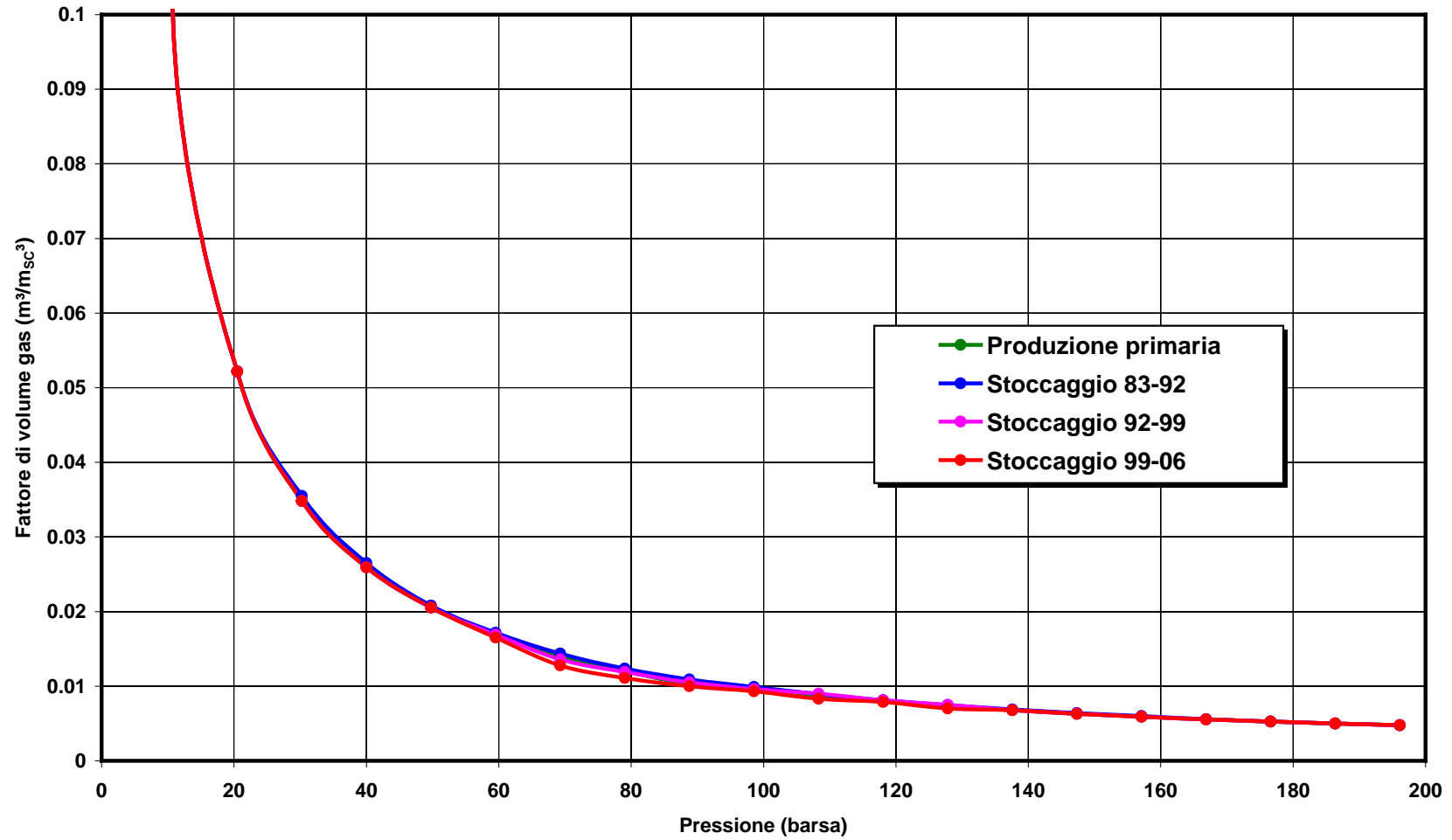


Fig.8 - Fattore di volume del gas

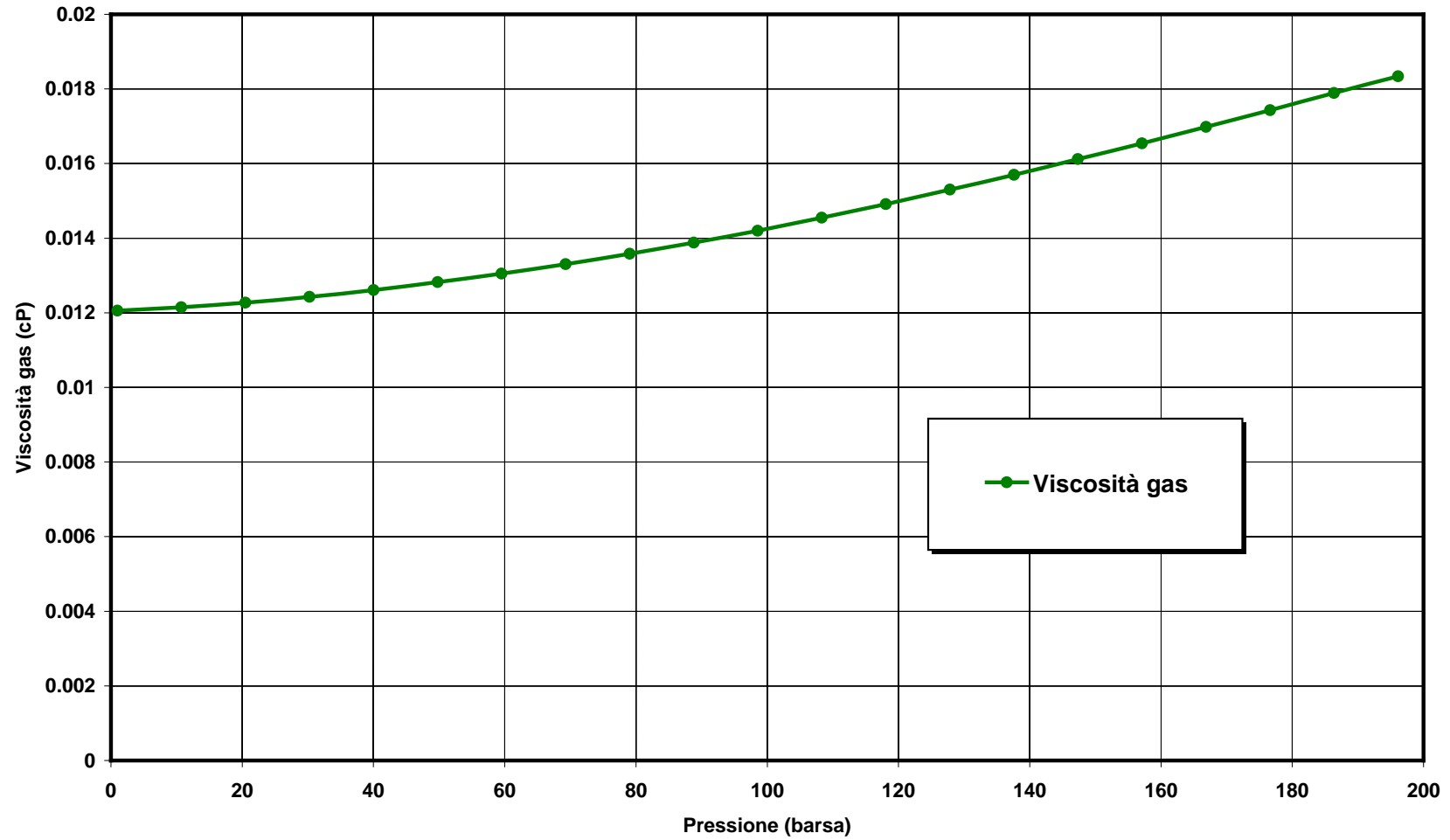


Fig.9 - Viscosità del gas primario

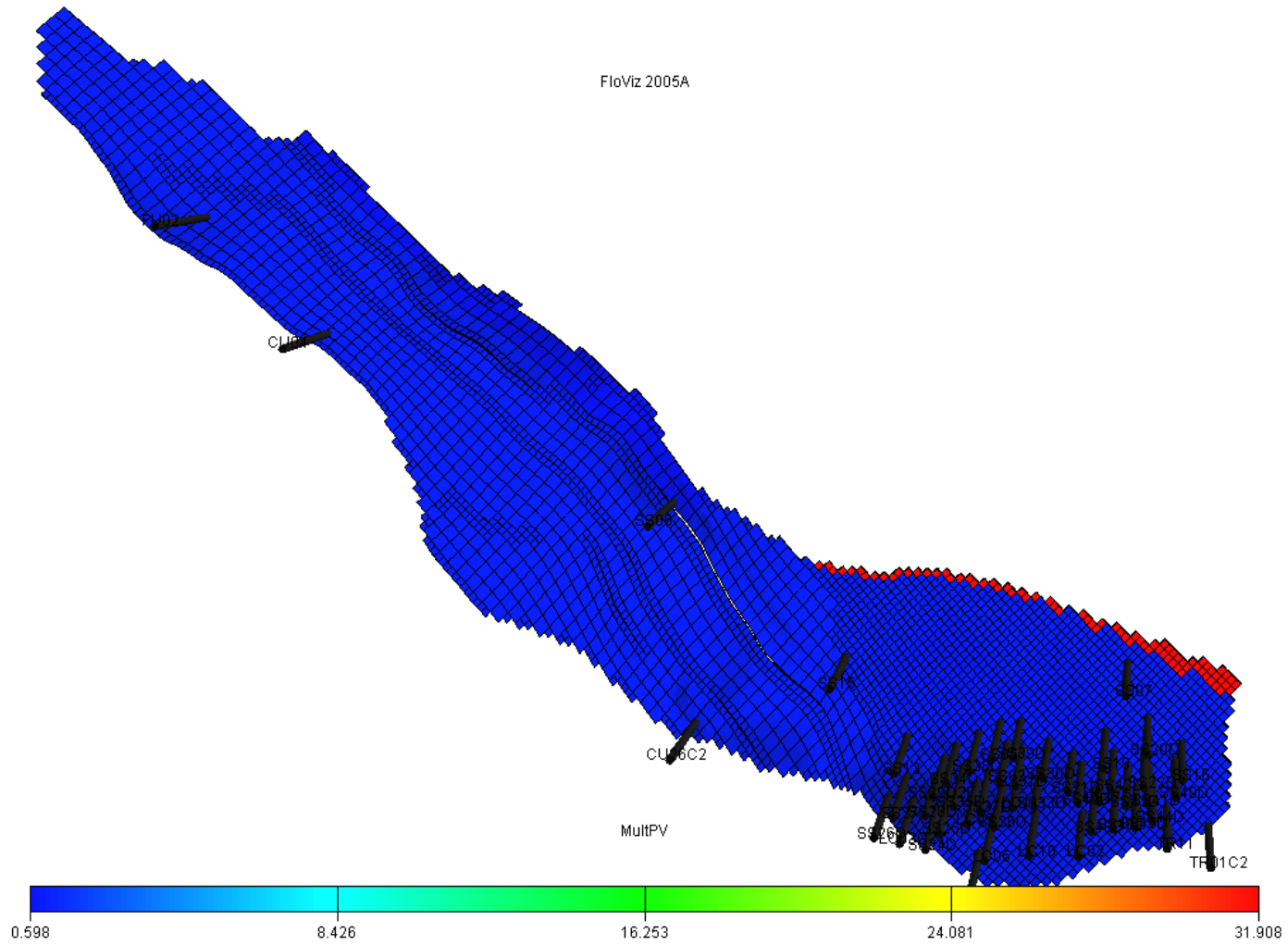


Fig.10 - Definizione dell'acquifero

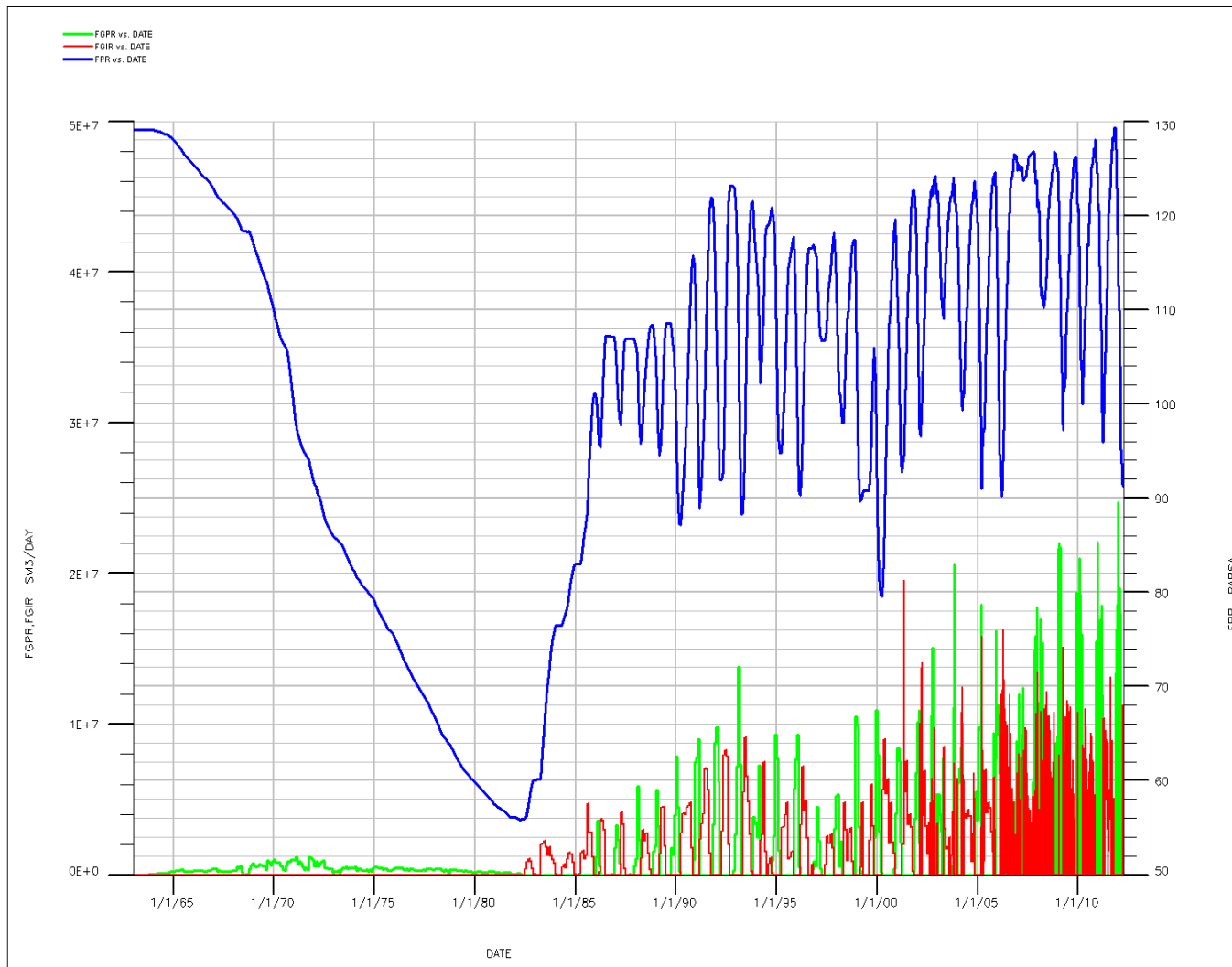


Fig.11 - Andamento della pressione media e delle portate di gas in fase di produzione e di iniezione del *pool* C2

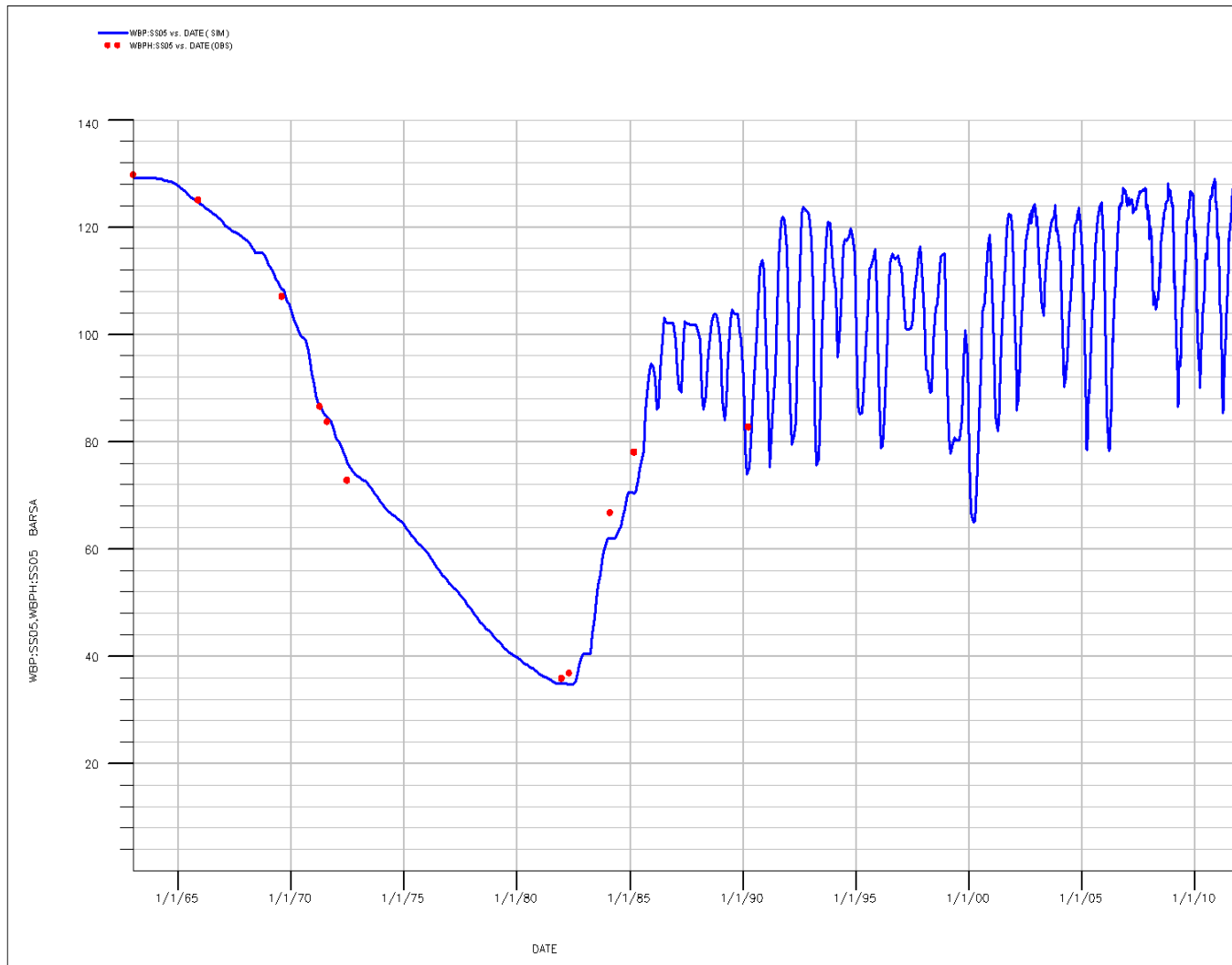


Fig.12 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 5]

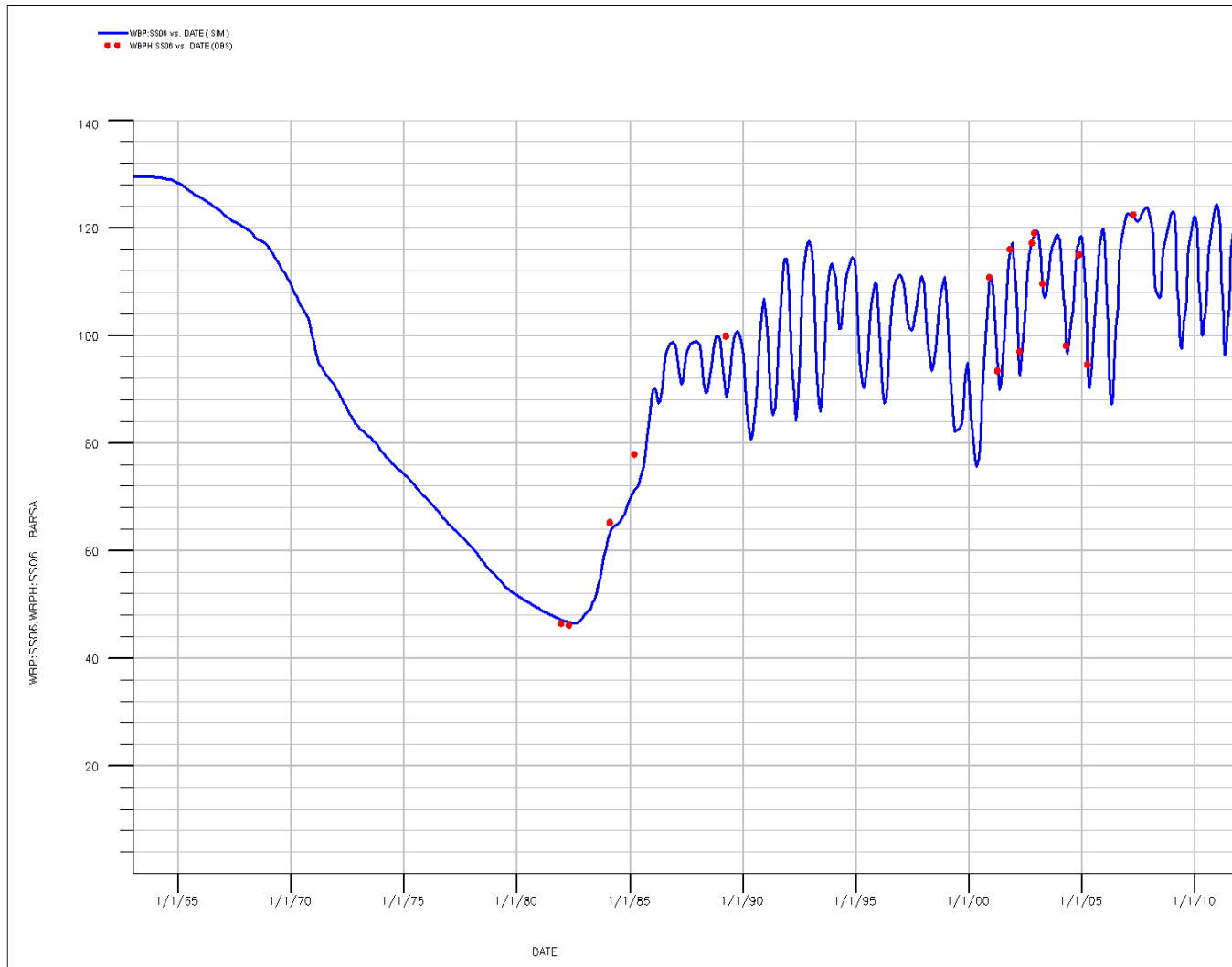


Fig.13 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 6]

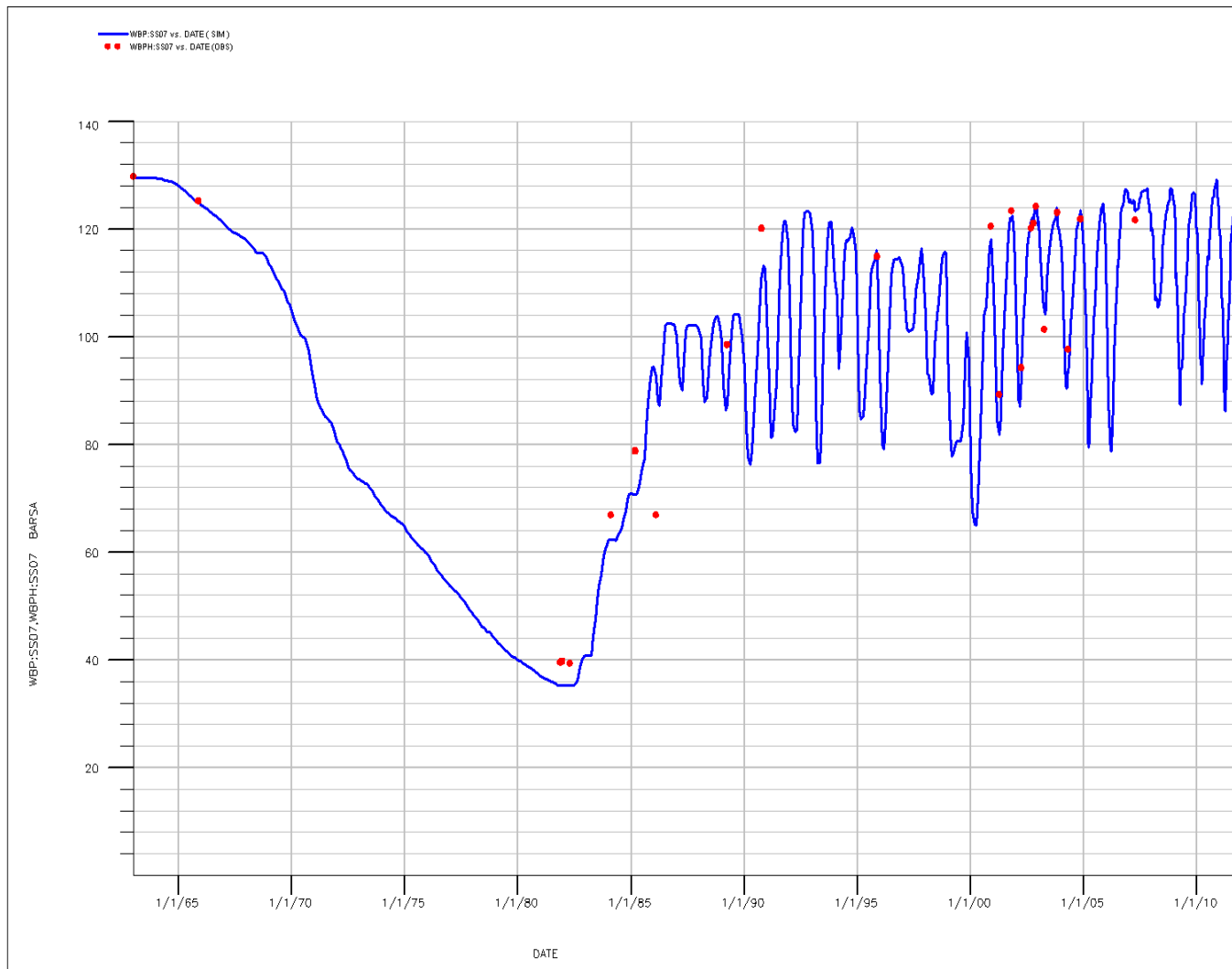


Fig.14 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 7]

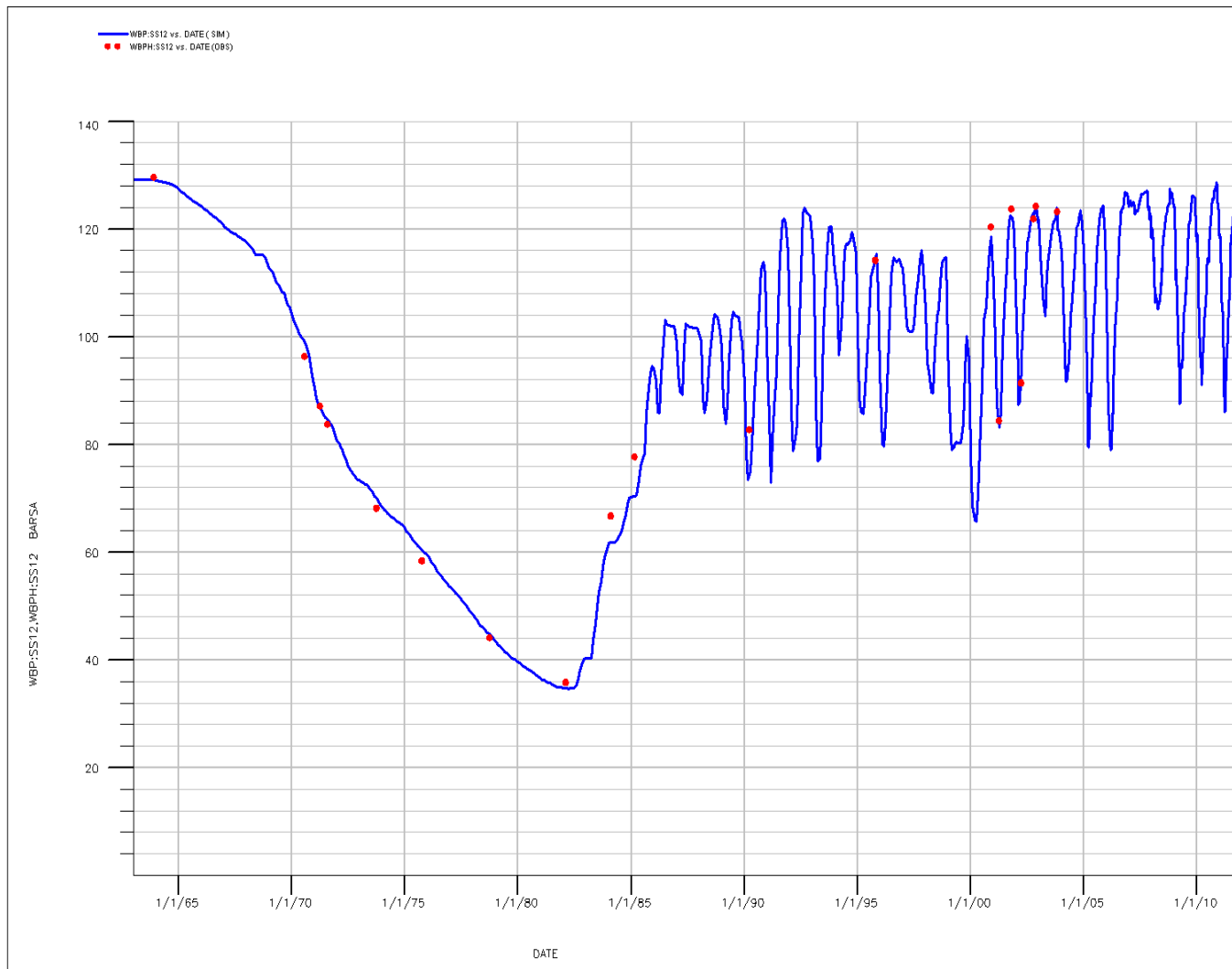


Fig.15 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 12]



]

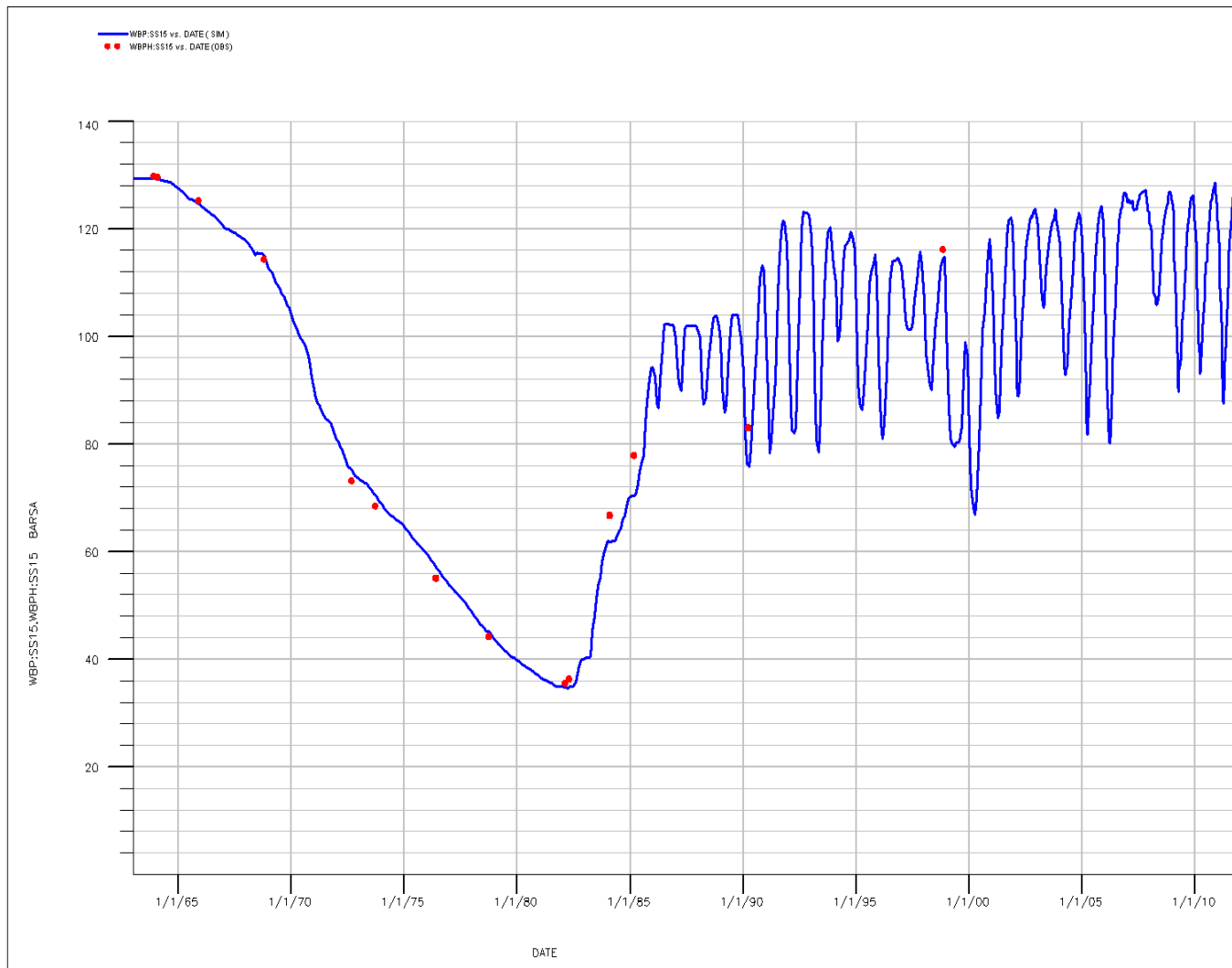


Fig.16 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBP) [pozzo San Salvo 15]

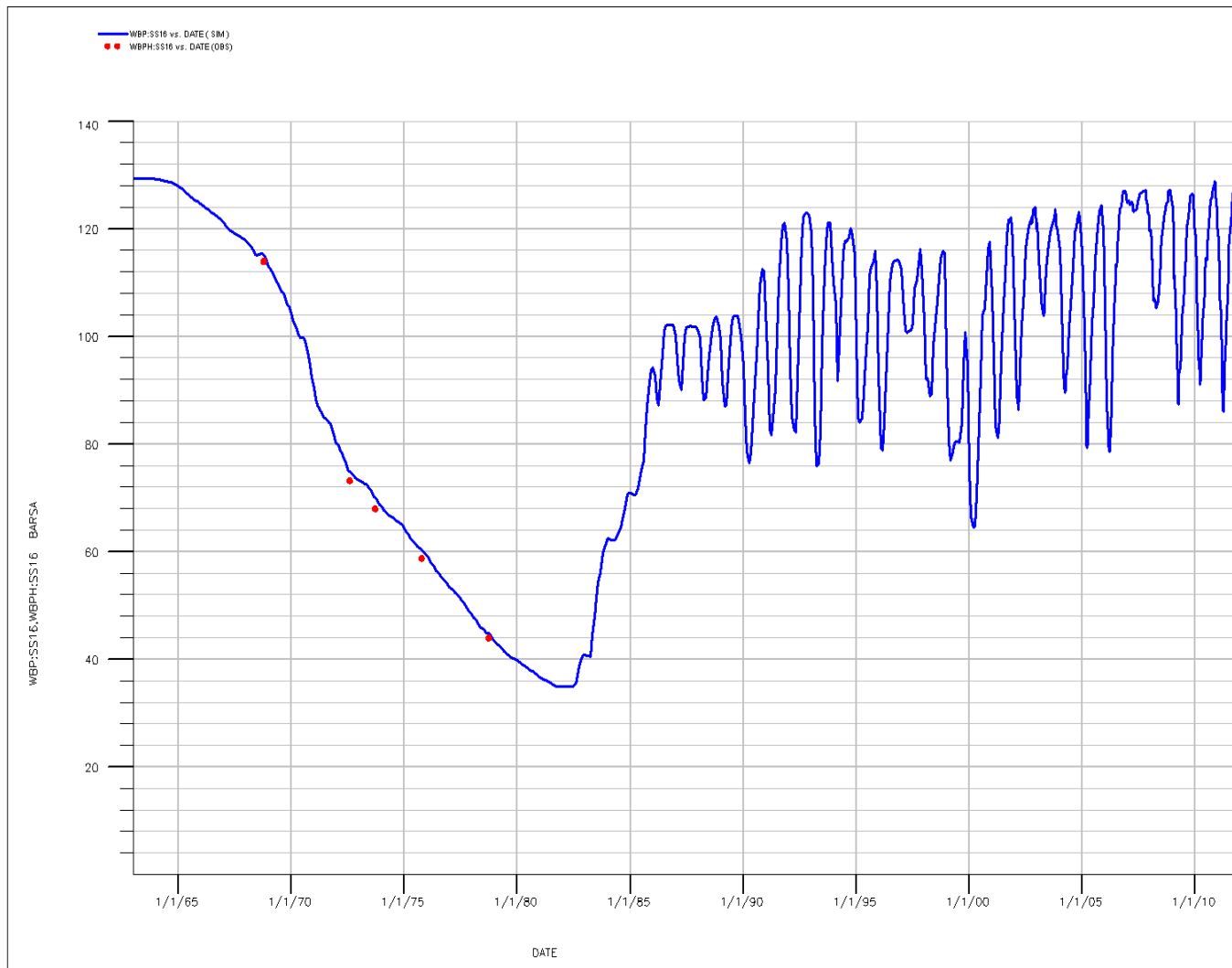


Fig.17 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 16]

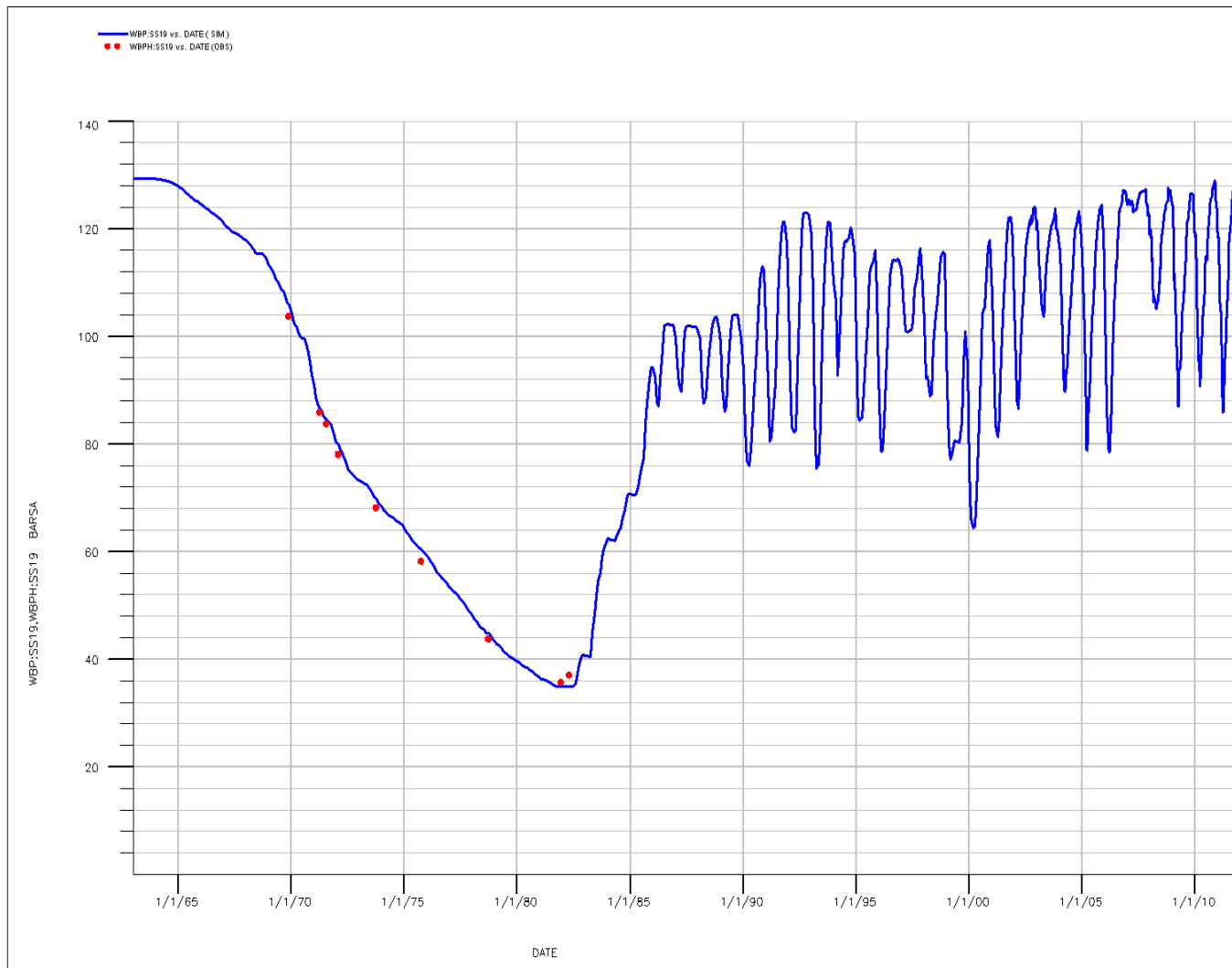


Fig.18 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBP) [pozzo San Salvo 19]

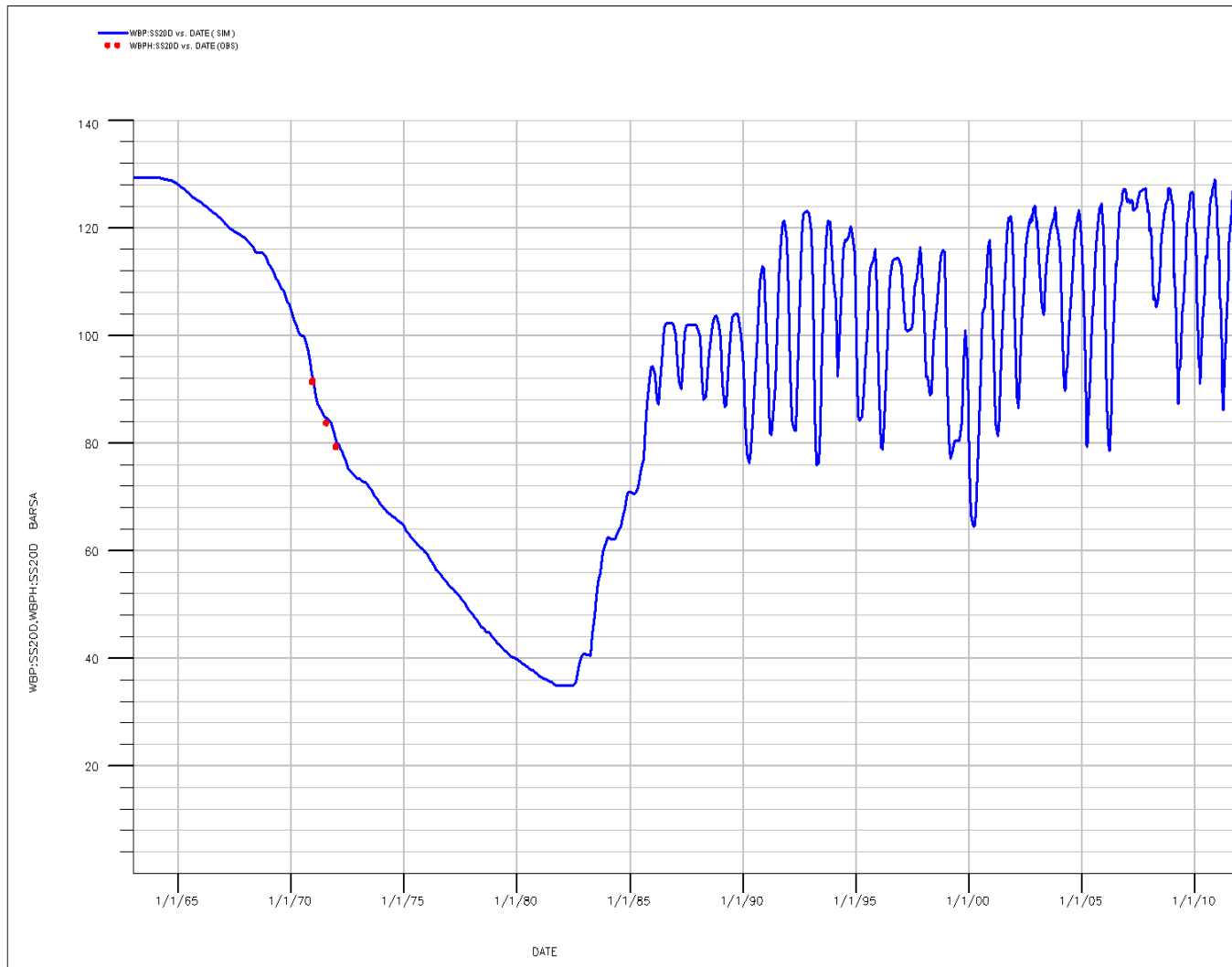


Fig.19 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 20]

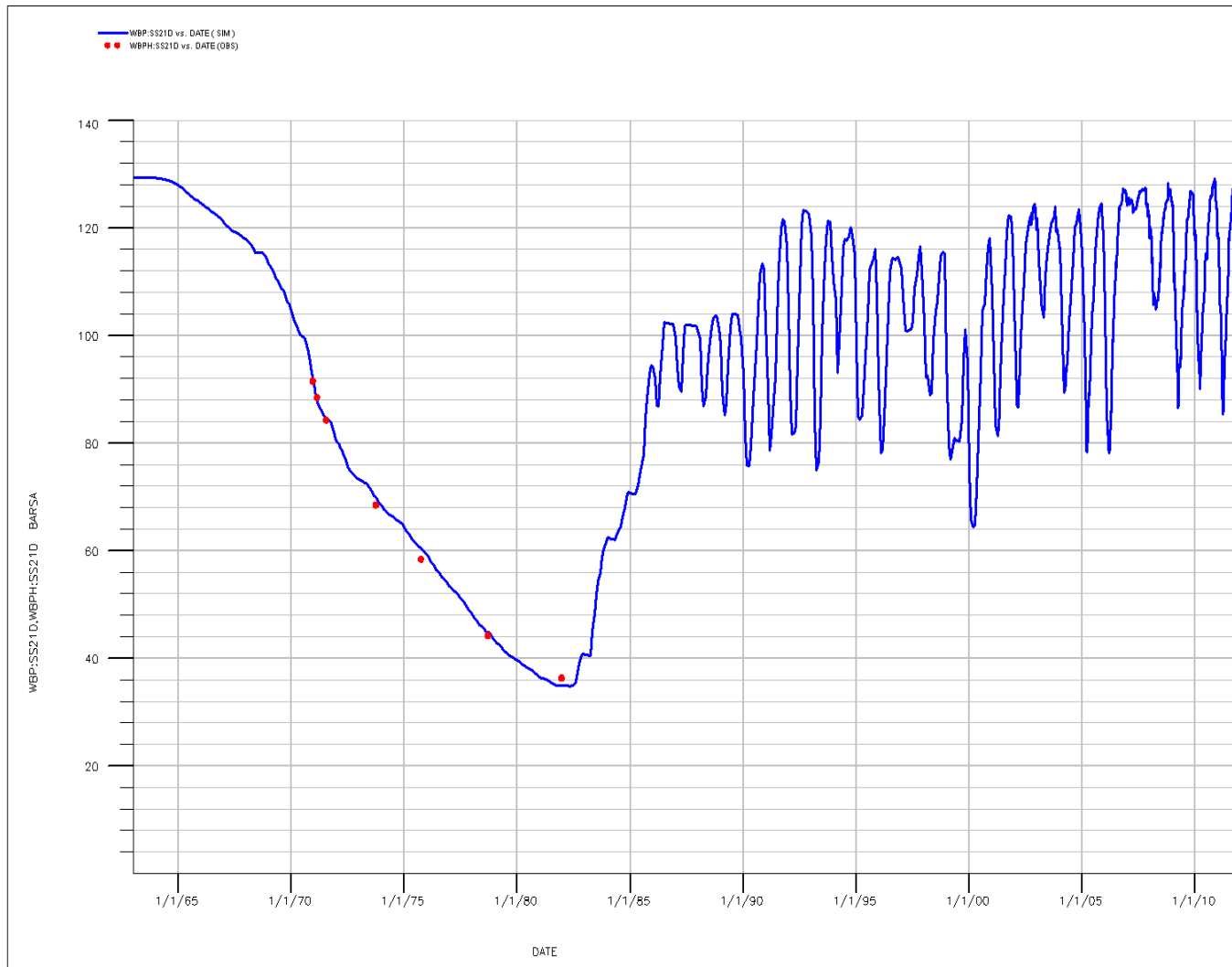


Fig.20 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 21]

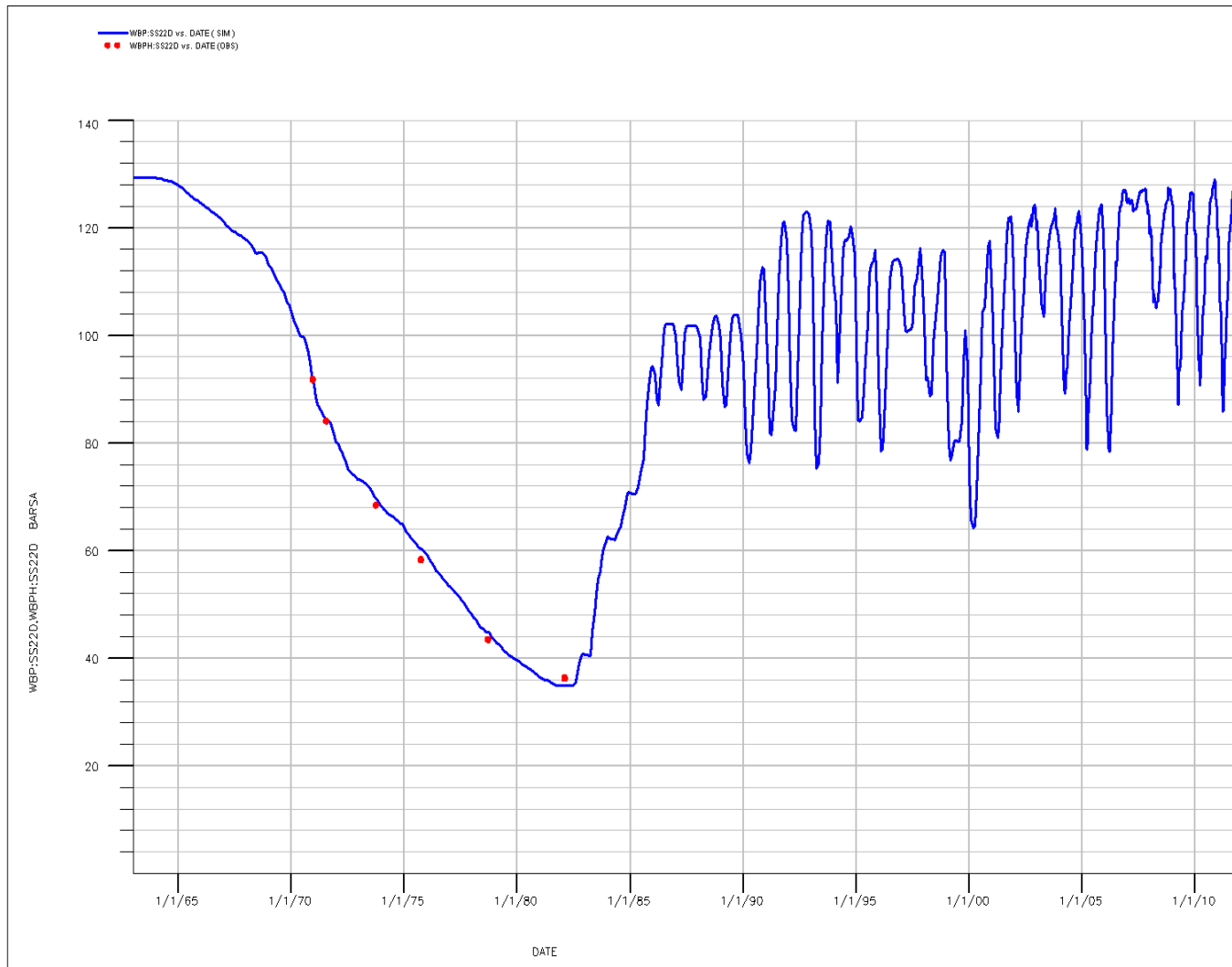


Fig.21 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 22]

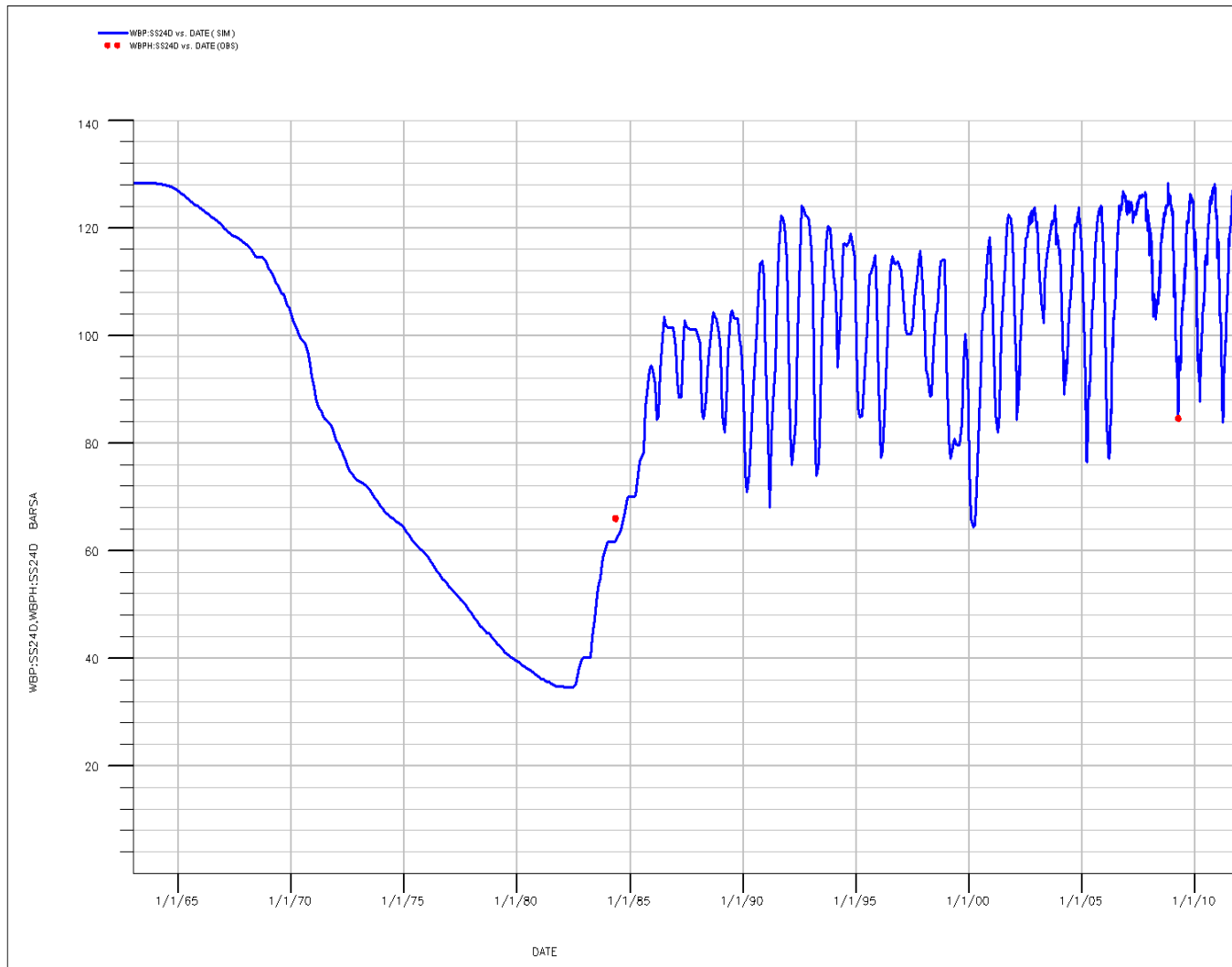


Fig.22 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 24]

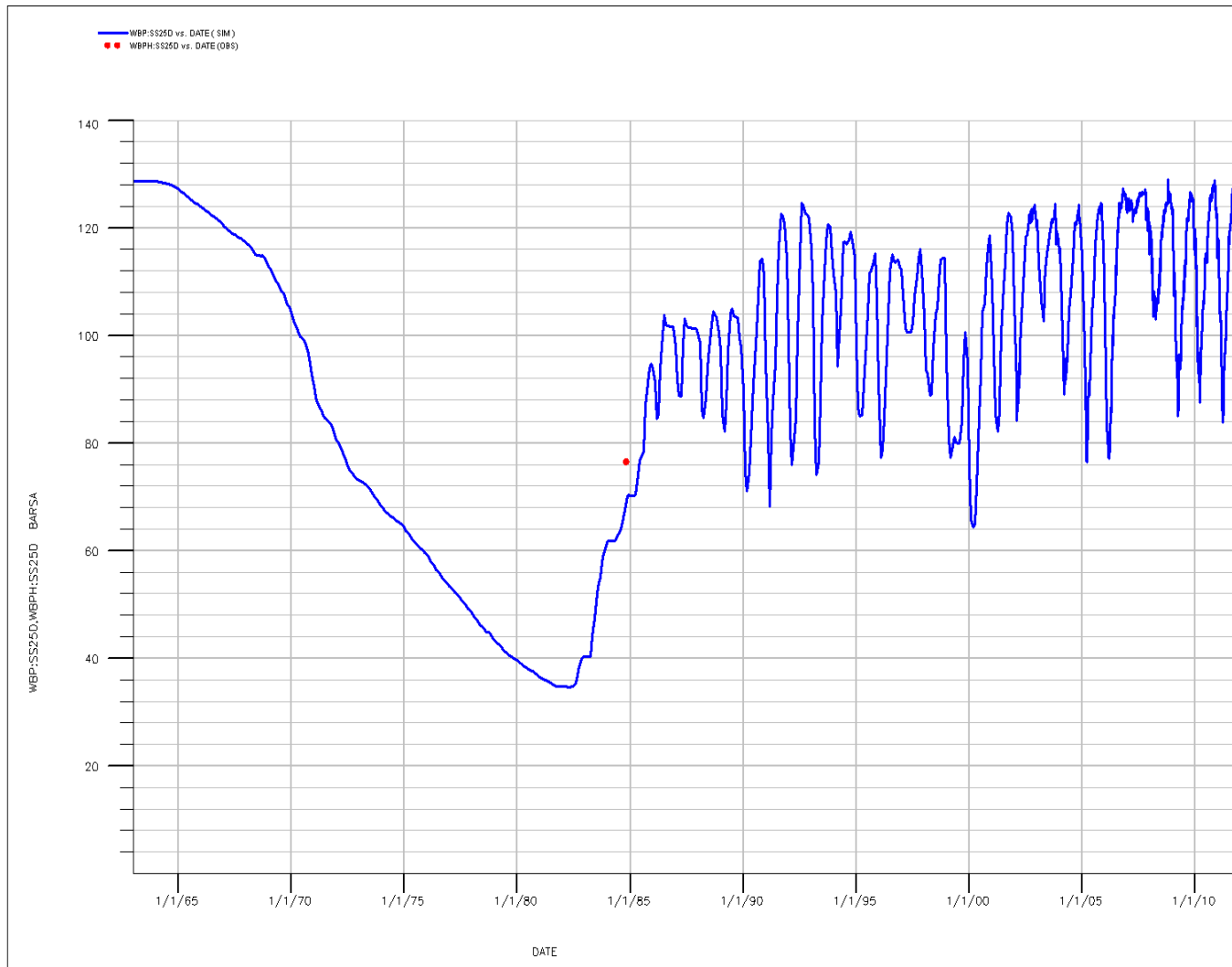


Fig.23 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 25]

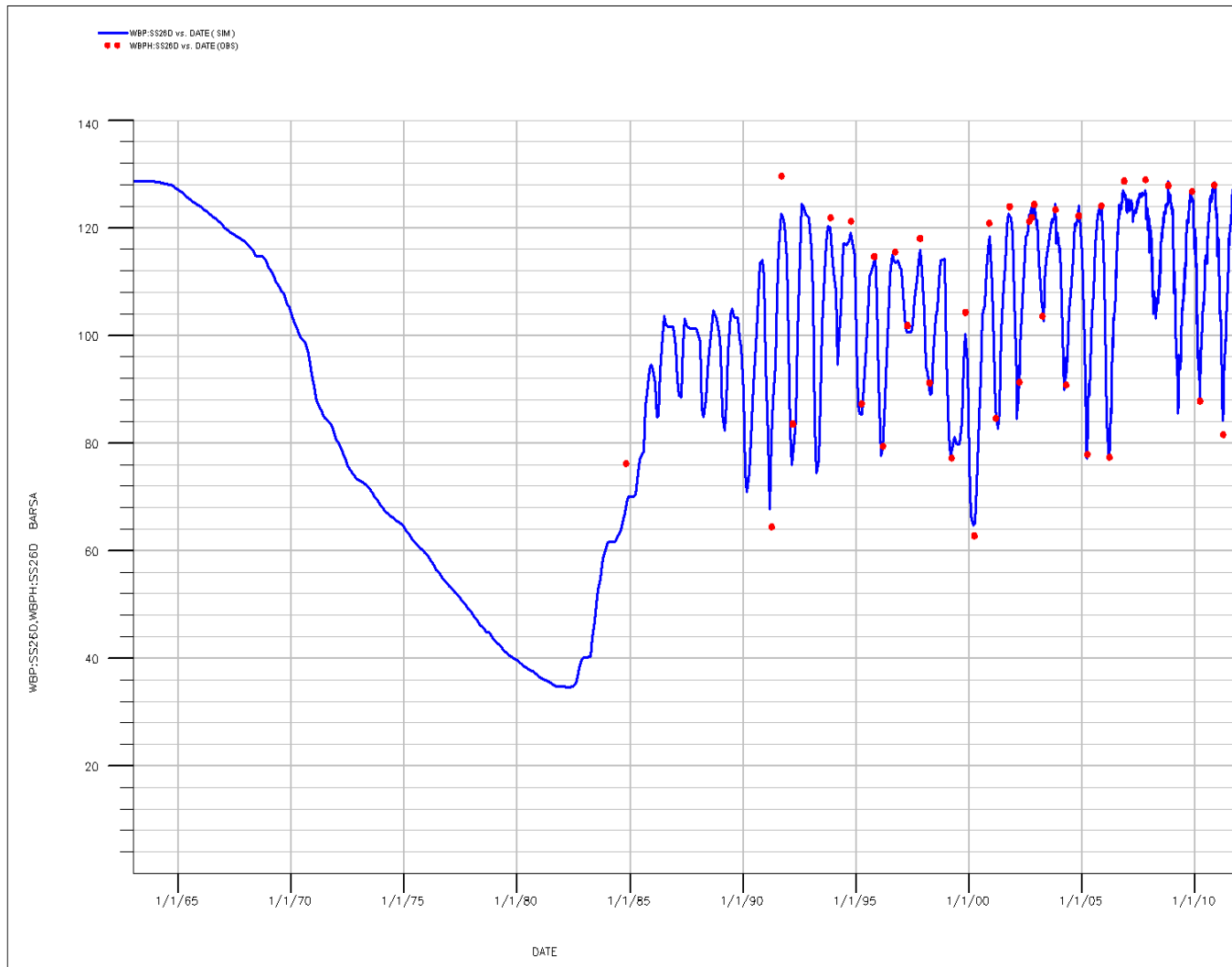


Fig.24 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 26]

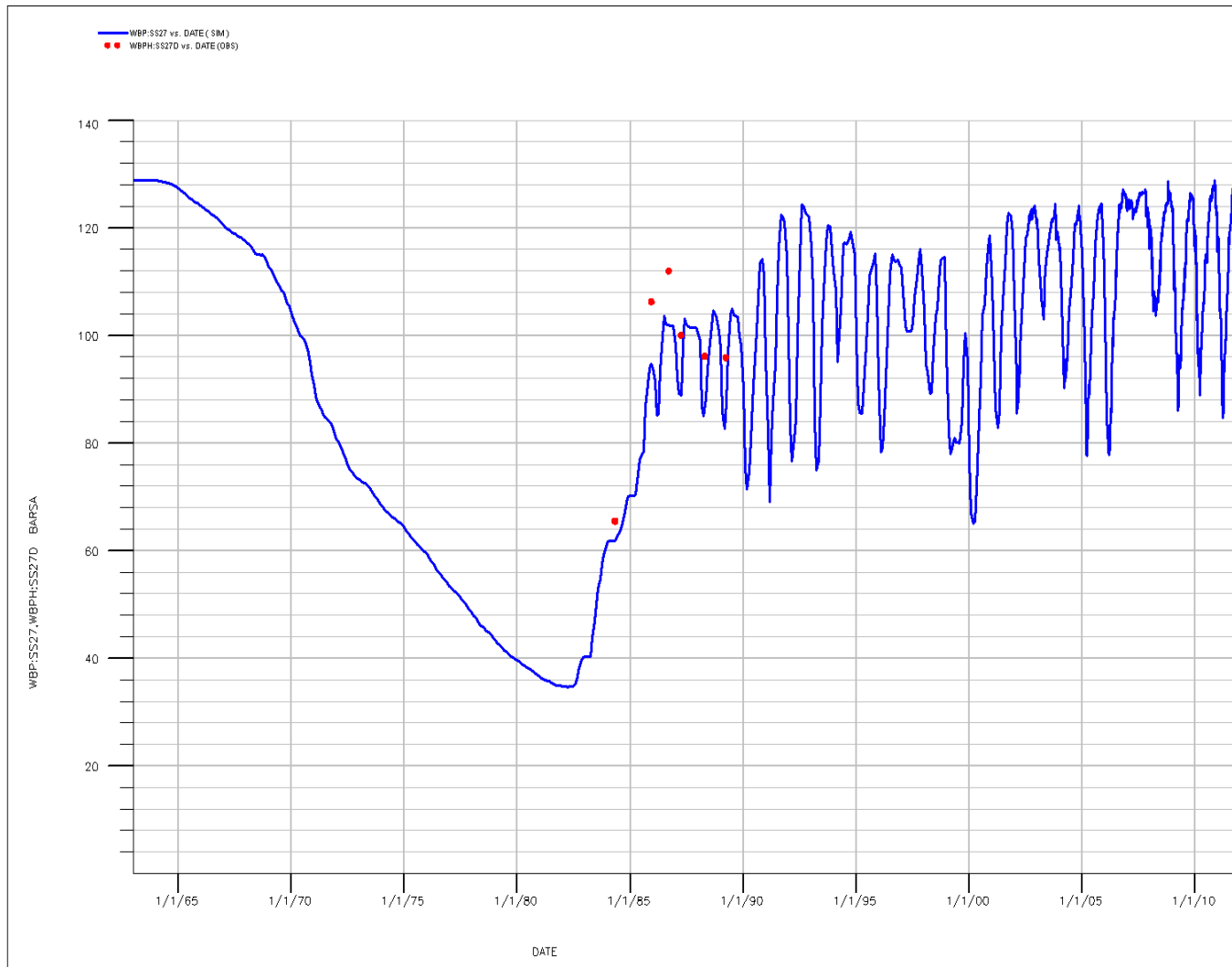


Fig.25 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 27]

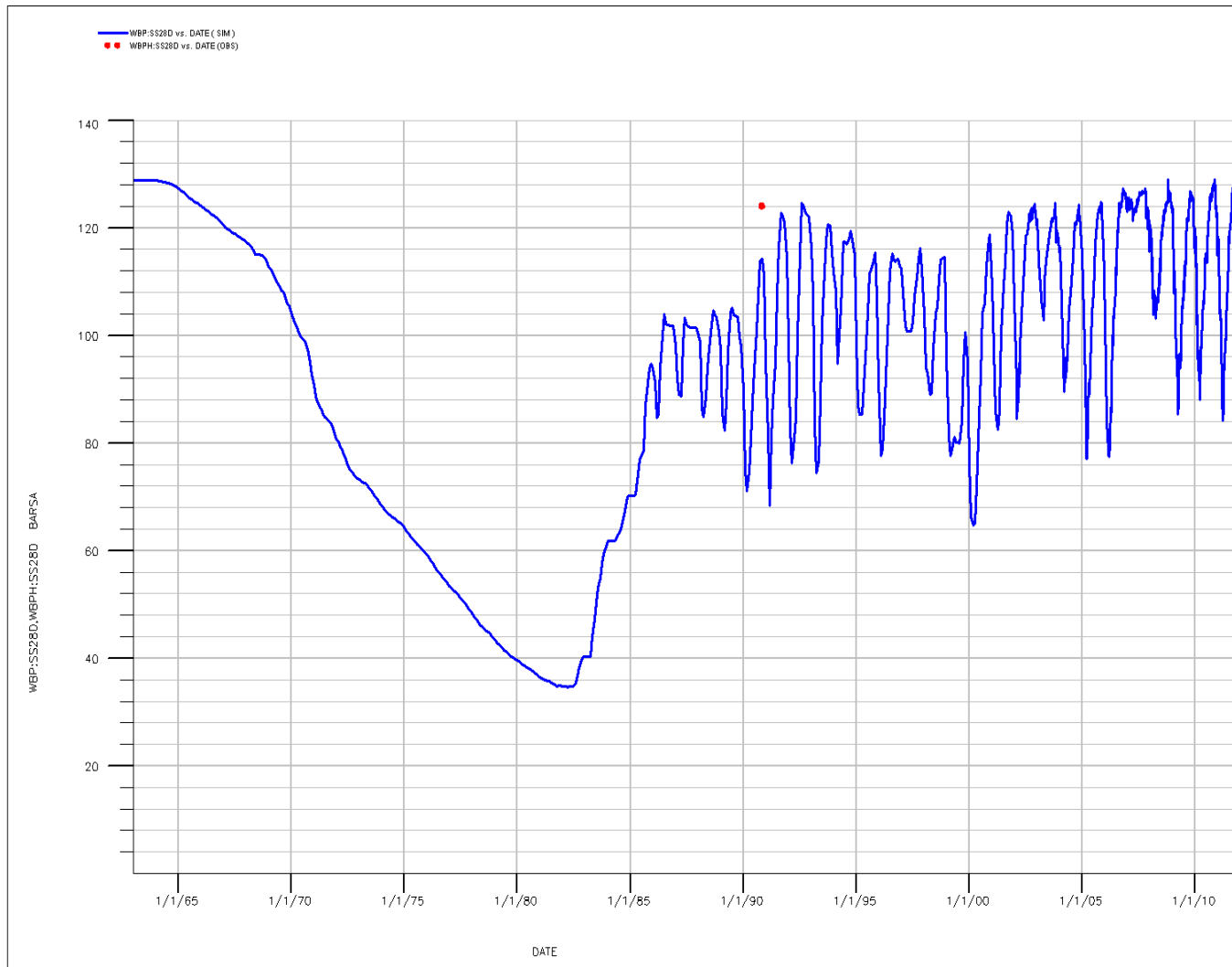


Fig.26 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 28]

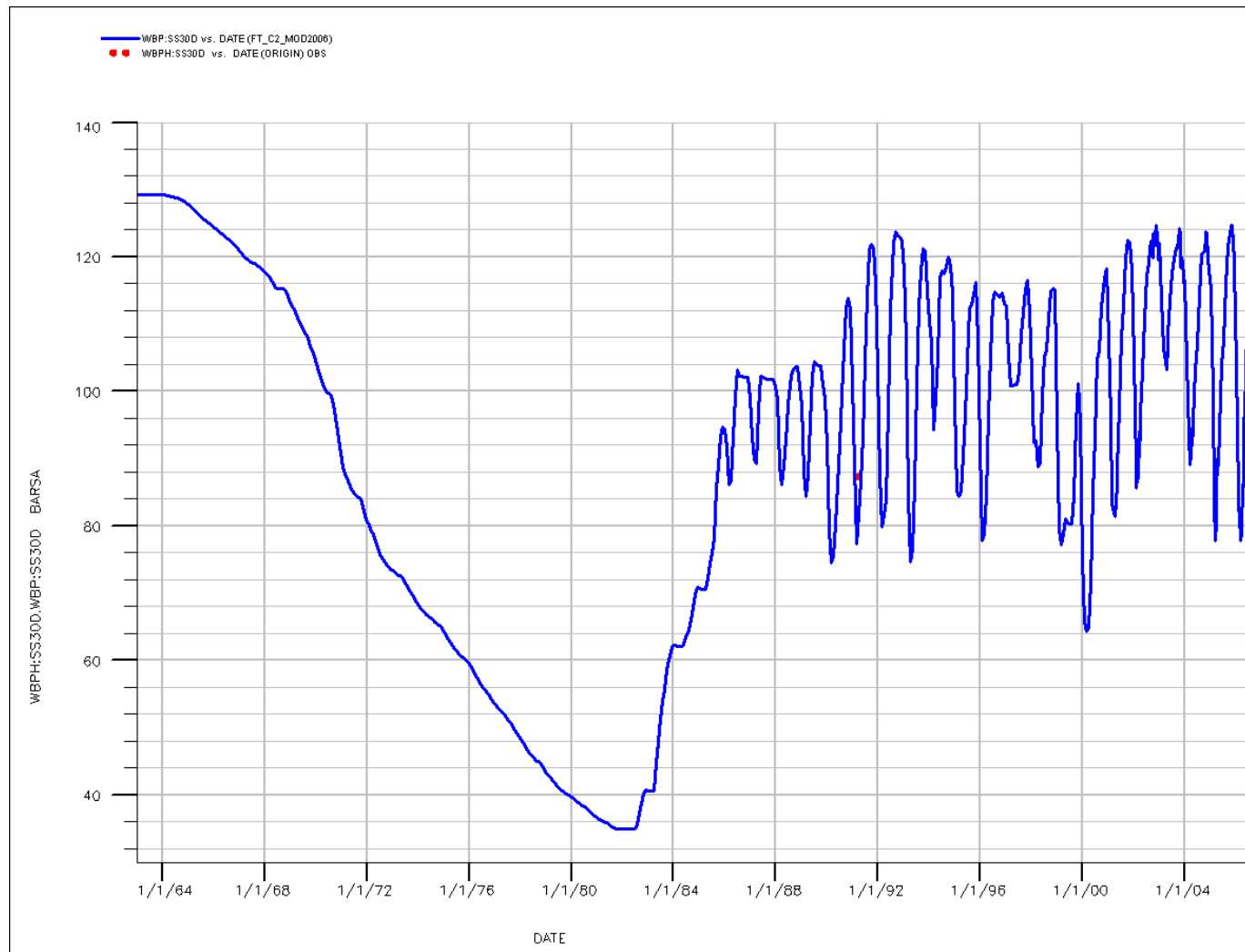


Fig.27 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 30]

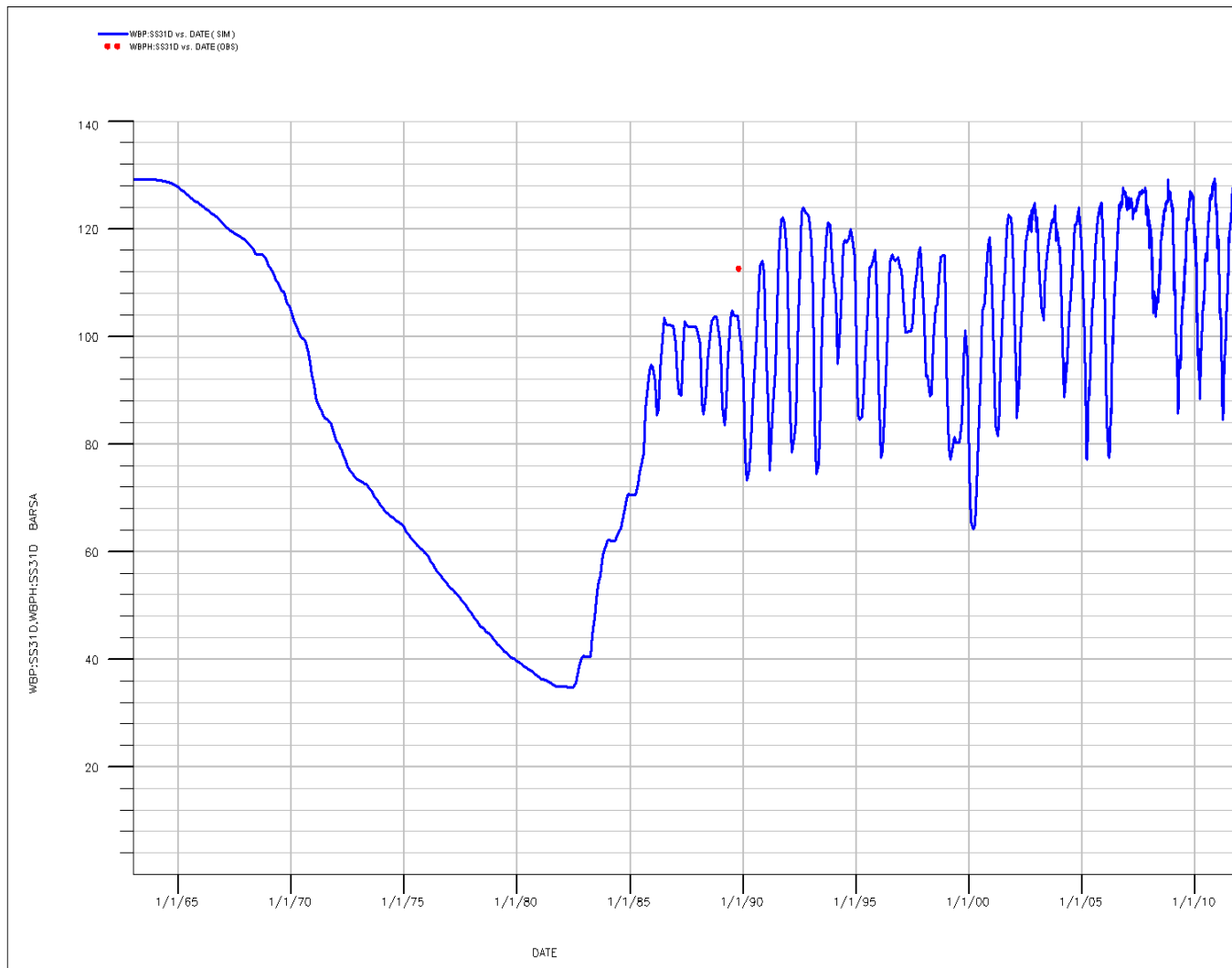


Fig.28 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 31]

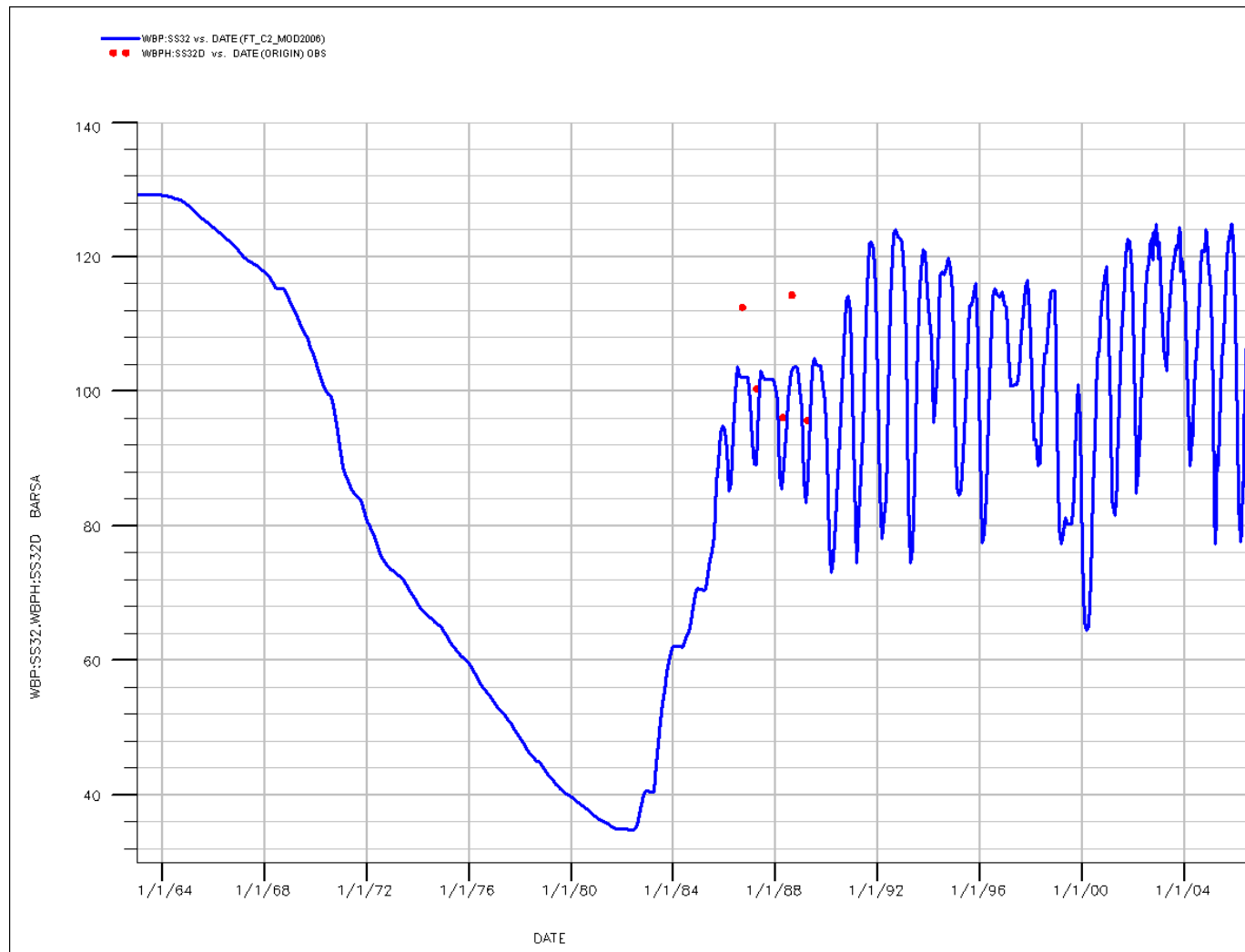


Fig.29 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 32]

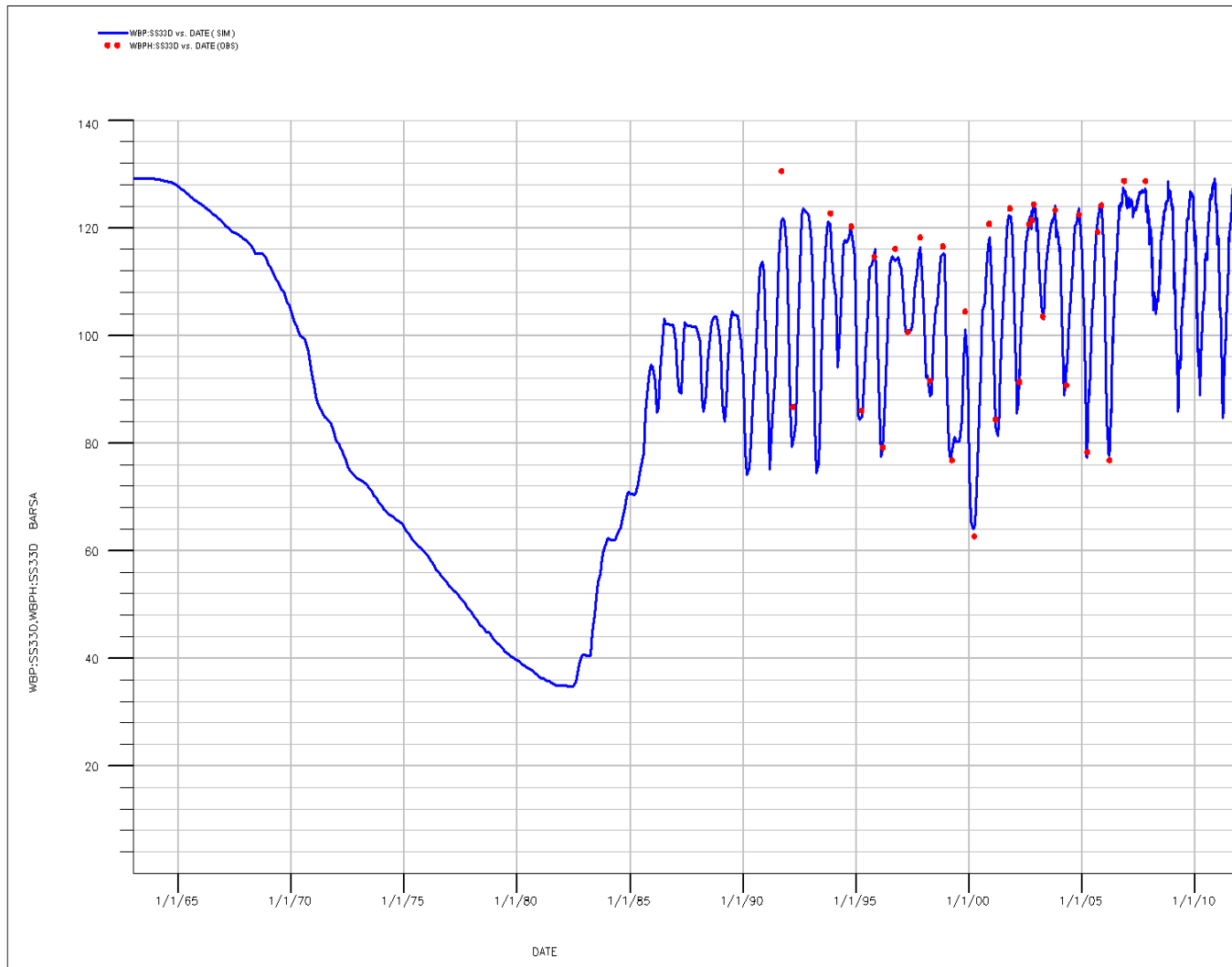


Fig.30 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 33]

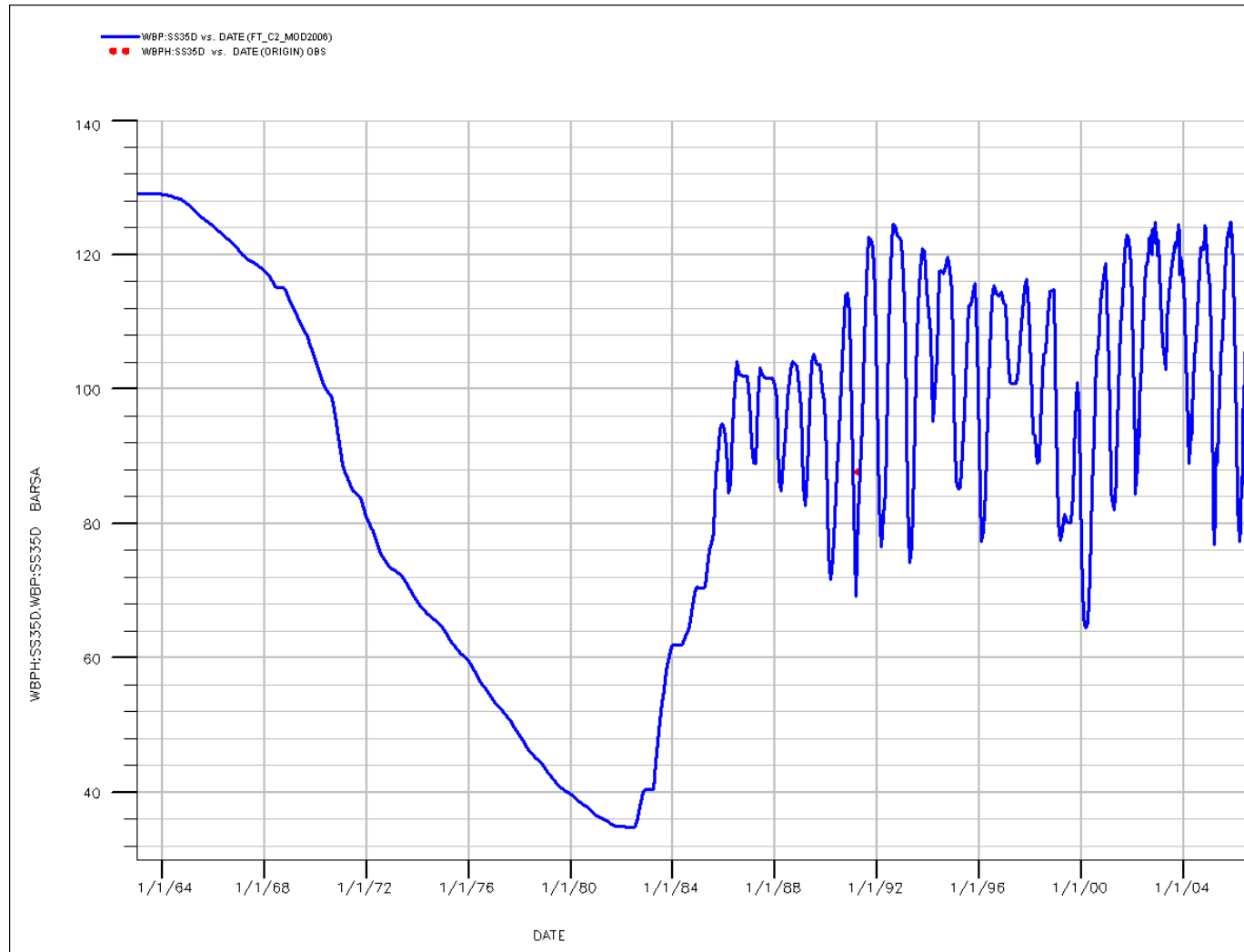


Fig.31 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 34]

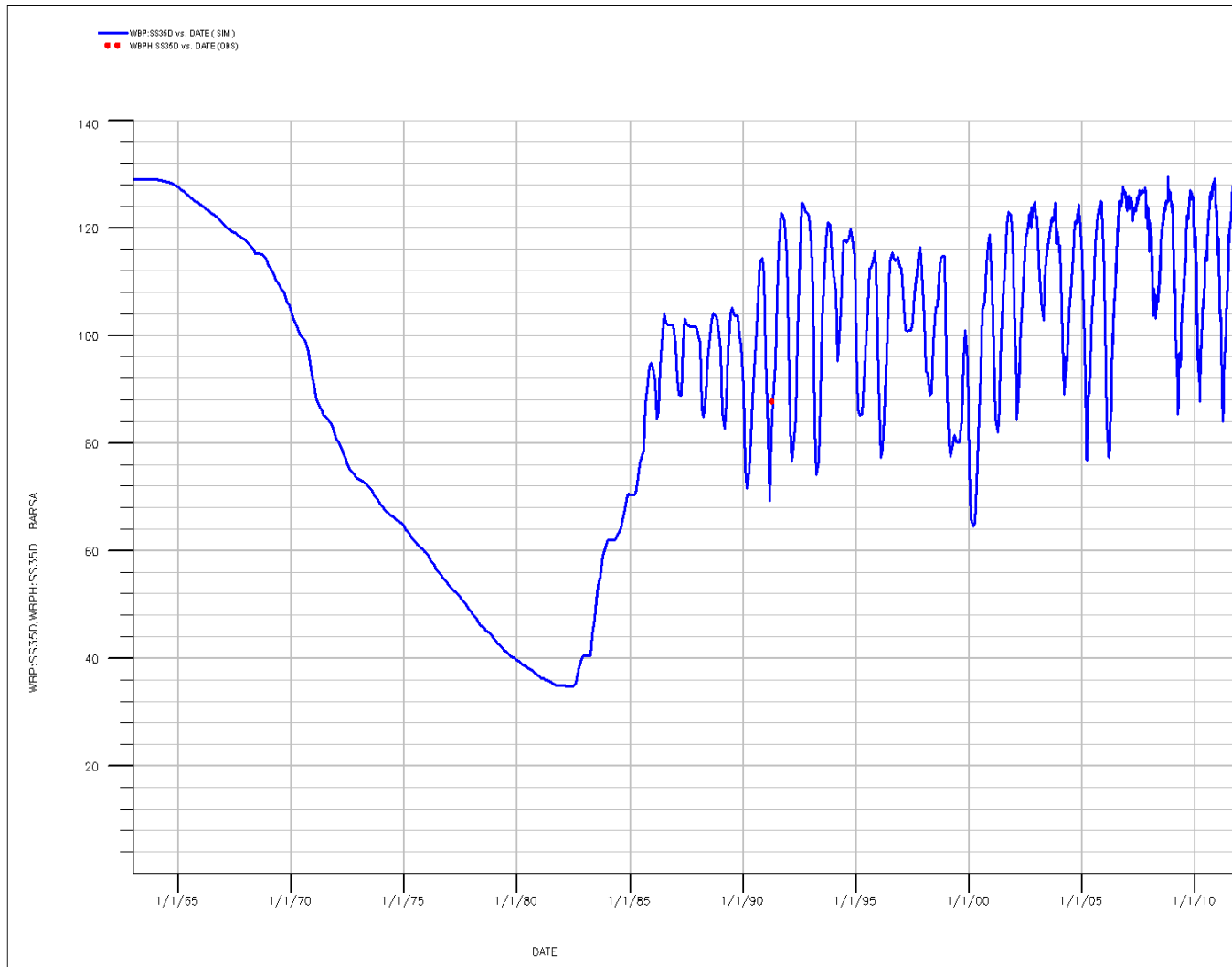


Fig.32 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 35]

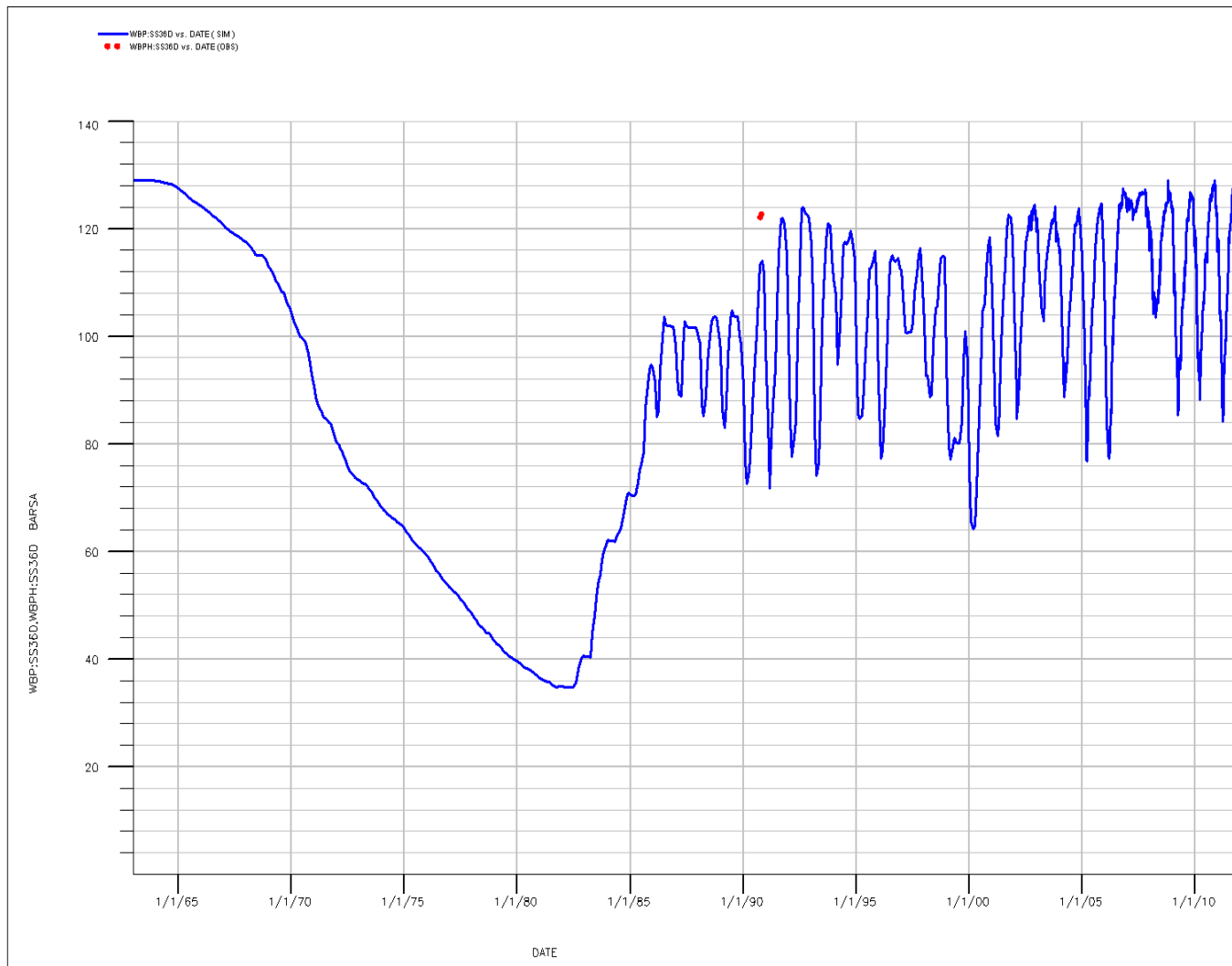


Fig.33 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 36]

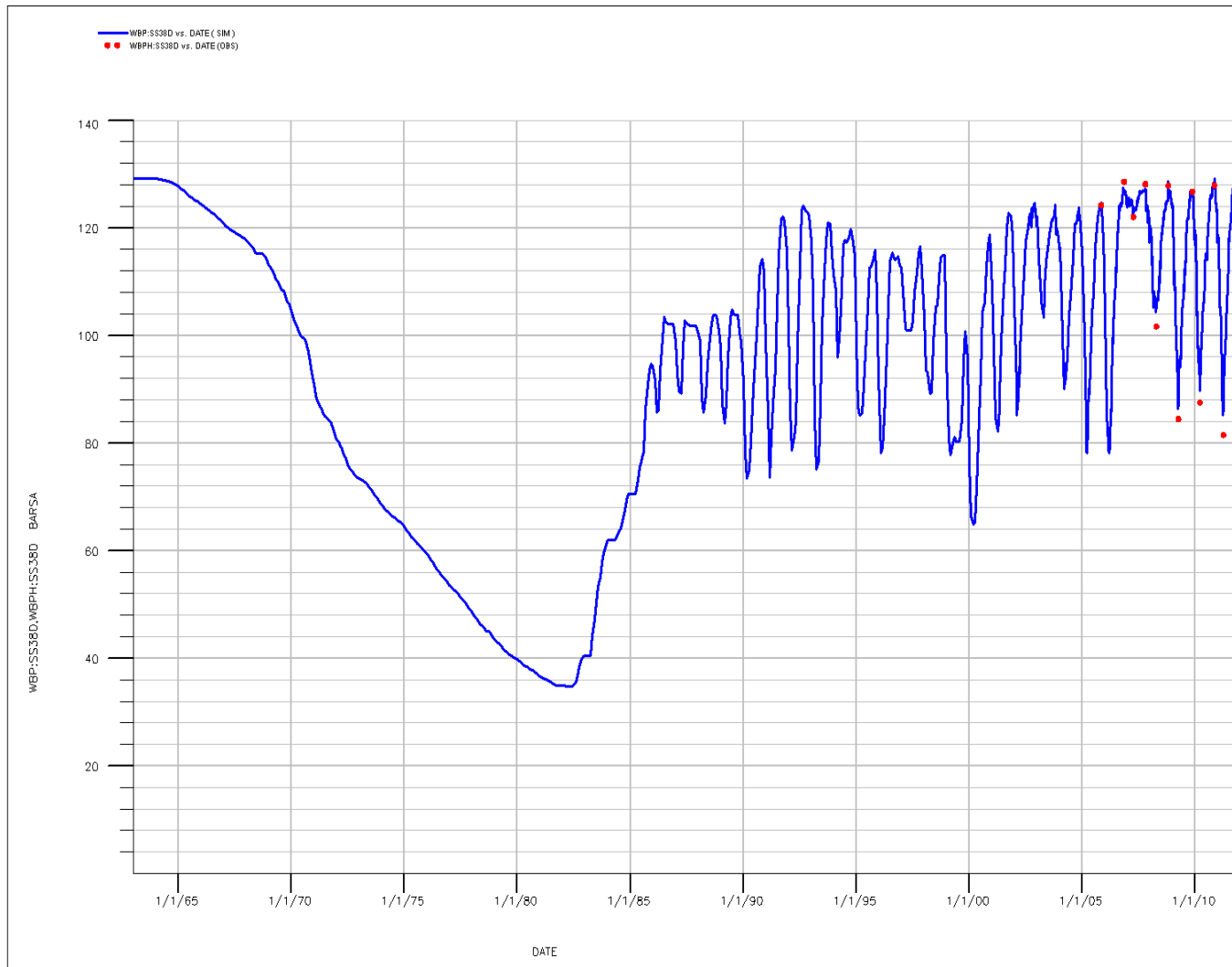


Fig.34 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 38]

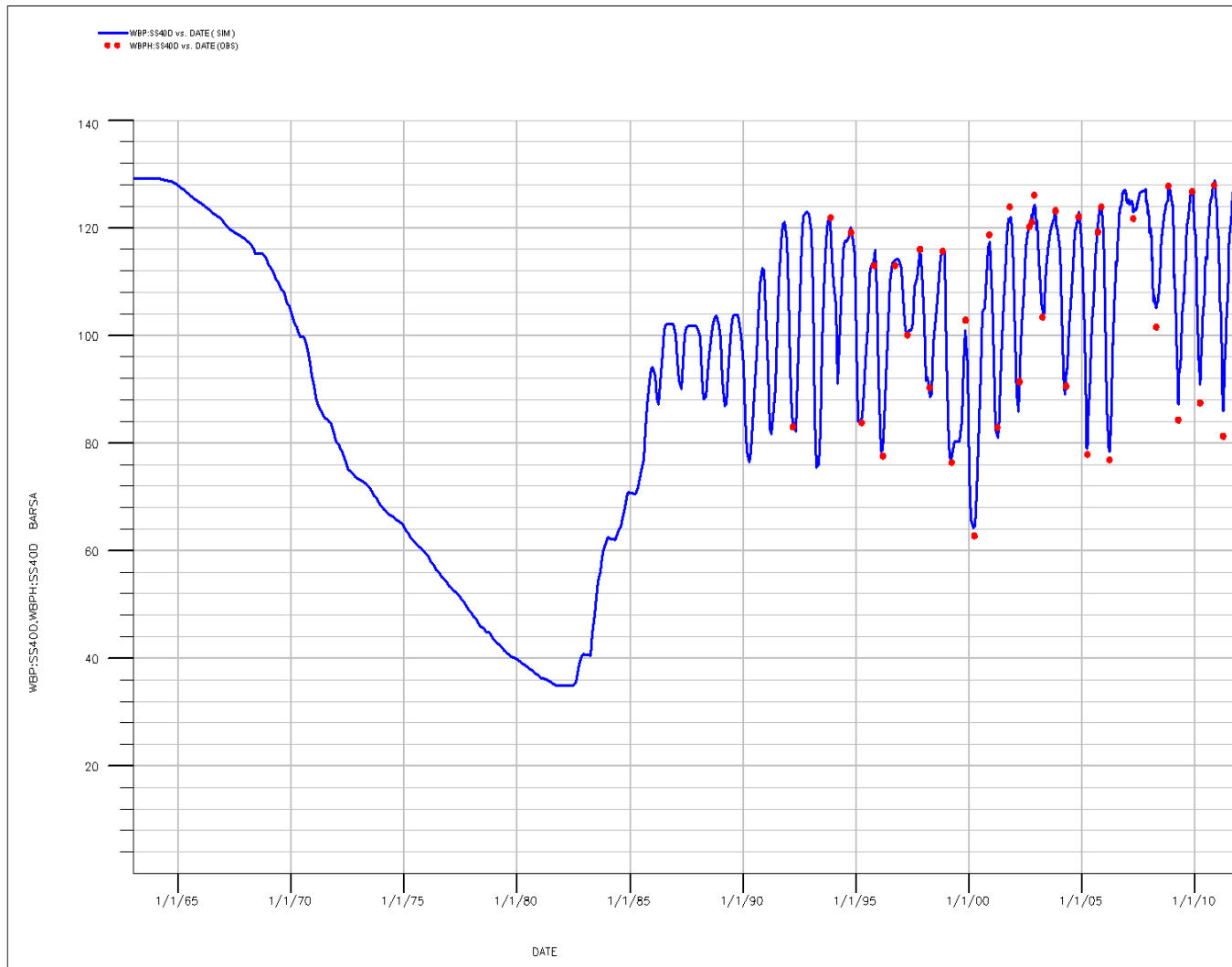


Fig.35 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 40]

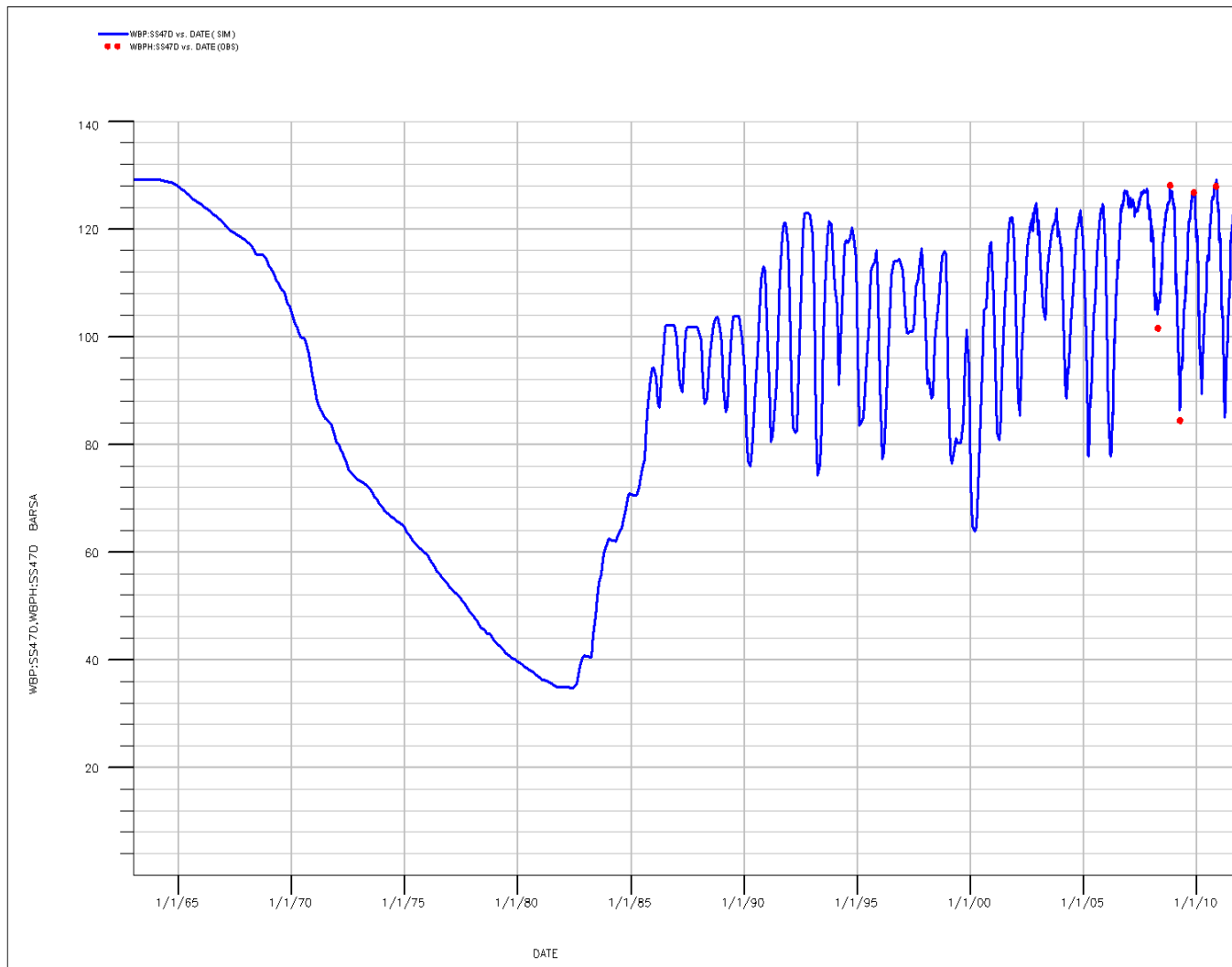


Fig.36 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBP) [pozzo San Salvo 47]

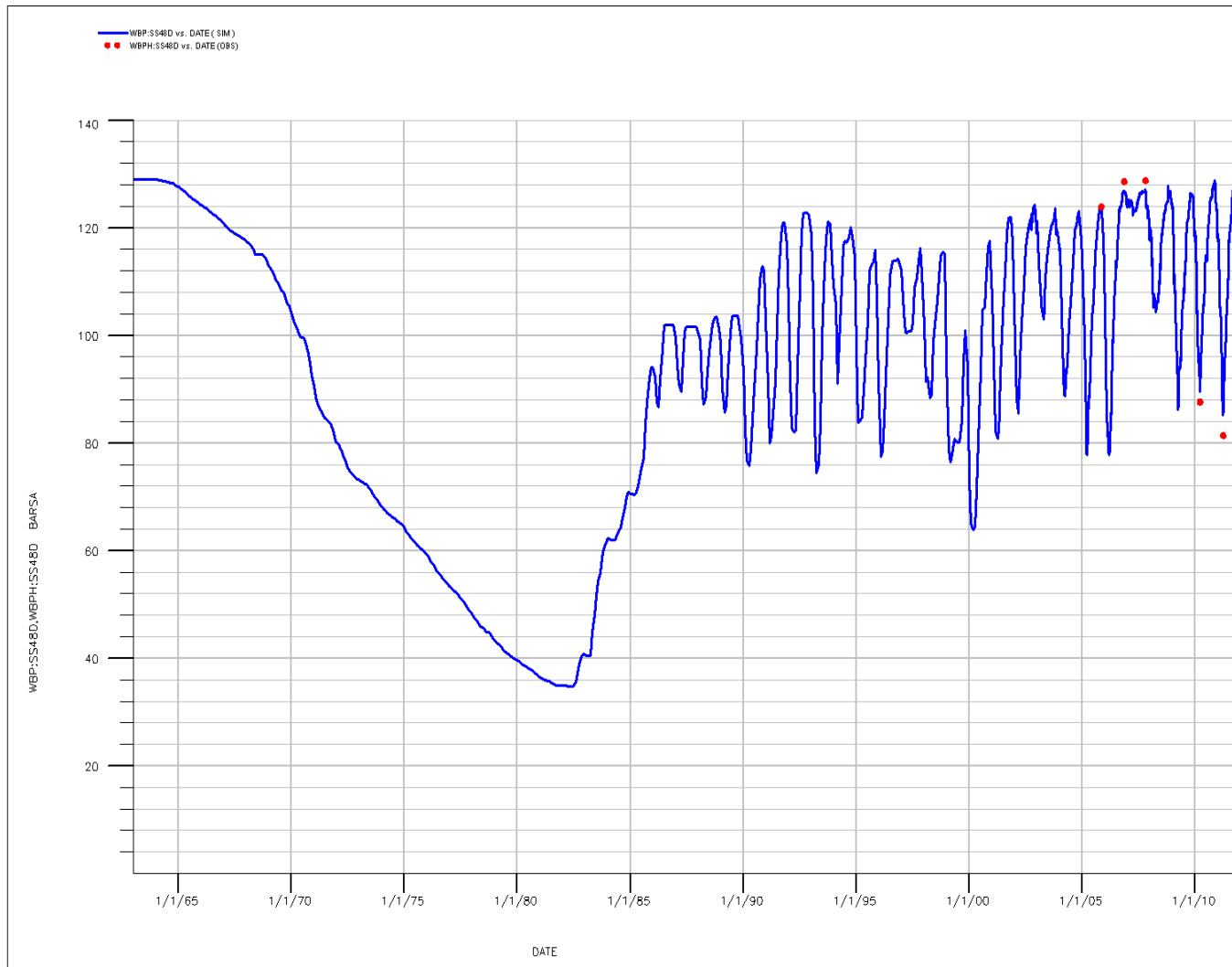


Fig.37 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 48]

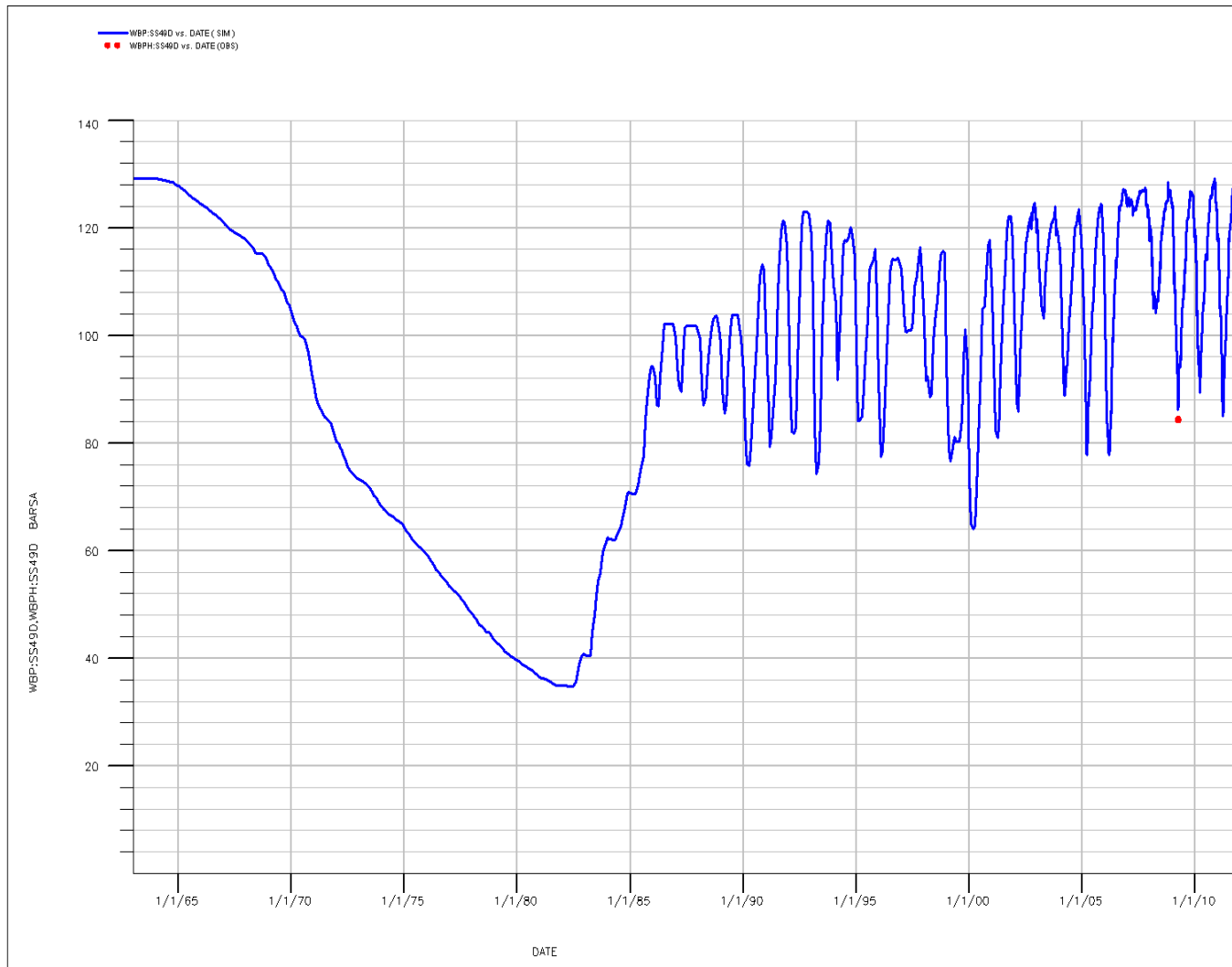


Fig.38 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo San Salvo 49]

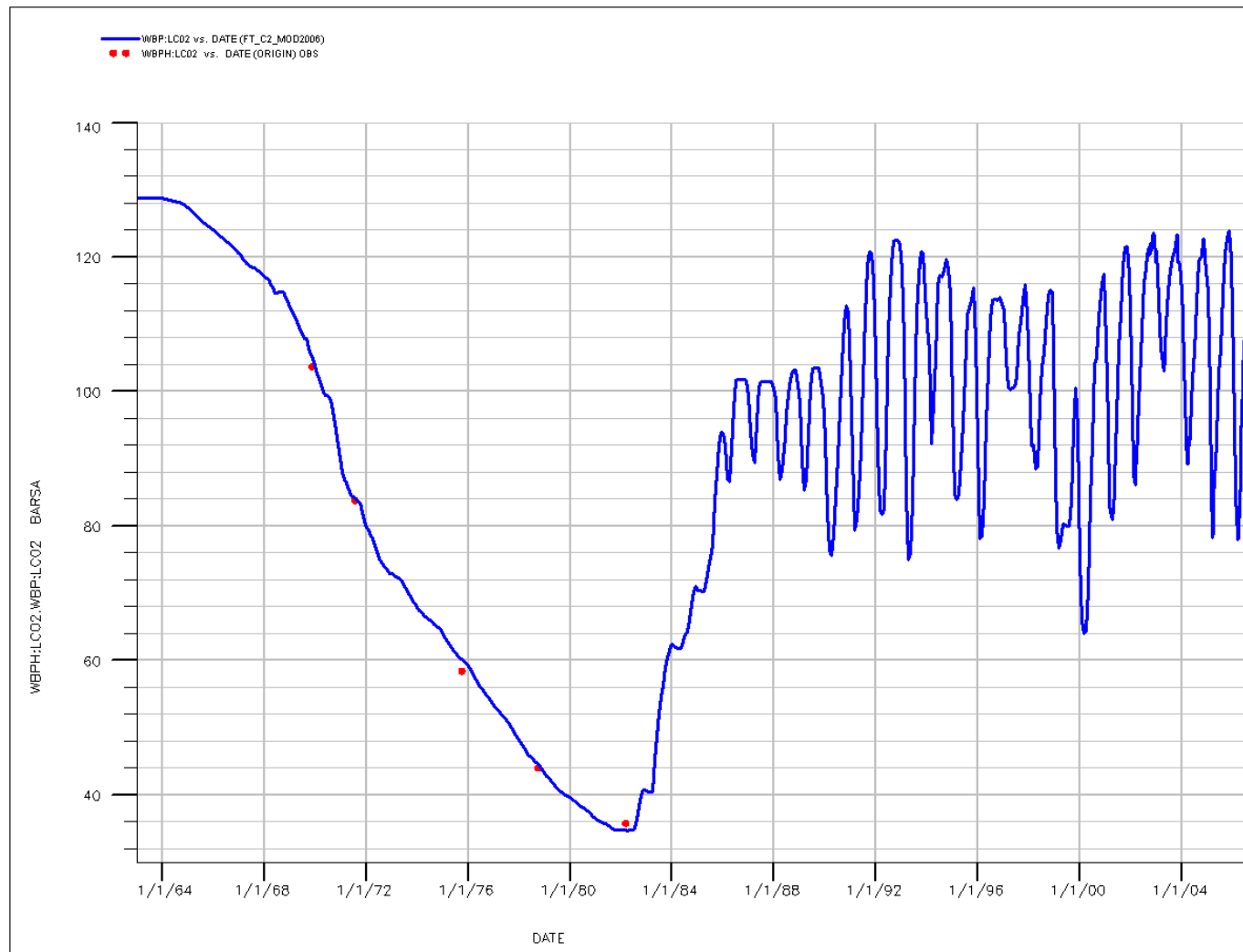


Fig.39 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo La Coccetta 2]

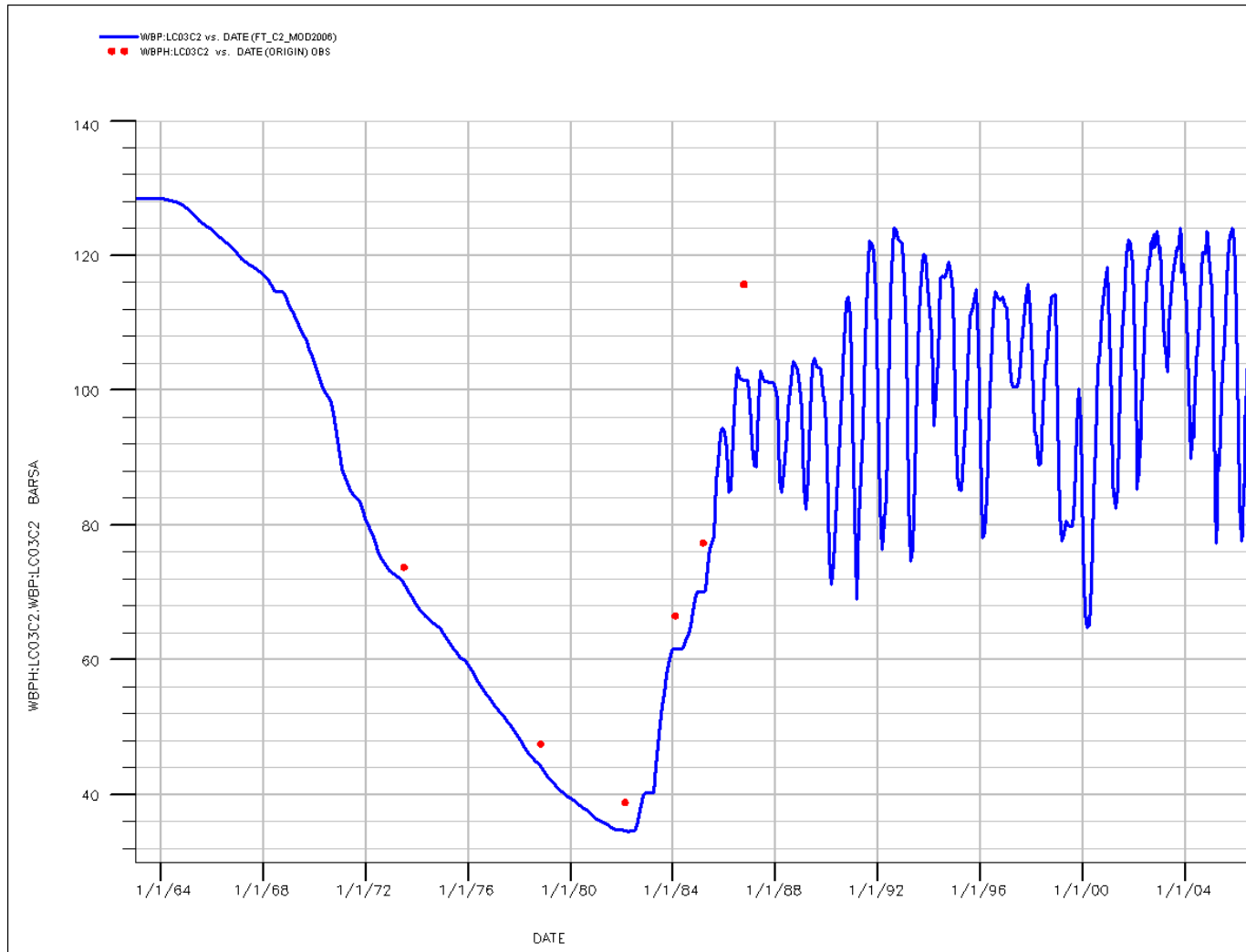


Fig.40 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo La Coccetta 3]

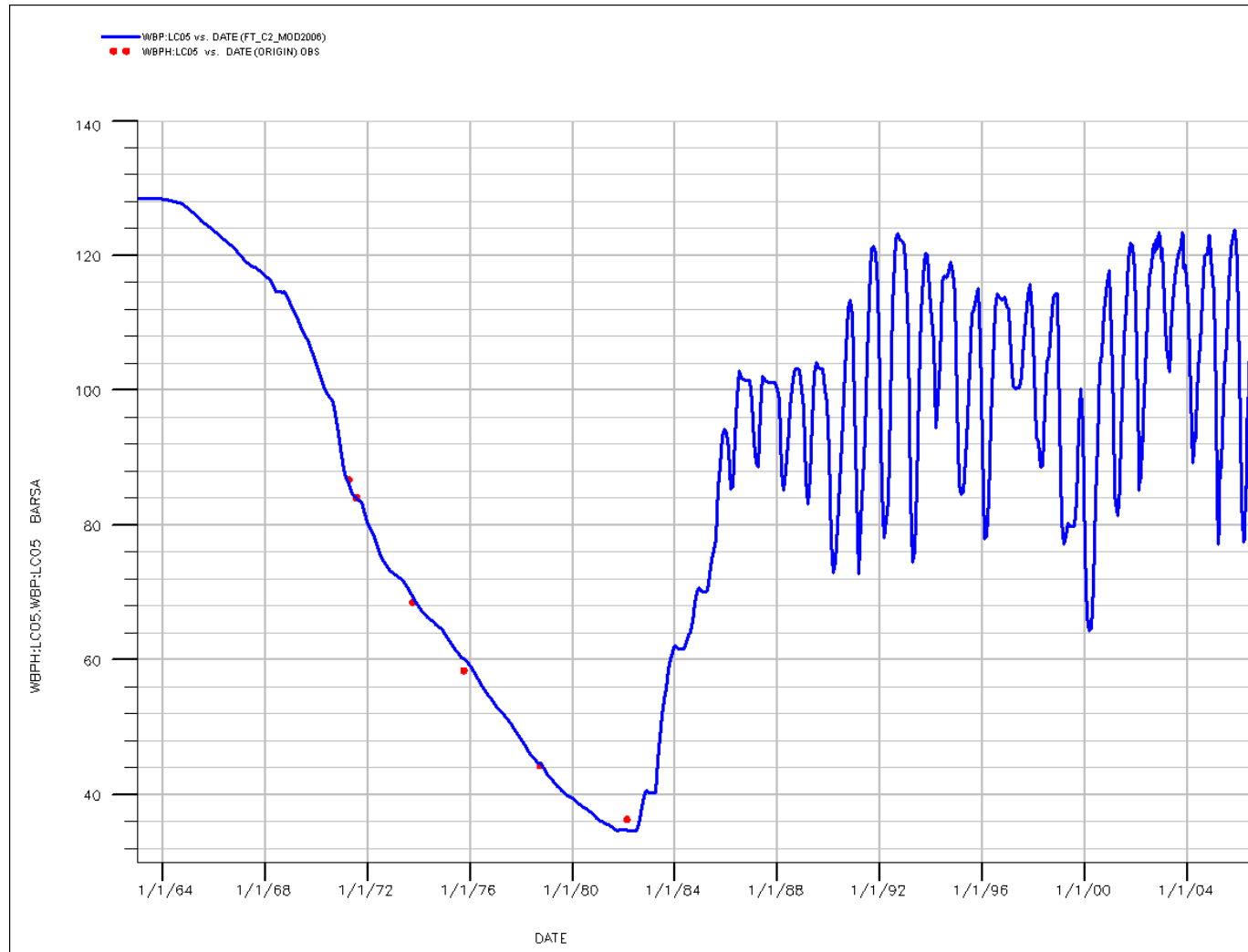


Fig.41 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo La Coccetta 5]

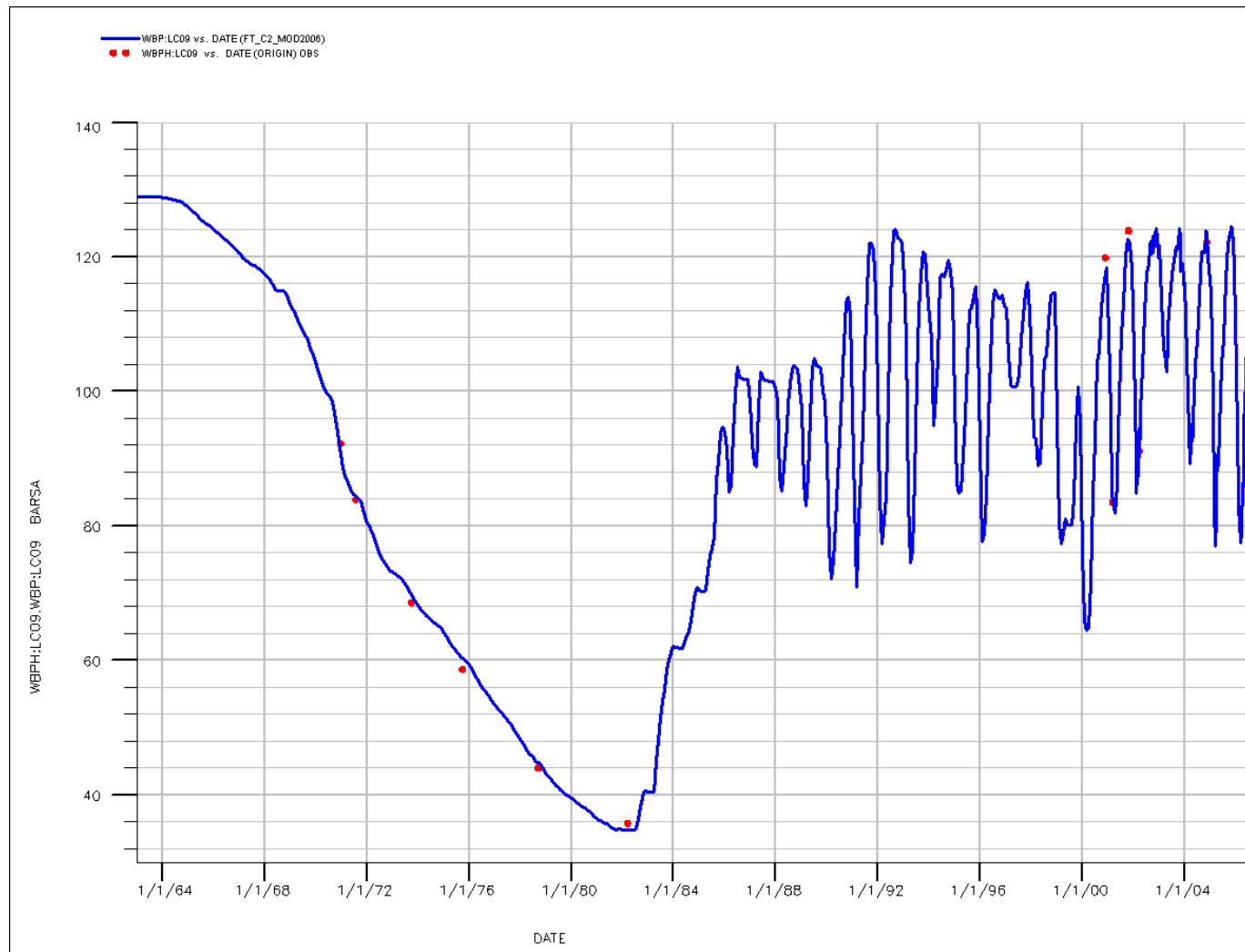


Fig.42 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo La Coccetta 9]

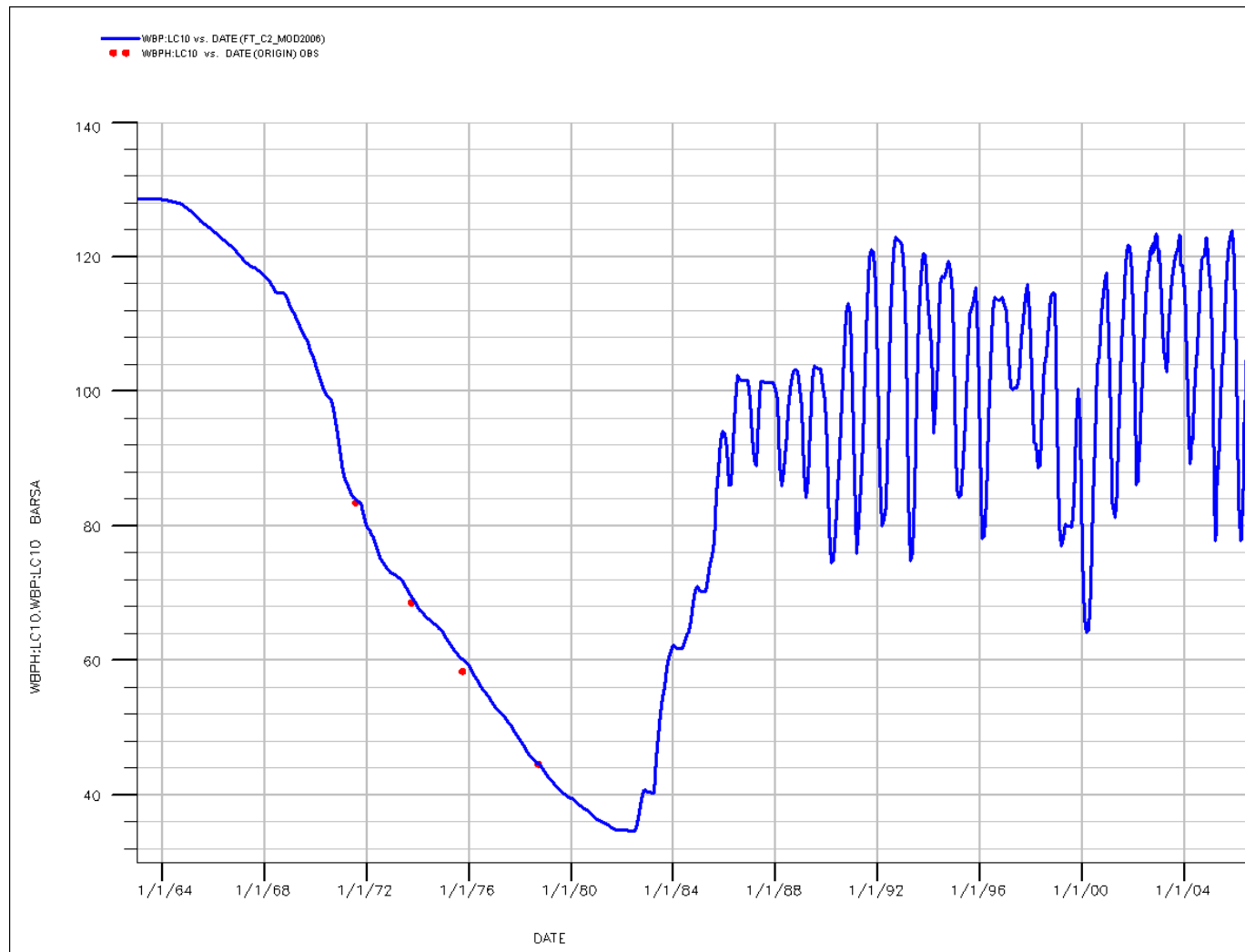


Fig.43- Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo La Coccetta 10]

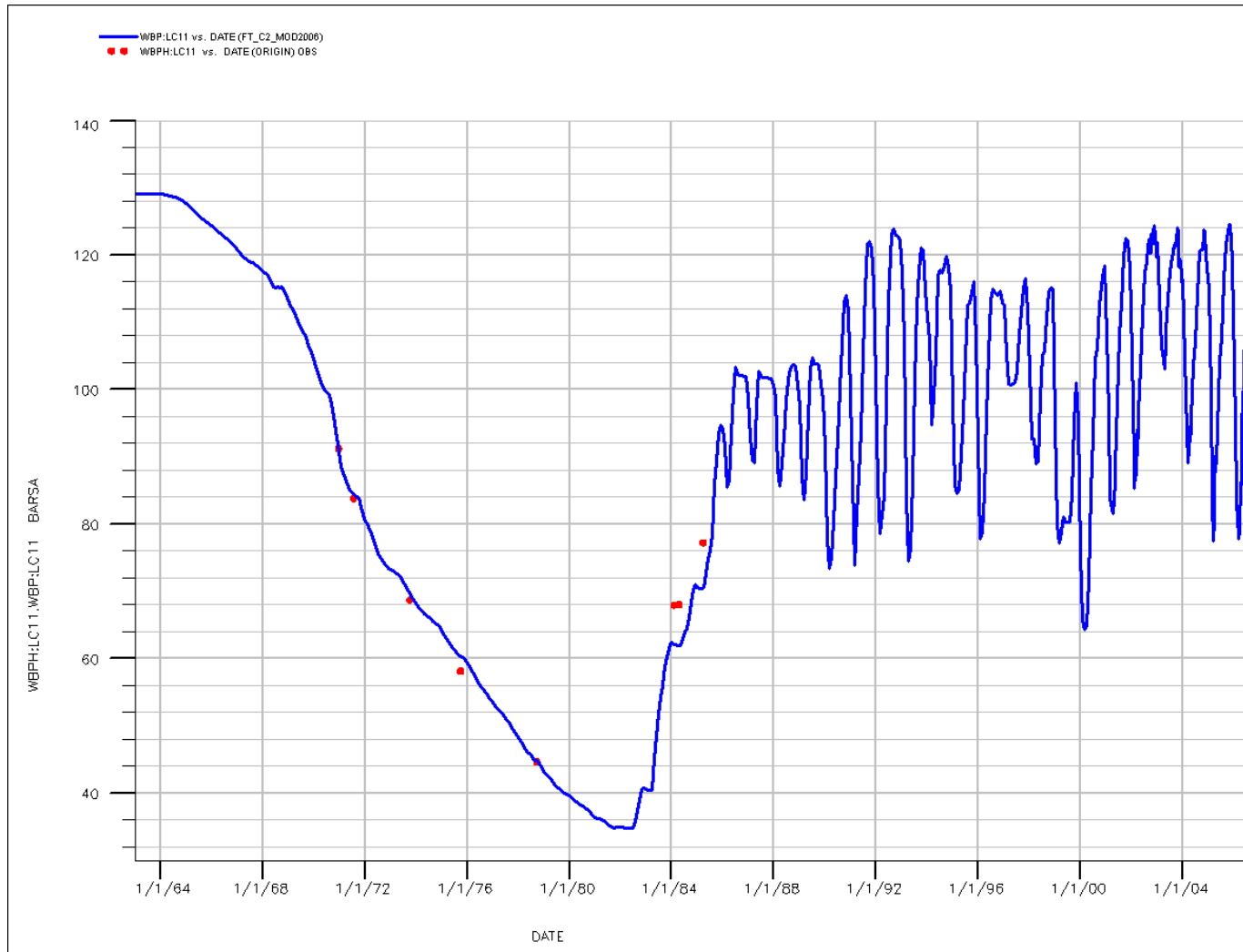


Fig.44 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo La Coccetta 11]

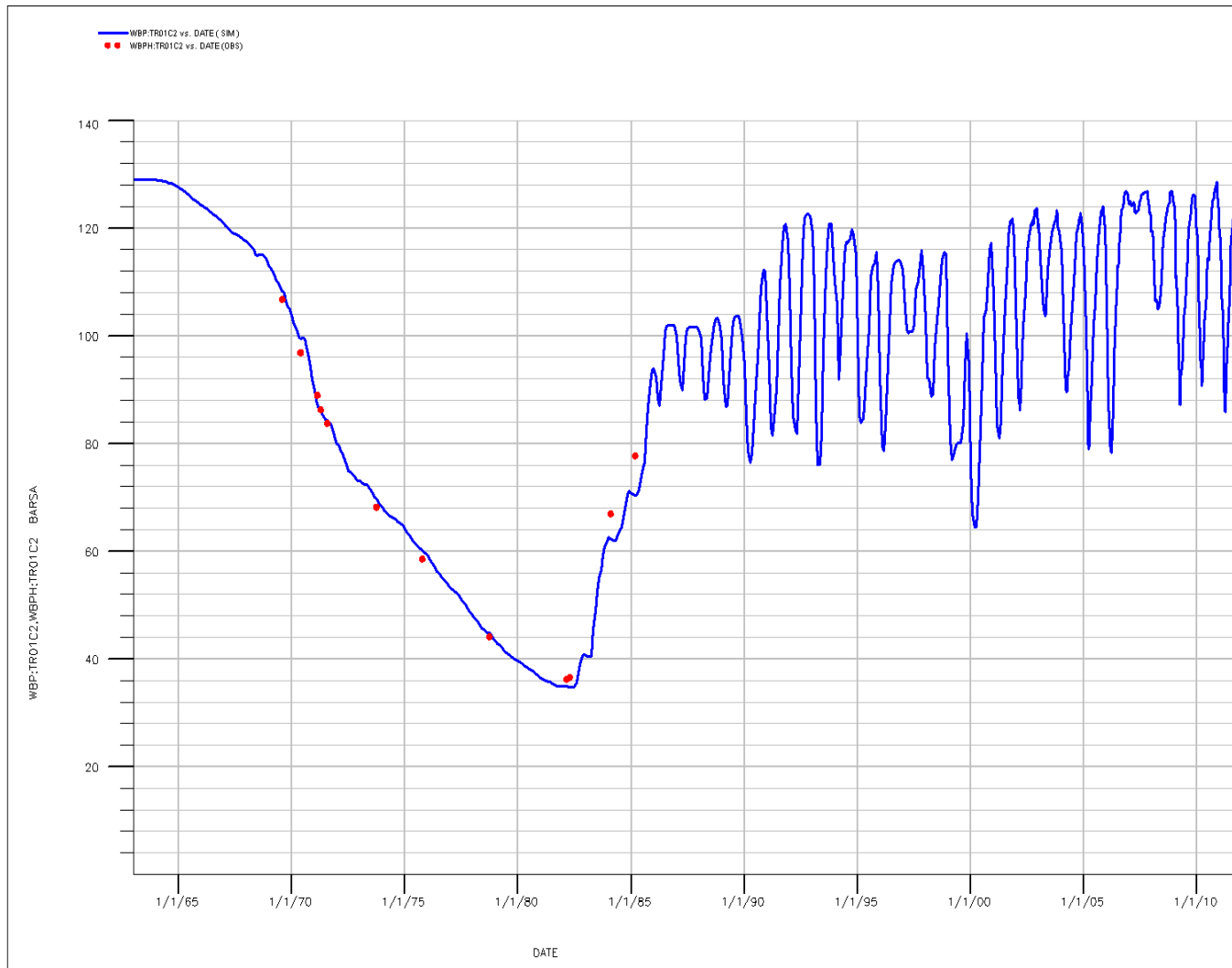


Fig.45 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo Trigno 1]

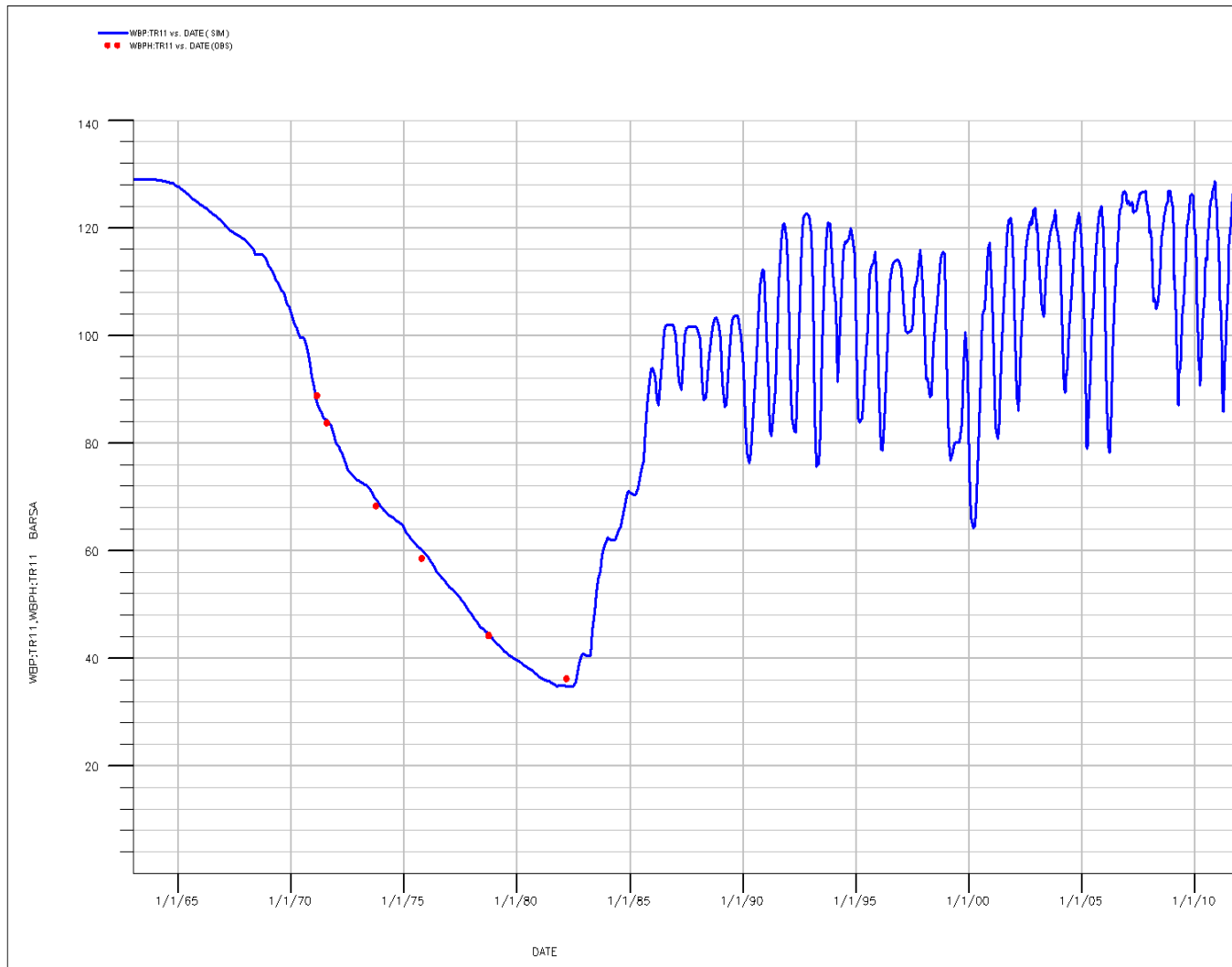


Fig.46 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo Trigno 11]

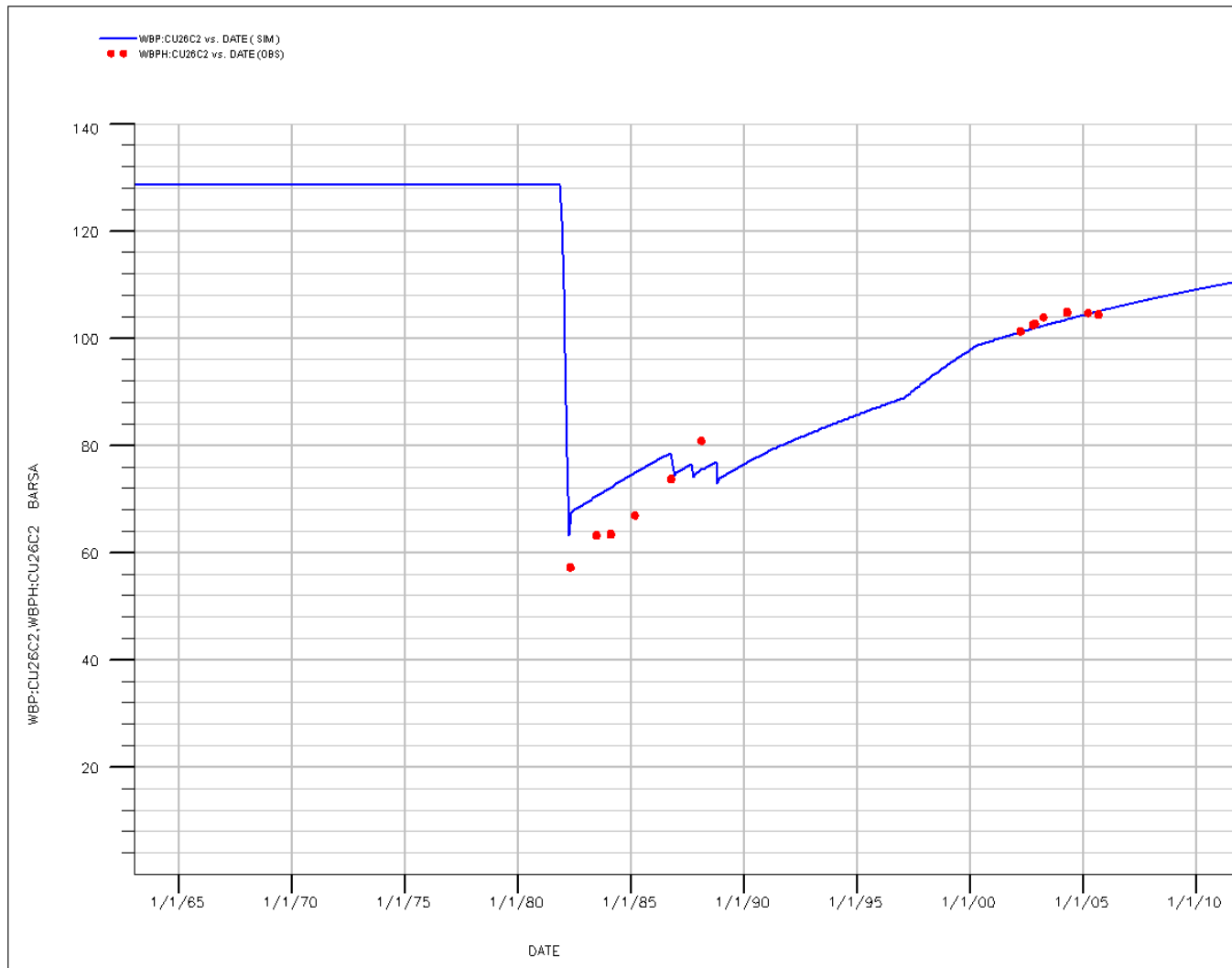


Fig.47 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo Cupello 26, ipotesi faglia 6 sealing]

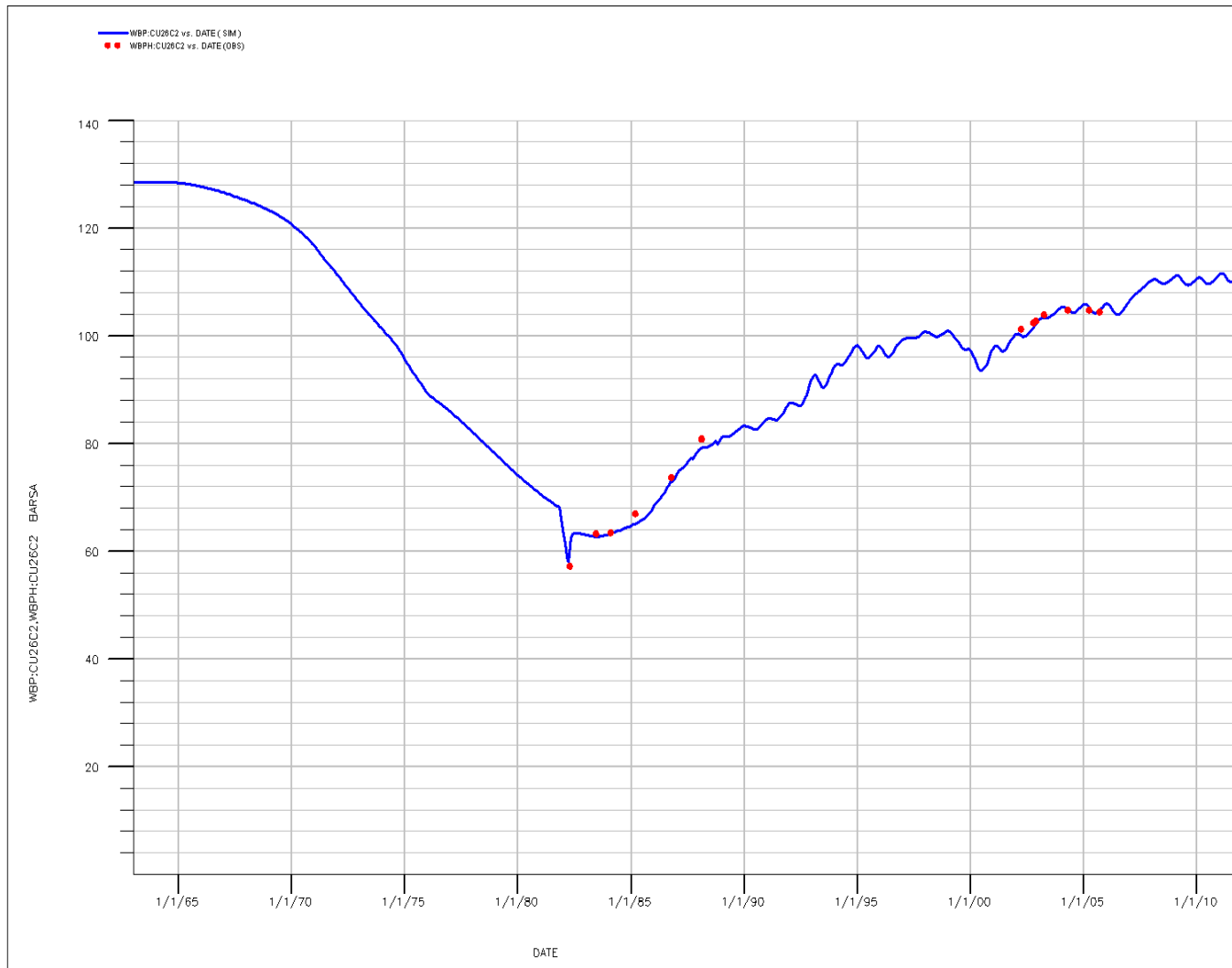


Fig.48 - Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e pressione misurata (WBPH) [pozzo Cupello 26, ipotesi faglia 6 *leaking*]

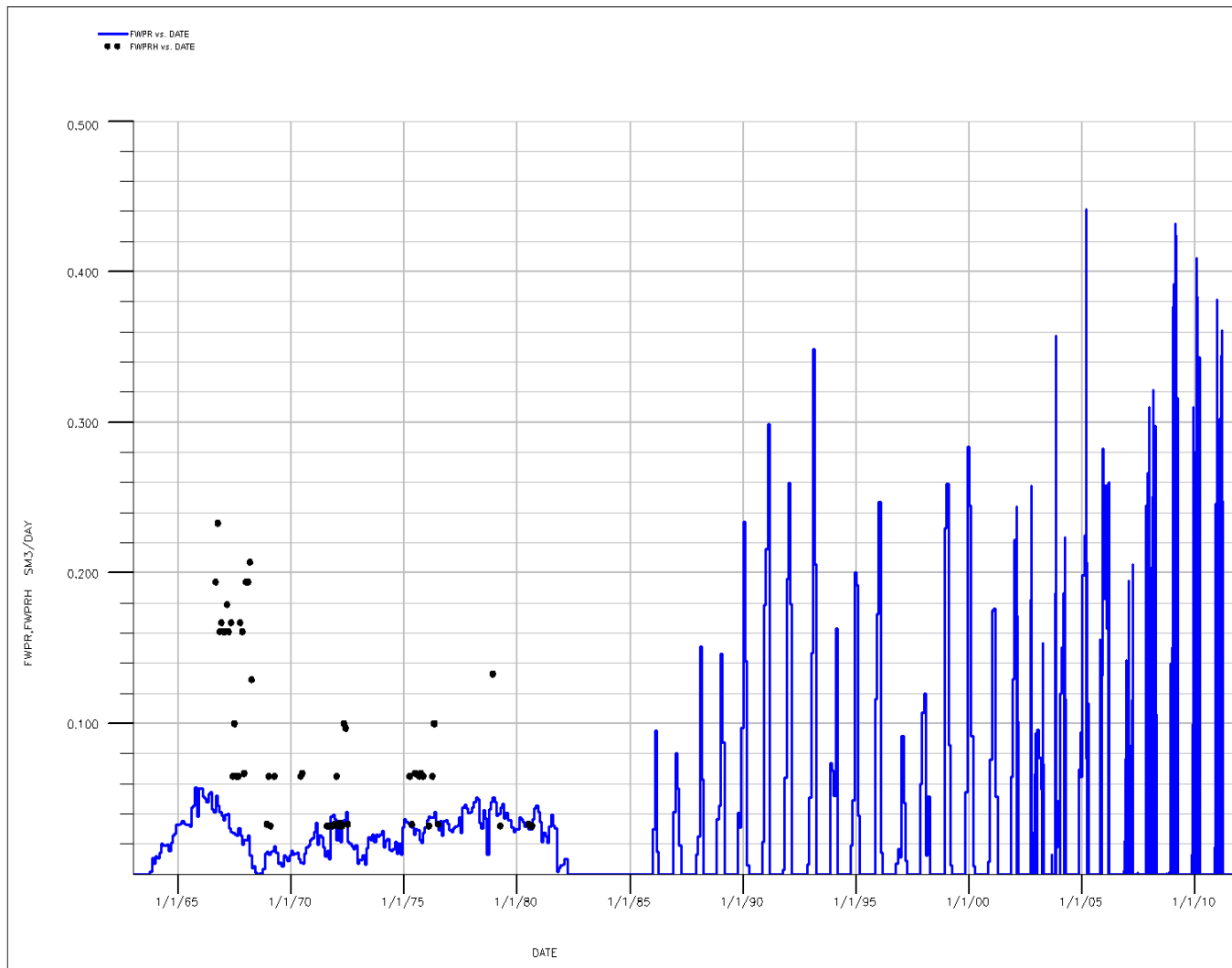


Fig.49 - Confronto tra portata di acqua simulata (FWPR) e portata misurata (FWPRH) [pool C2]

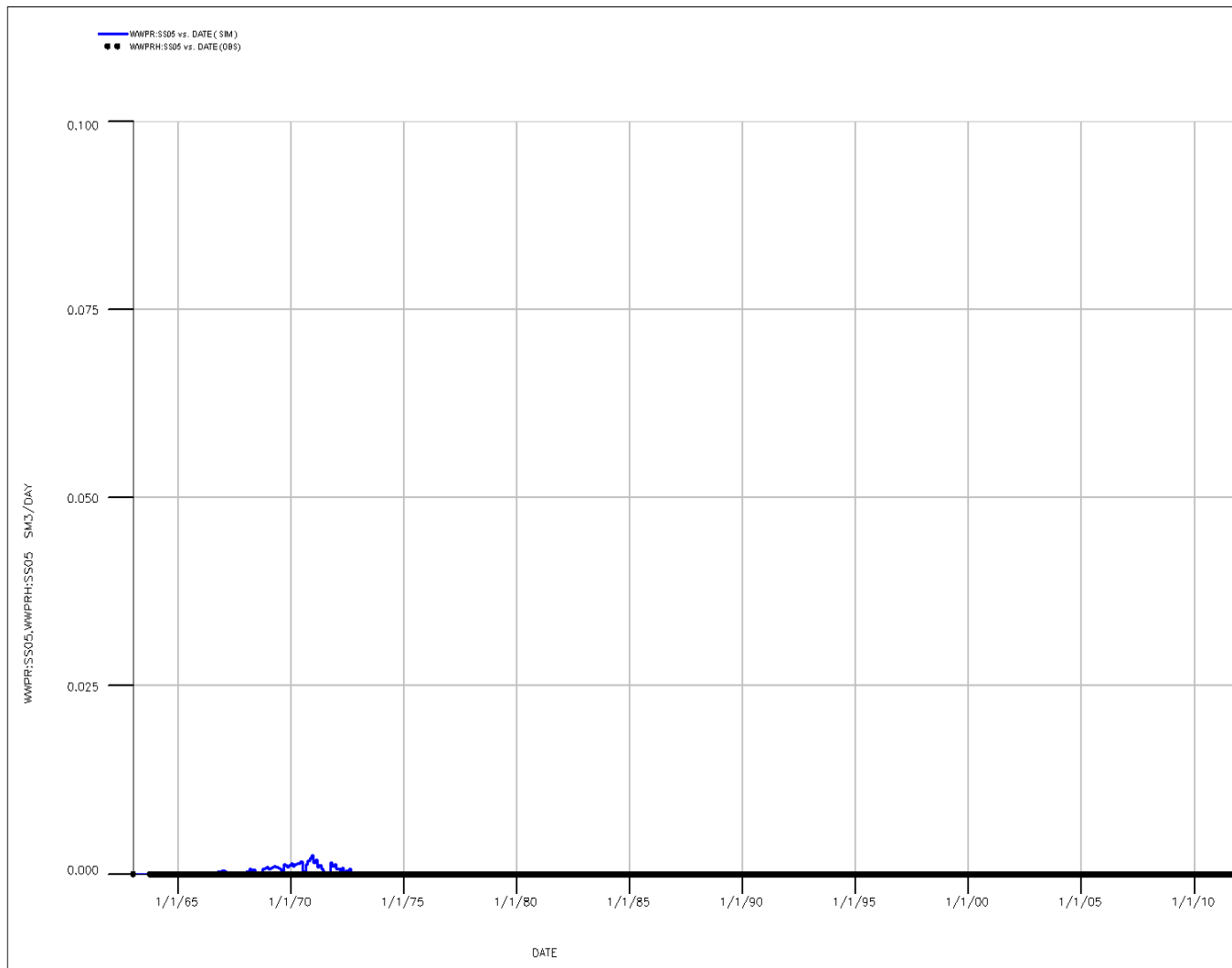


Fig.50 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 5]

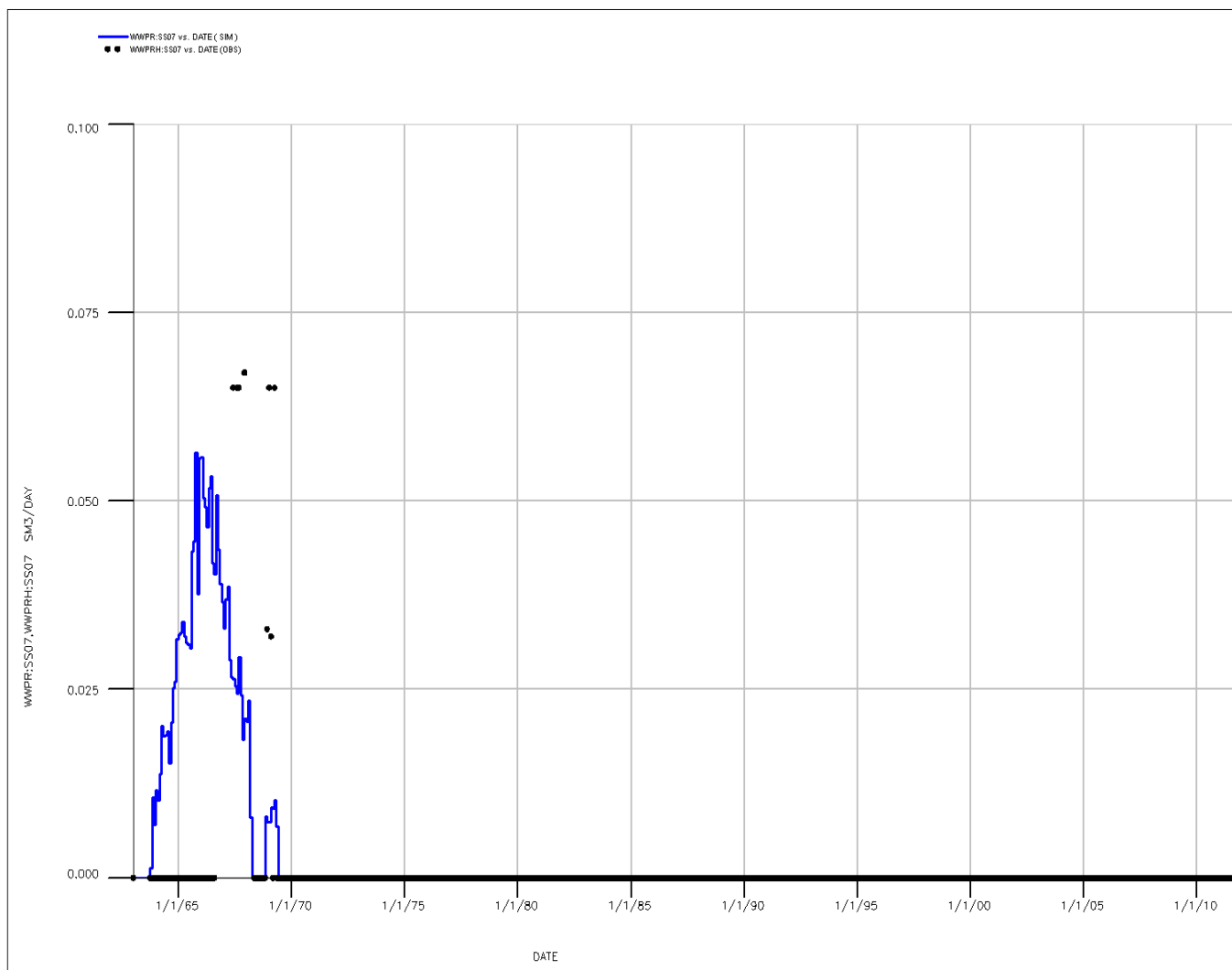


Fig.51 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 7]

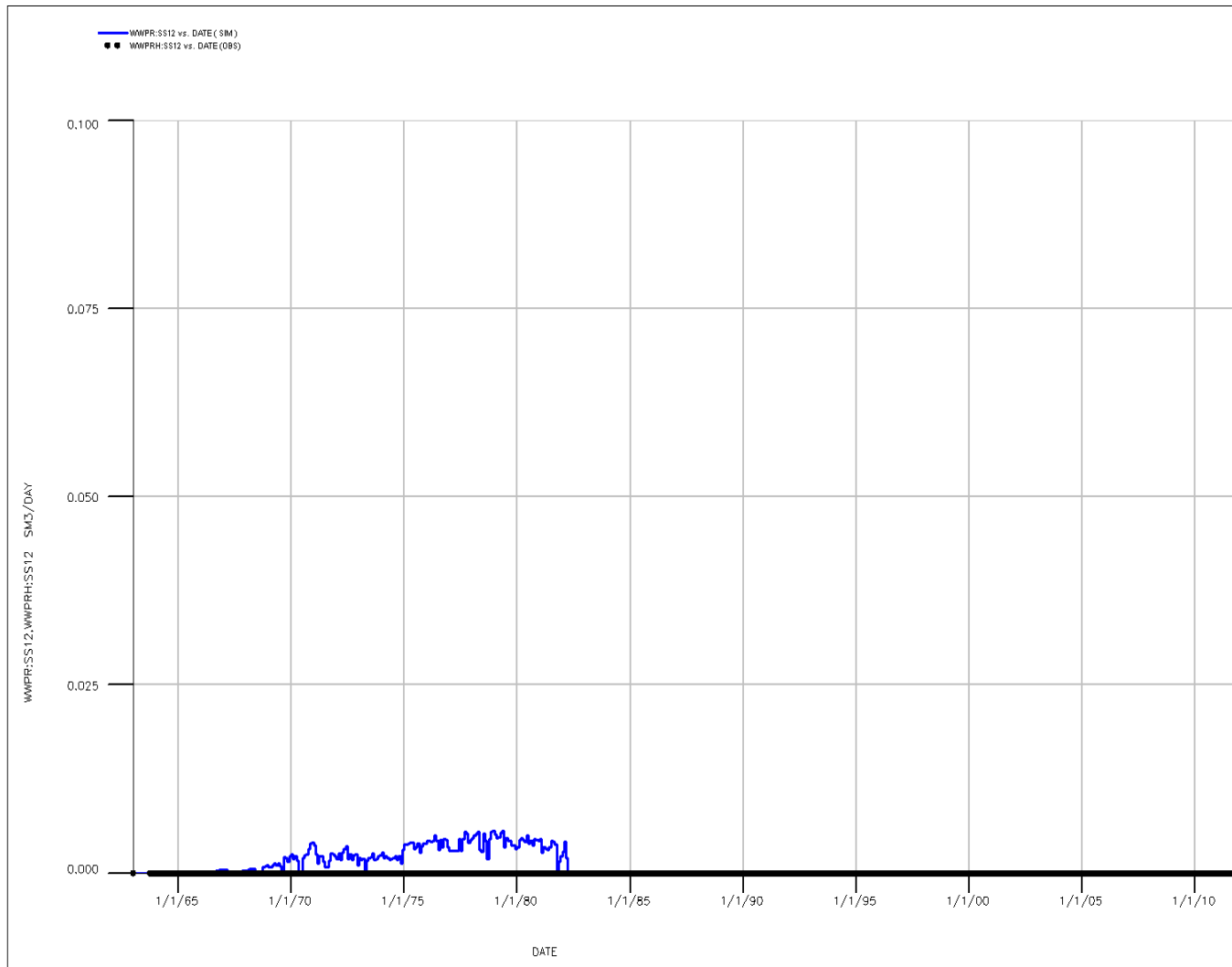


Fig.52 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 12]

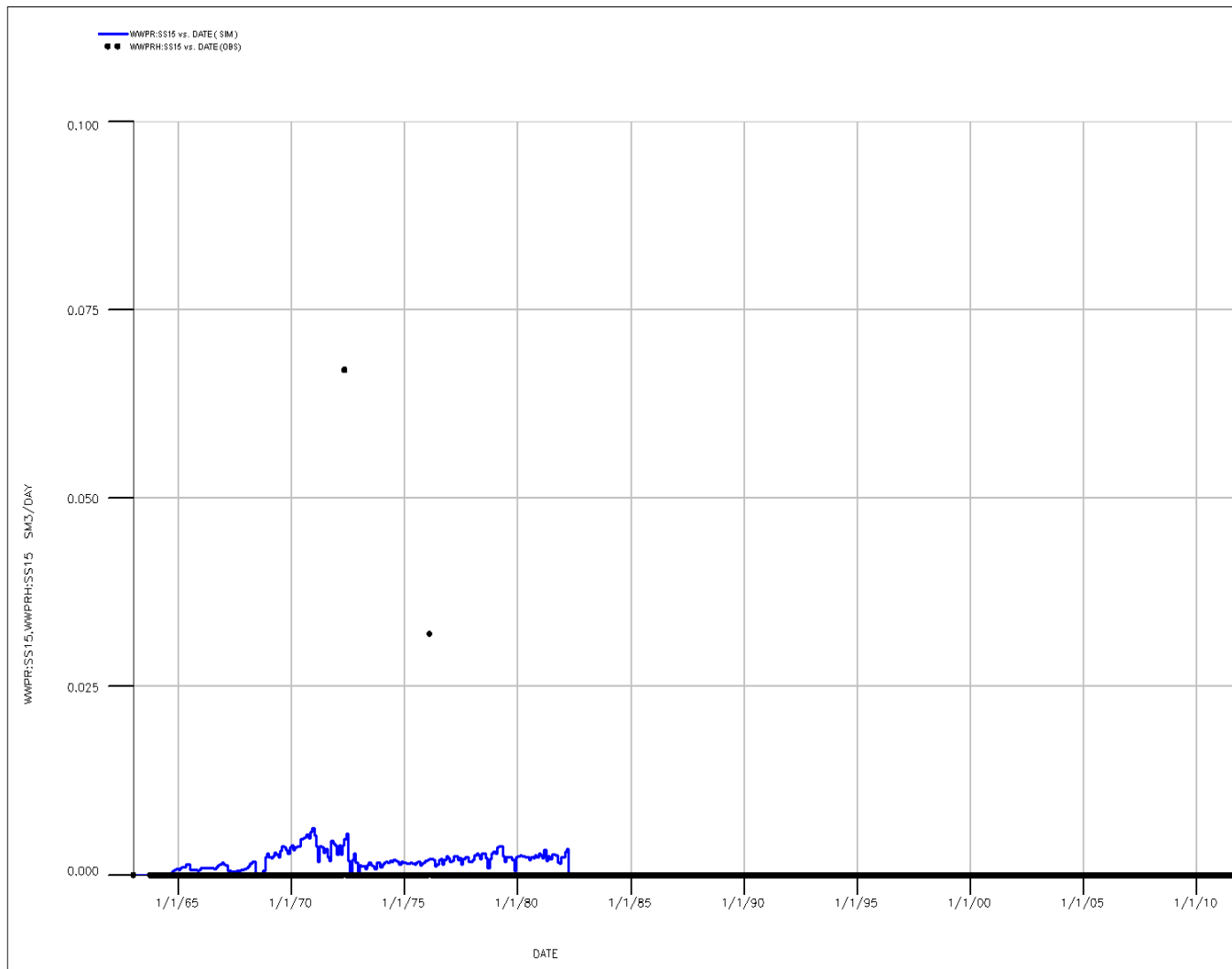


Fig.53 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 15]

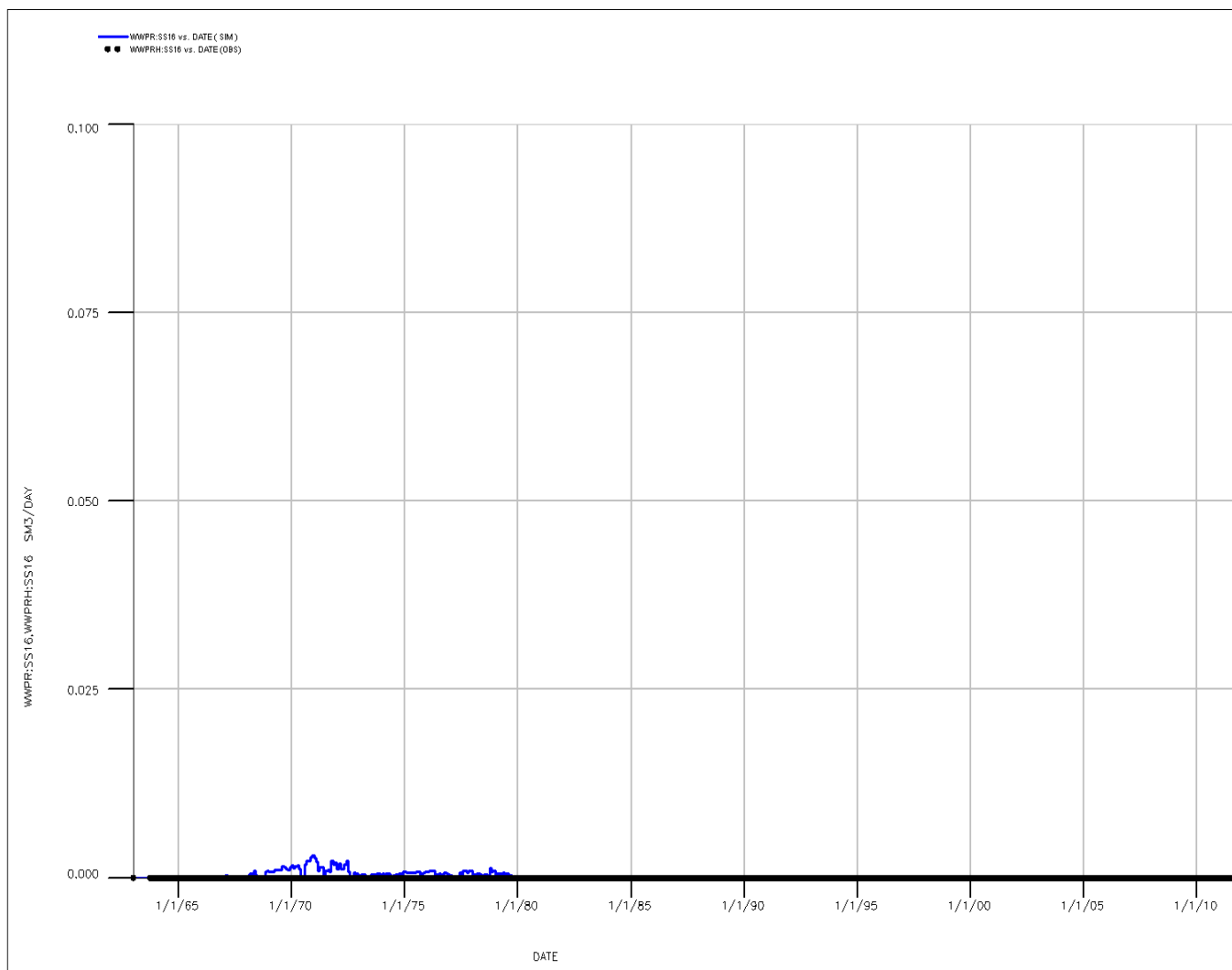


Fig.54 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 16]

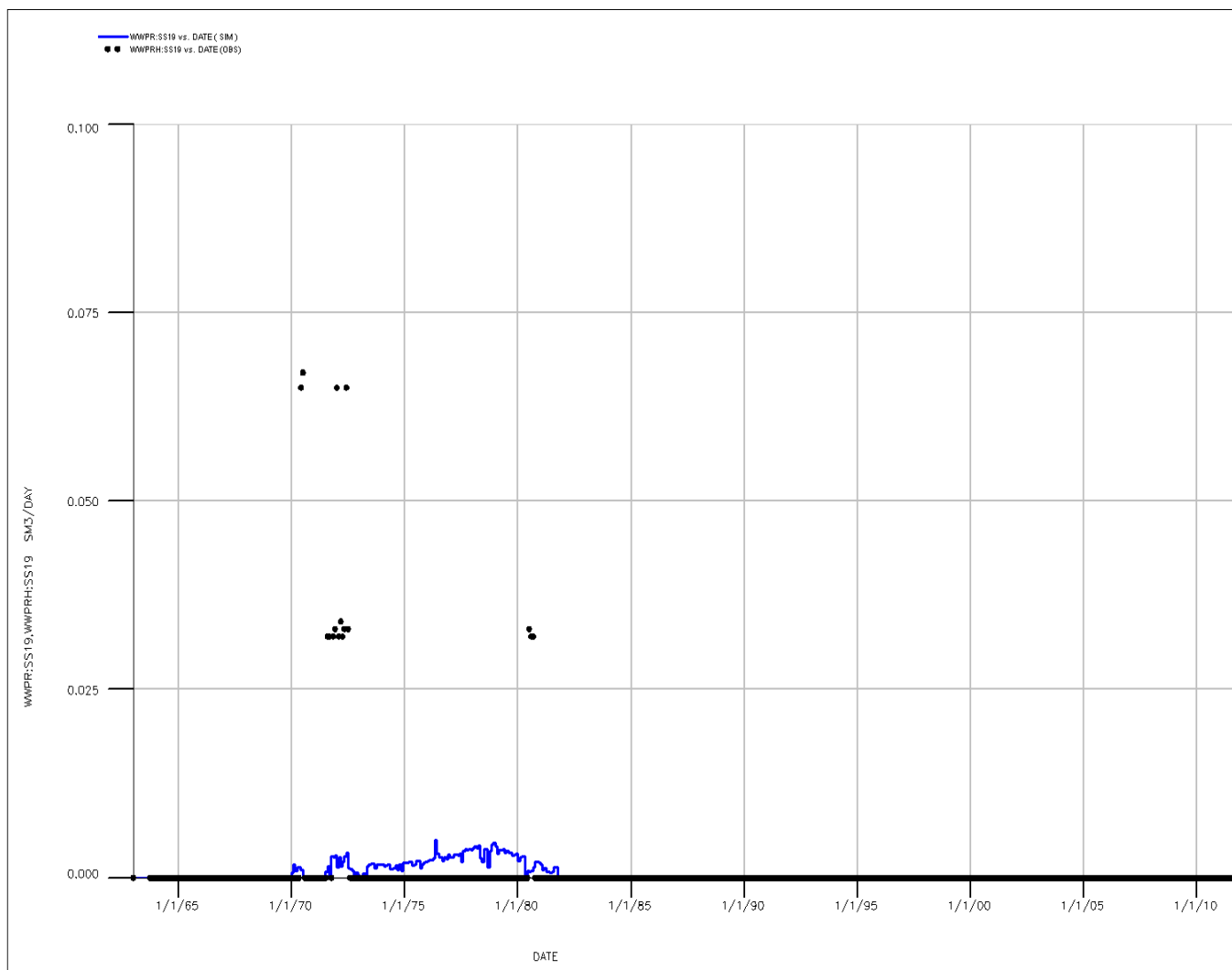


Fig.55 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 19]

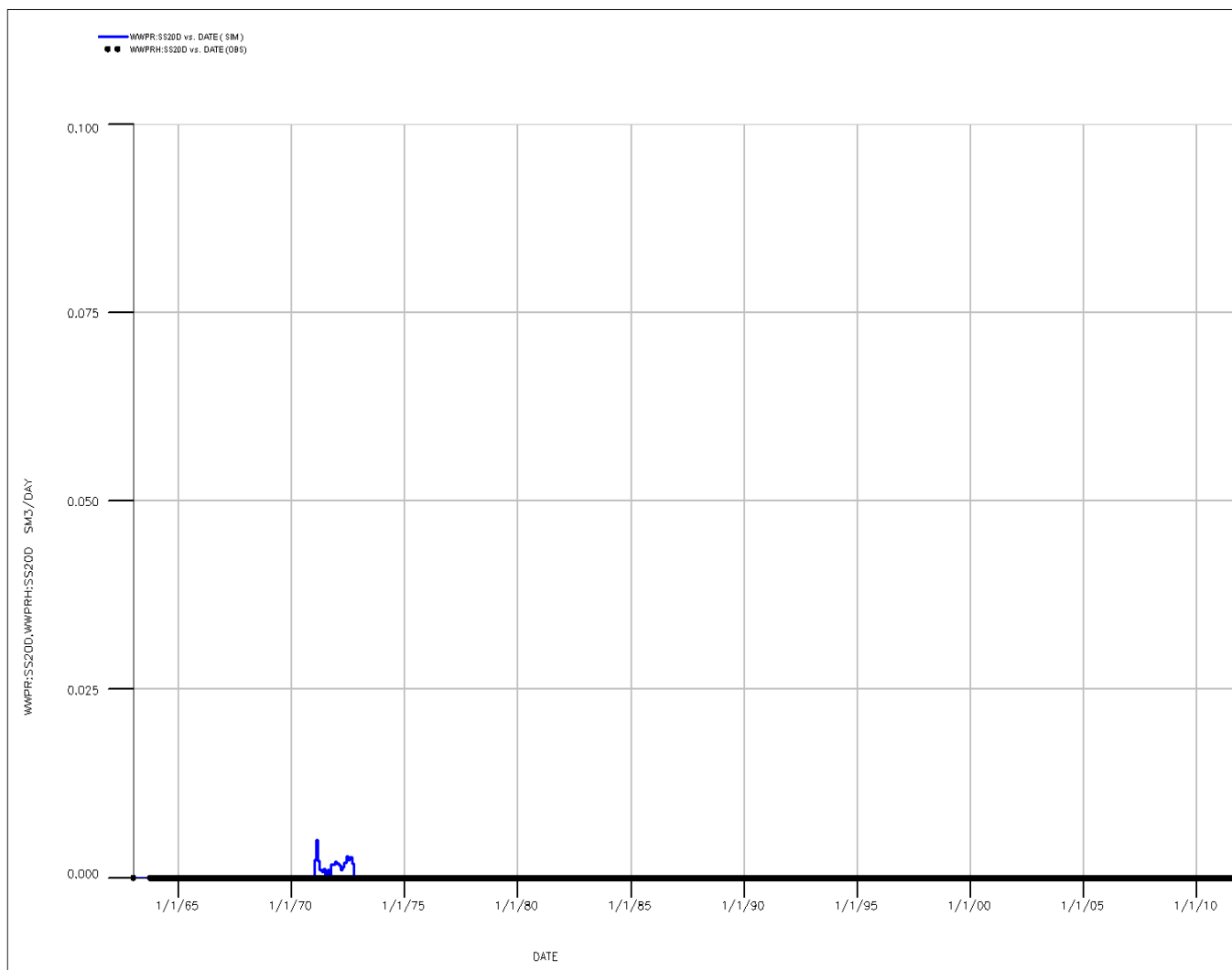


Fig.56 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 20]

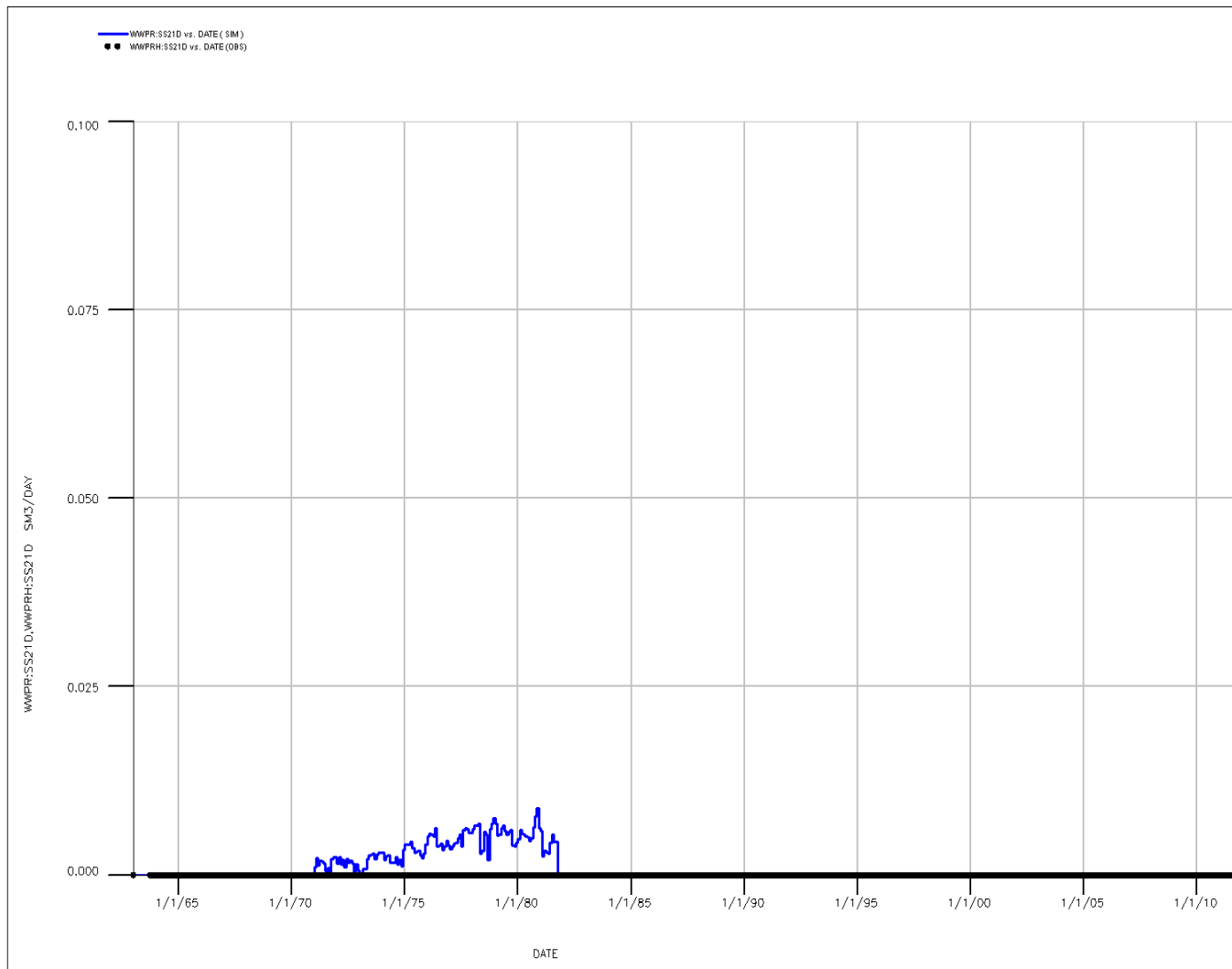


Fig.57 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 21]

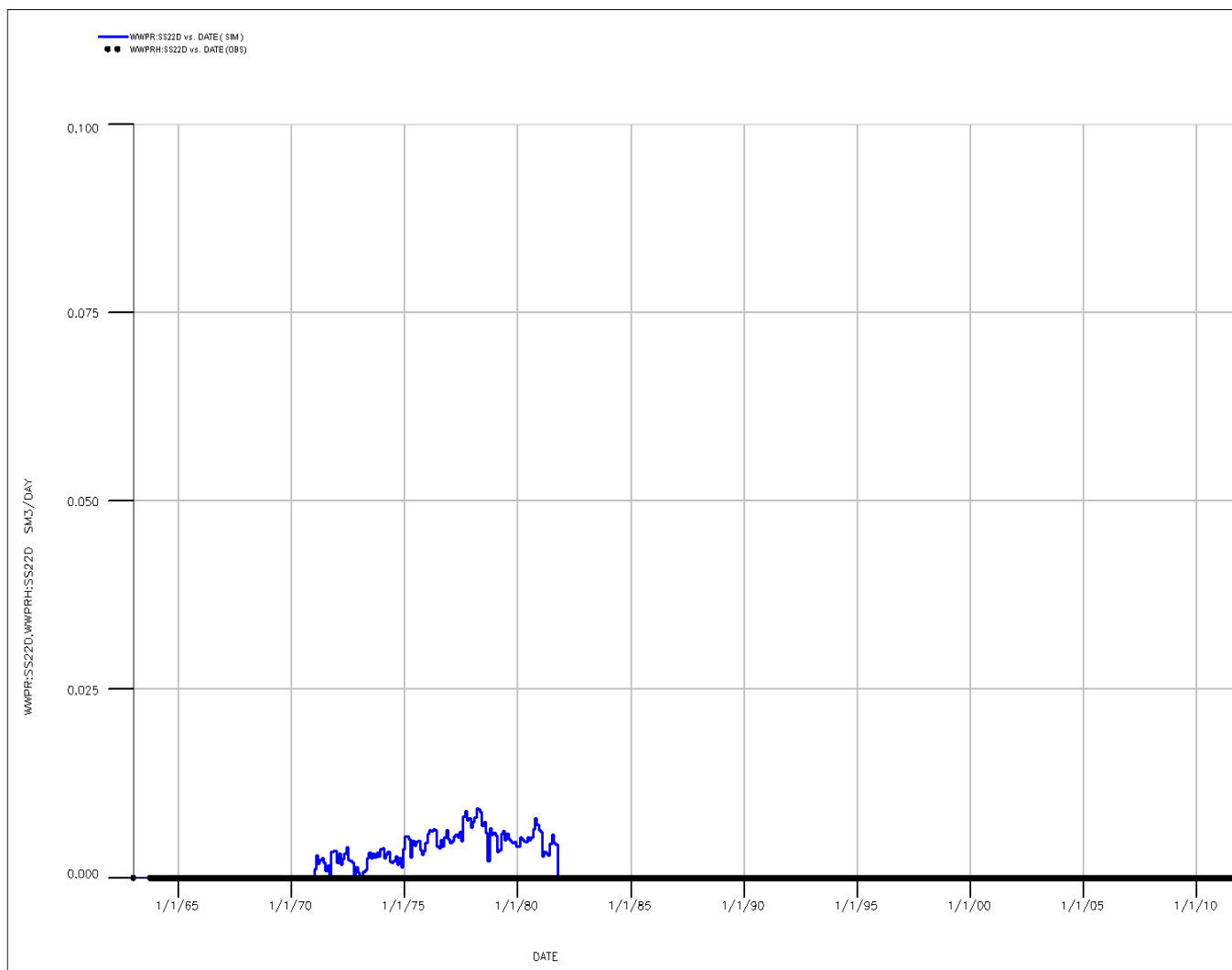


Fig.58 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 22]

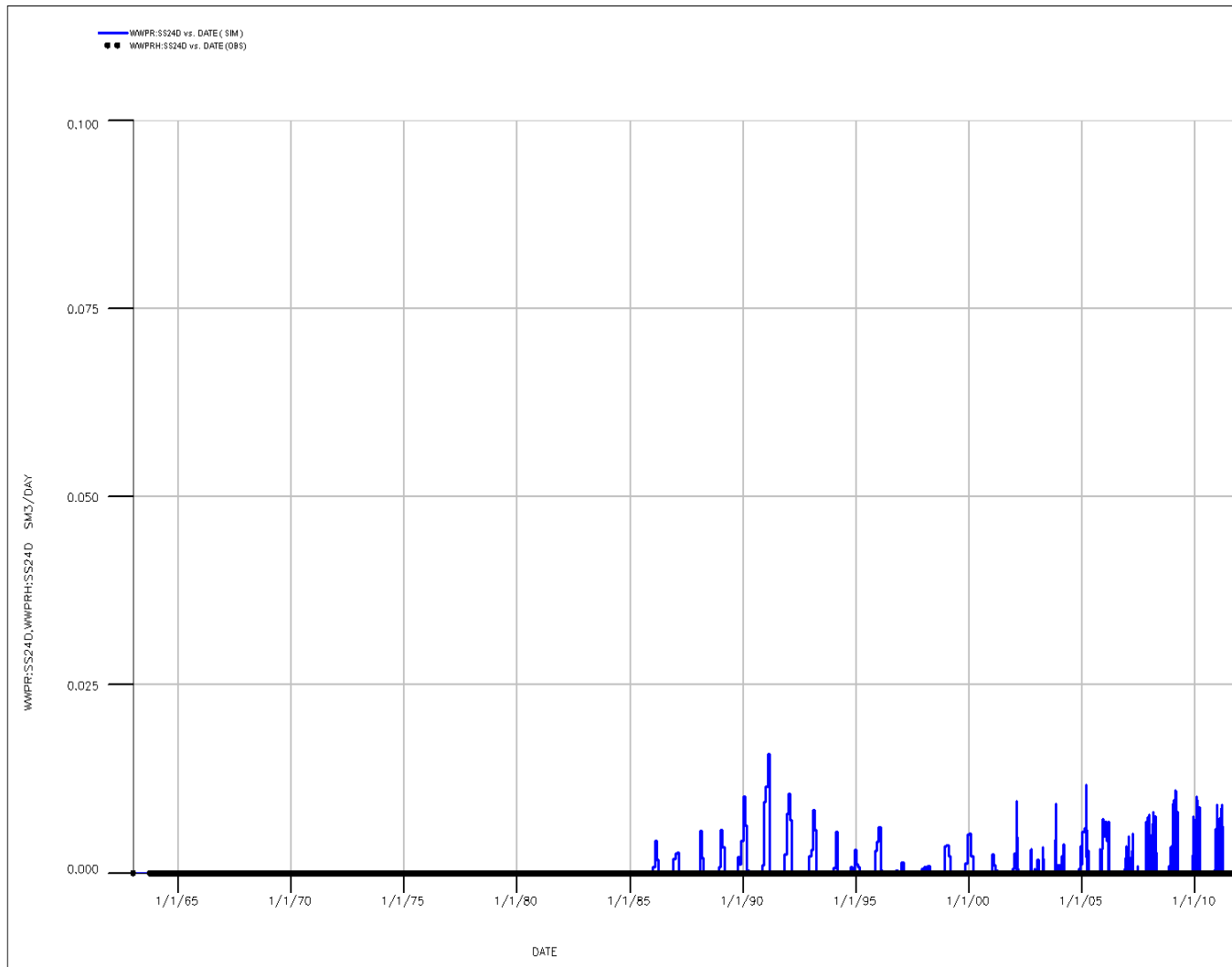


Fig.59 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 24]

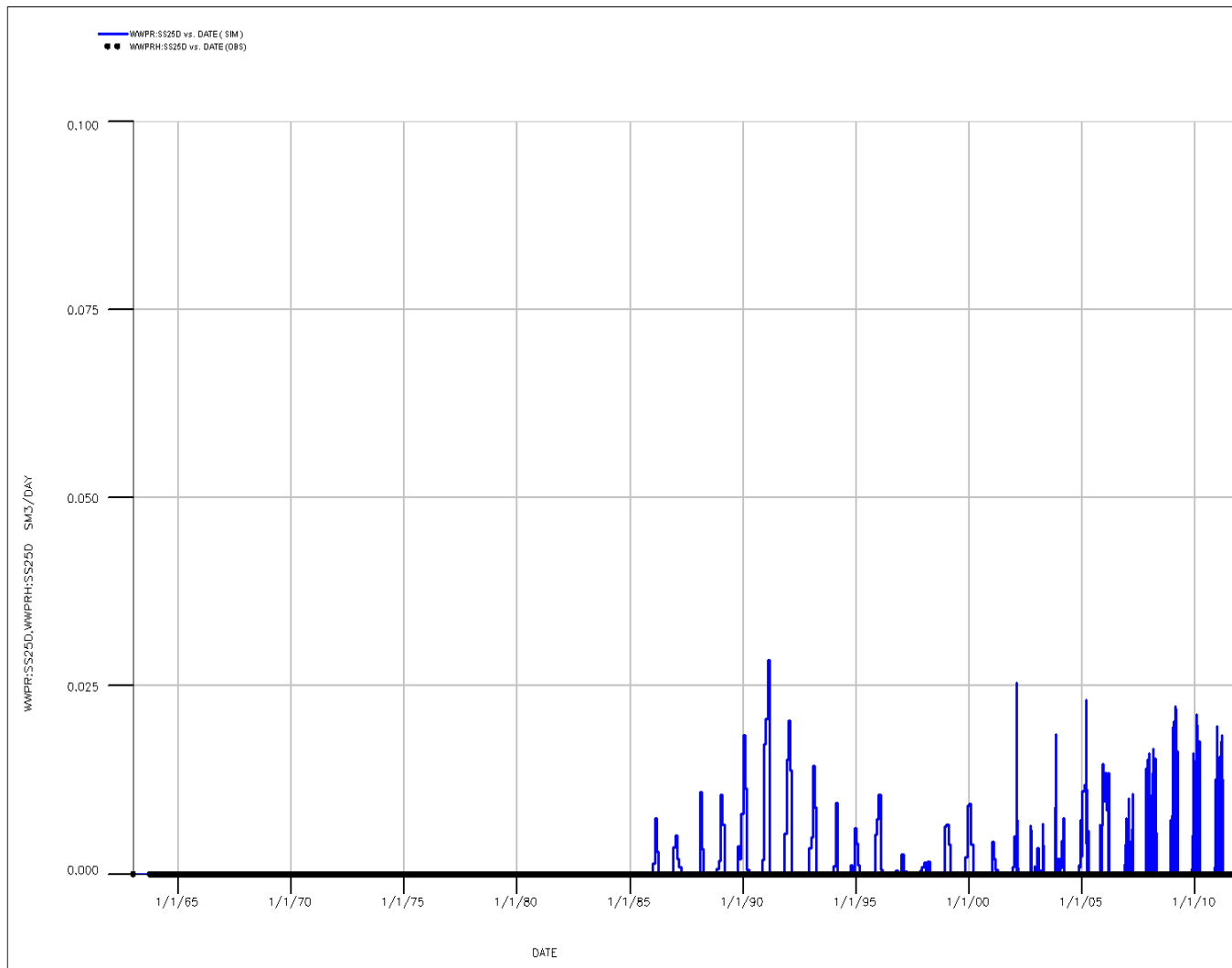


Fig.60 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 25]

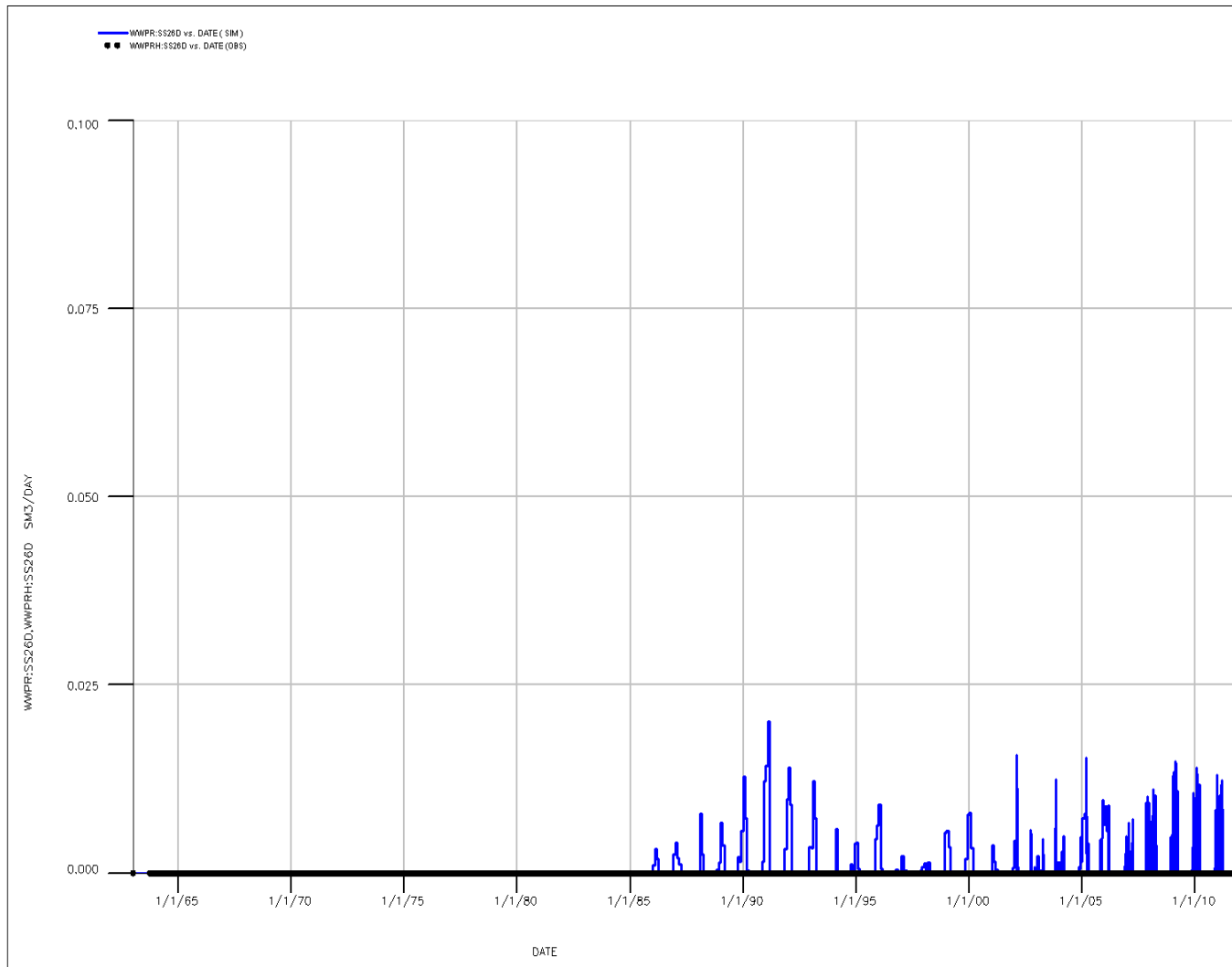


Fig.61 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 26]

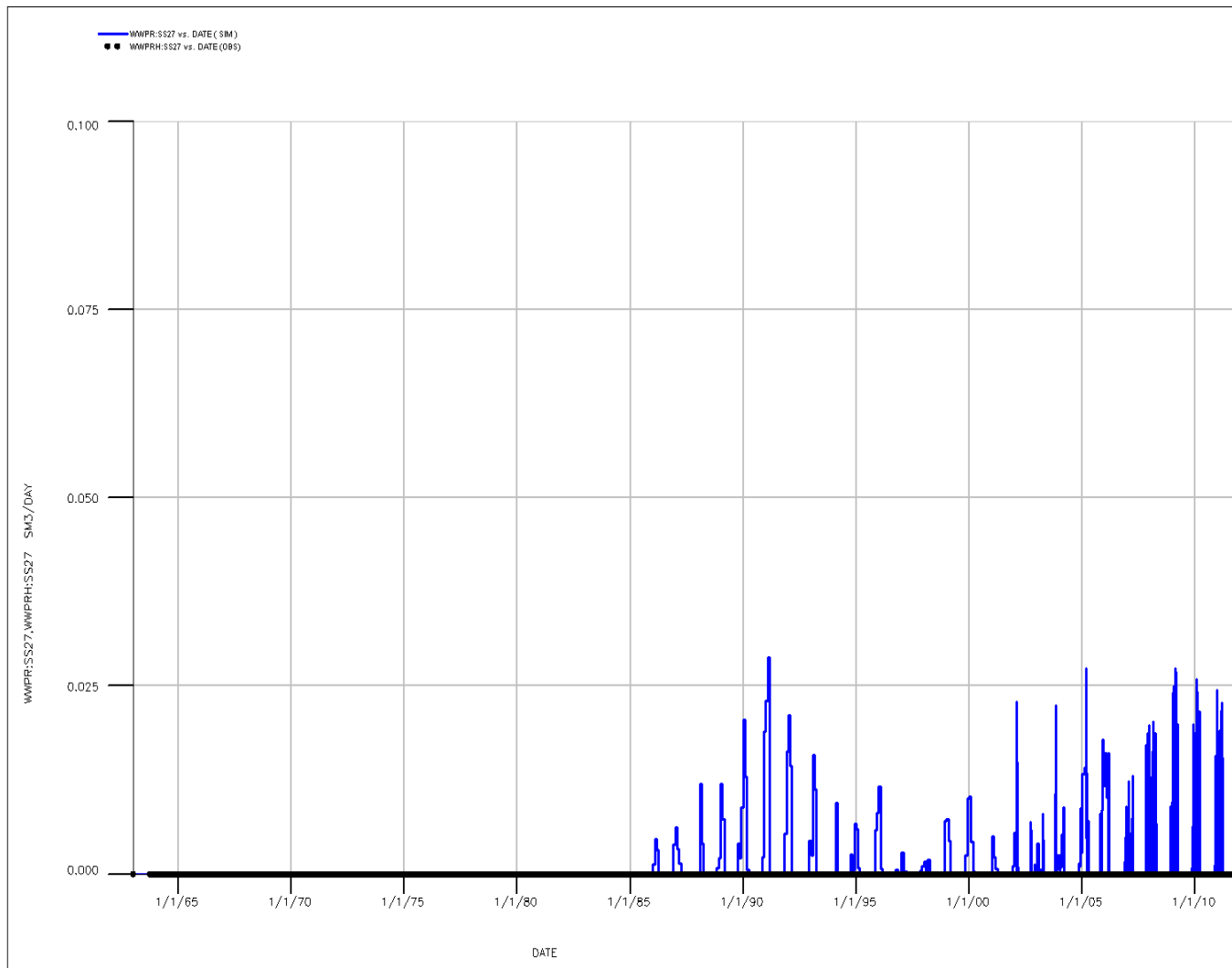


Fig.62 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 27]

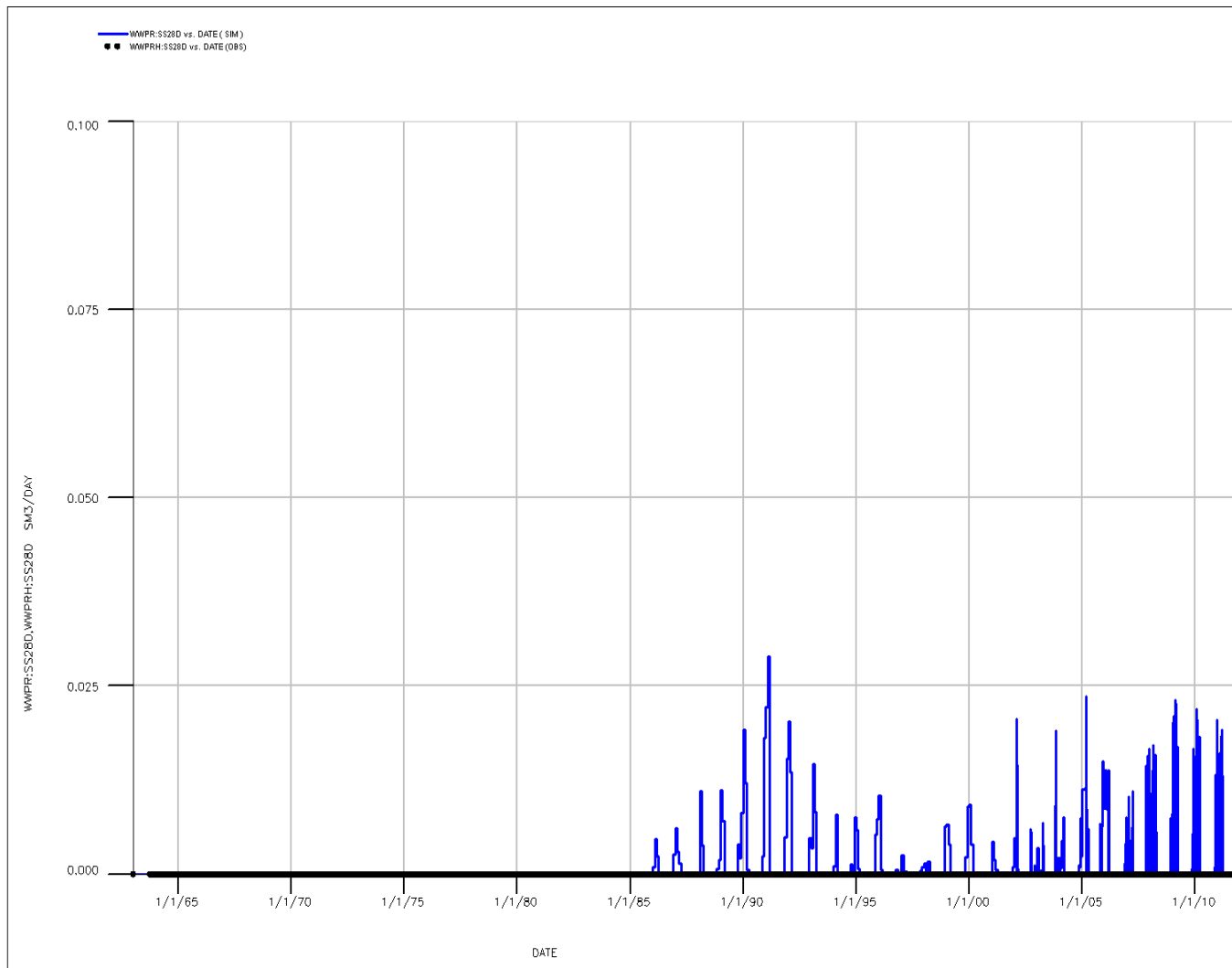


Fig.63 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 28]

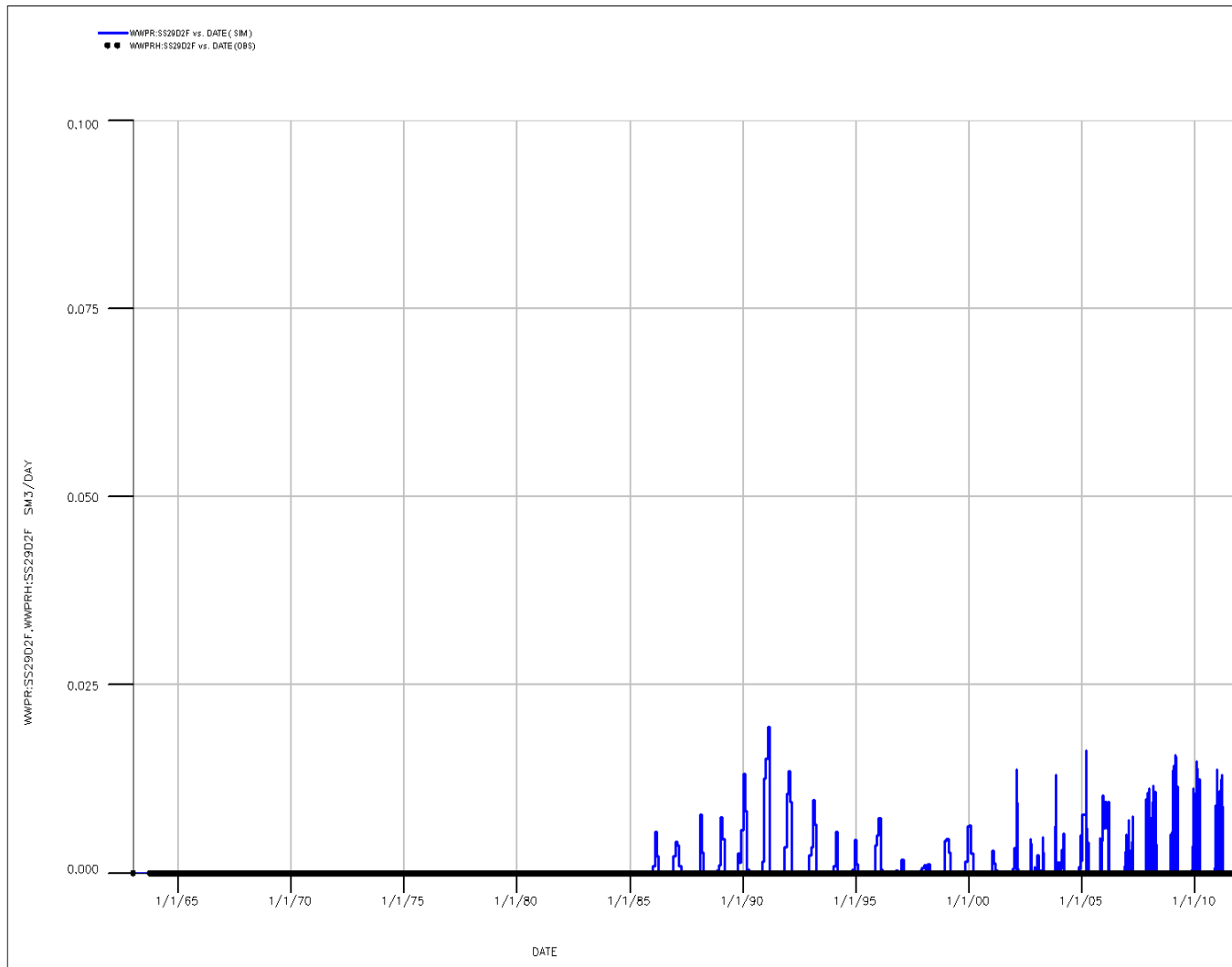


Fig.64 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 29]

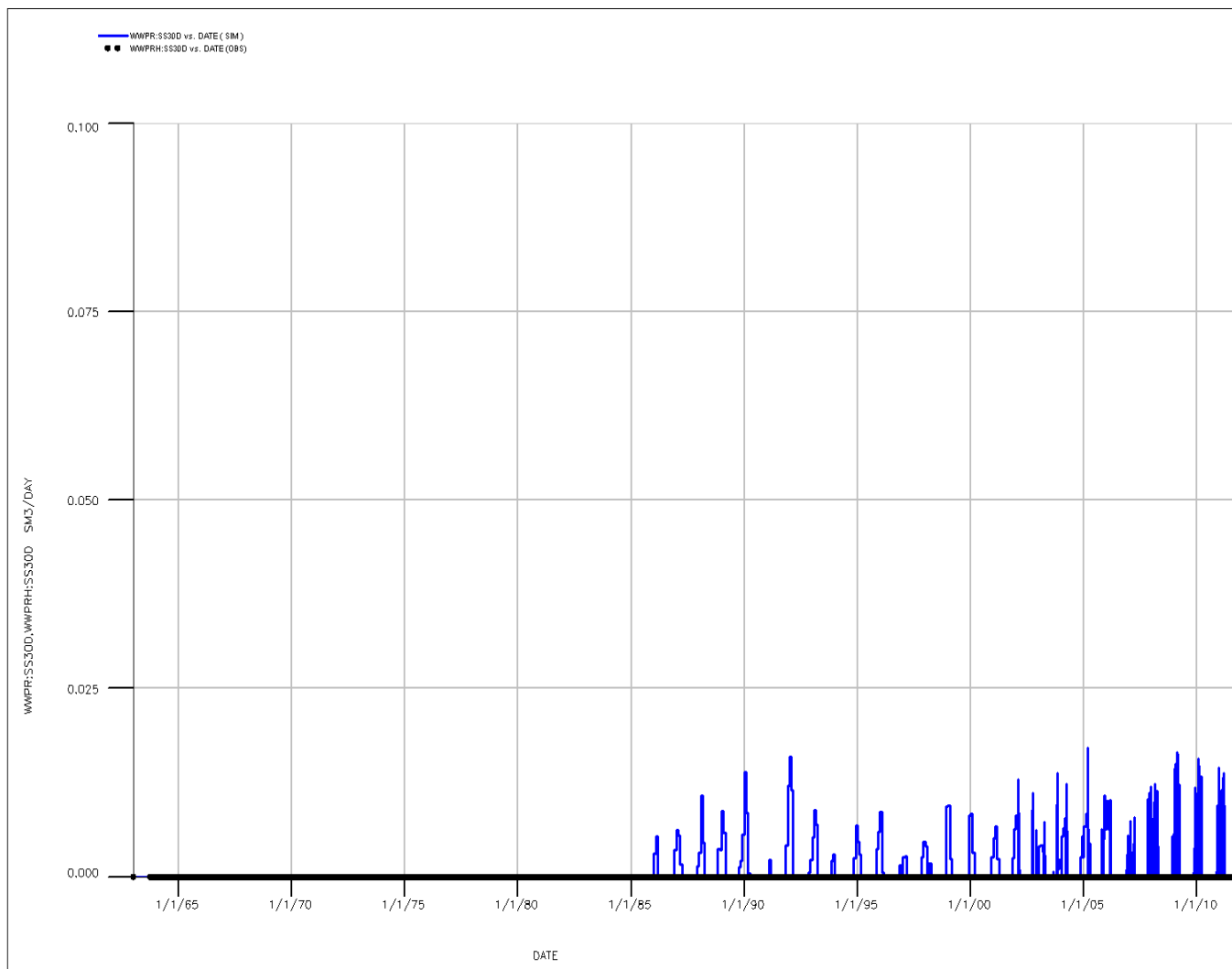


Fig.65 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 30]

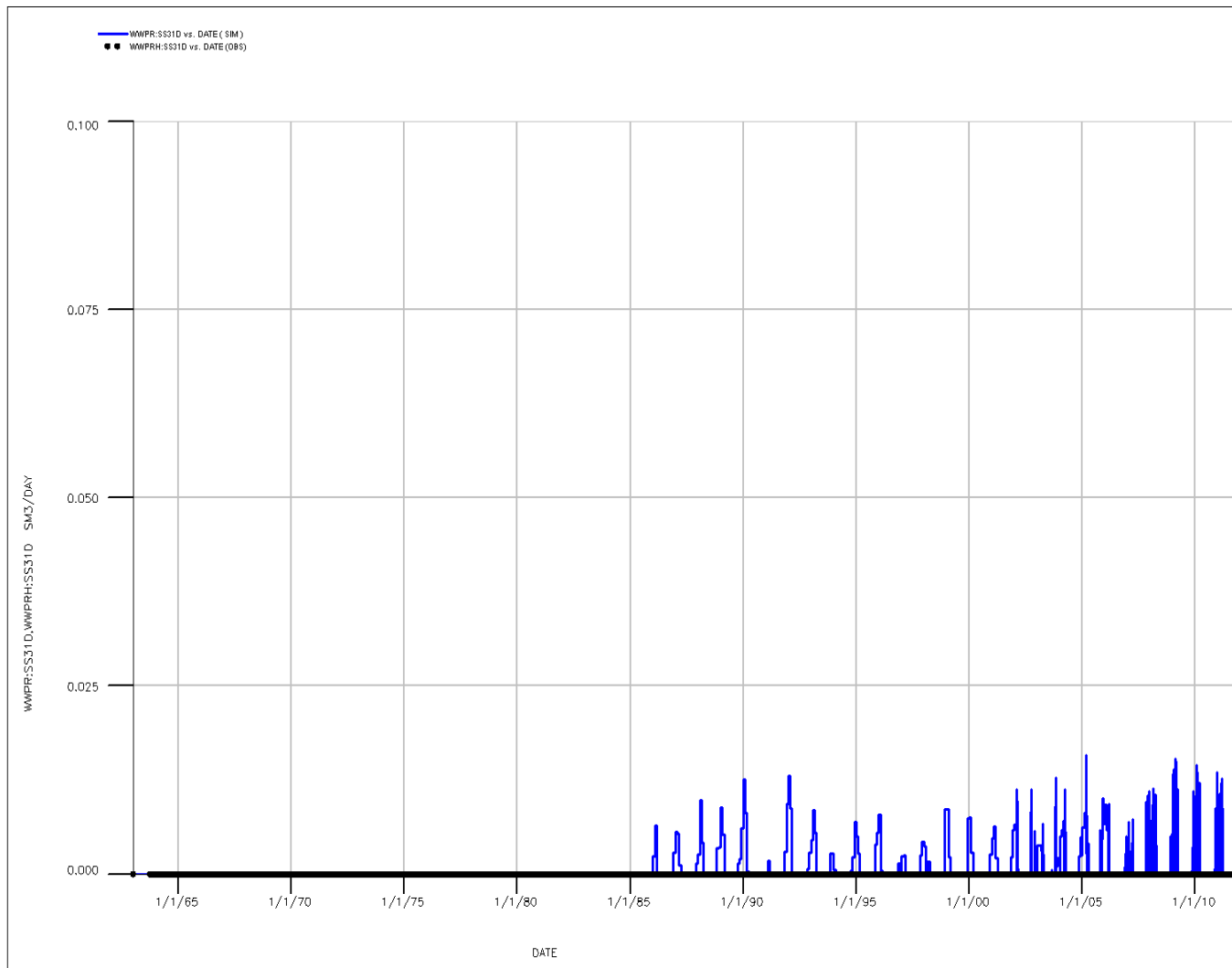


Fig.66 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 31]

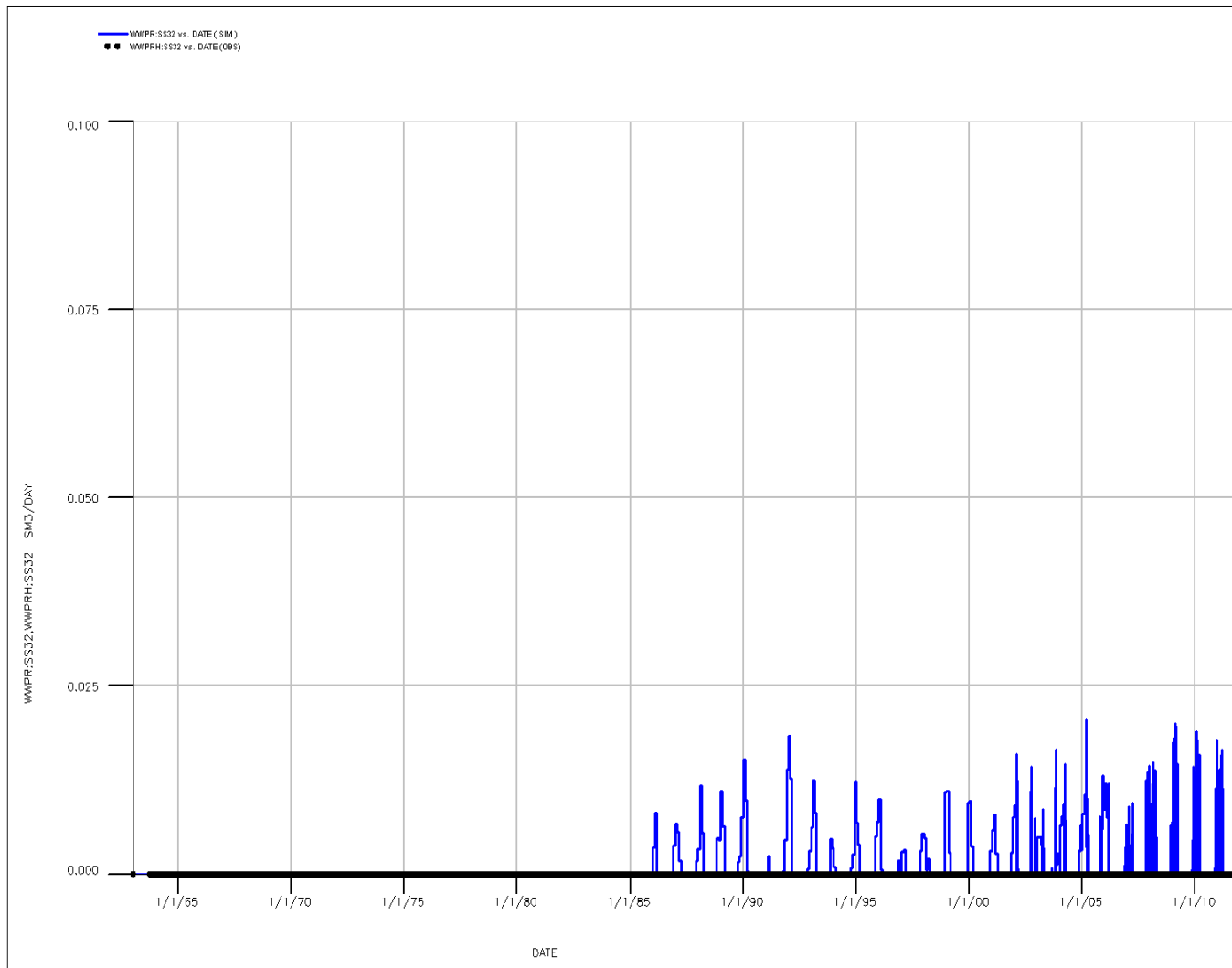


Fig.67 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 32]

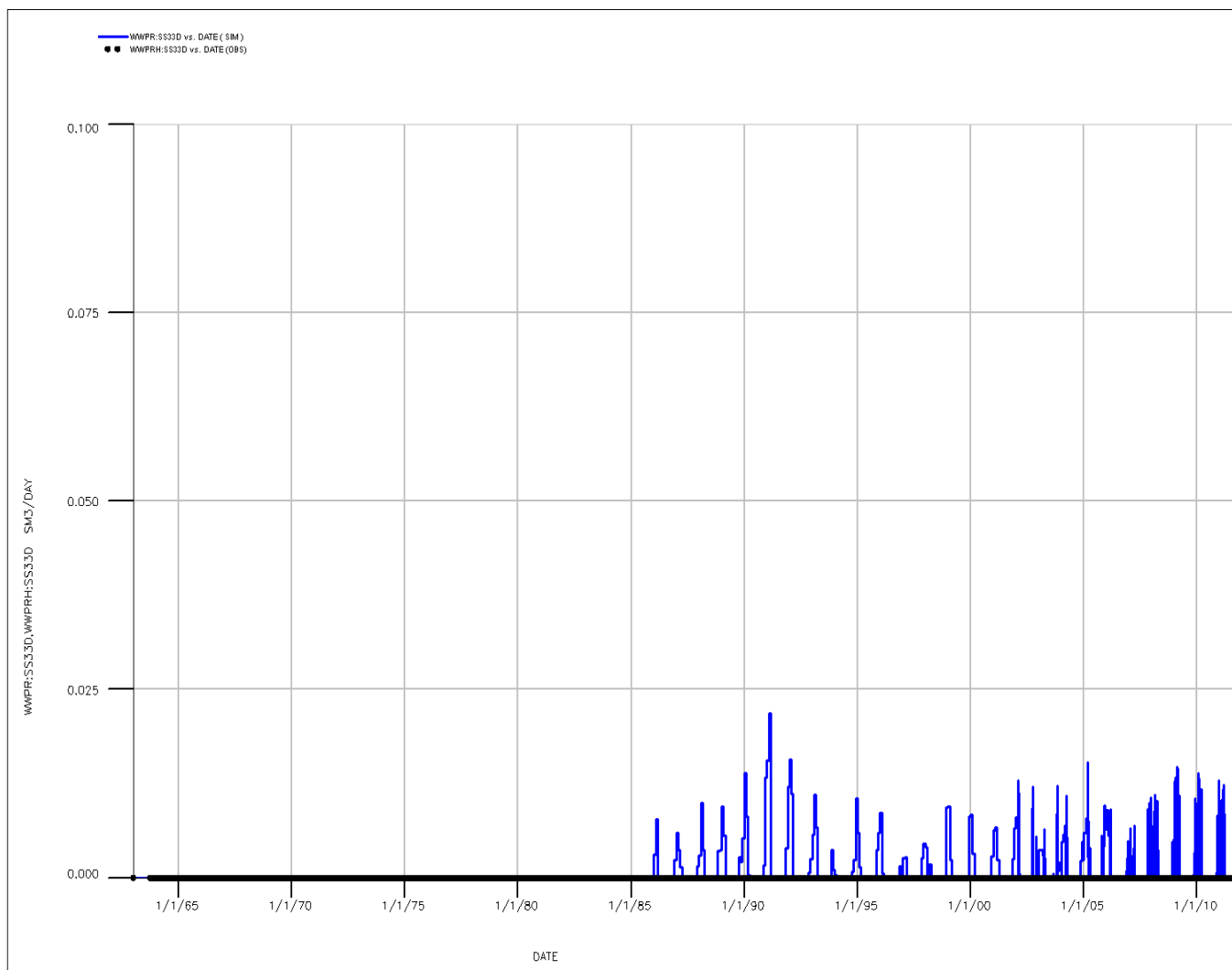


Fig.68 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 33]

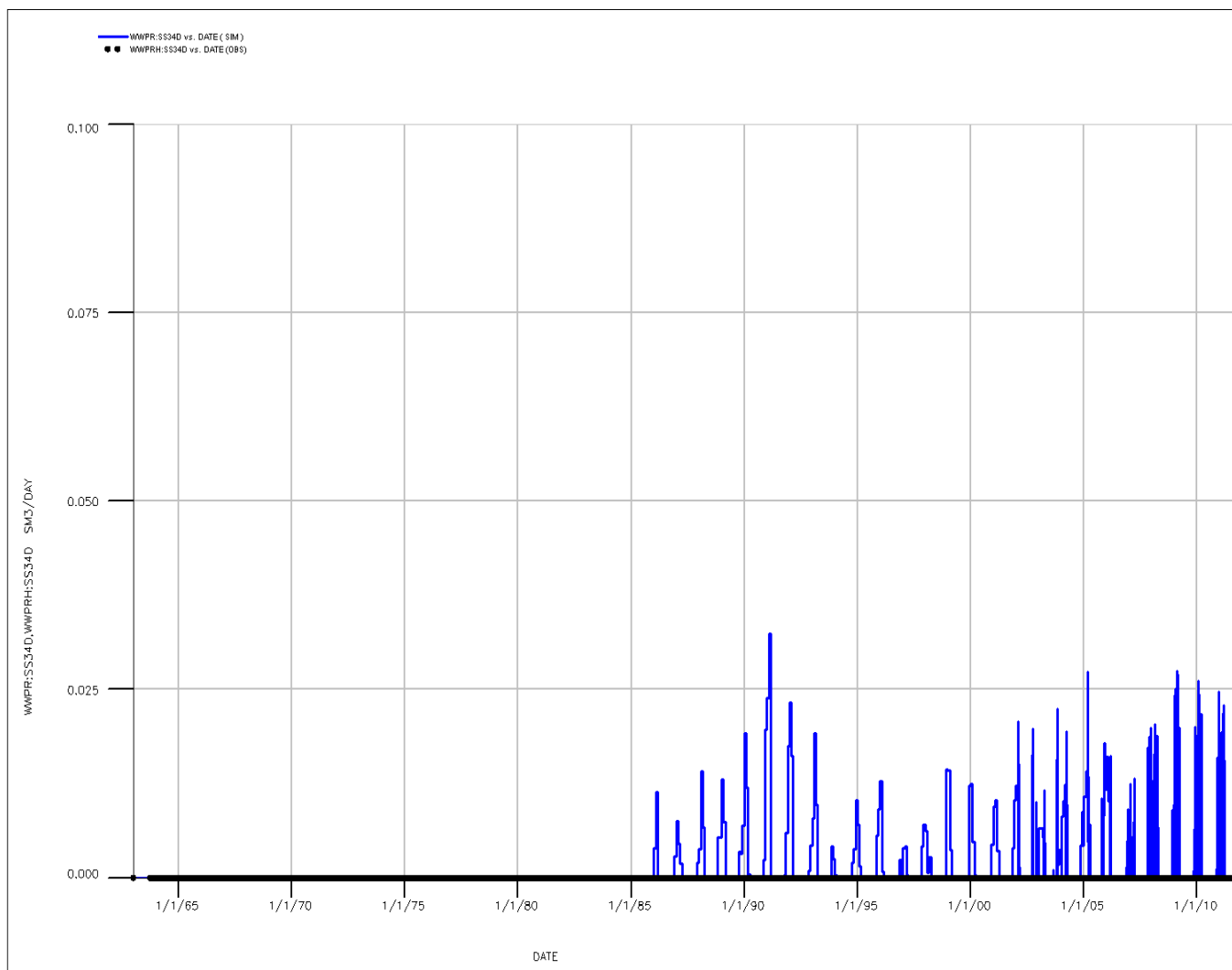


Fig.69 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 34]

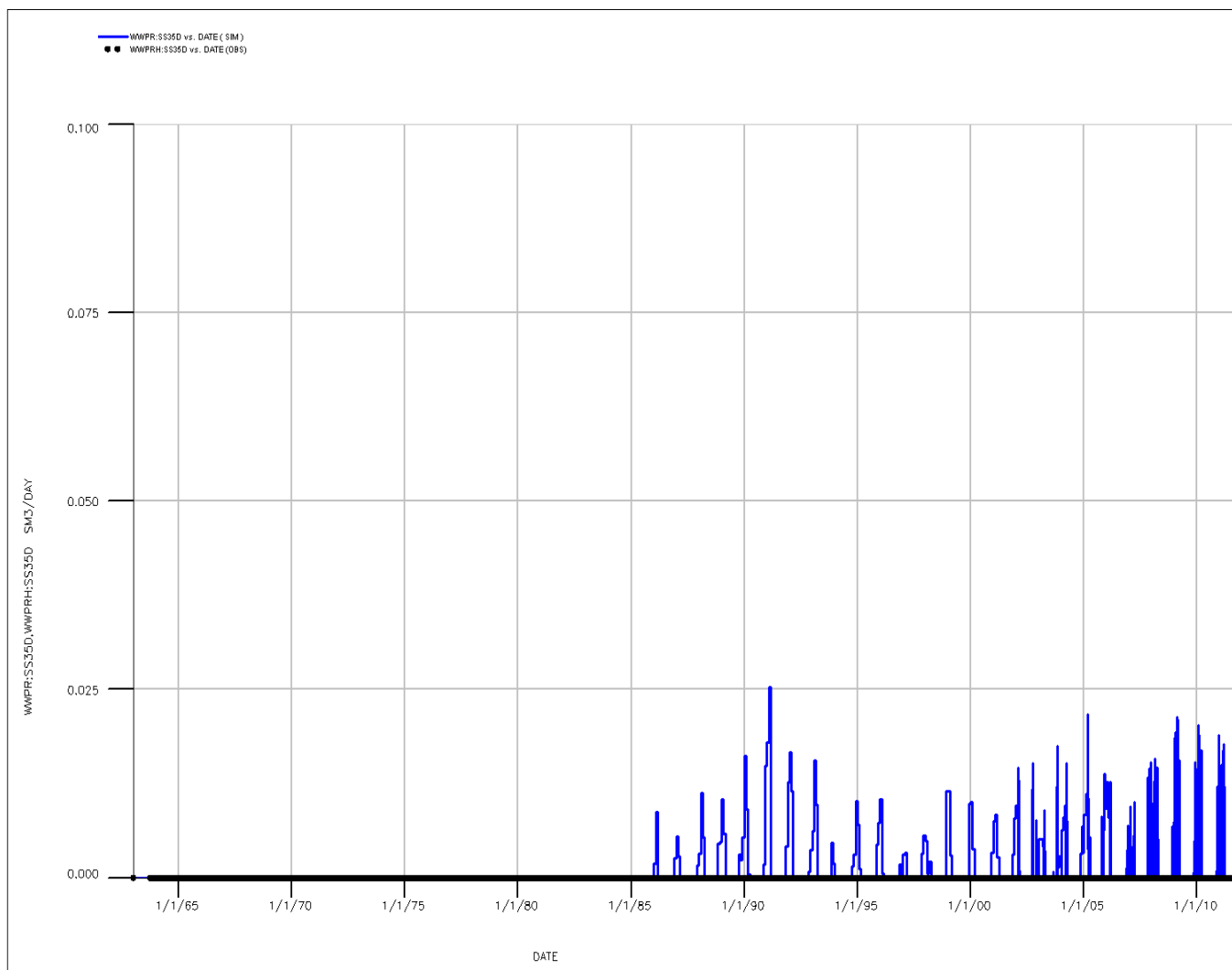


Fig.70 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 35]

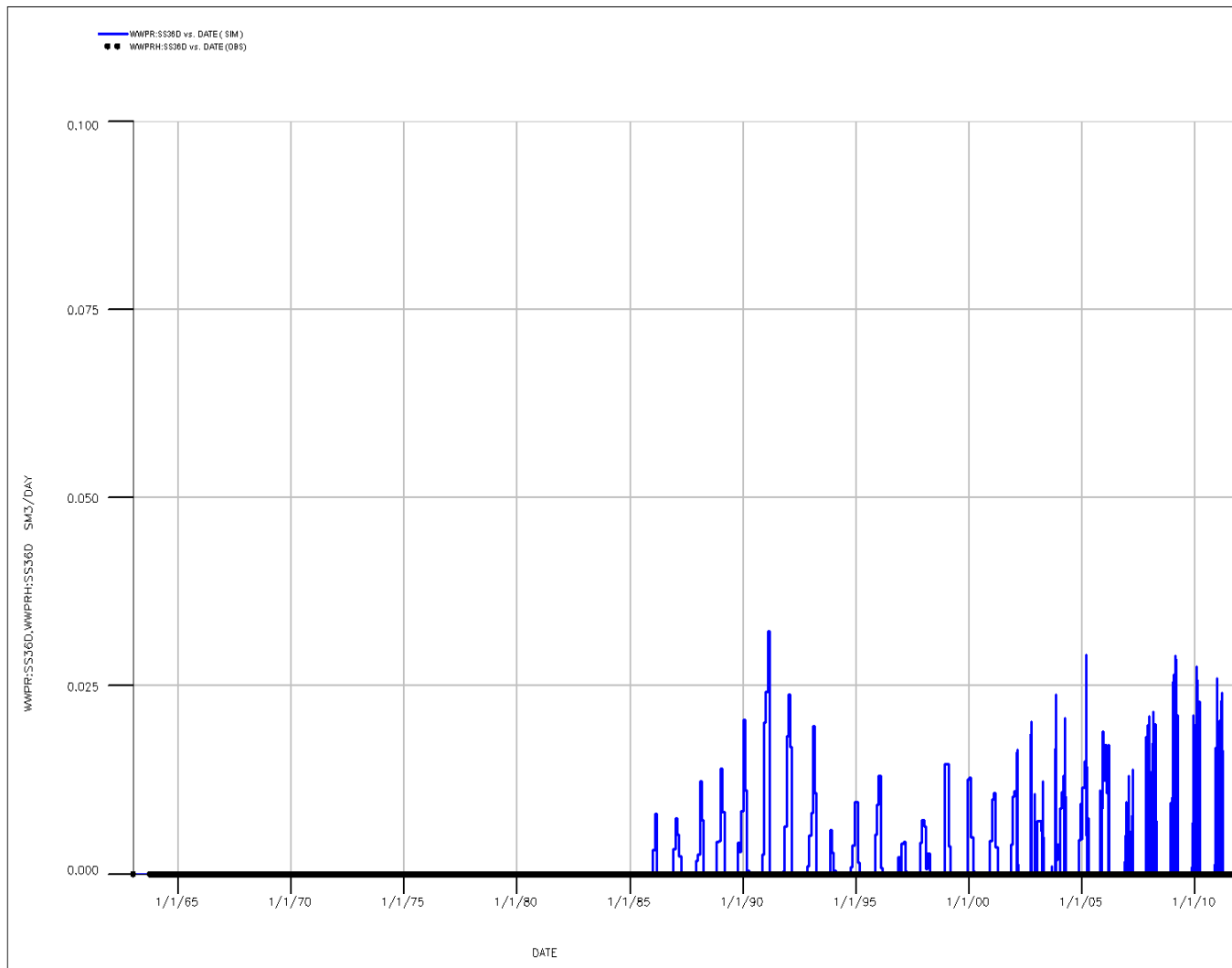


Fig.71 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 36]

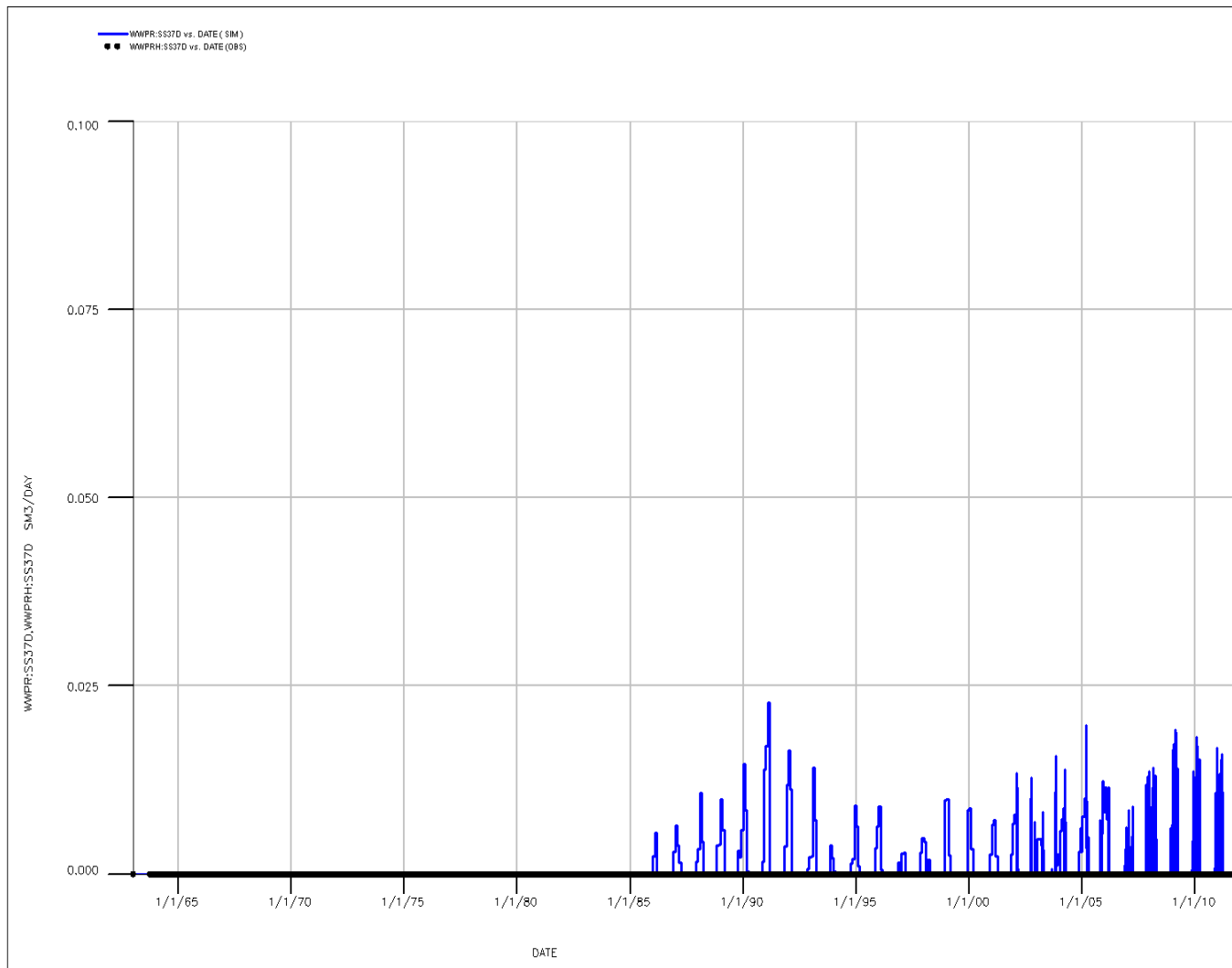


Fig.72 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 37]

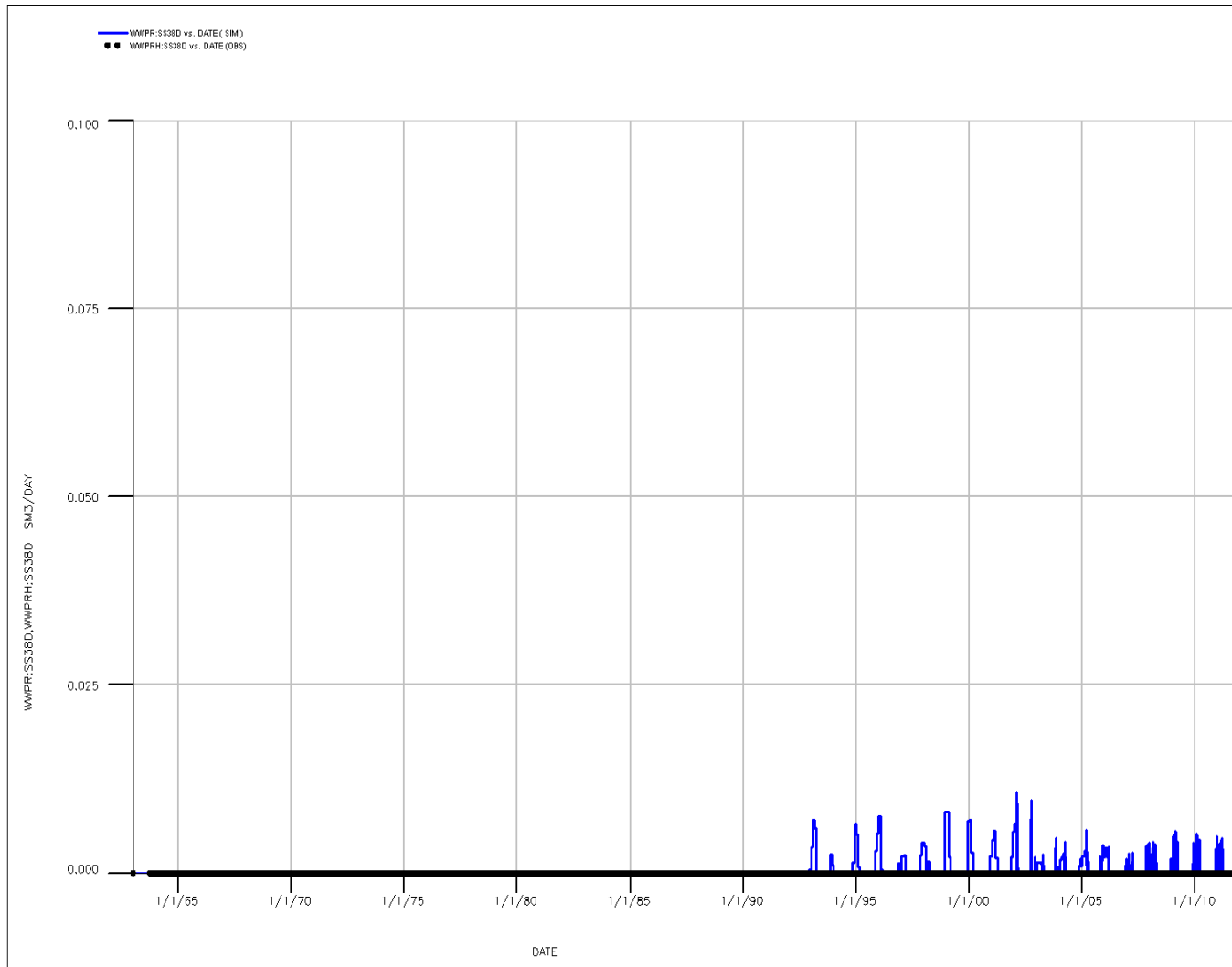


Fig.73 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 38]

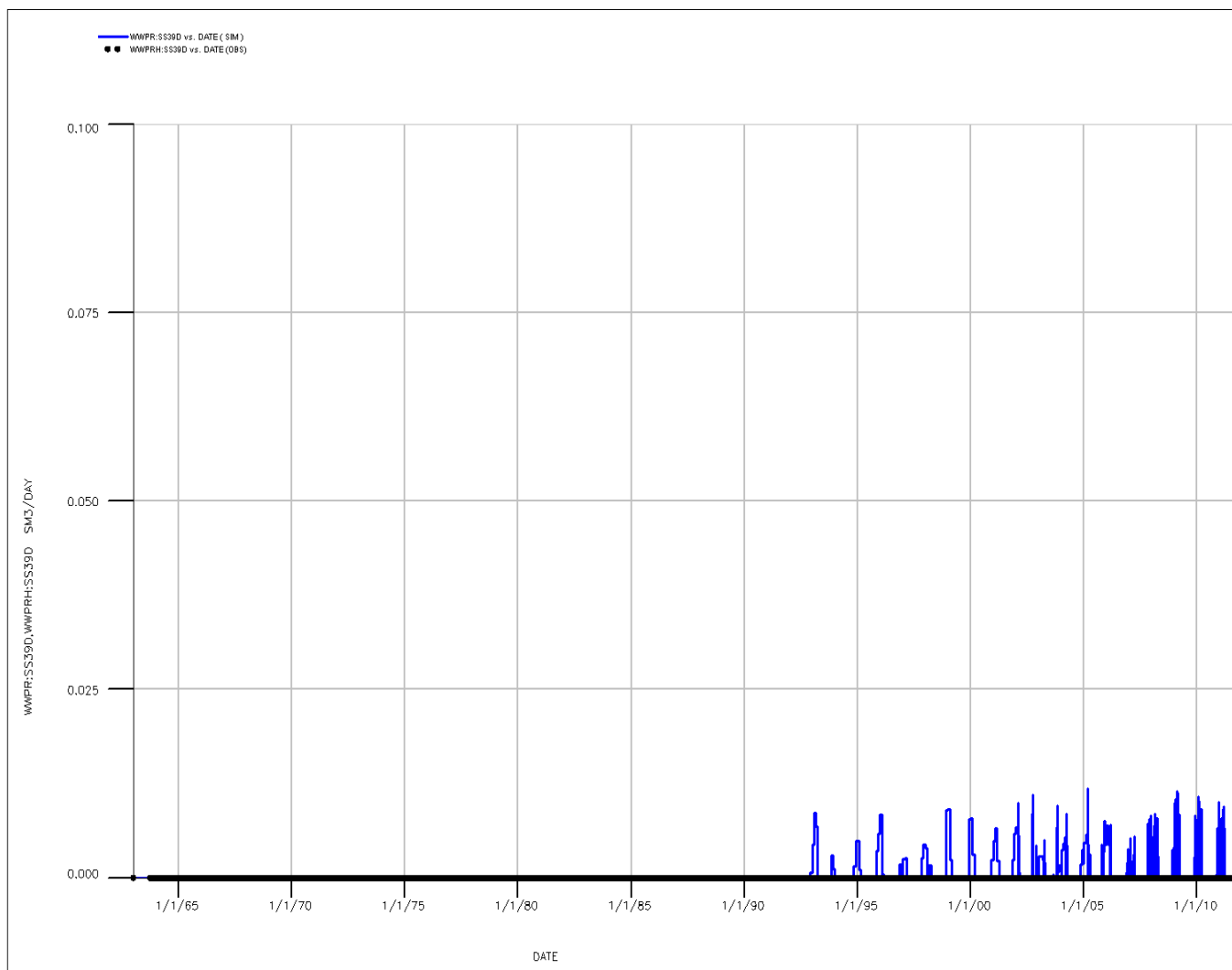


Fig.74 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 39]

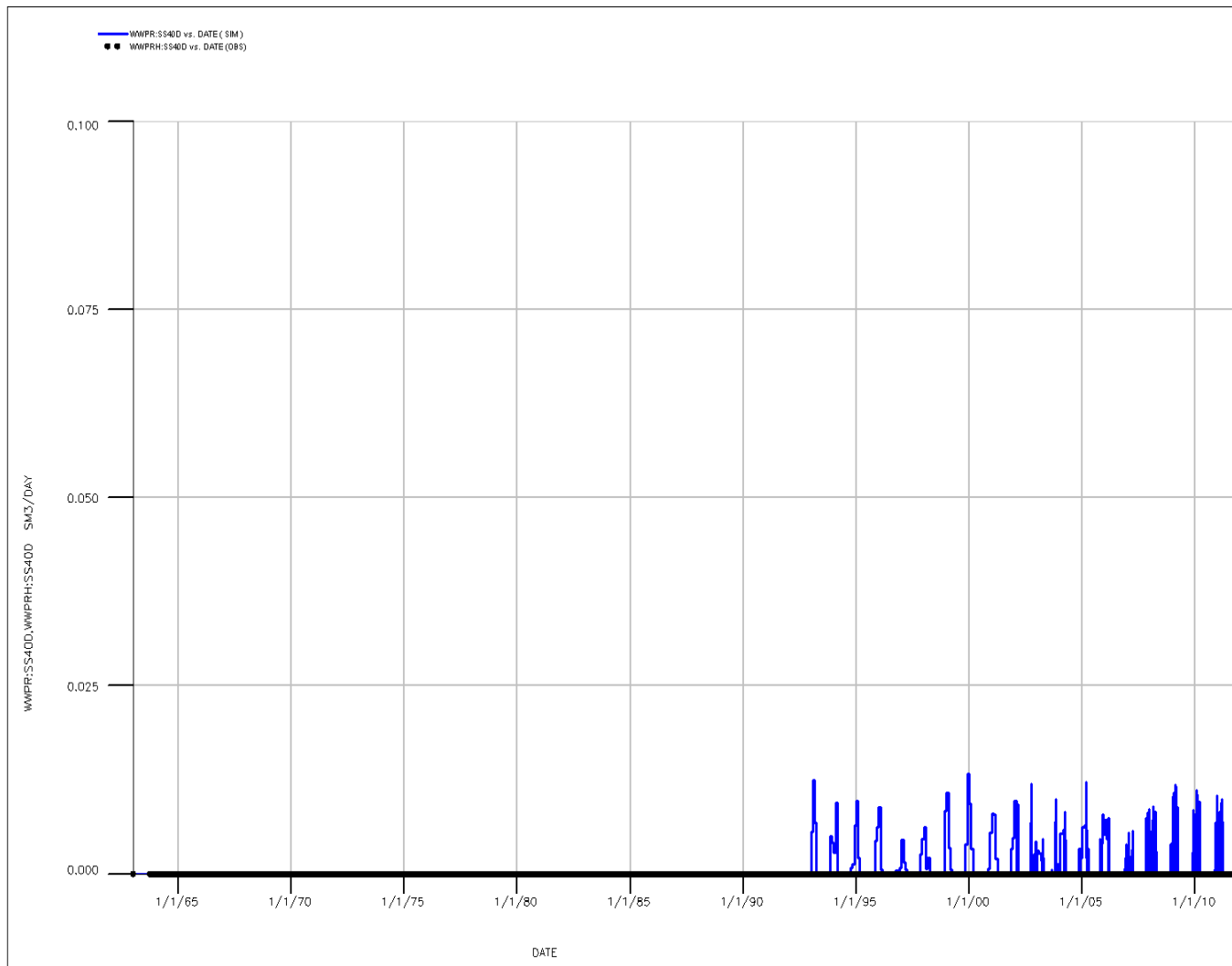


Fig.75 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 40]

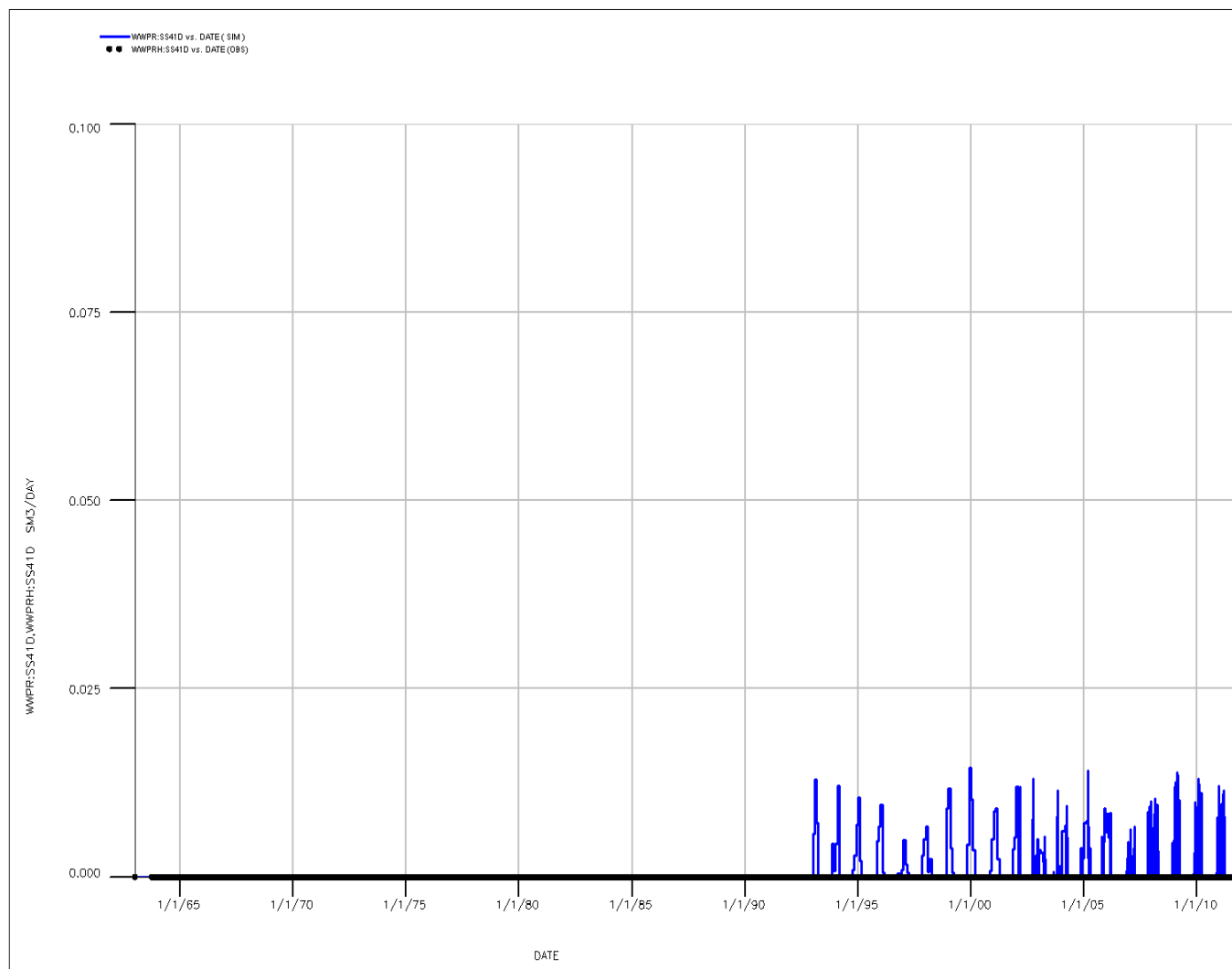


Fig.76 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 41]

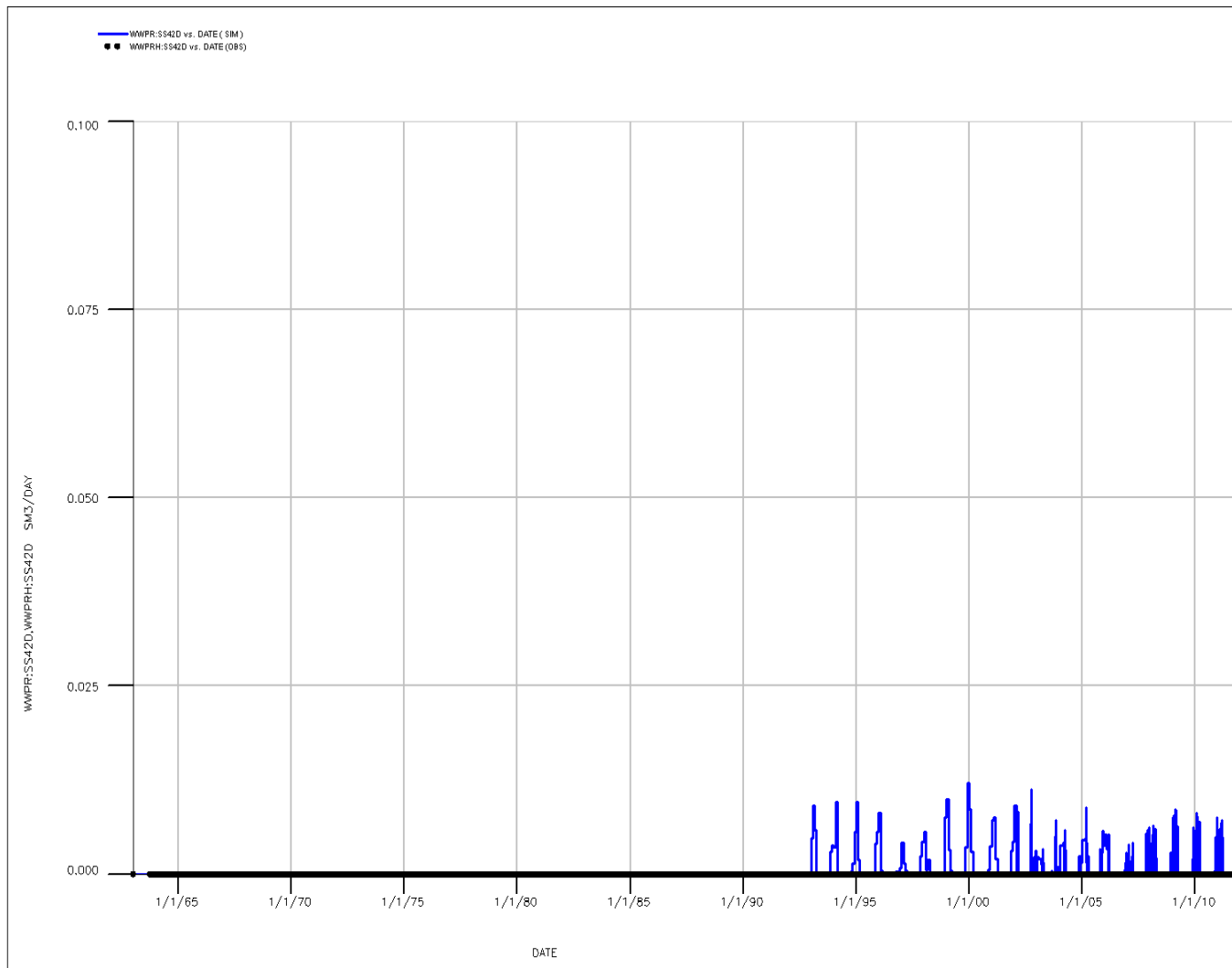


Fig.77 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 42]

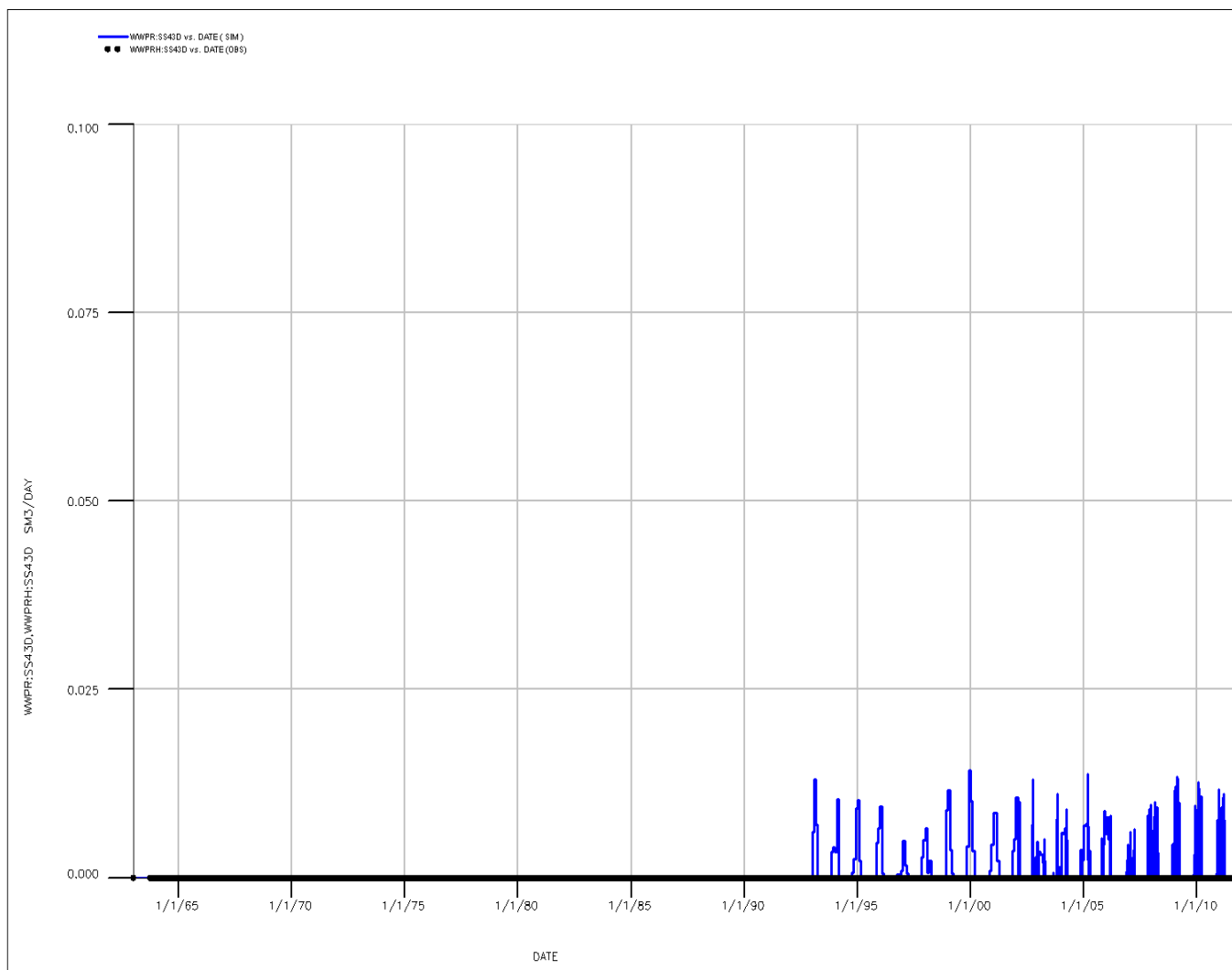


Fig.78 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 43]

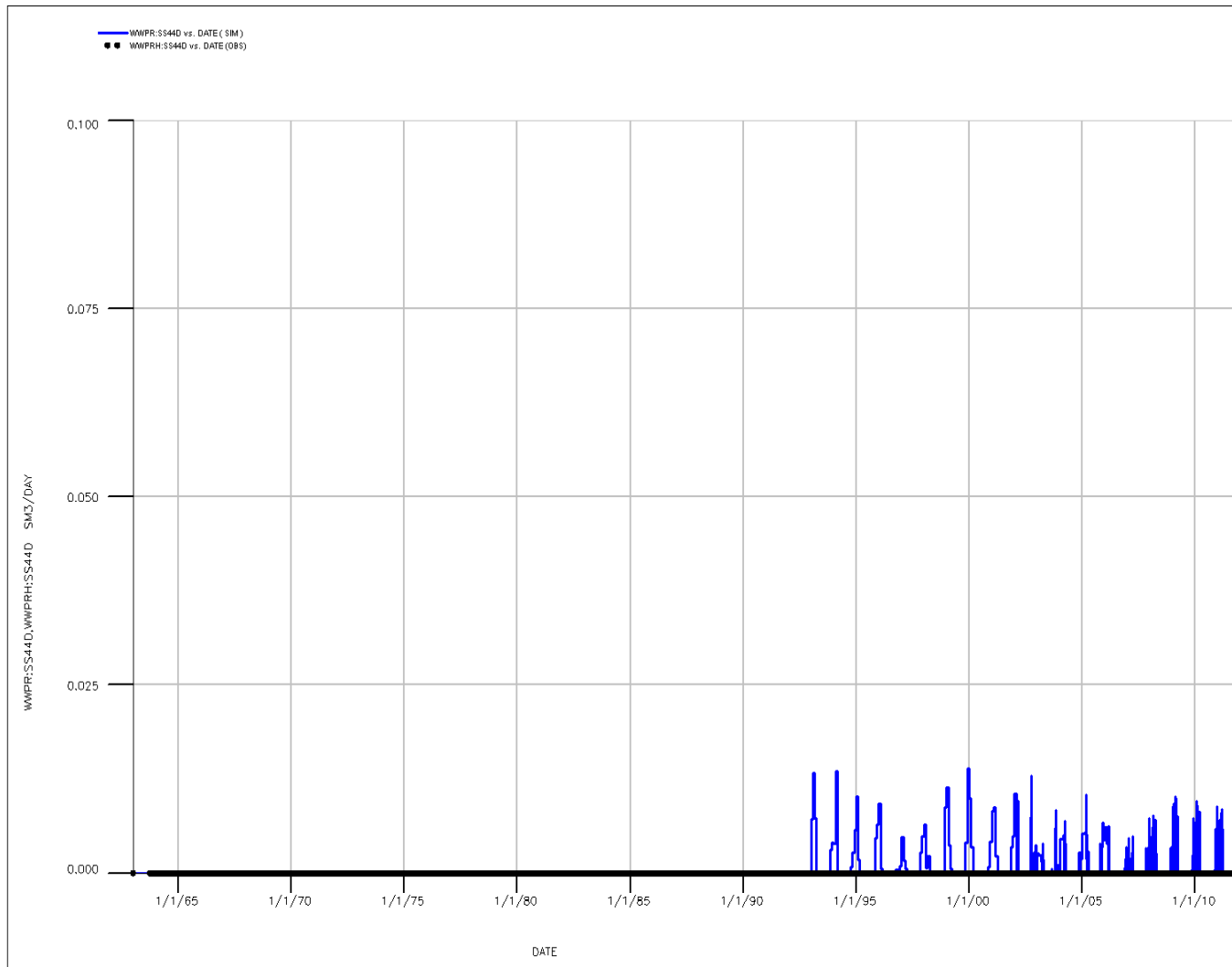


Fig.79 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 44]

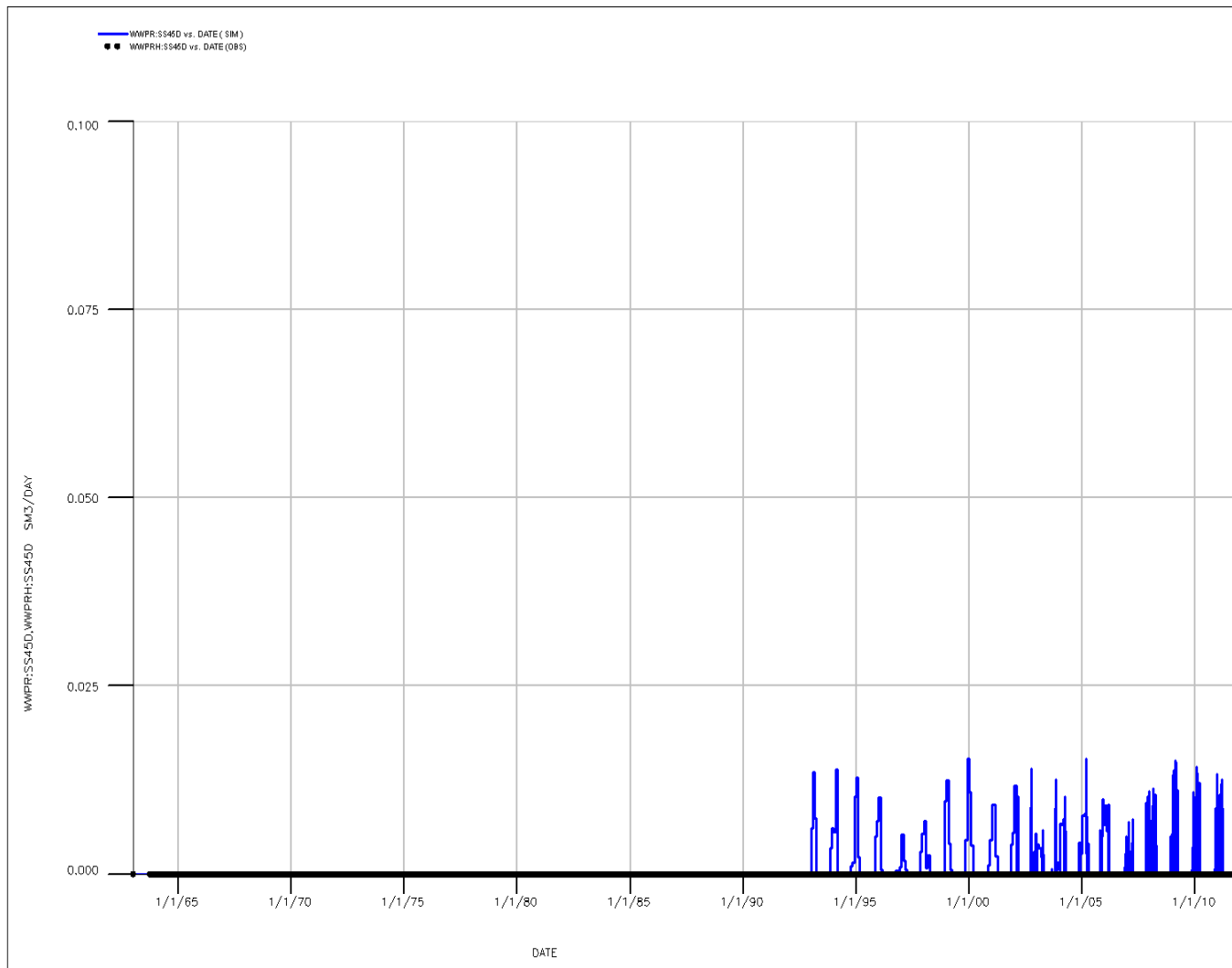


Fig.80 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 45]

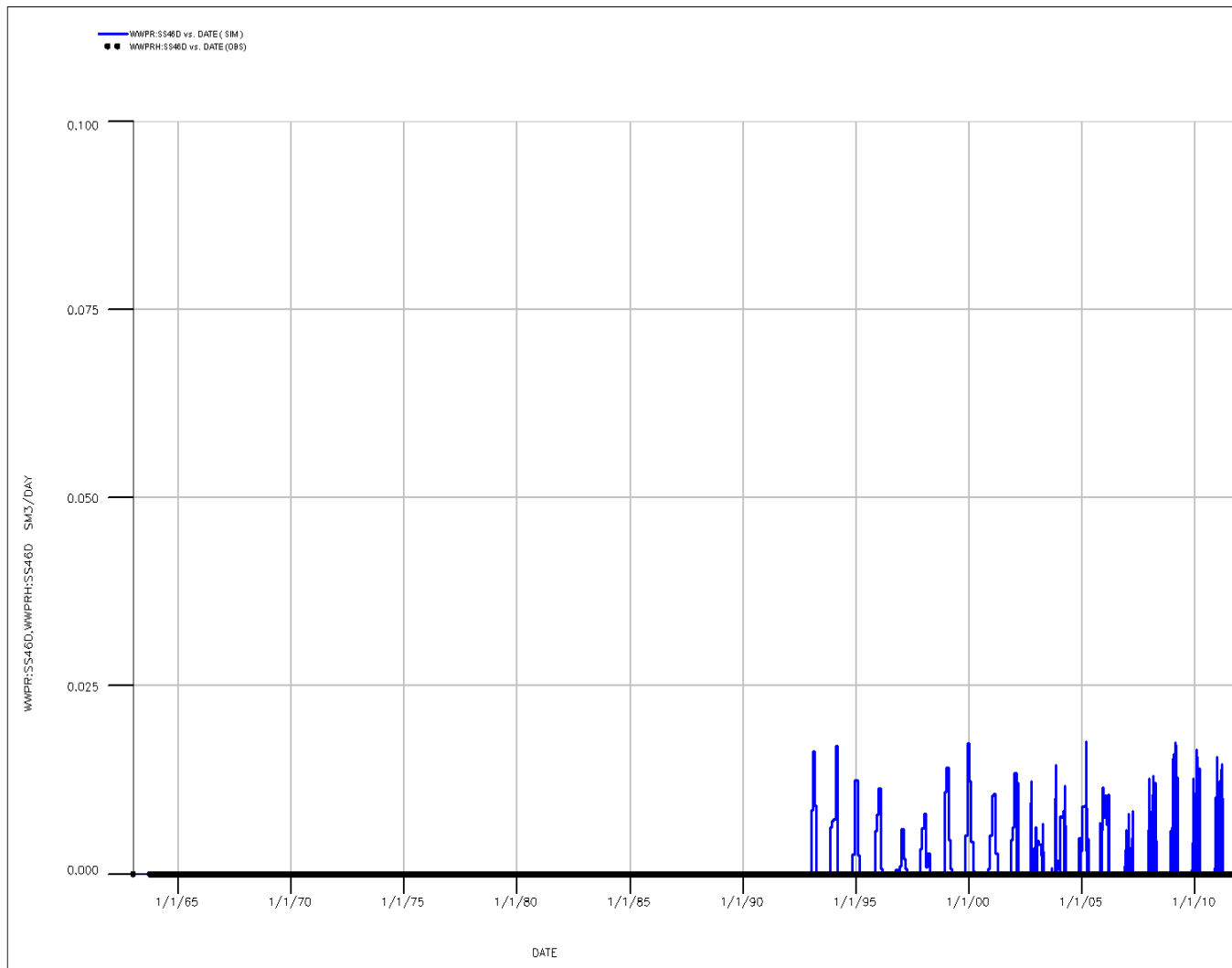


Fig.81 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 46]

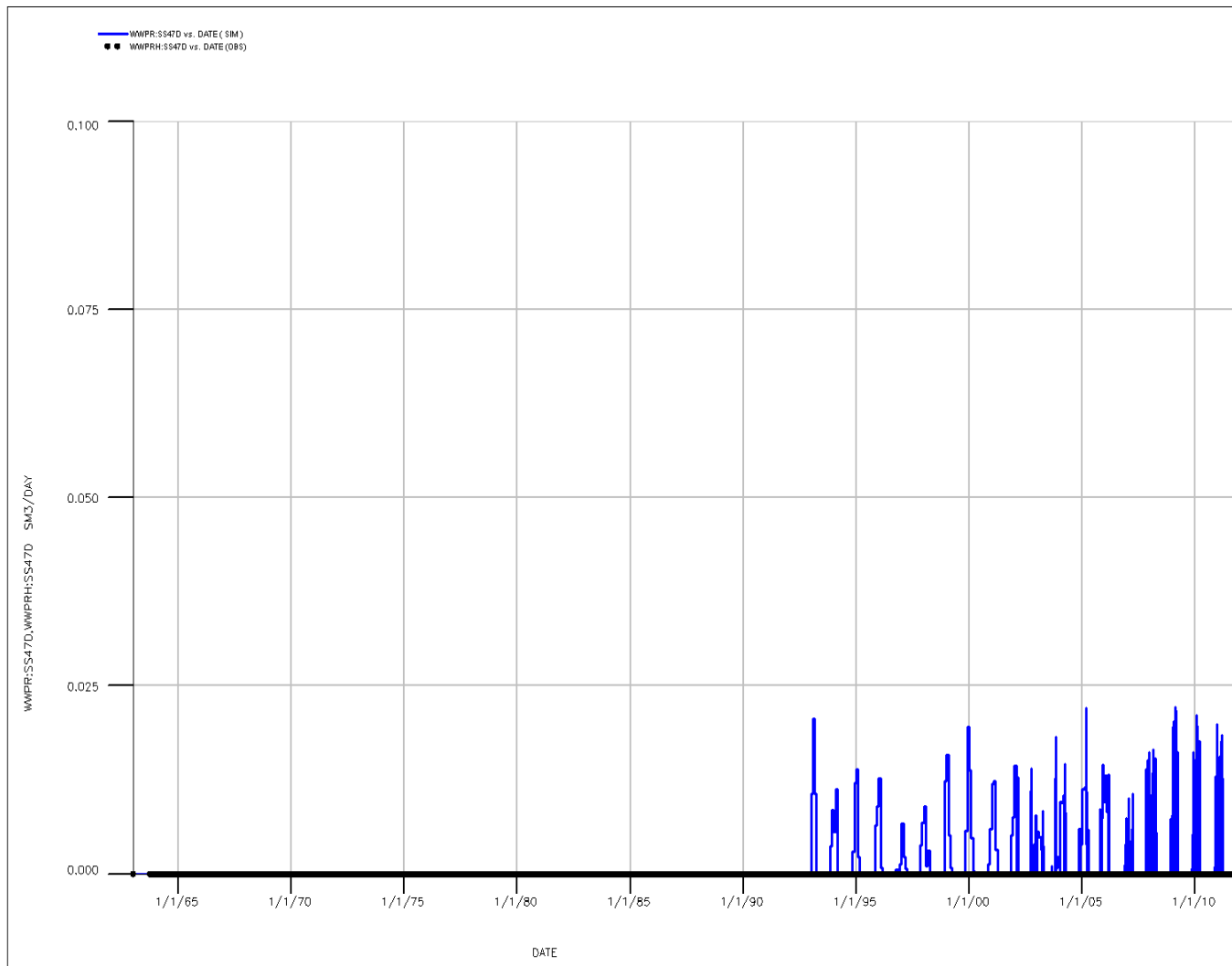


Fig.82 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 47]

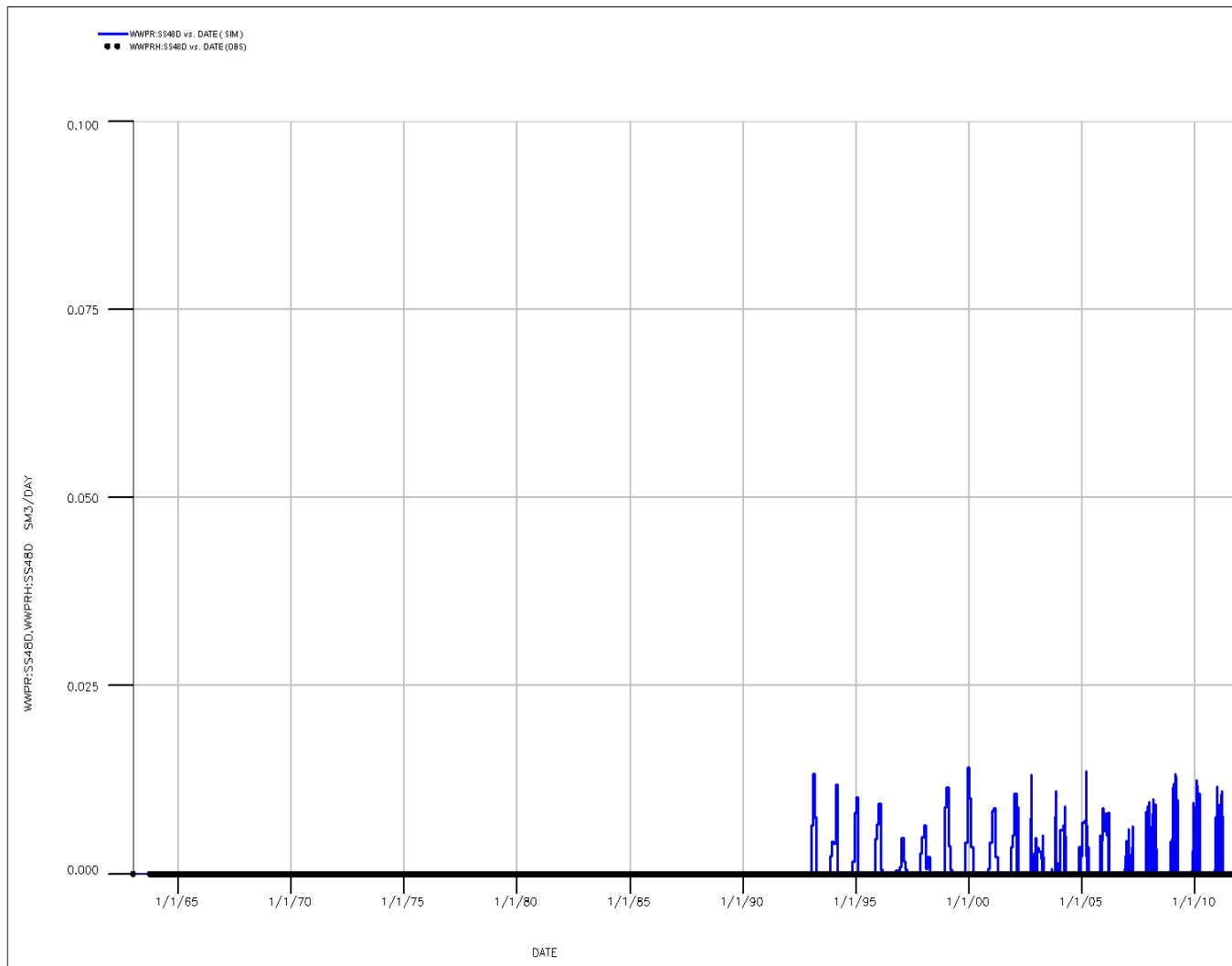


Fig.83 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 48]

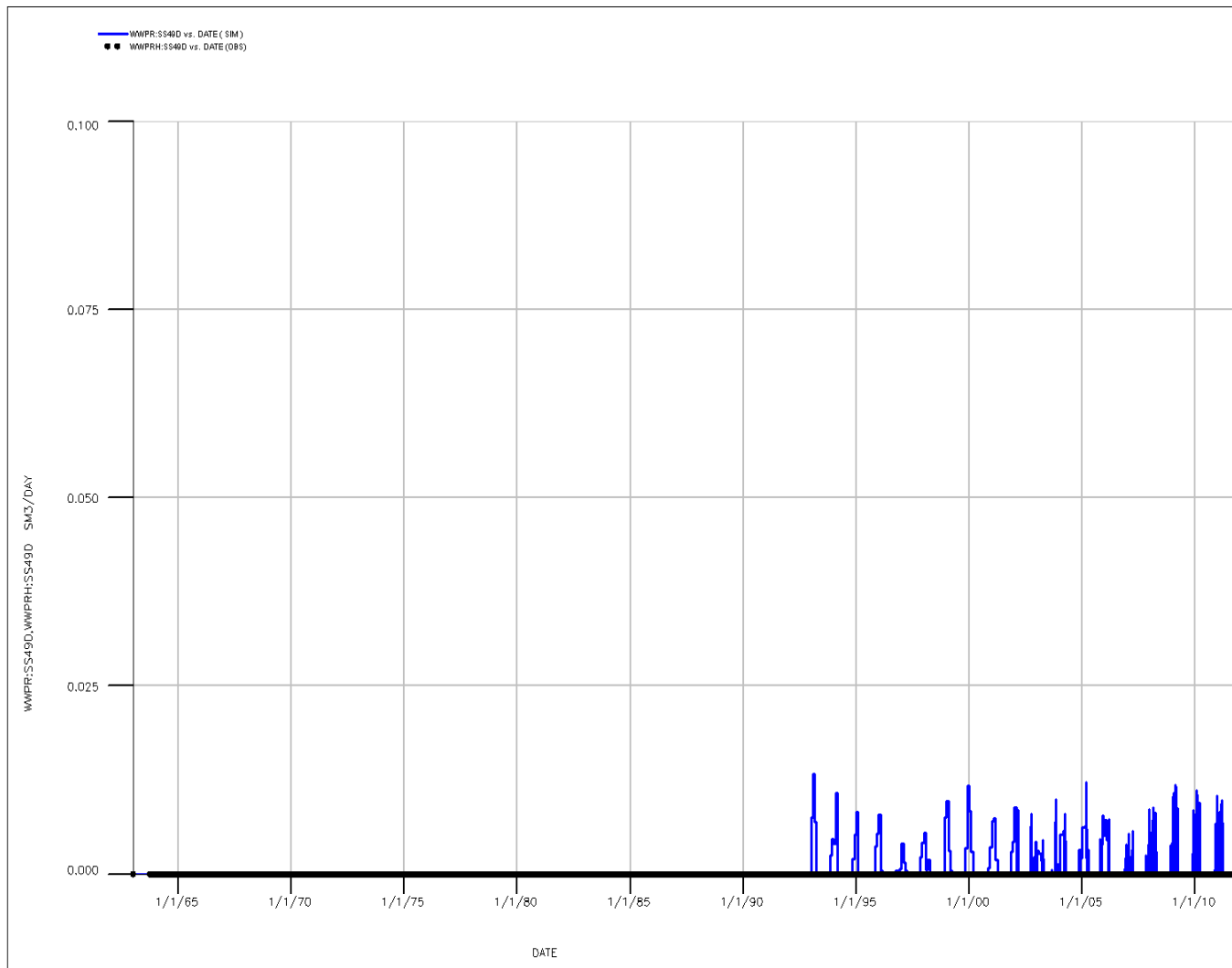


Fig.84 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 49]

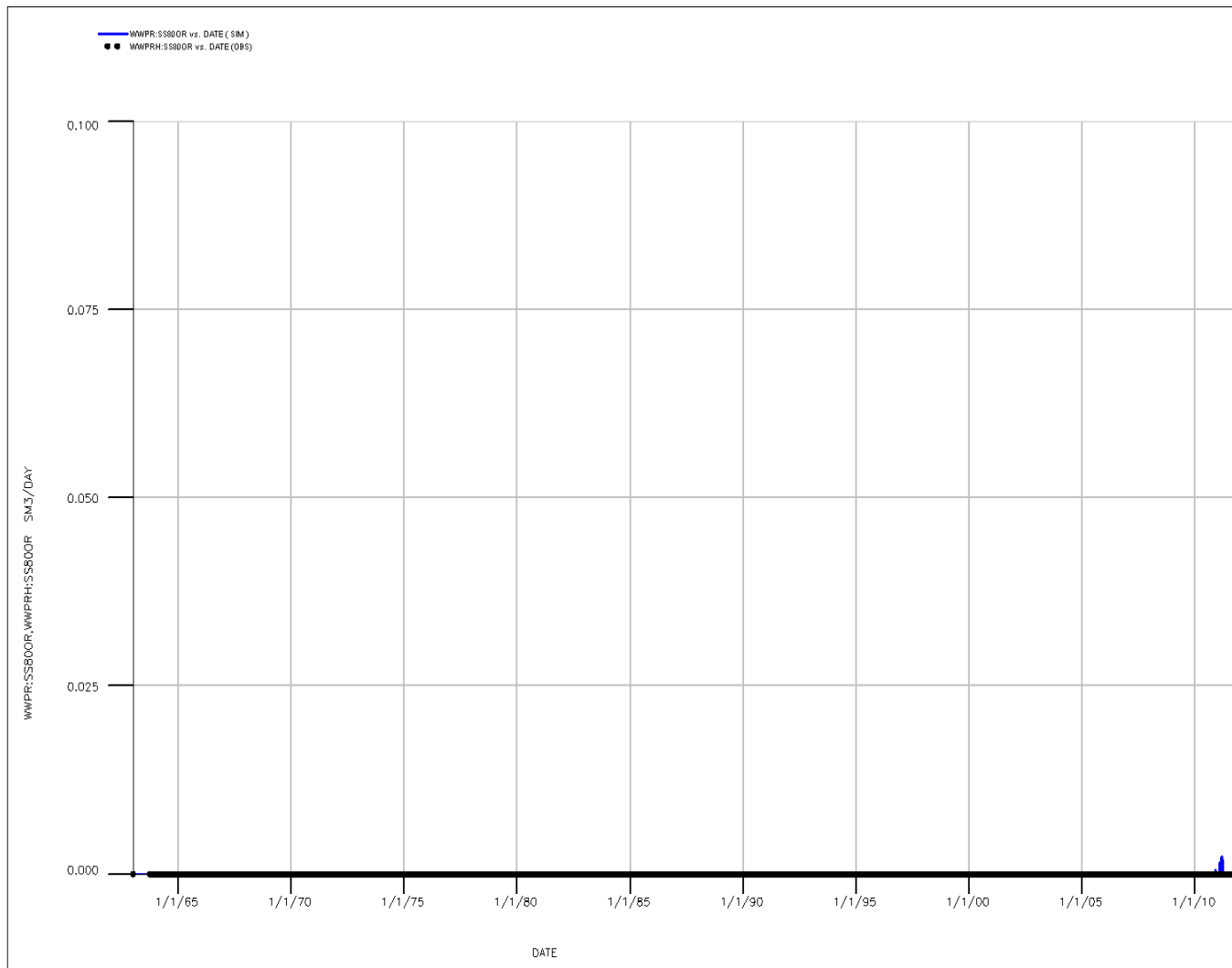


Fig.85 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 80OR]

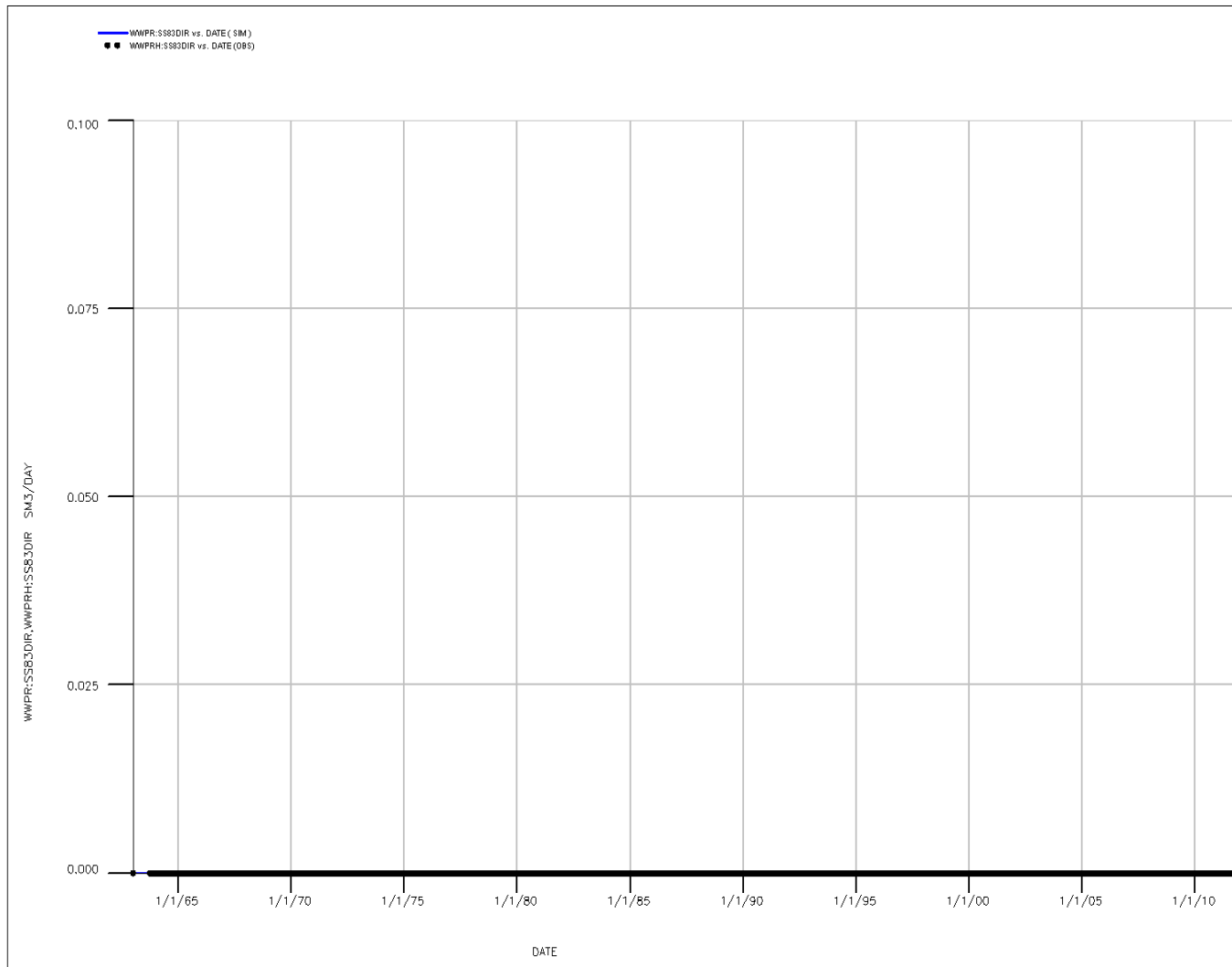


Fig.86 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo San Salvo 83DIR]

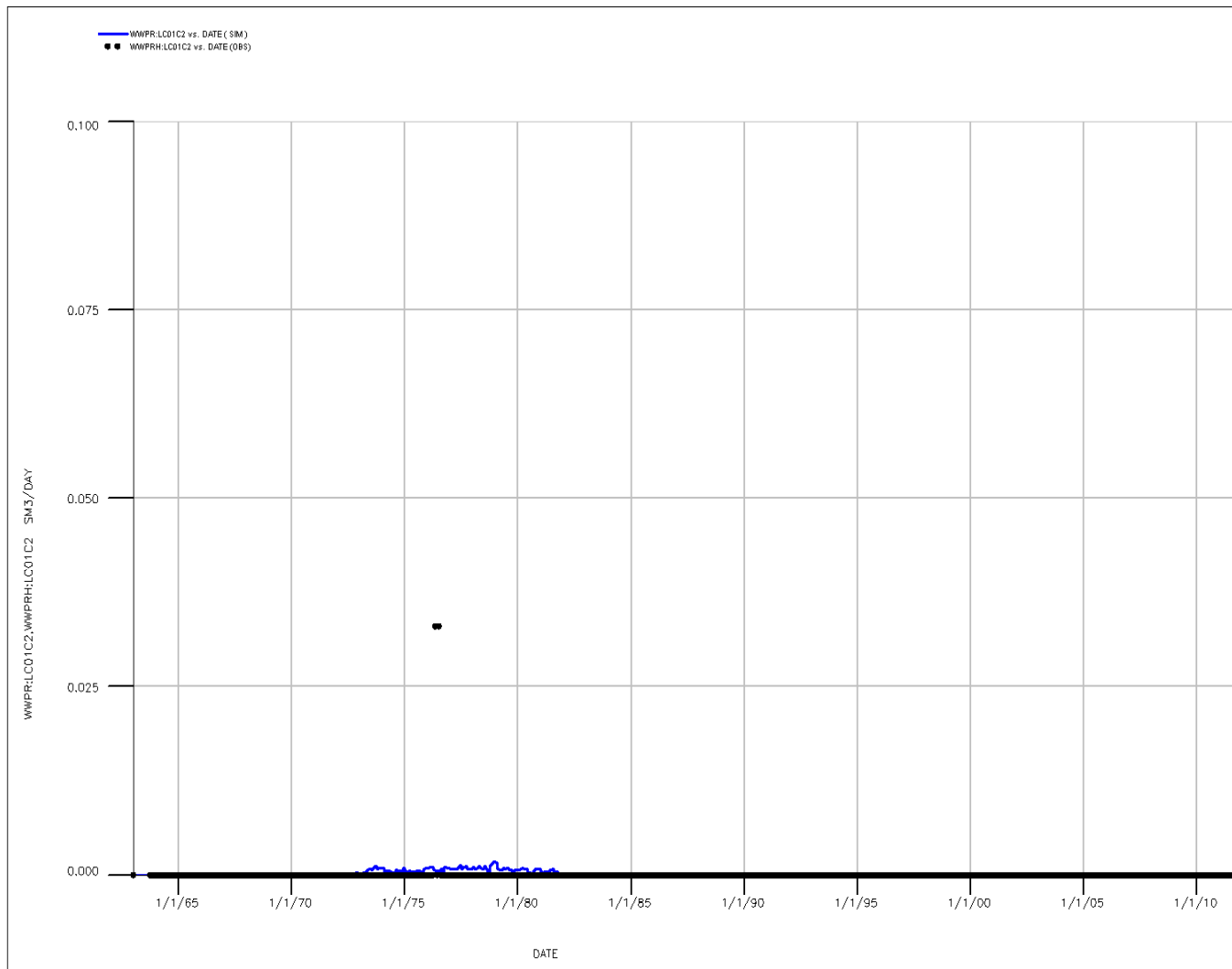


Fig.87 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 1]

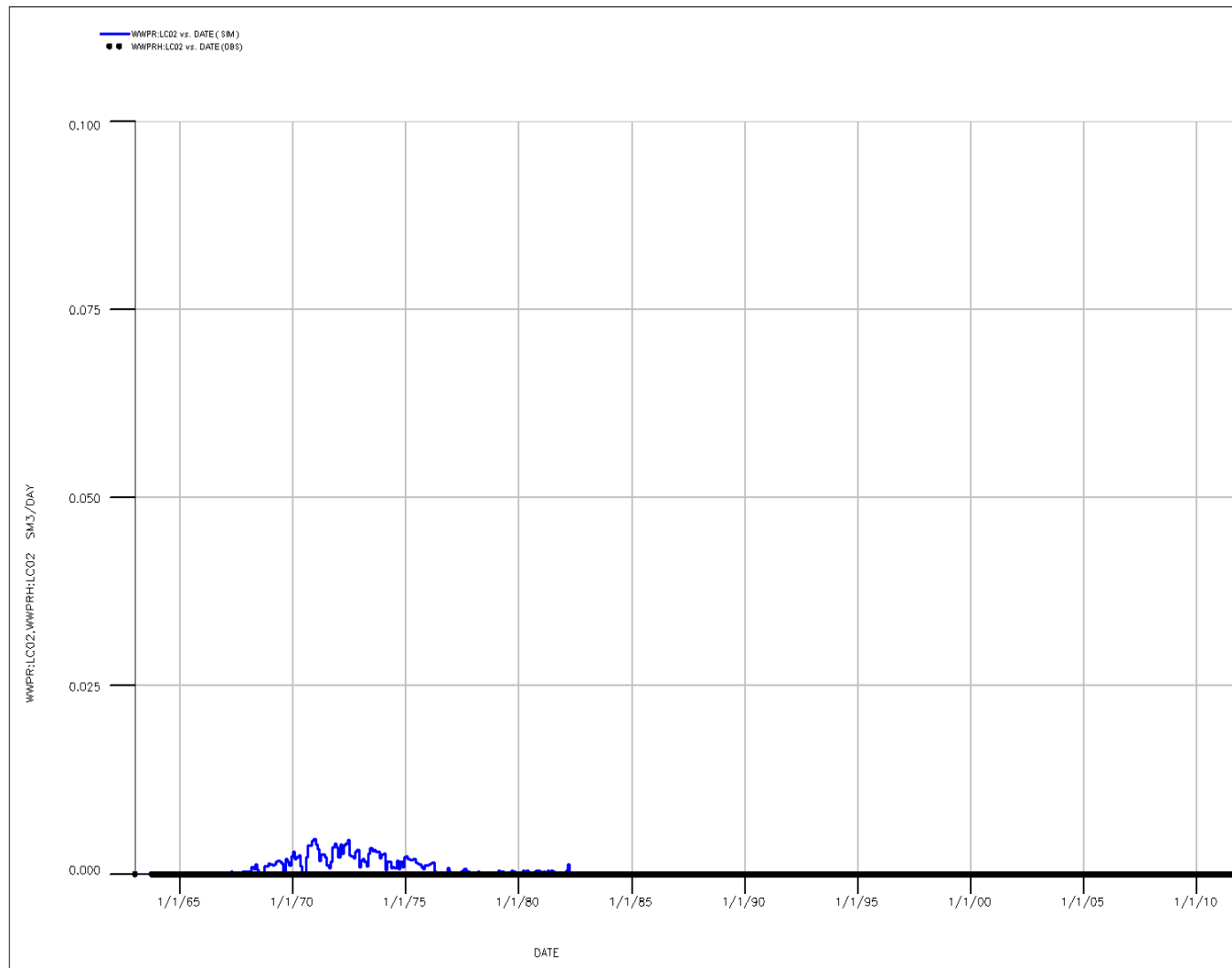


Fig.88 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 2]

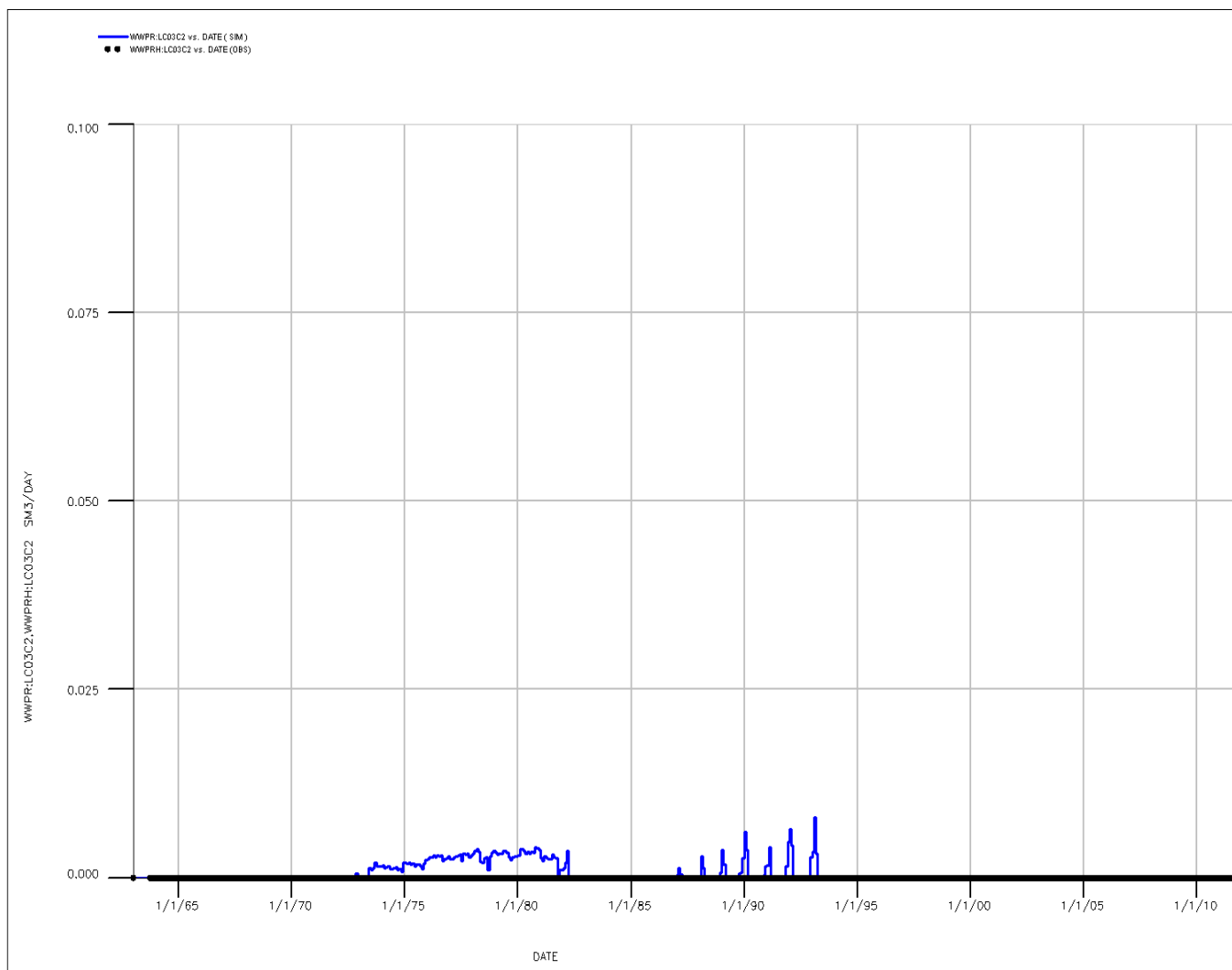


Fig.89 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 3]

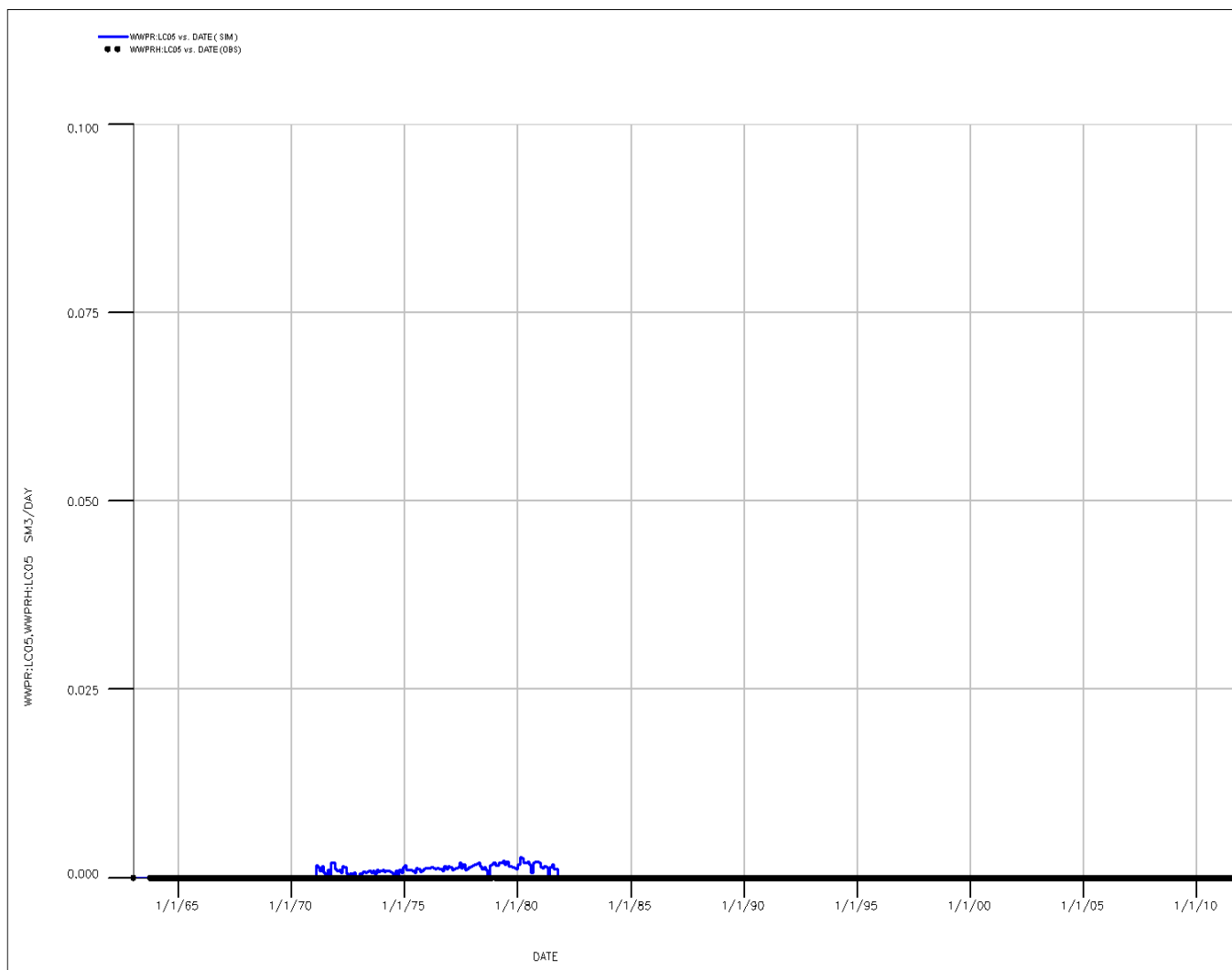


Fig.90 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 5]

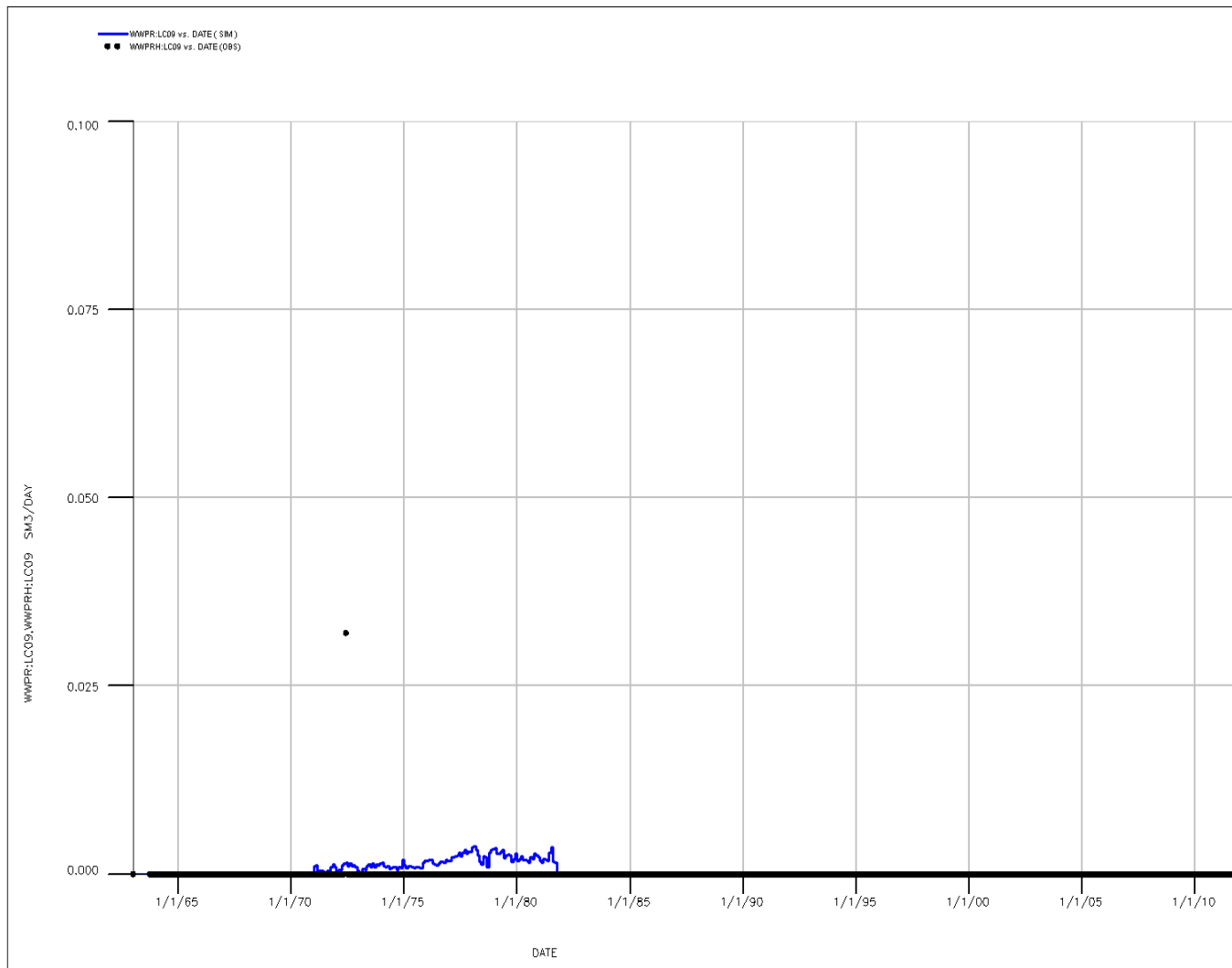


Fig.91 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 9]

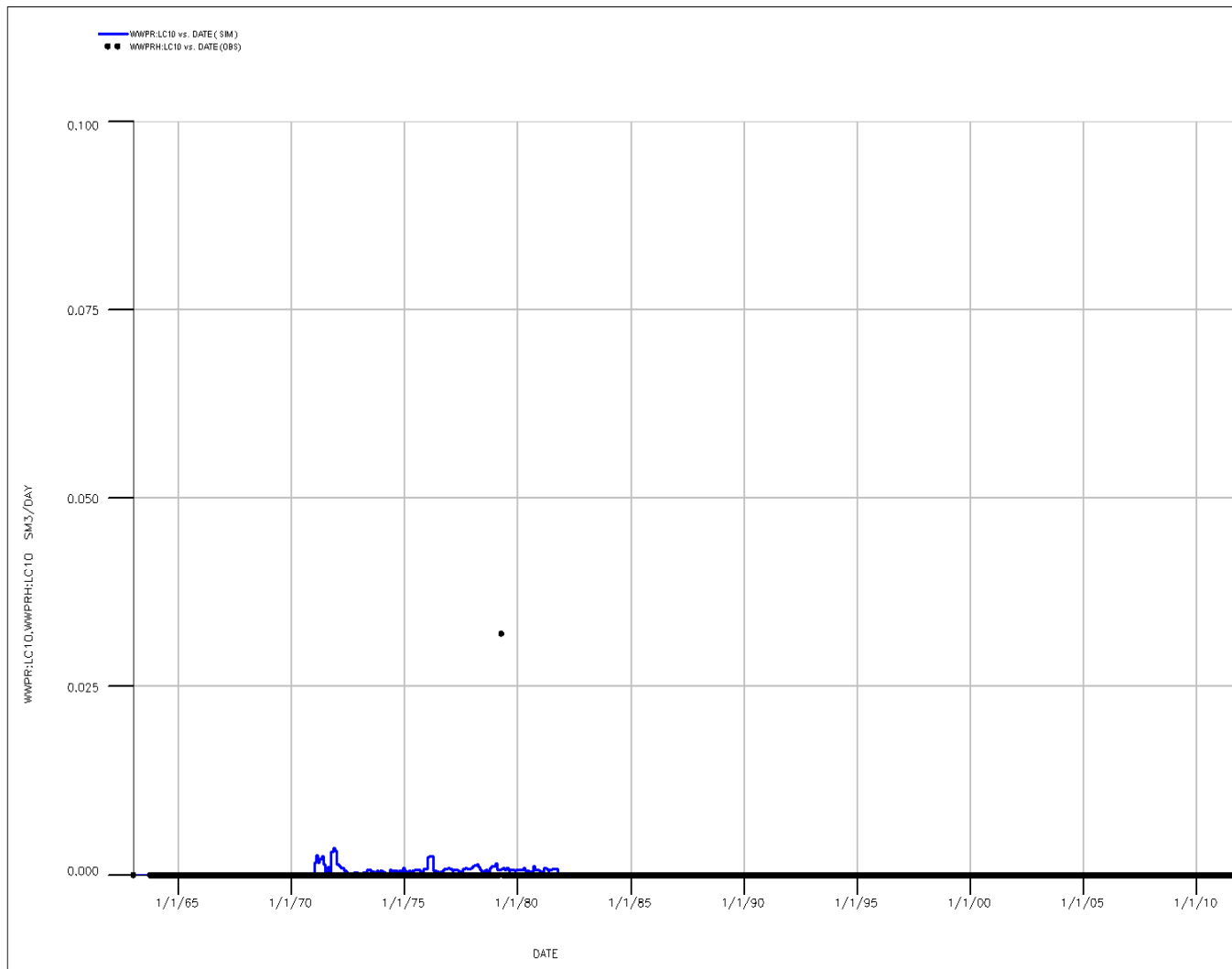


Fig.92 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 10]

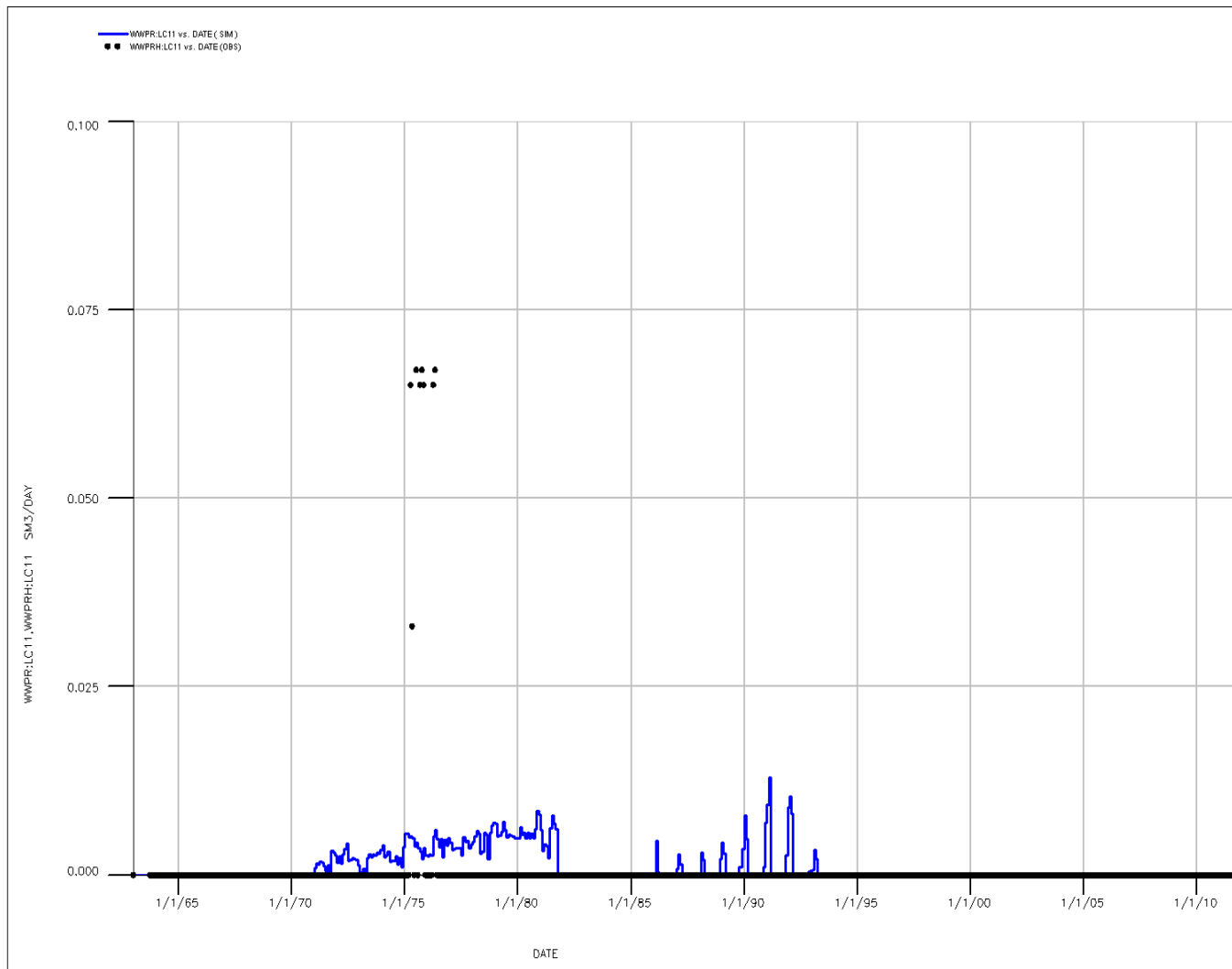


Fig.93 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo La Coccetta 11]

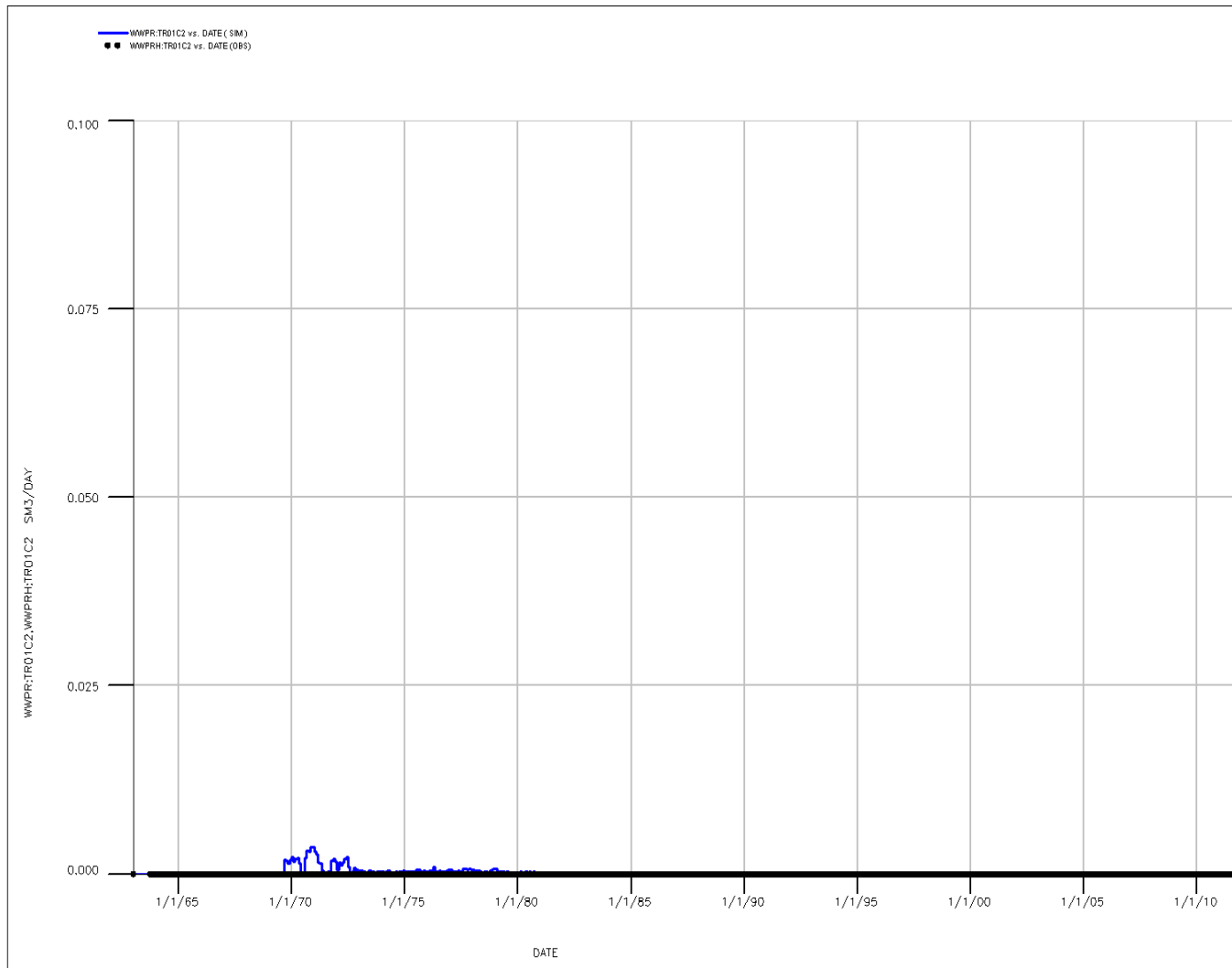


Fig.94 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo Trigno 1]

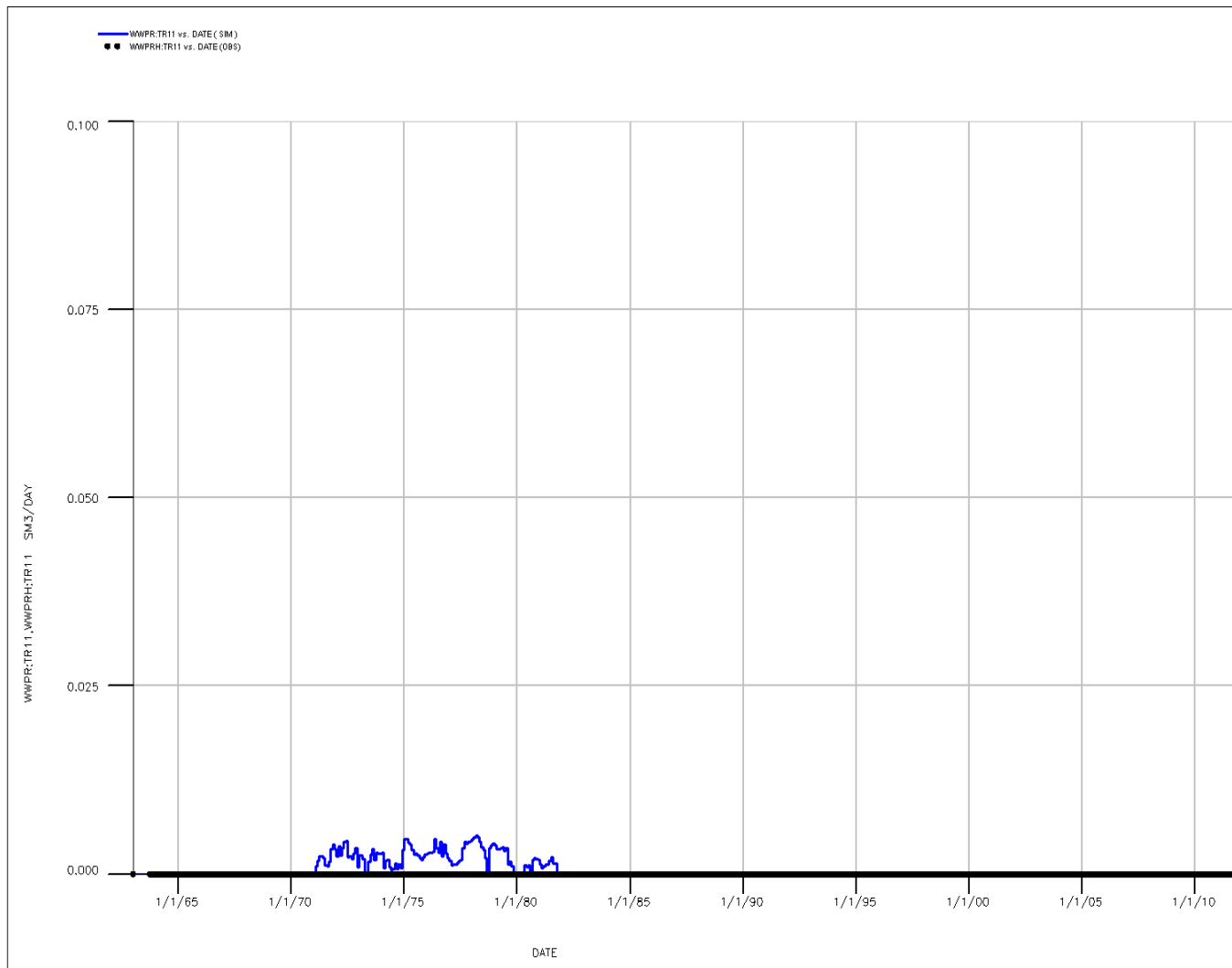


Fig.95 - Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e portata misurata (WWPRH) [pozzo Trigno 11]



FloViz 2005A

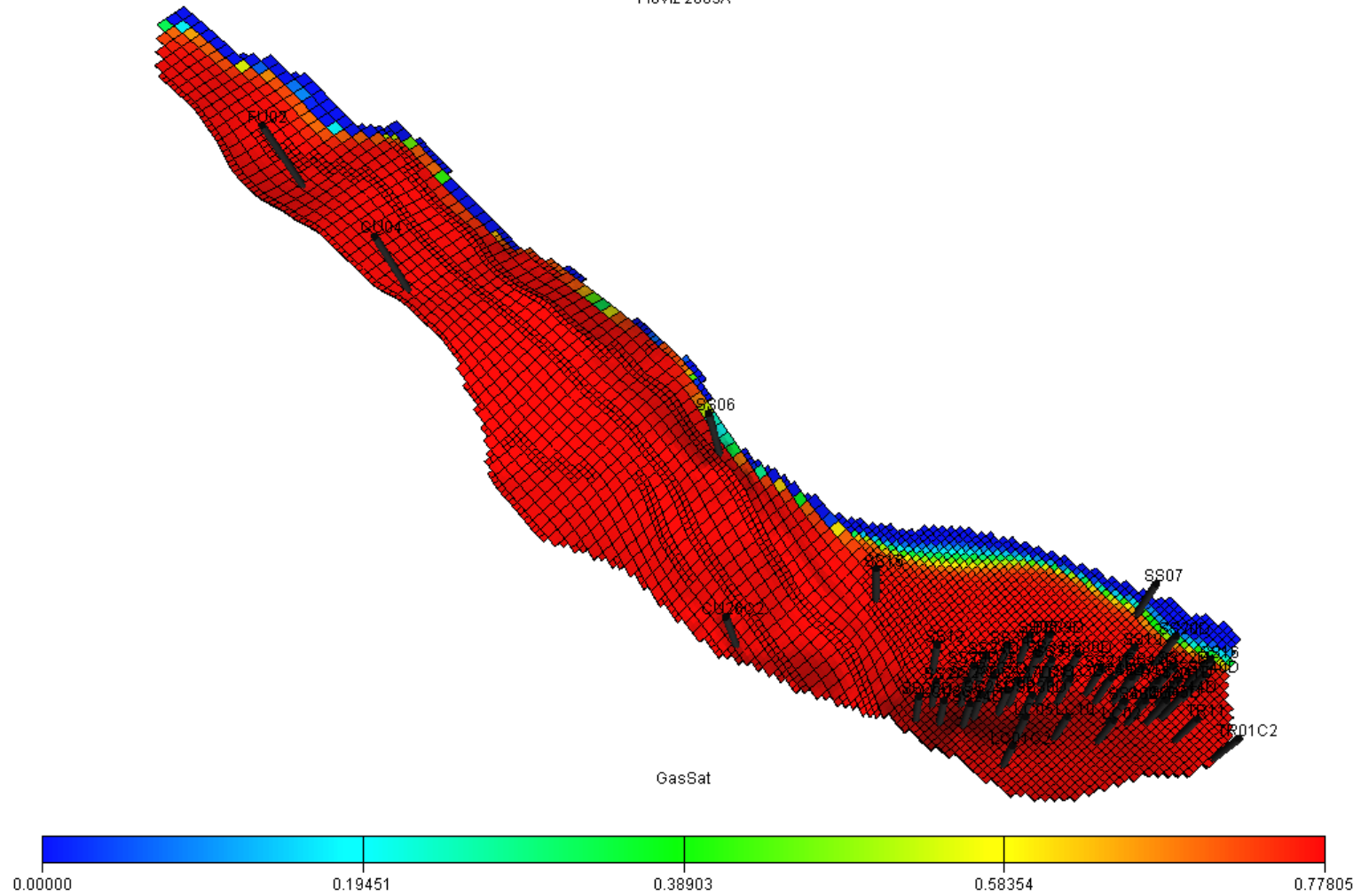


Fig.96 - Distribuzione della saturazione in gas iniziale (01/01/1963)



PIUVIZ 2009K

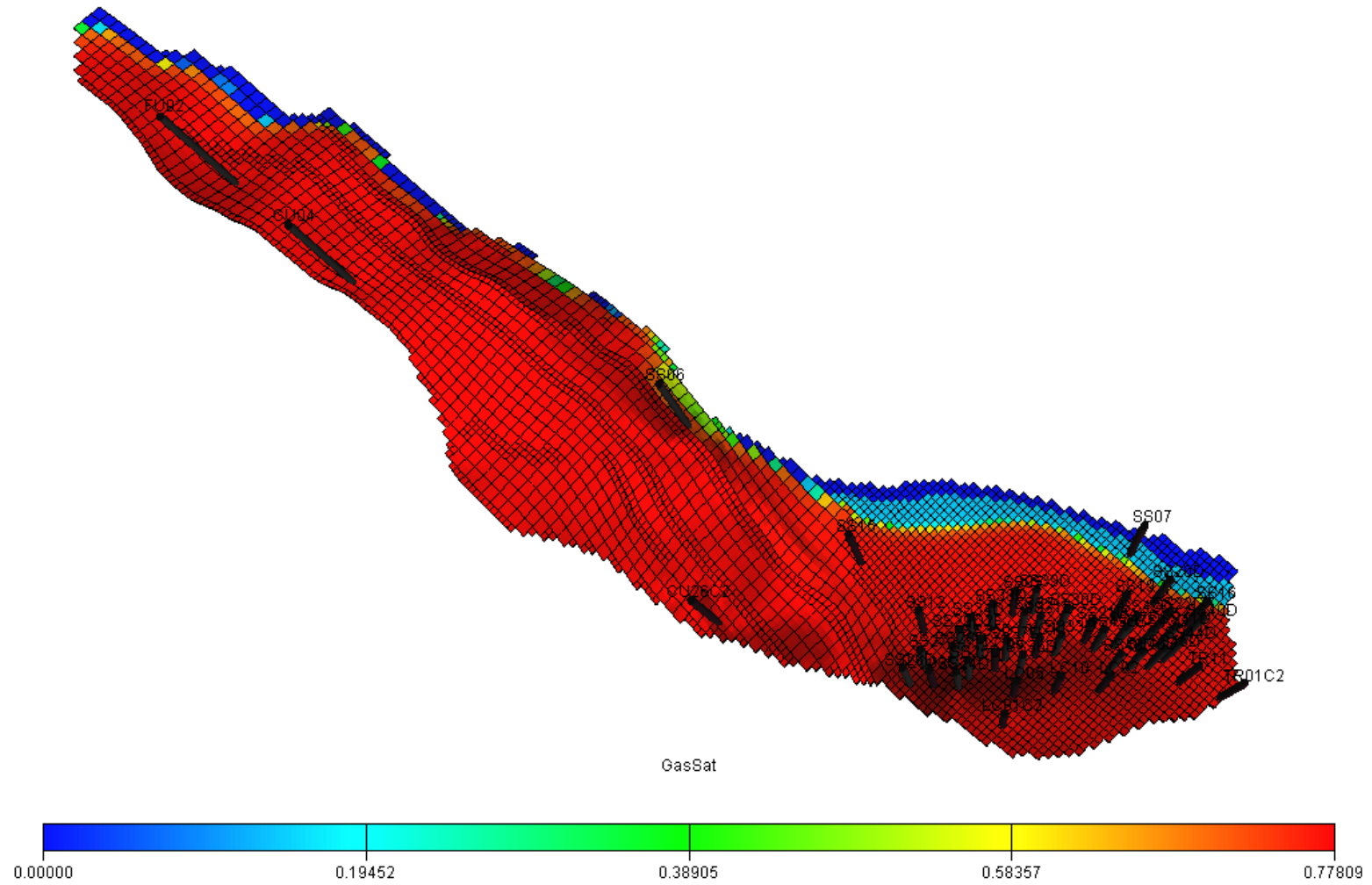


Fig.97 - Distribuzione della saturazione in gas a fine produzione primaria (01/06/1982)

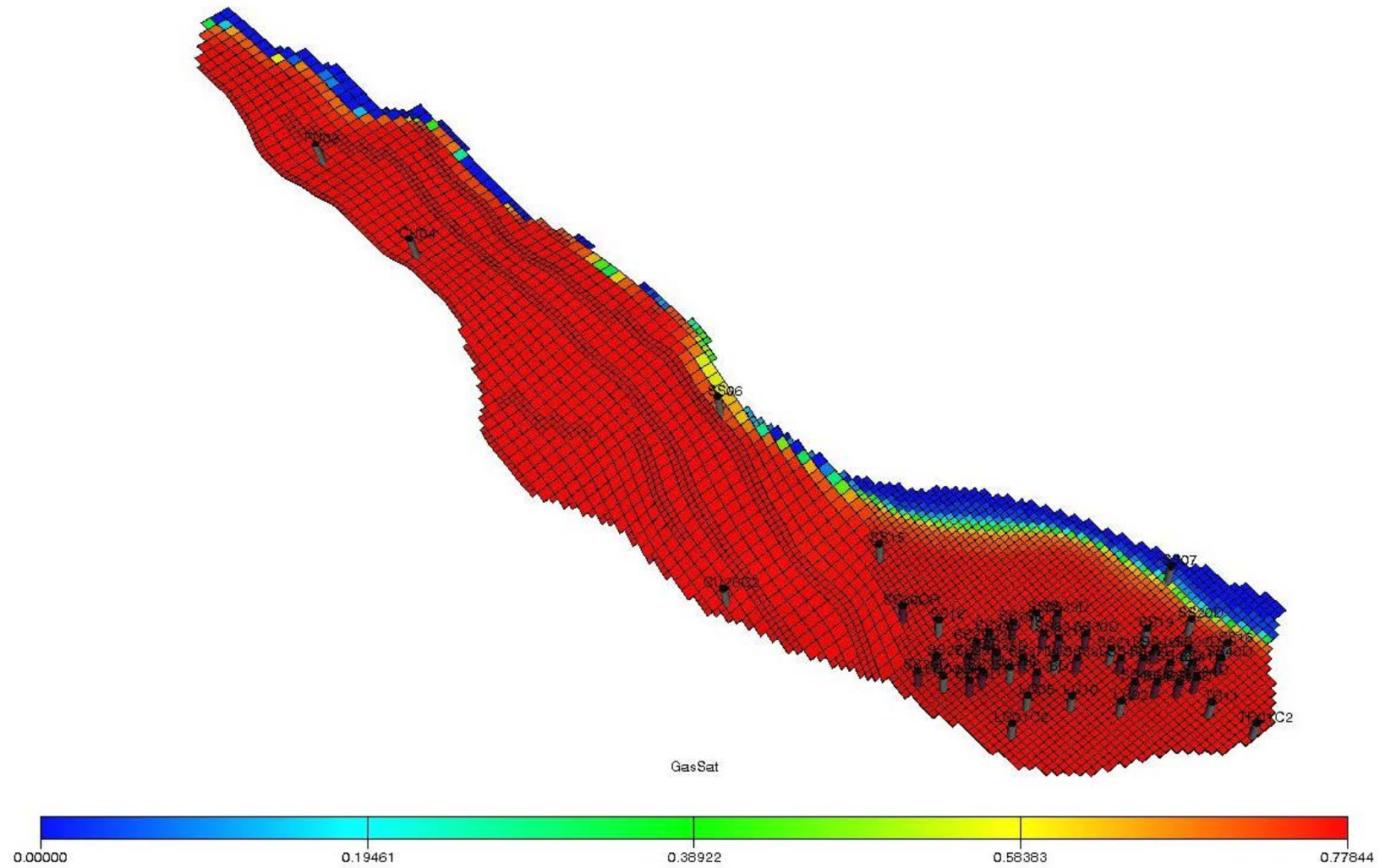


Fig.98 - Distribuzione della saturazione in gas attuale (20/10/2011)

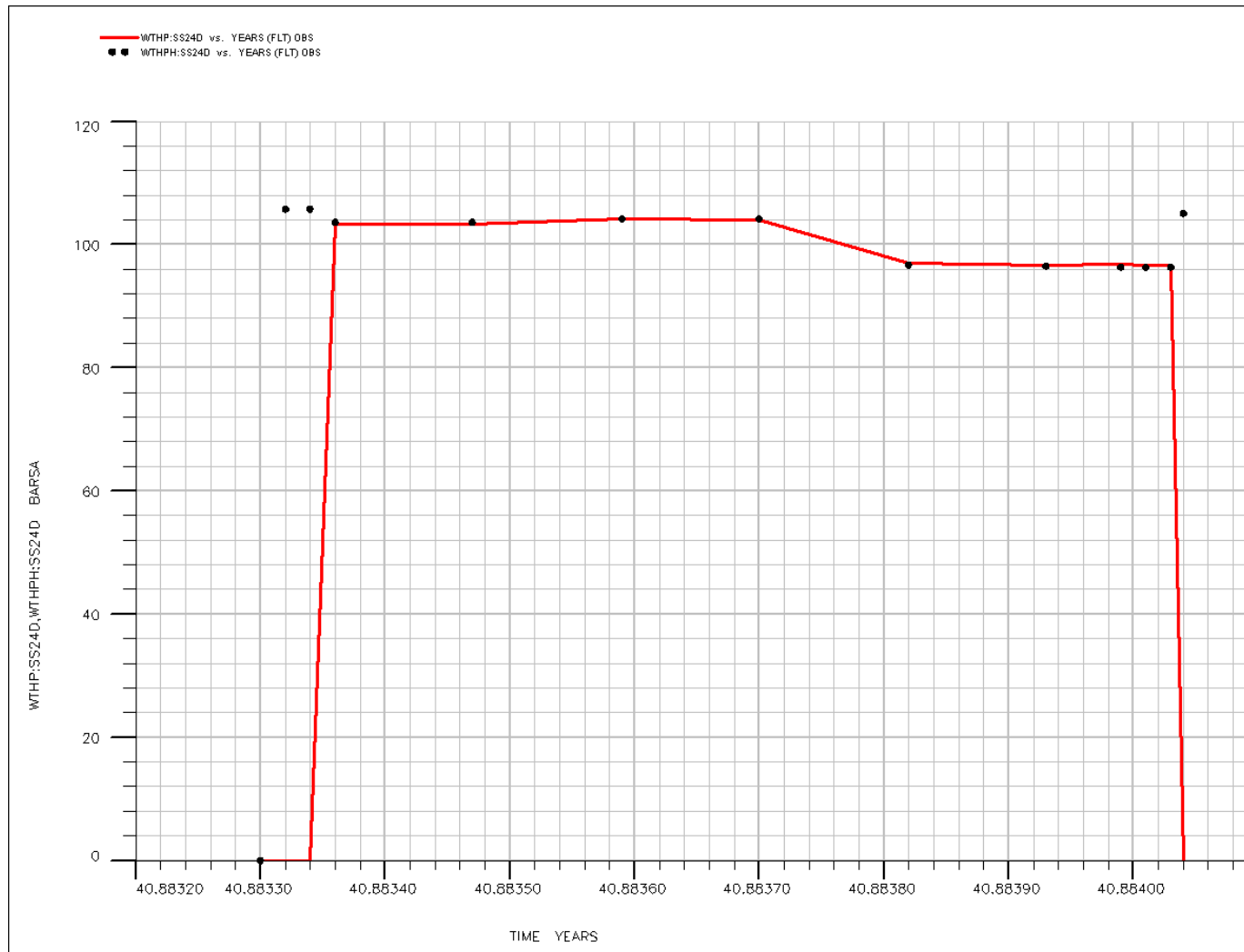


Fig.99 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 24]

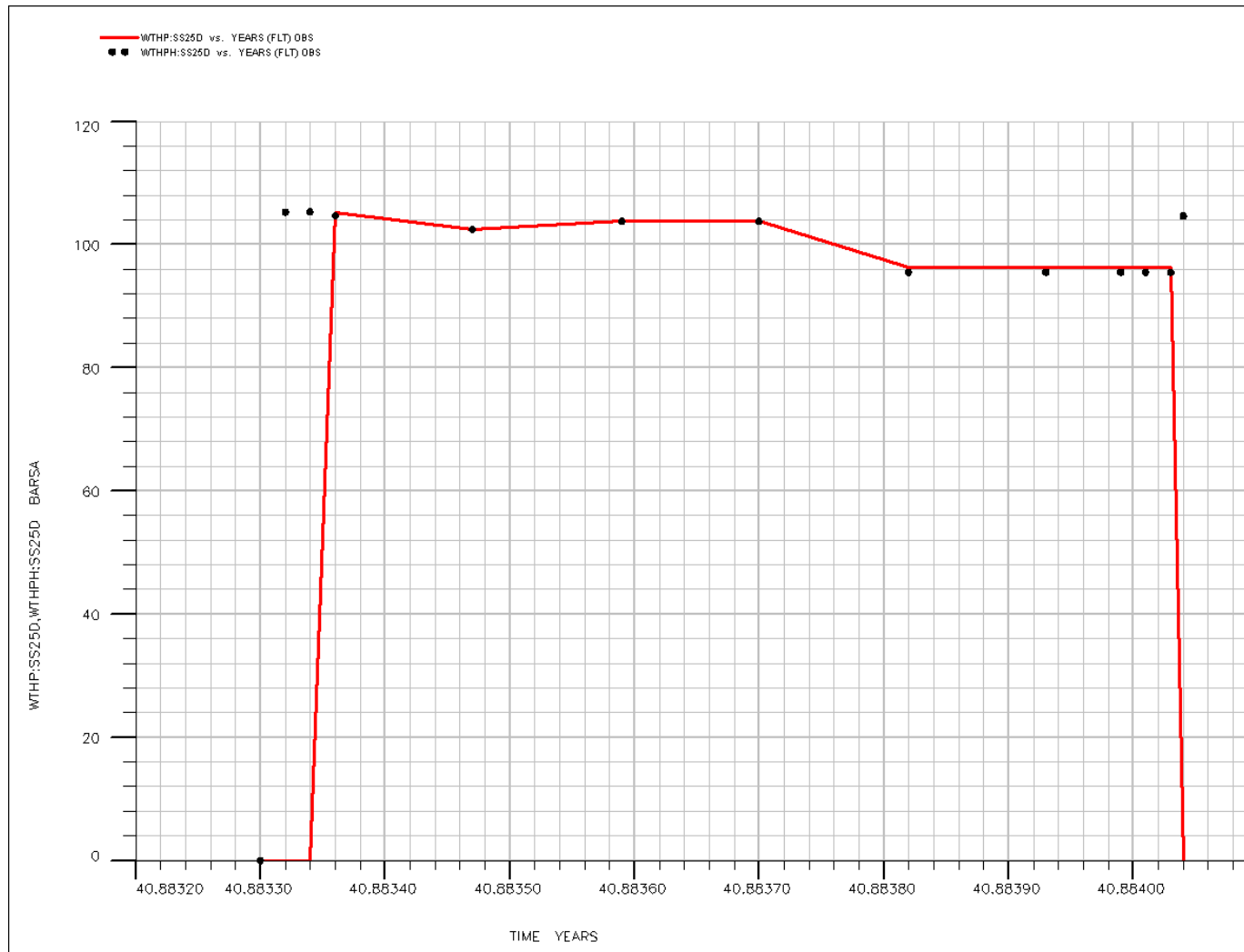


Fig.100 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 25]

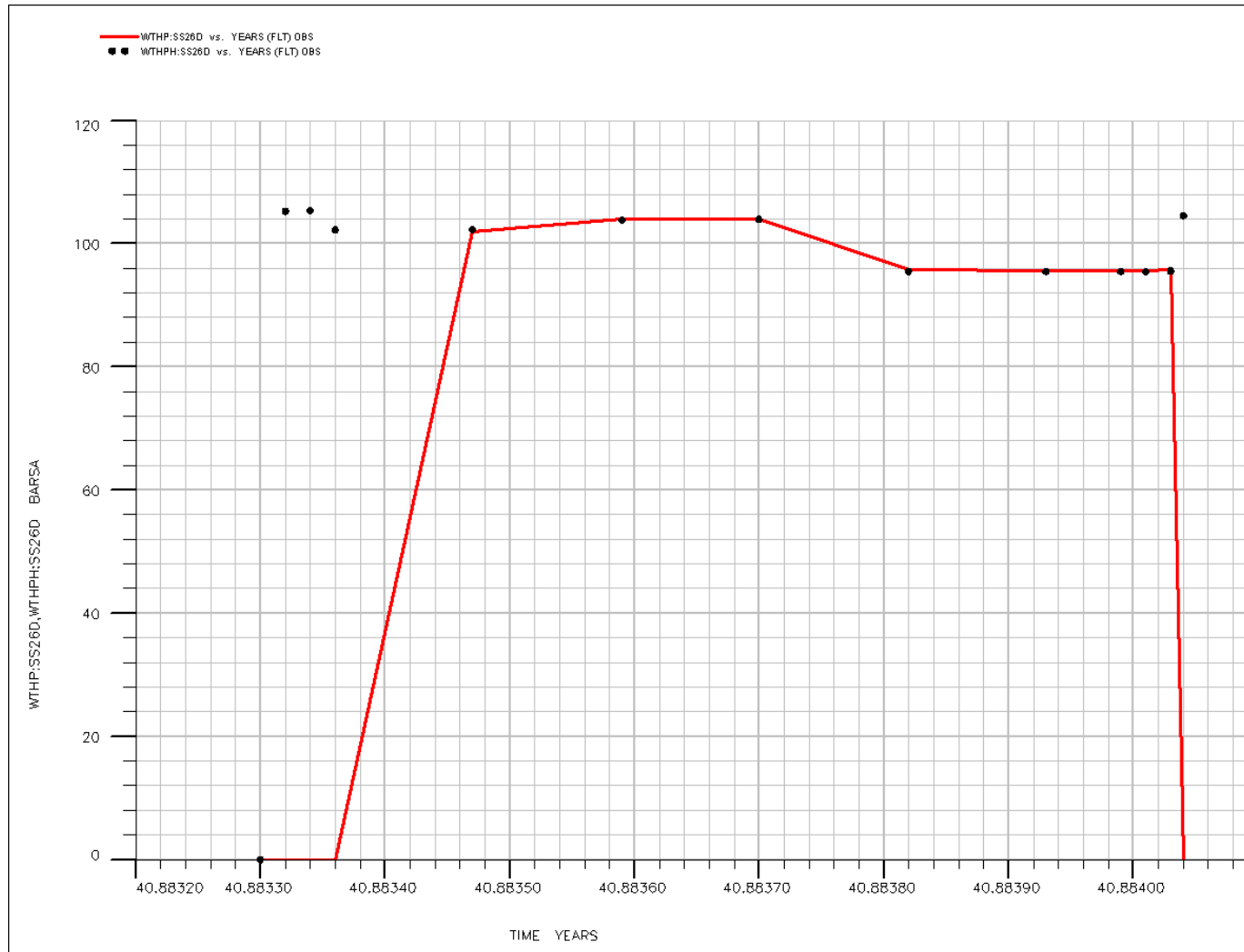


Fig.101 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 26]

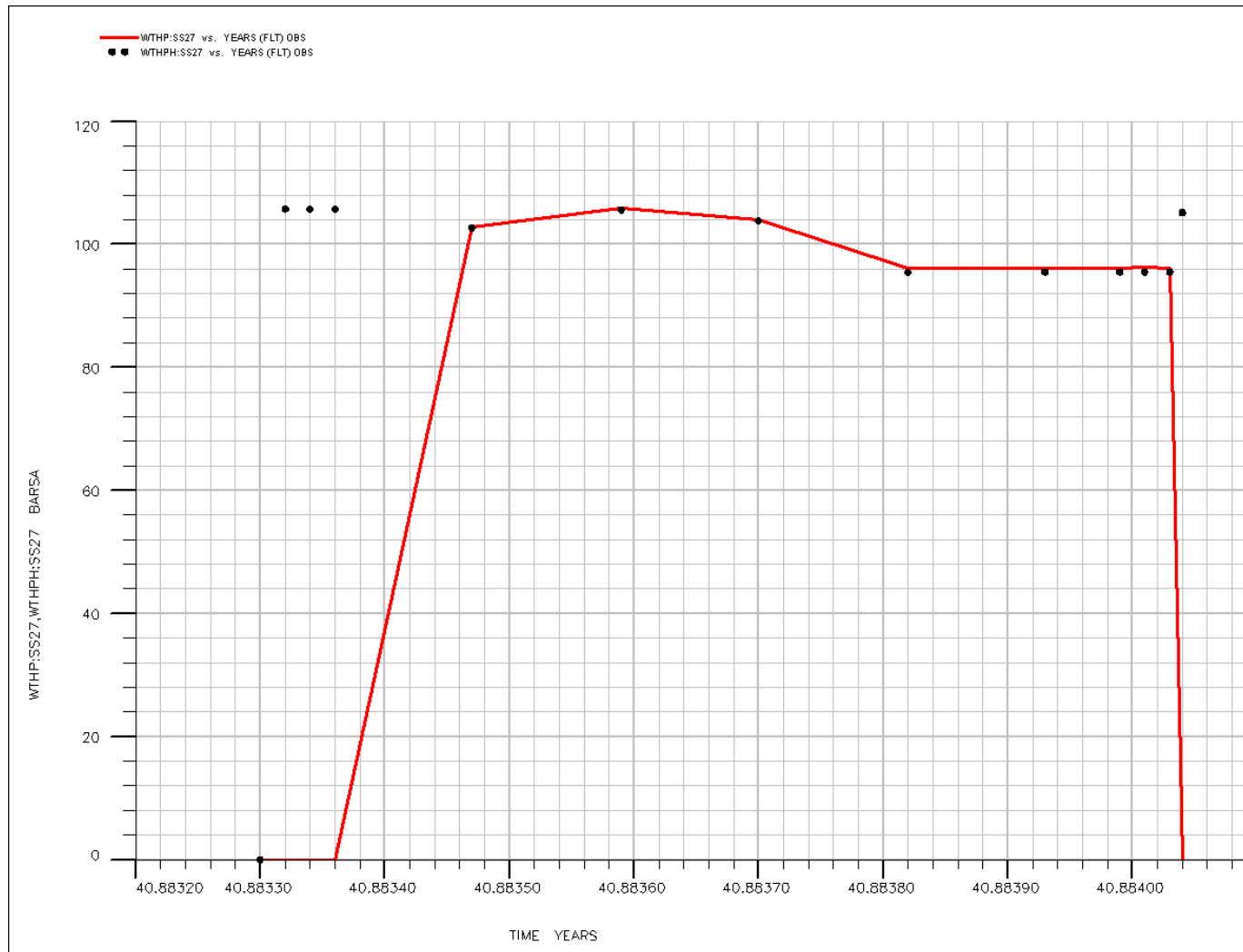


Fig.102 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 27]

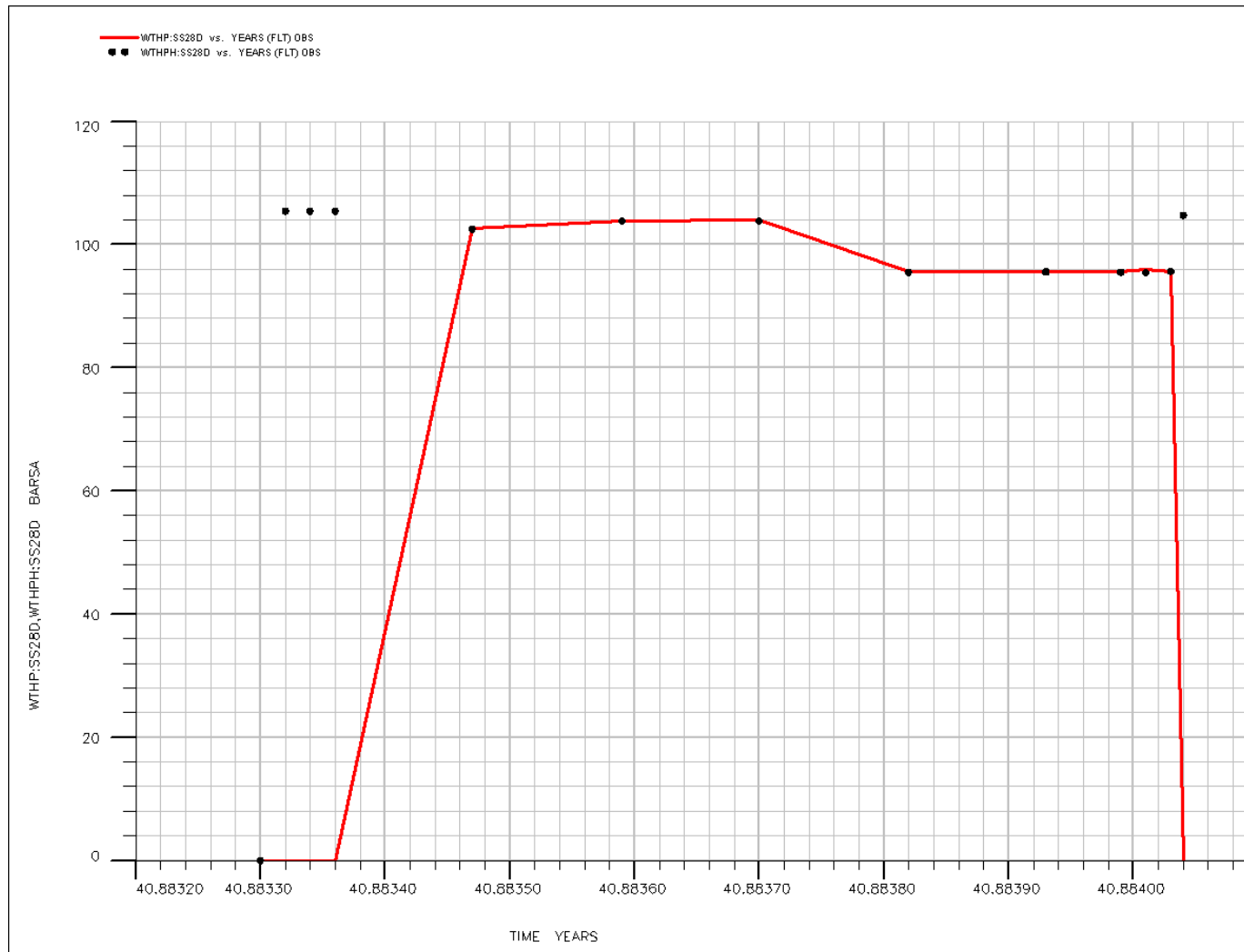


Fig.103 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 28]

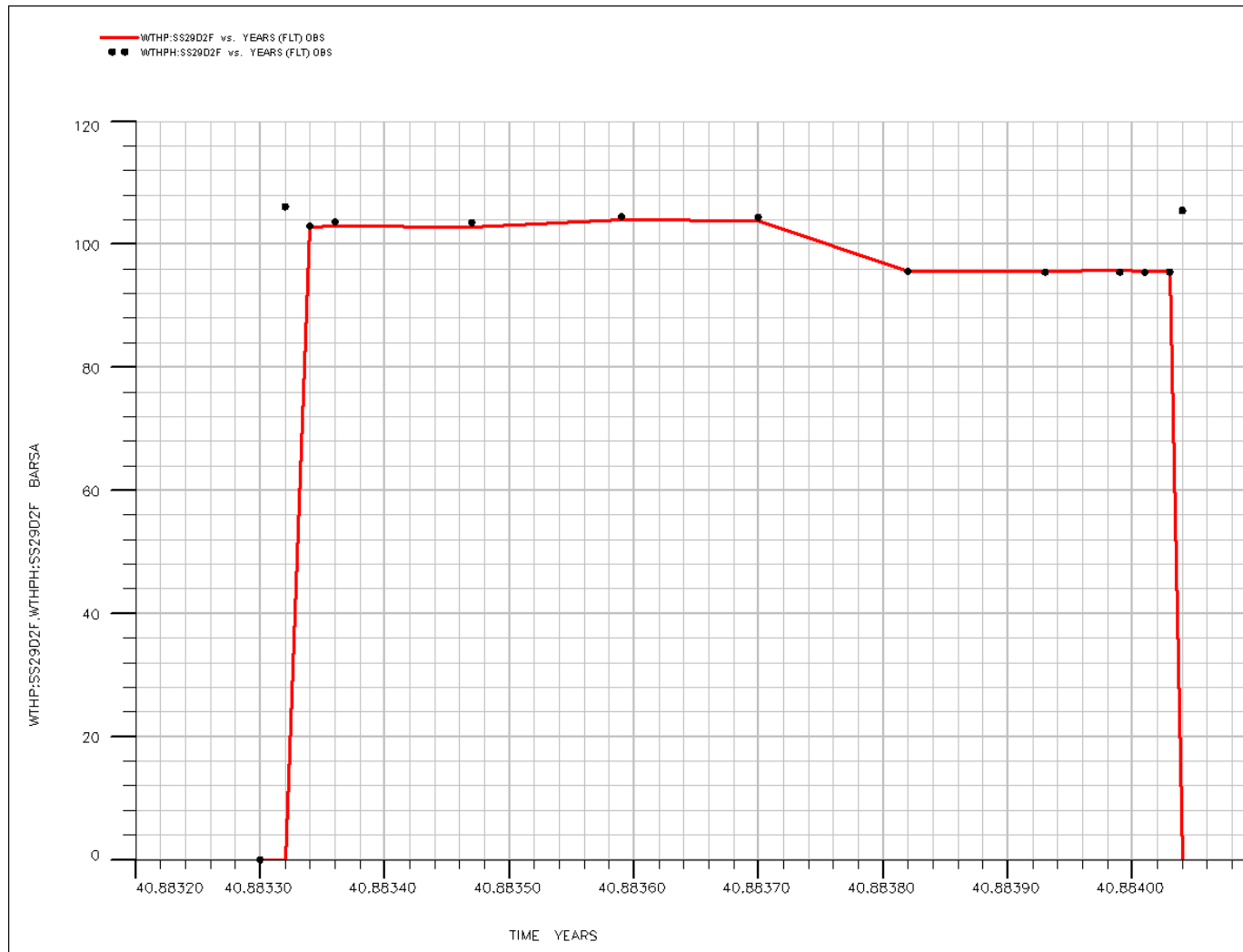


Fig.104 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 29]

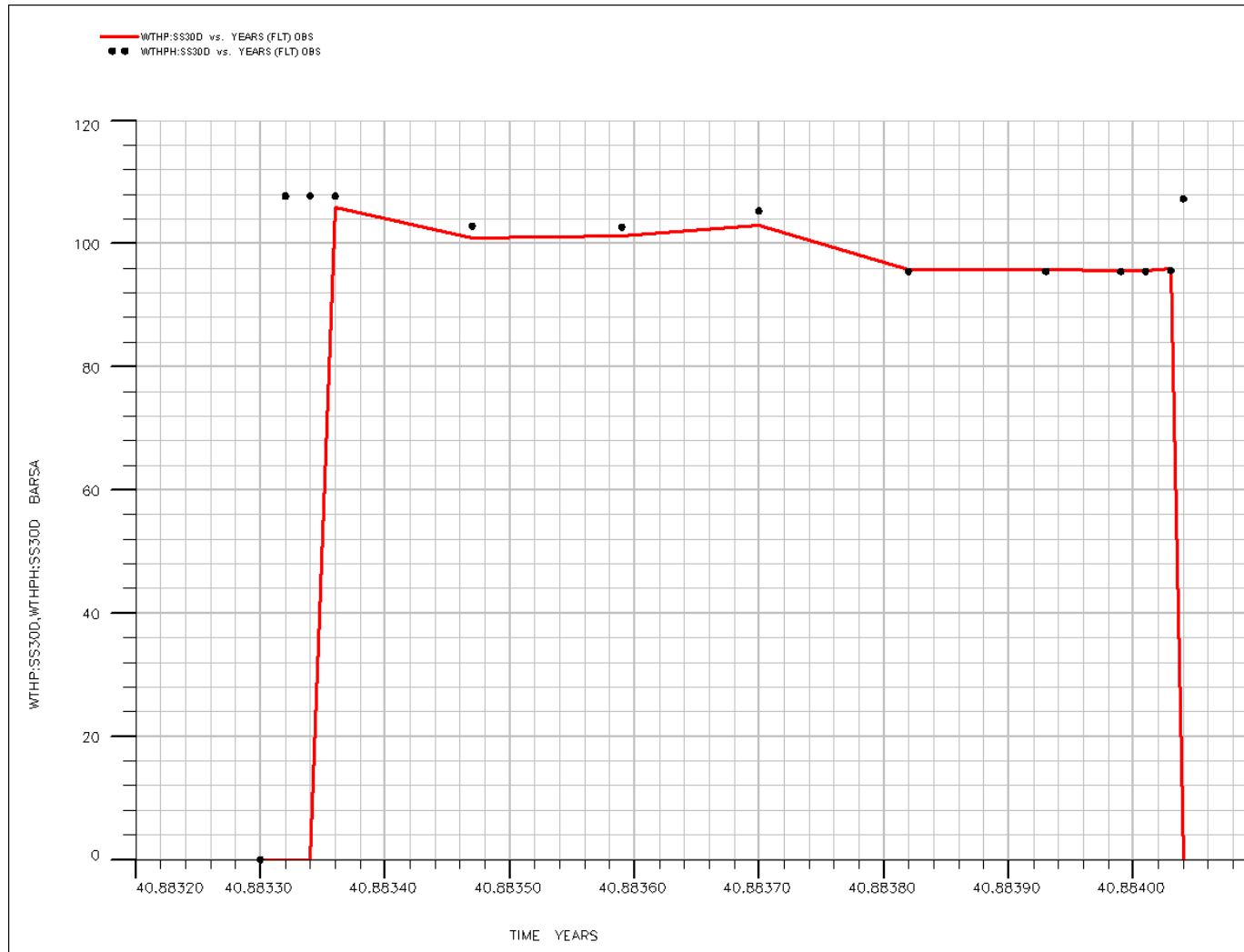


Fig.105 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 30]

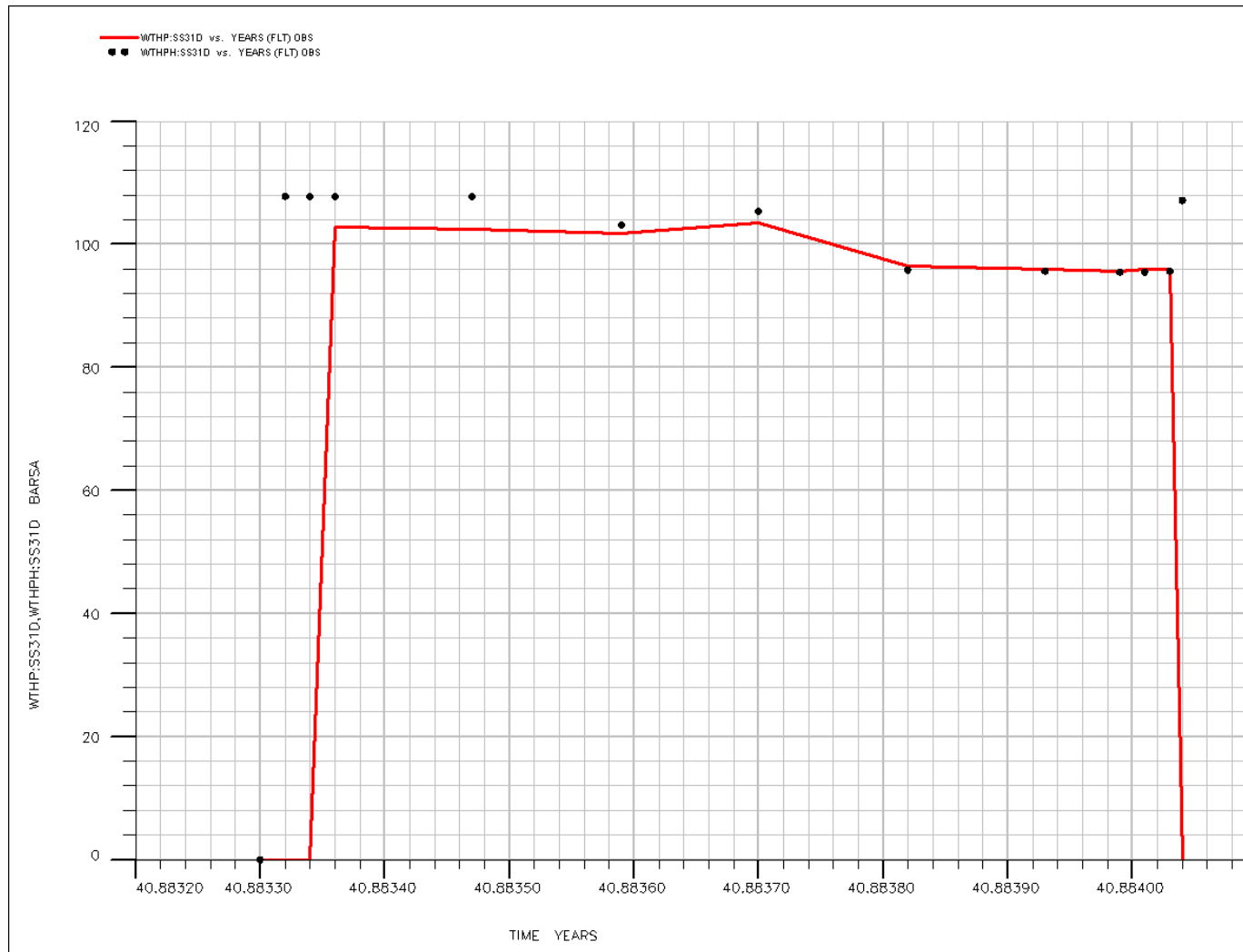


Fig.106 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 31]

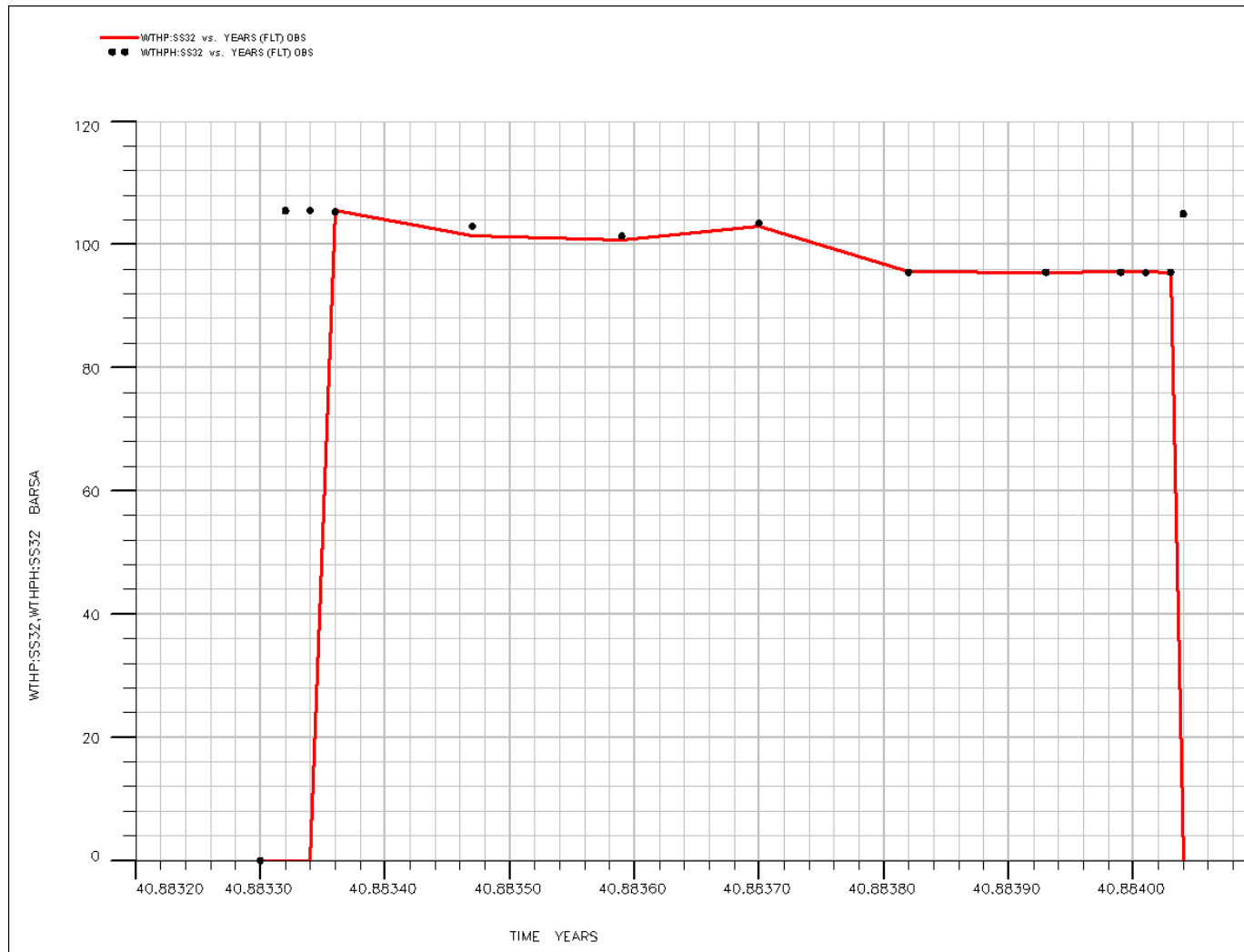


Fig.107 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 32]

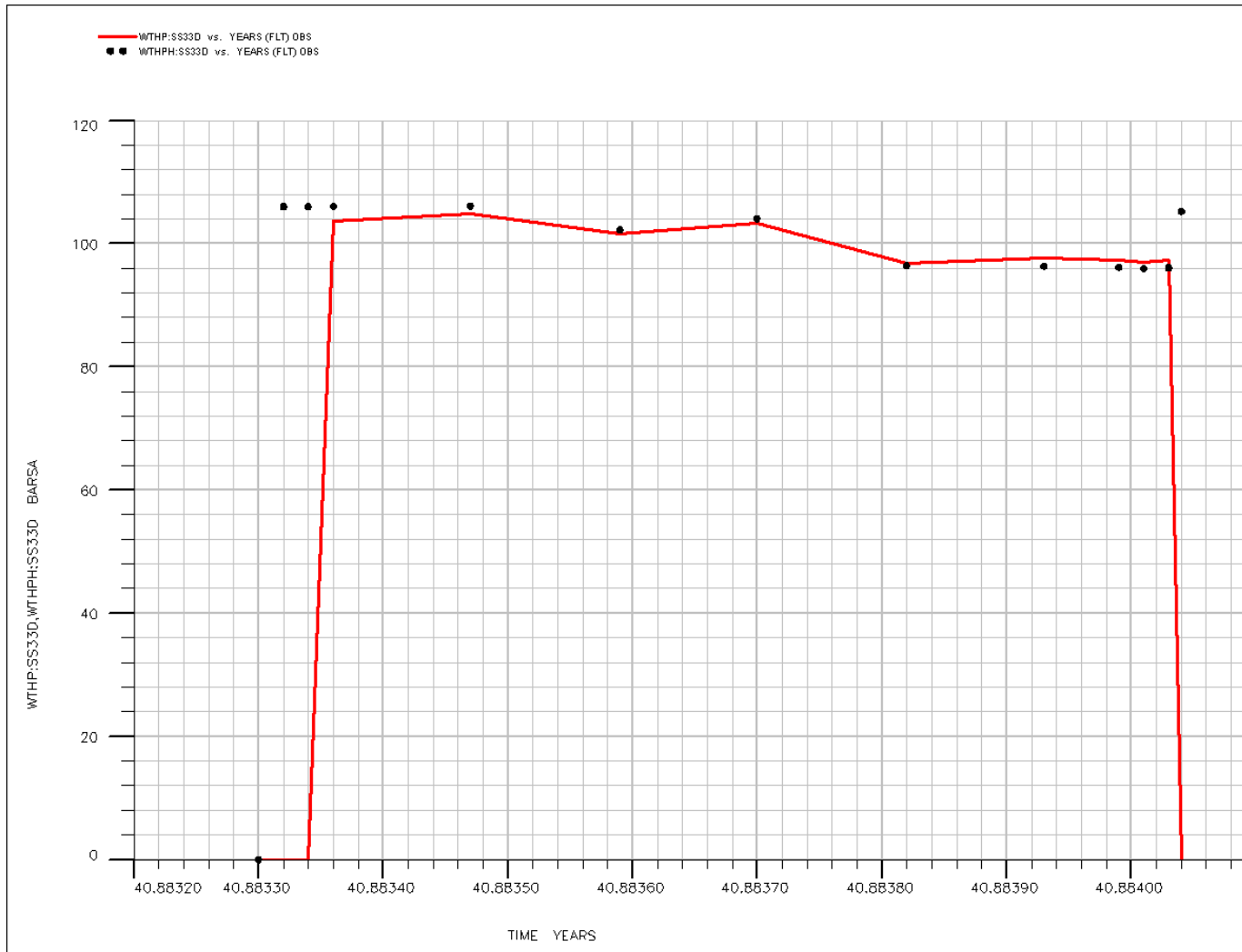


Fig.108 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 33]

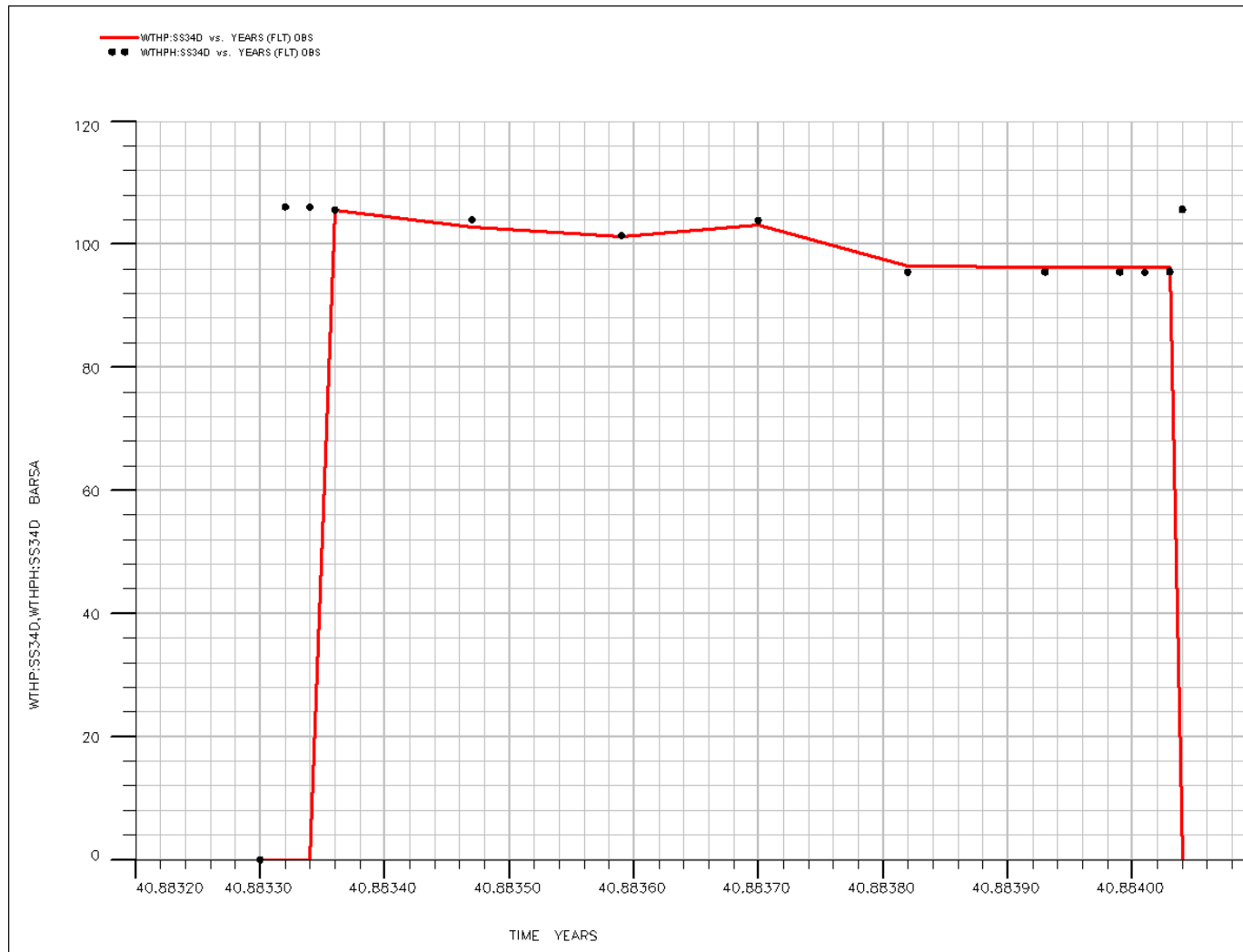


Fig.109 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 34]

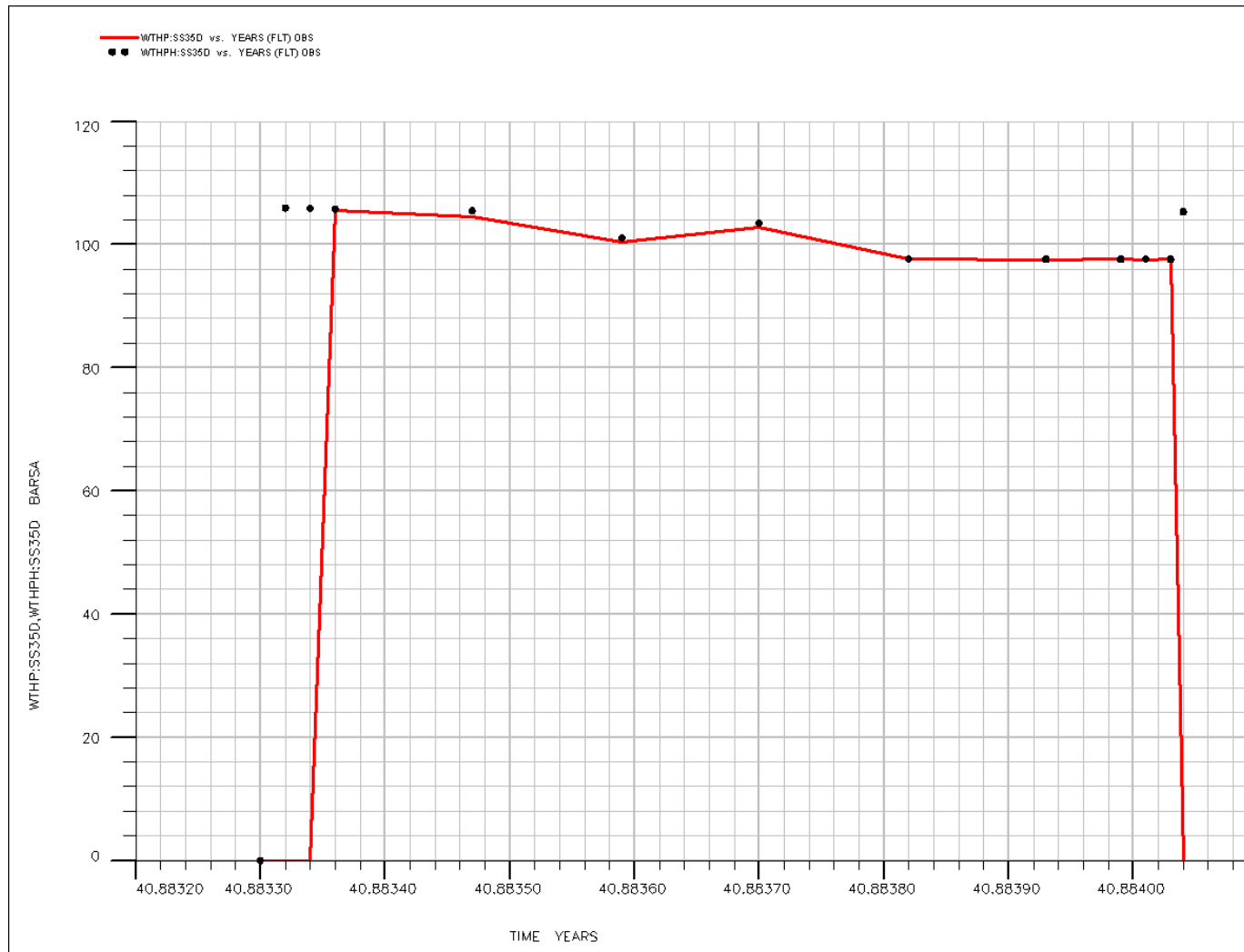


Fig.110 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 35]

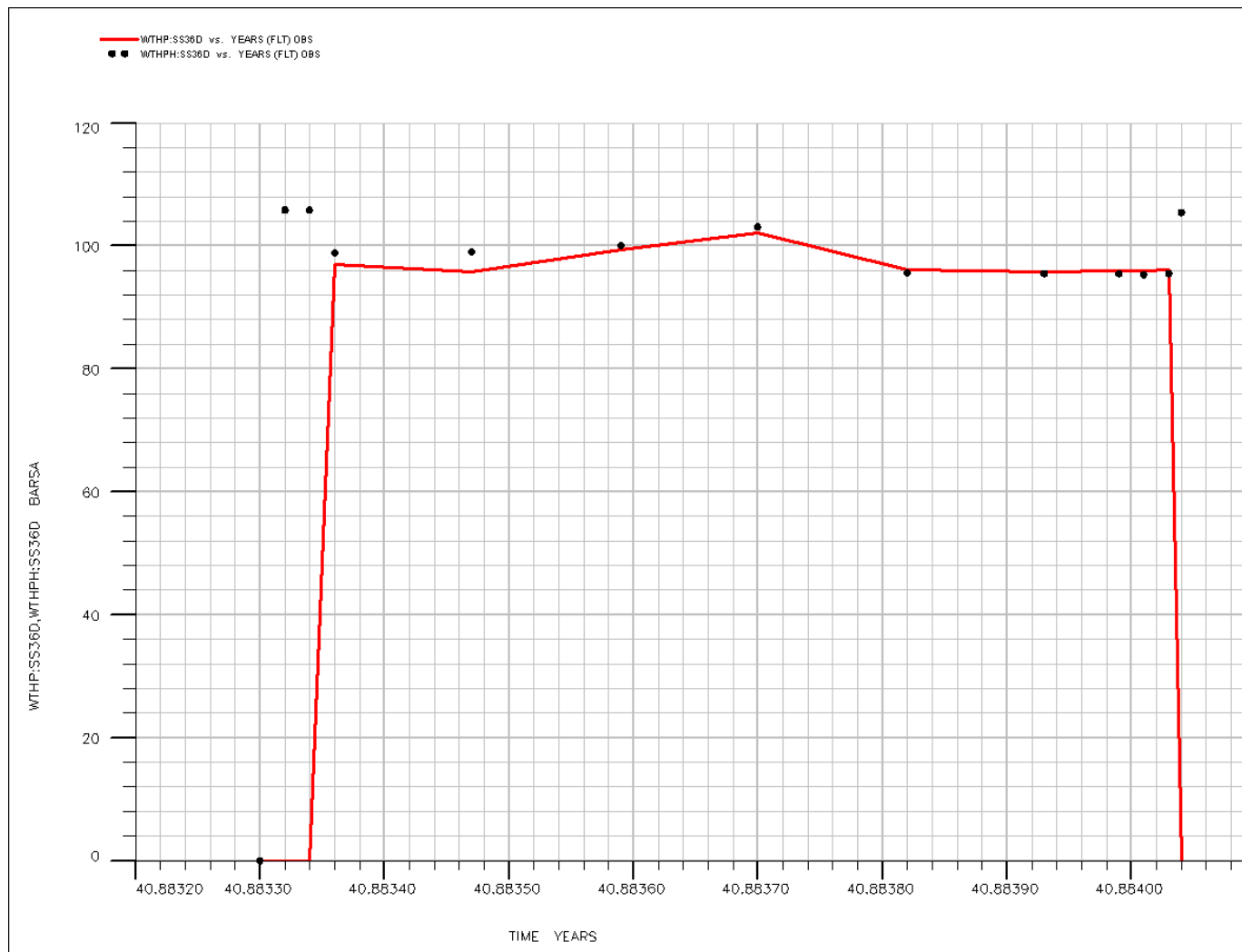


Fig.111 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 36]

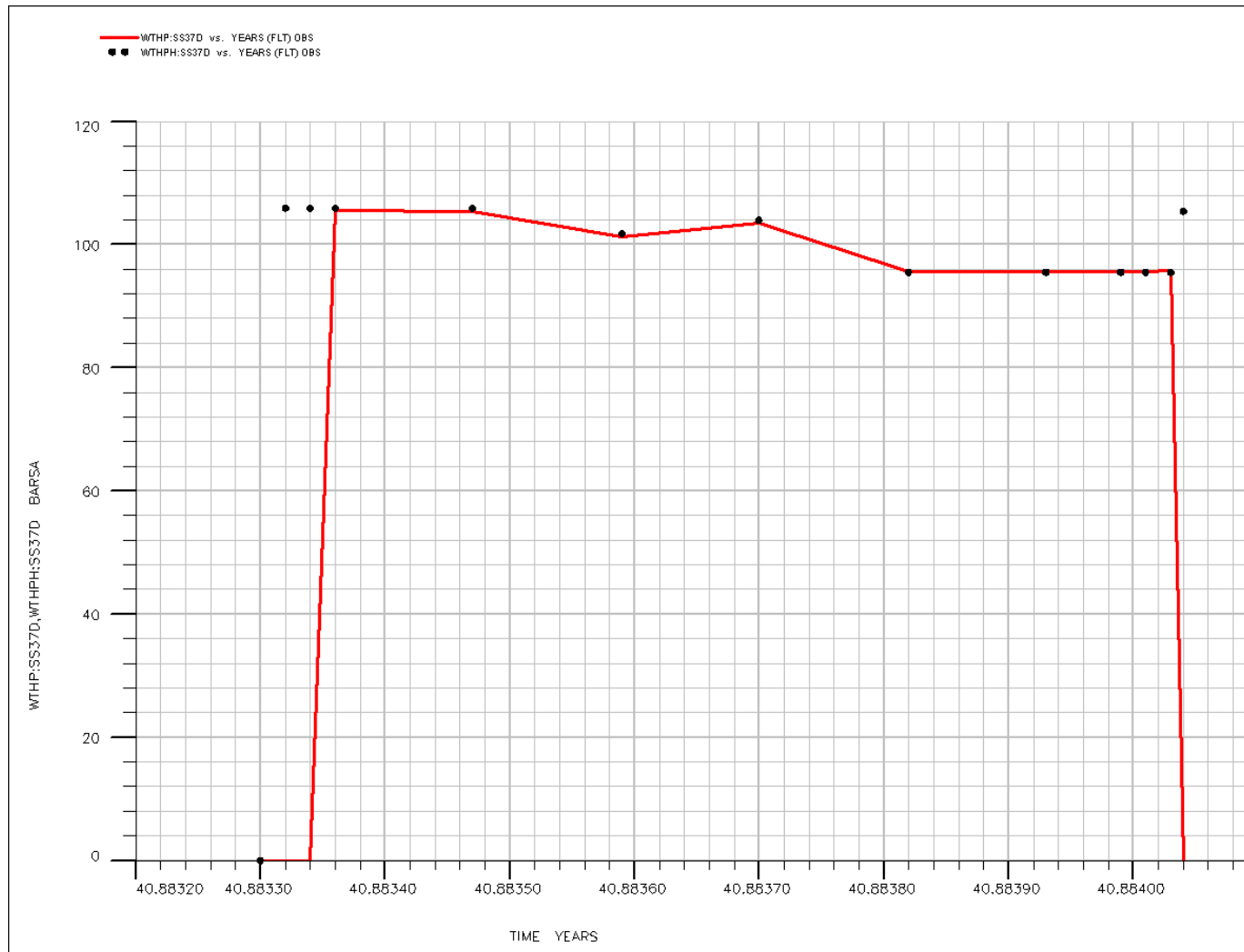


Fig.112 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 37]

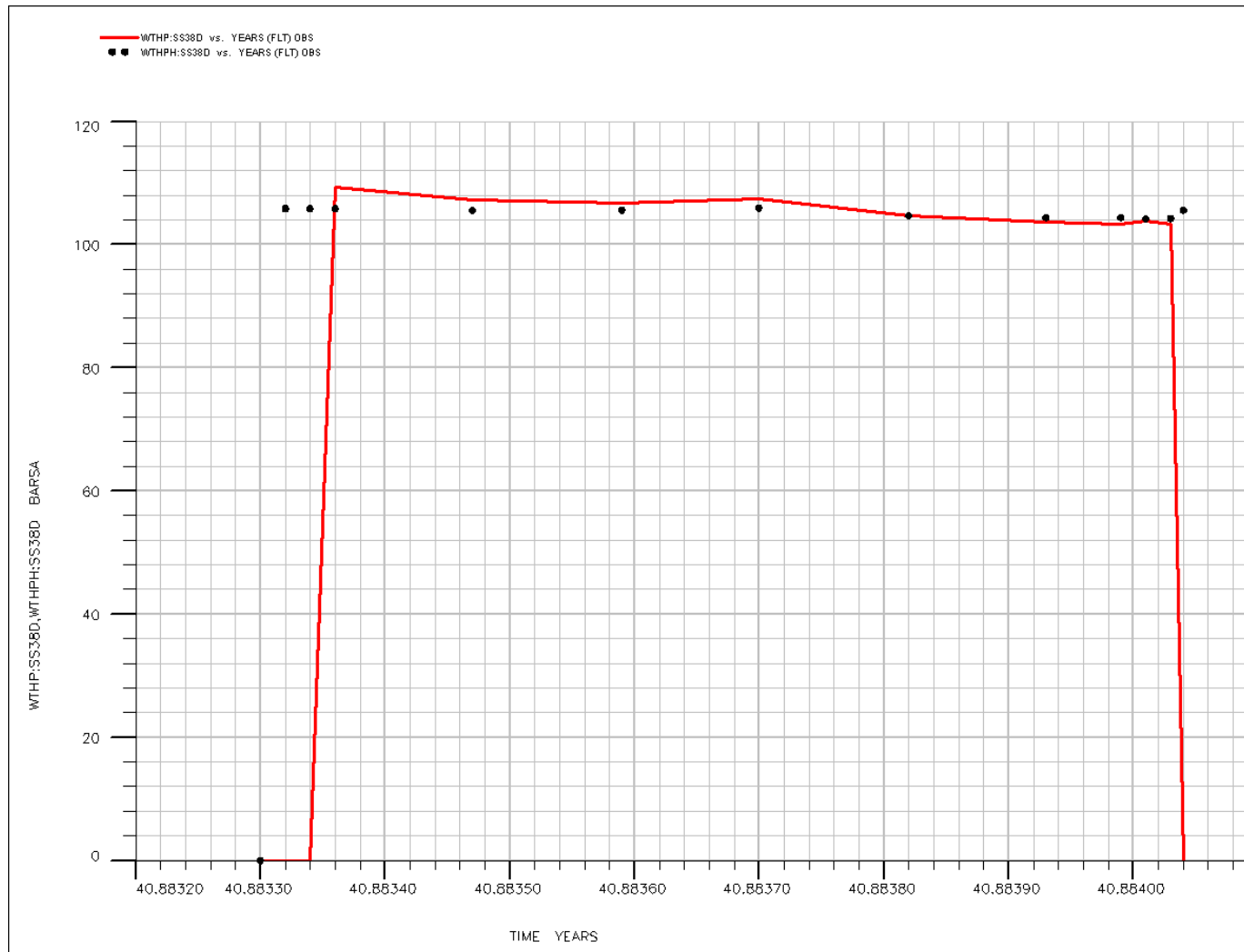


Fig.113 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 38]

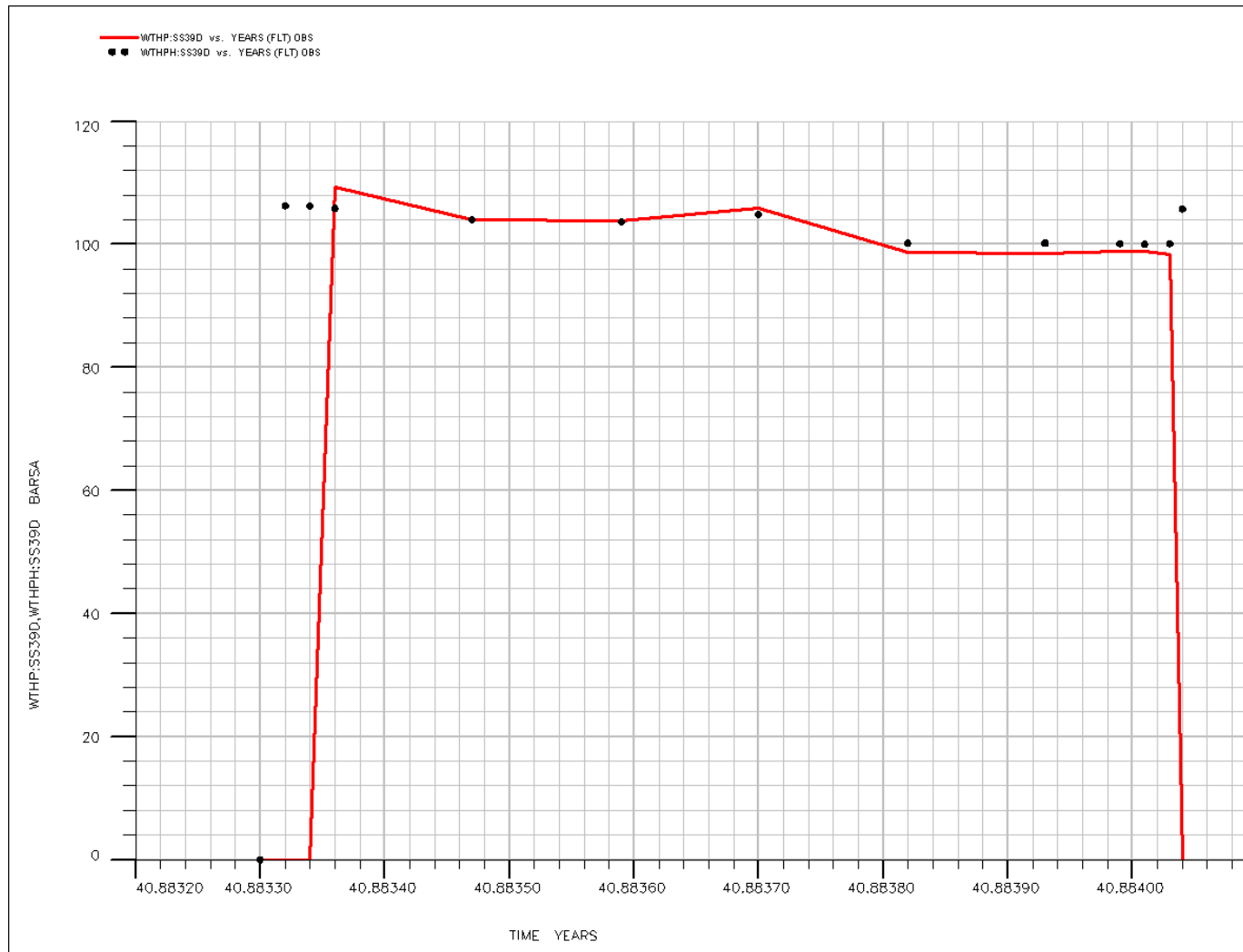


Fig.114 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 39]

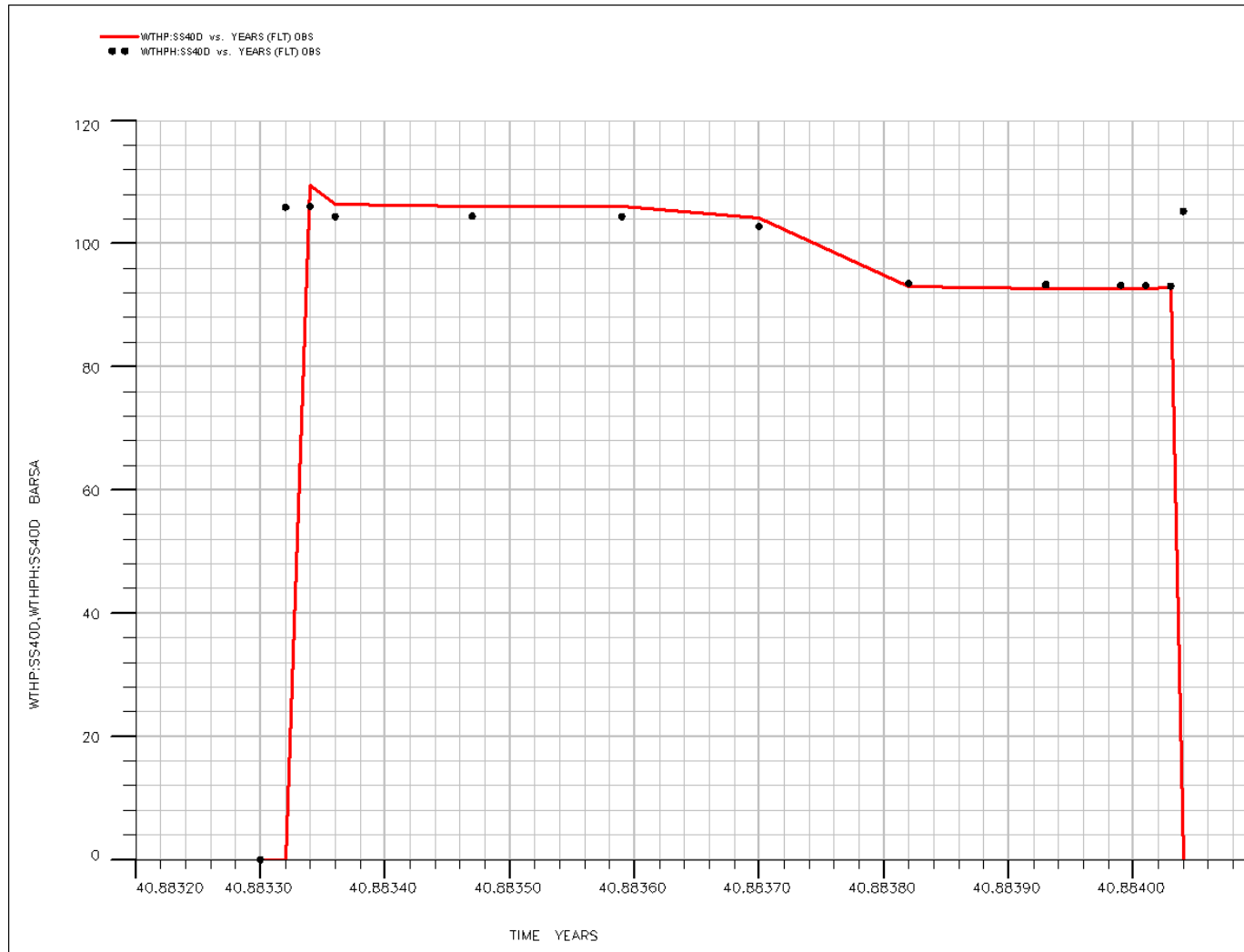


Fig.115 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 40]

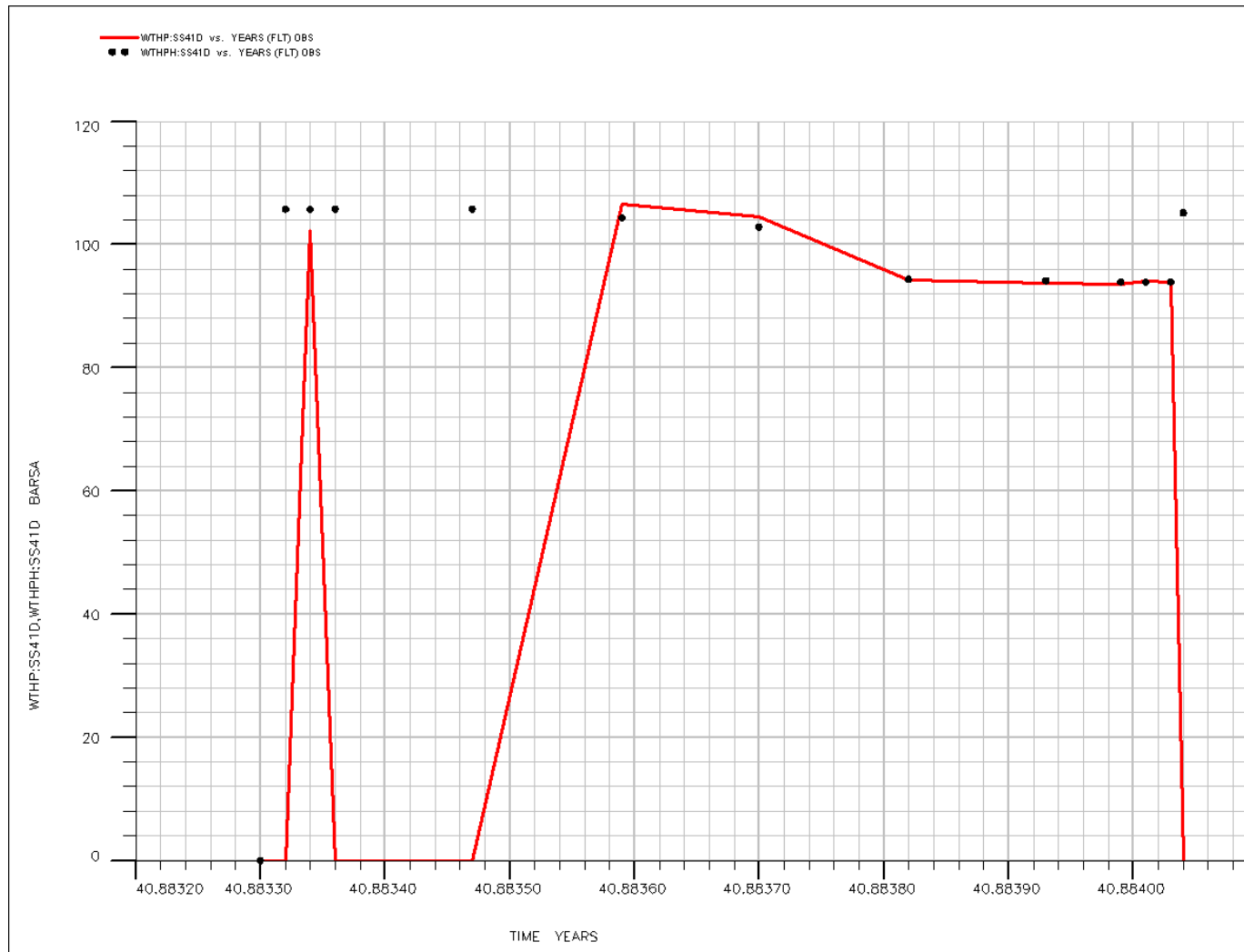


Fig.116 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 41]

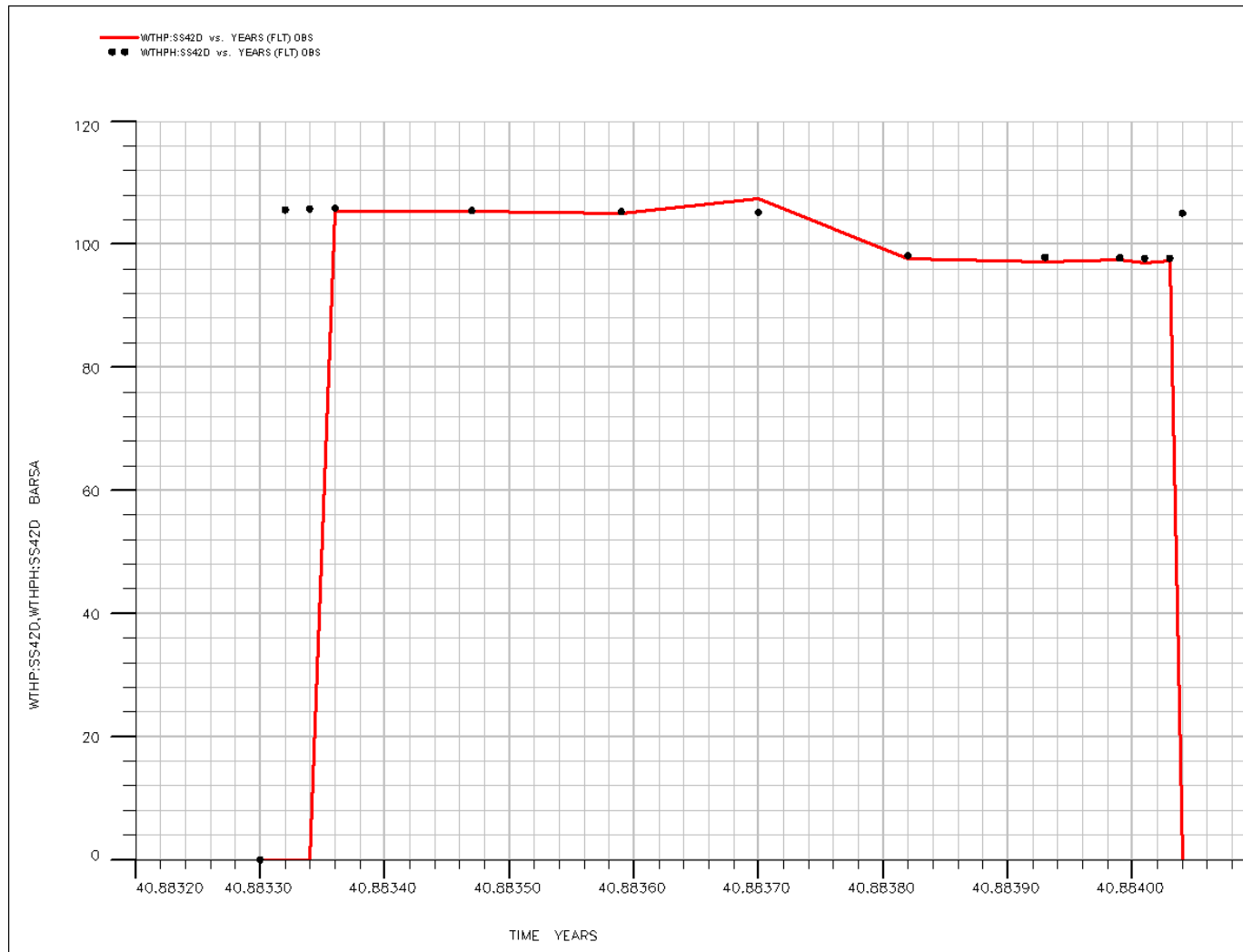


Fig.117 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 42]

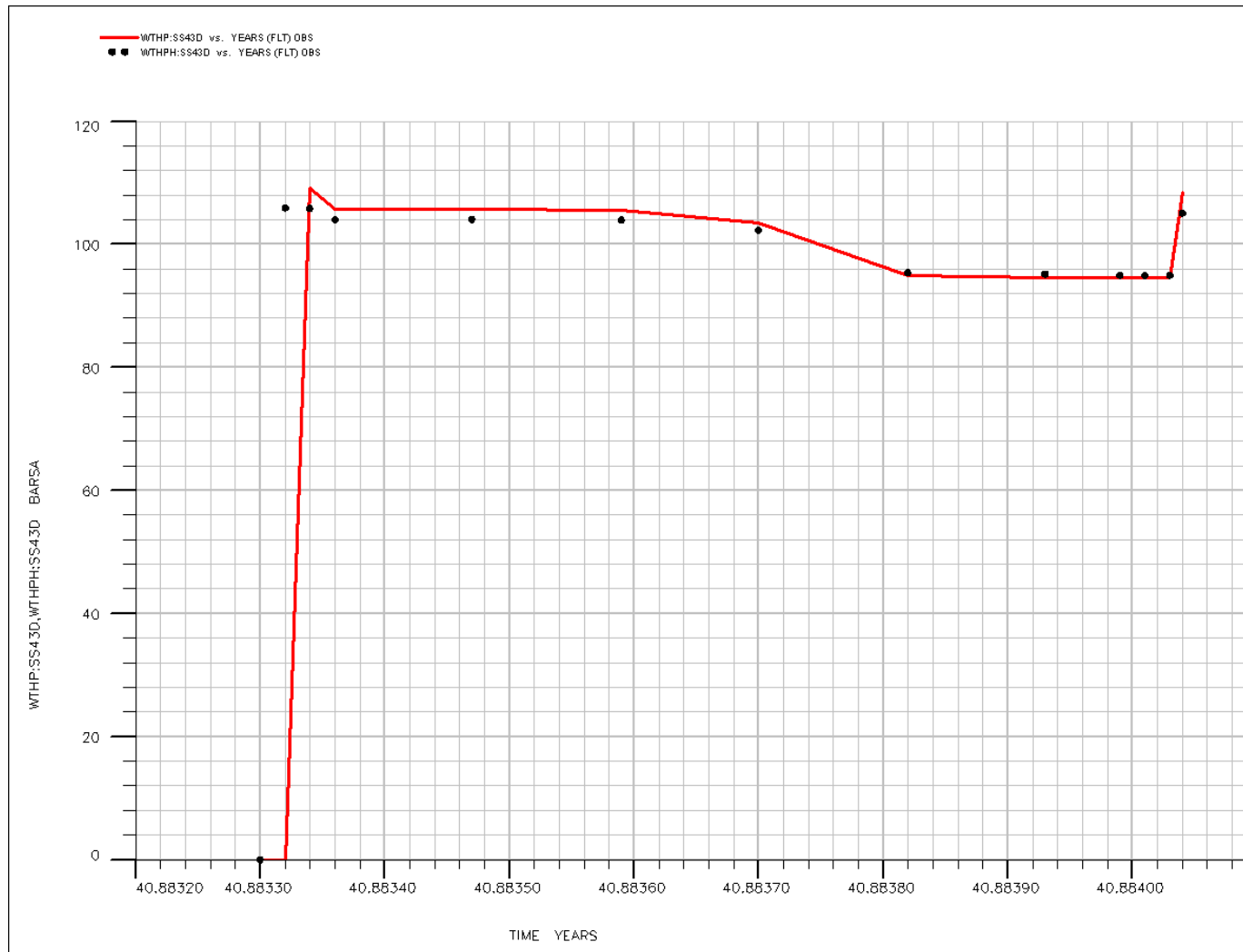


Fig.118 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 43]

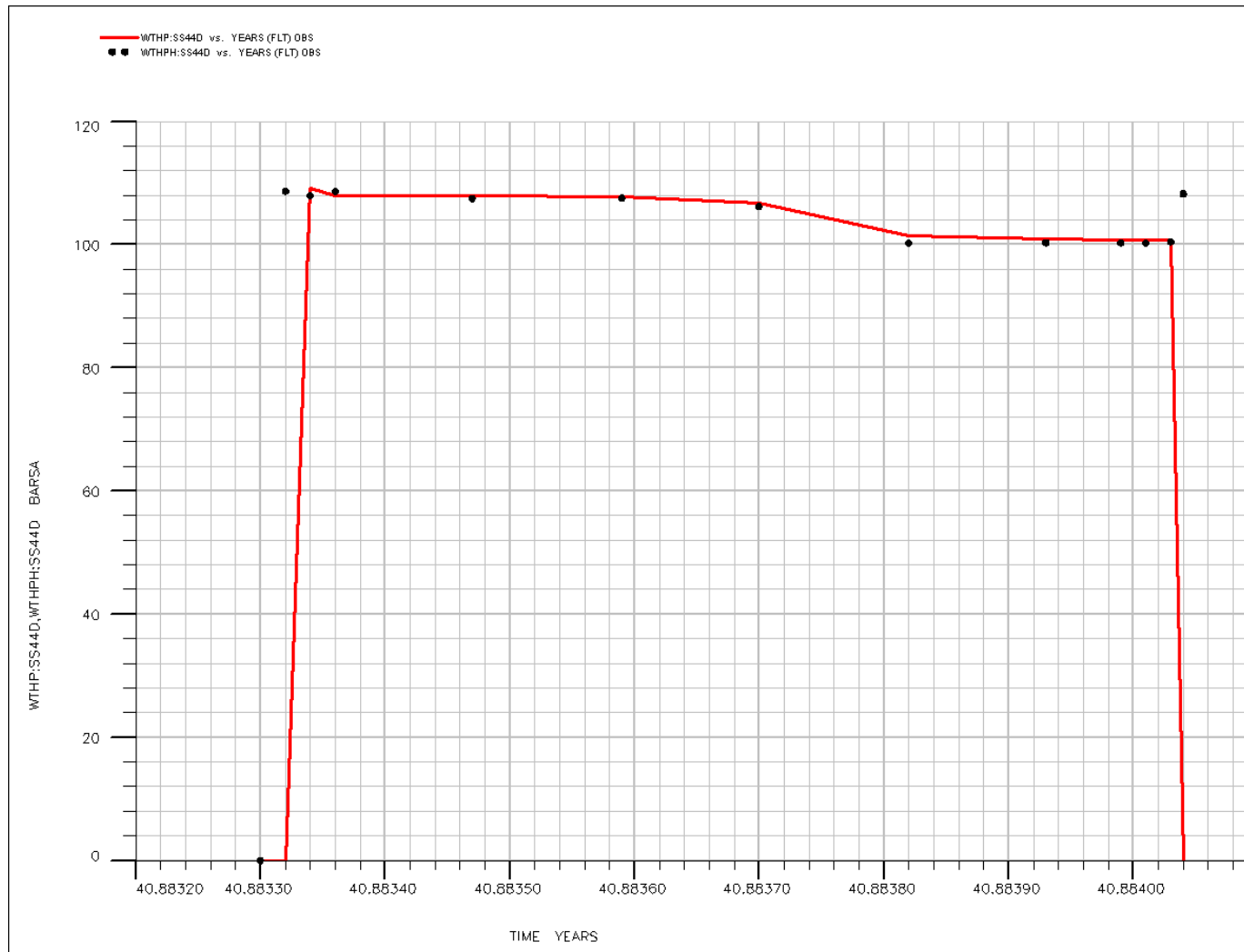


Fig.119 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 44]

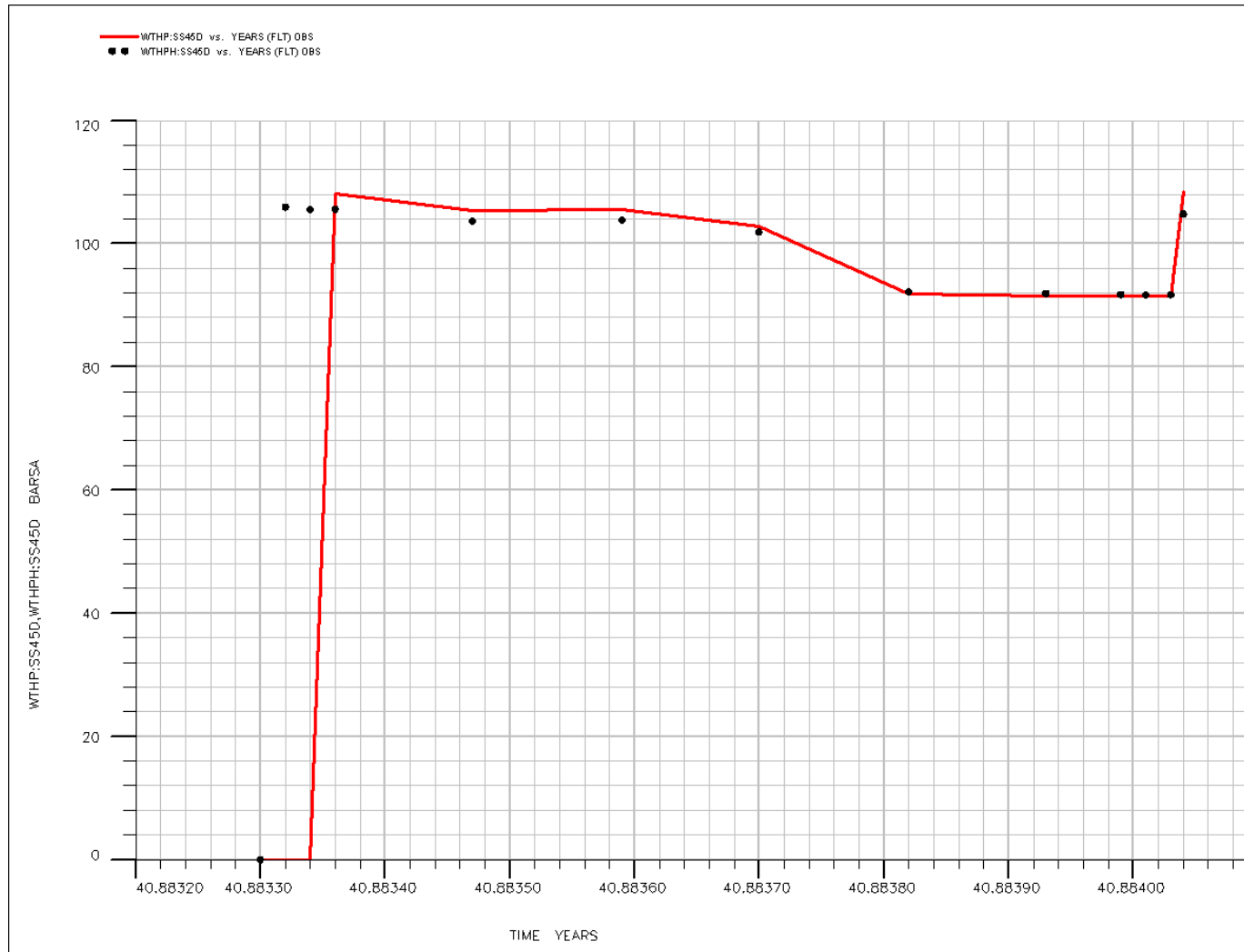


Fig.120 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 45]

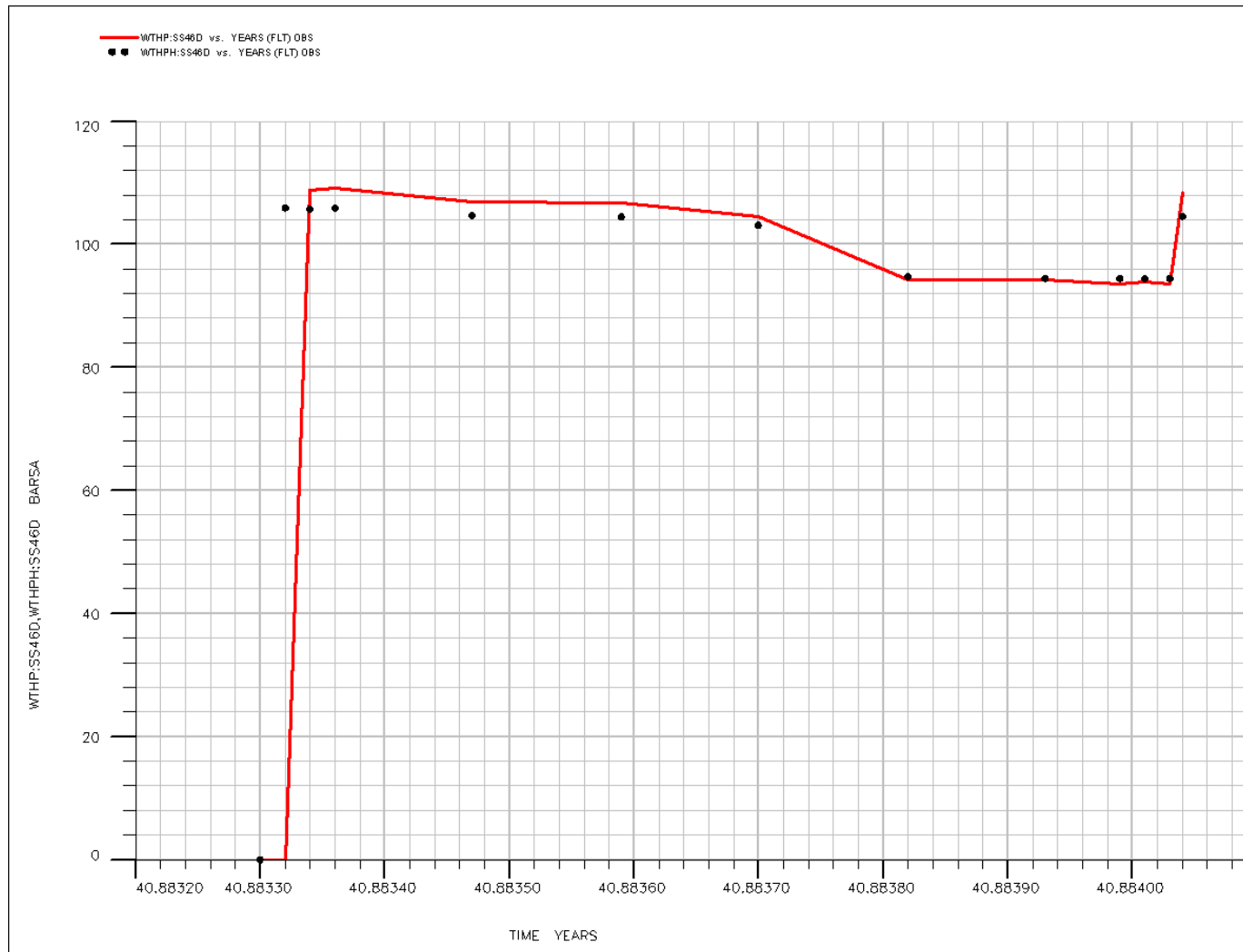


Fig.121 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 46]

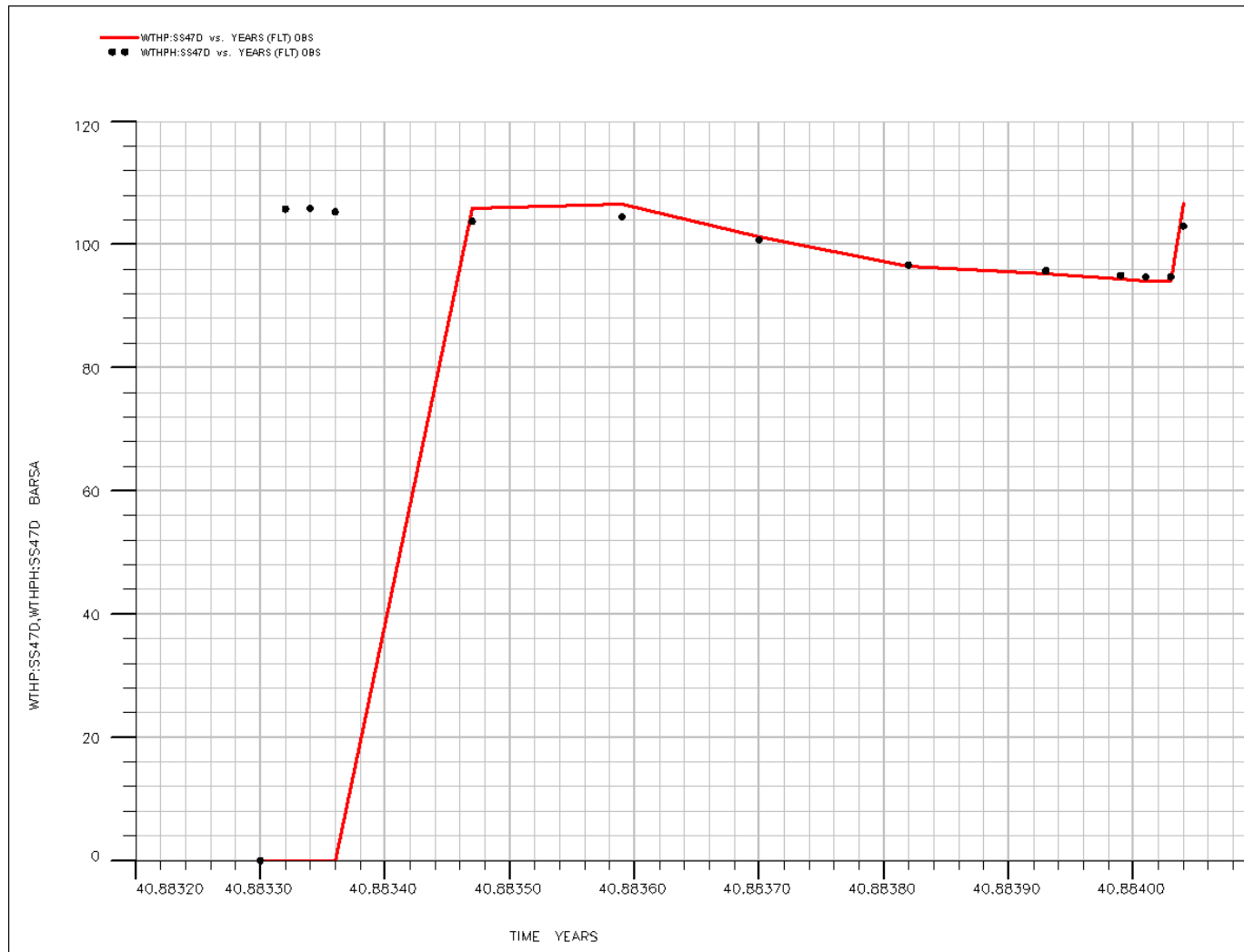


Fig.122 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 47]

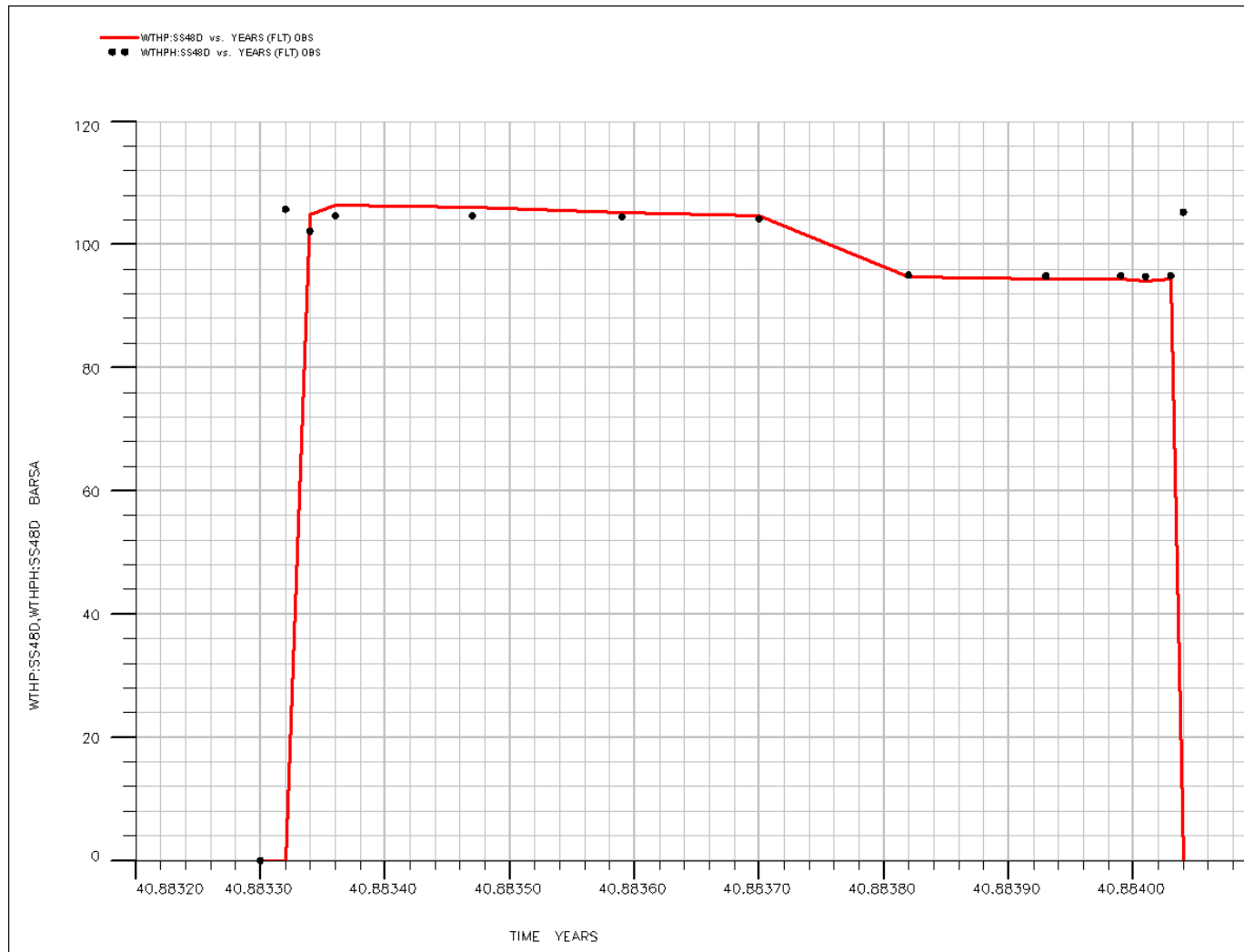


Fig.123 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 48]

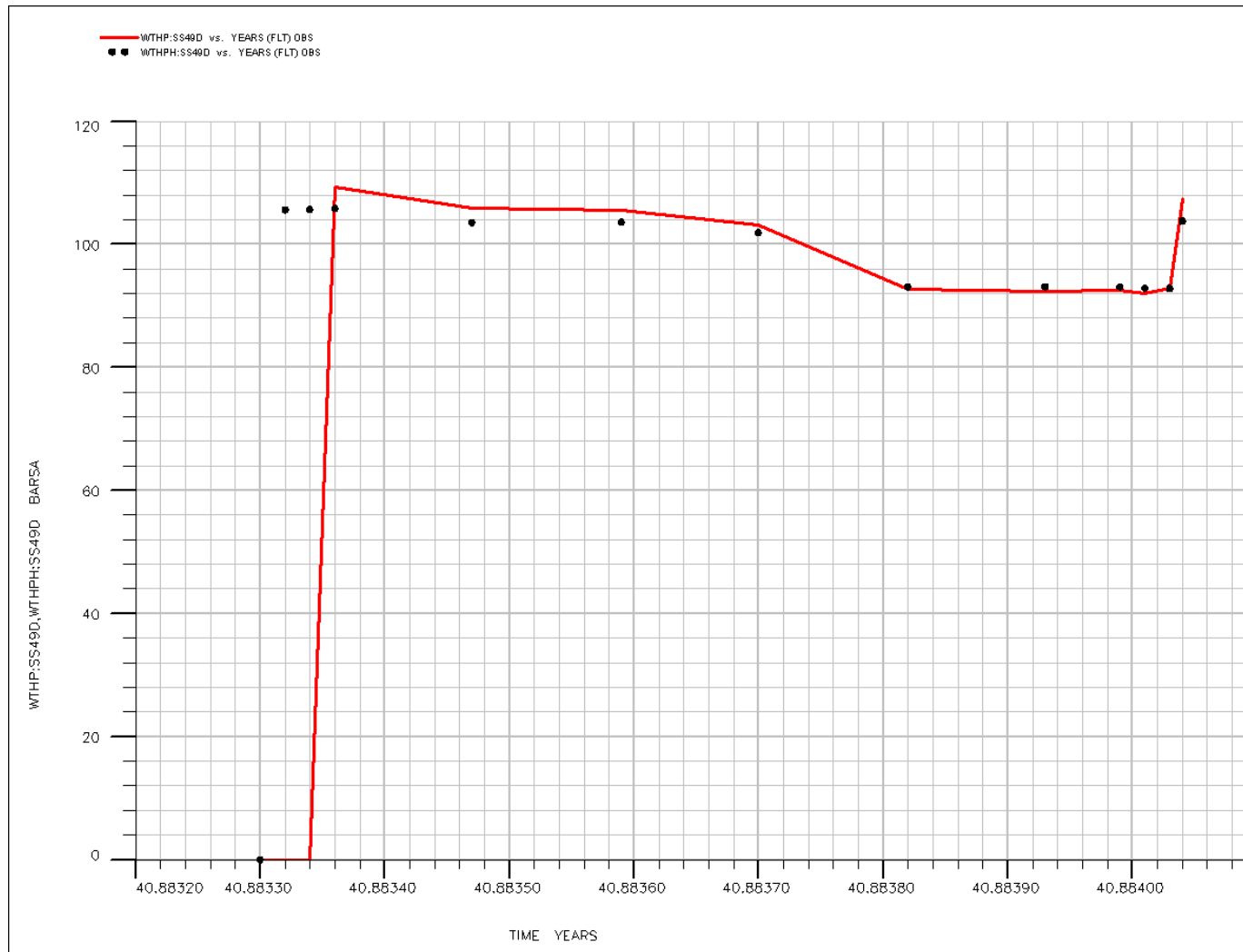


Fig.124 - Confronto tra pressione di testa pozzo simulata (WTHP) e pressione misurata (WTHPH) durante il FLT [pozzo San Salvo 49]

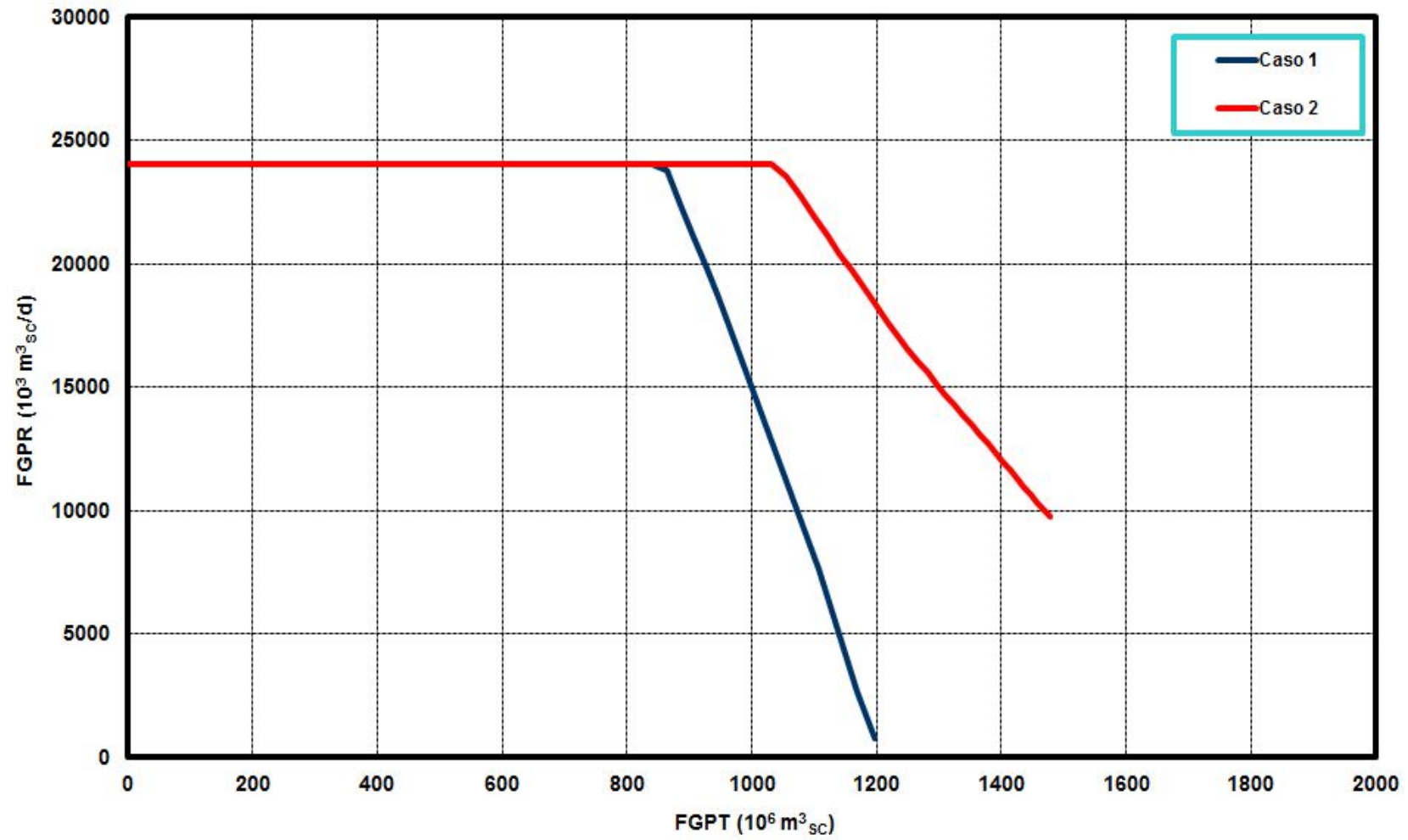


Fig.125 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 1 e 2

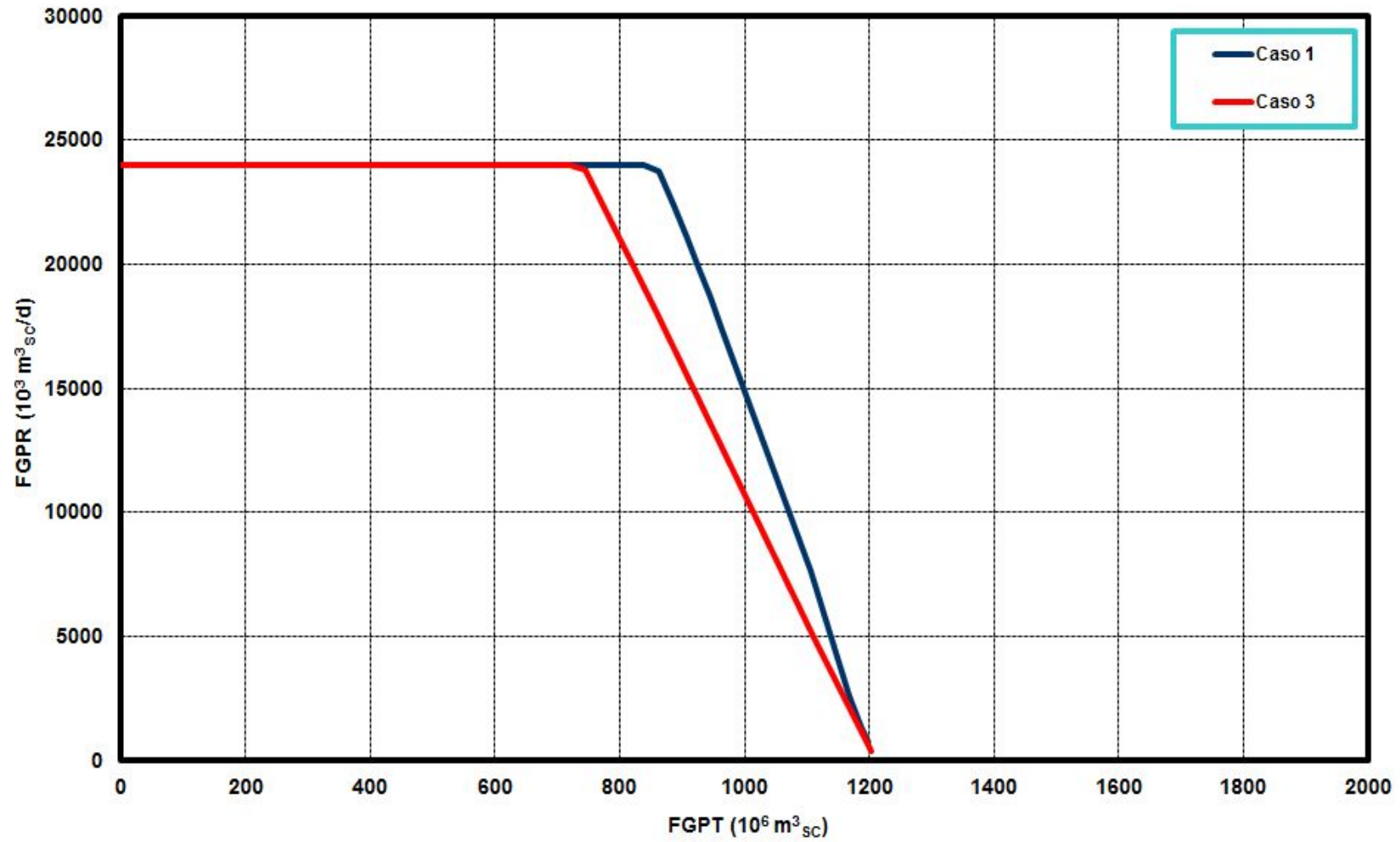


Fig.126 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 1 e 3

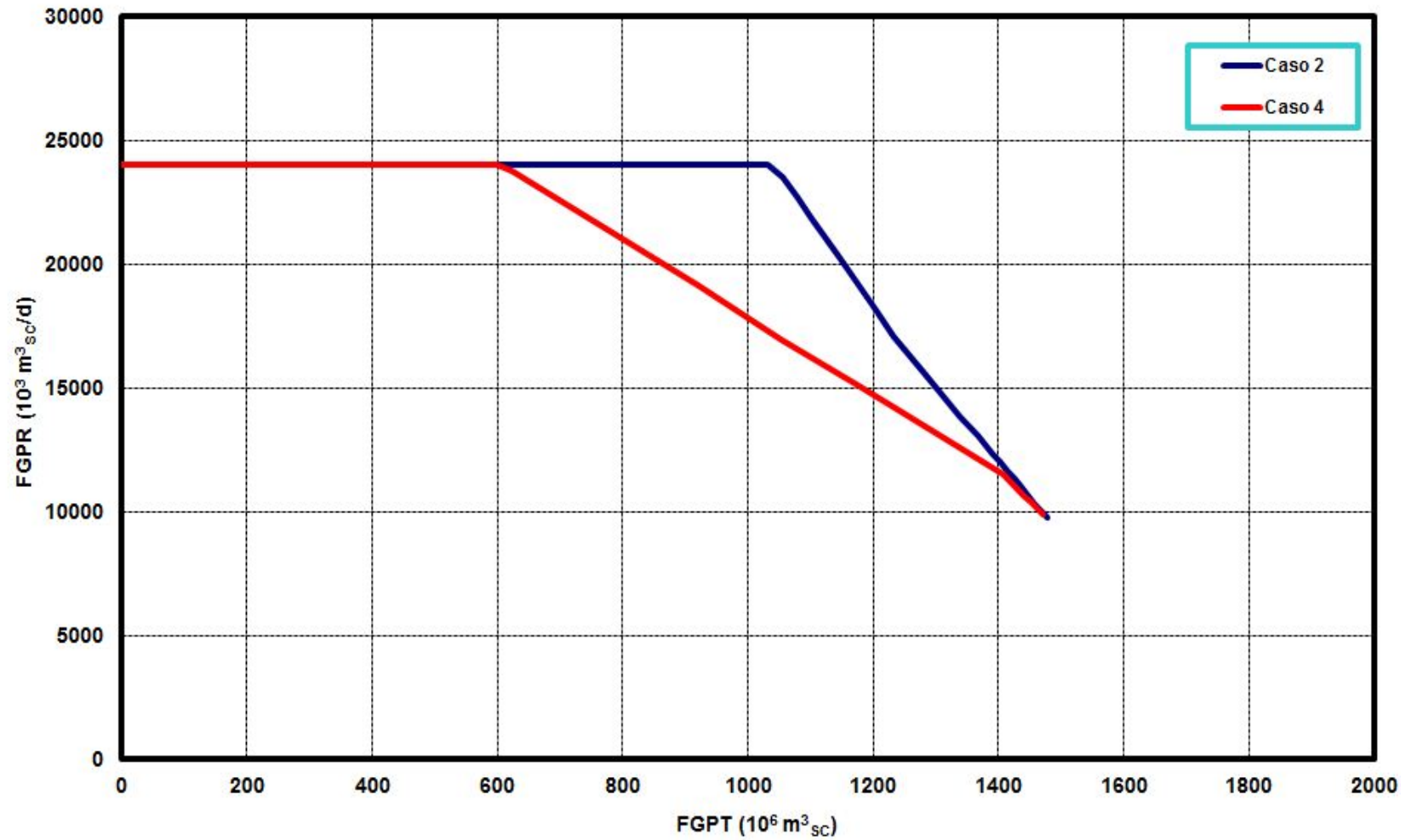


Fig.127 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 2 e 4

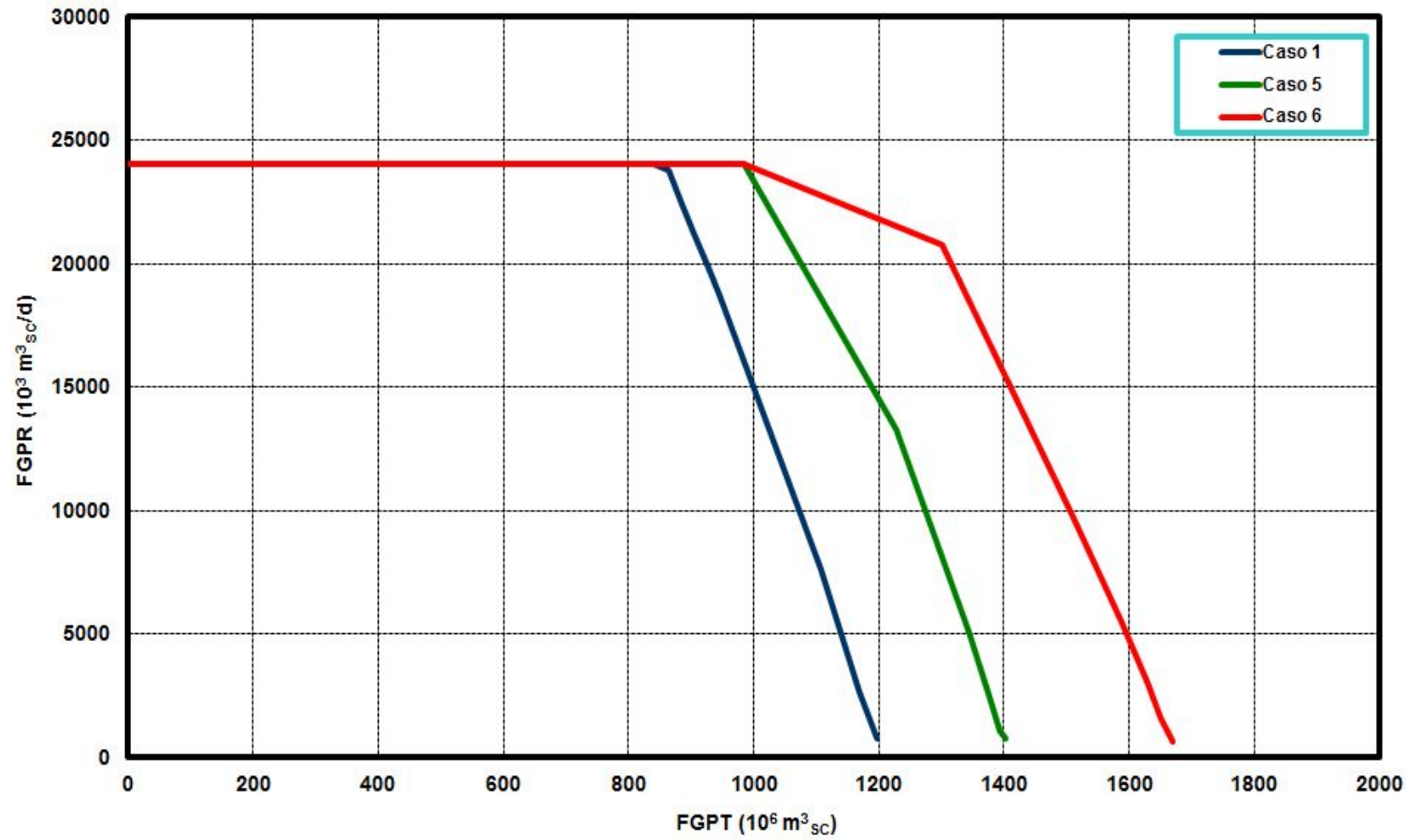


Fig.128 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 1, 5 e 6

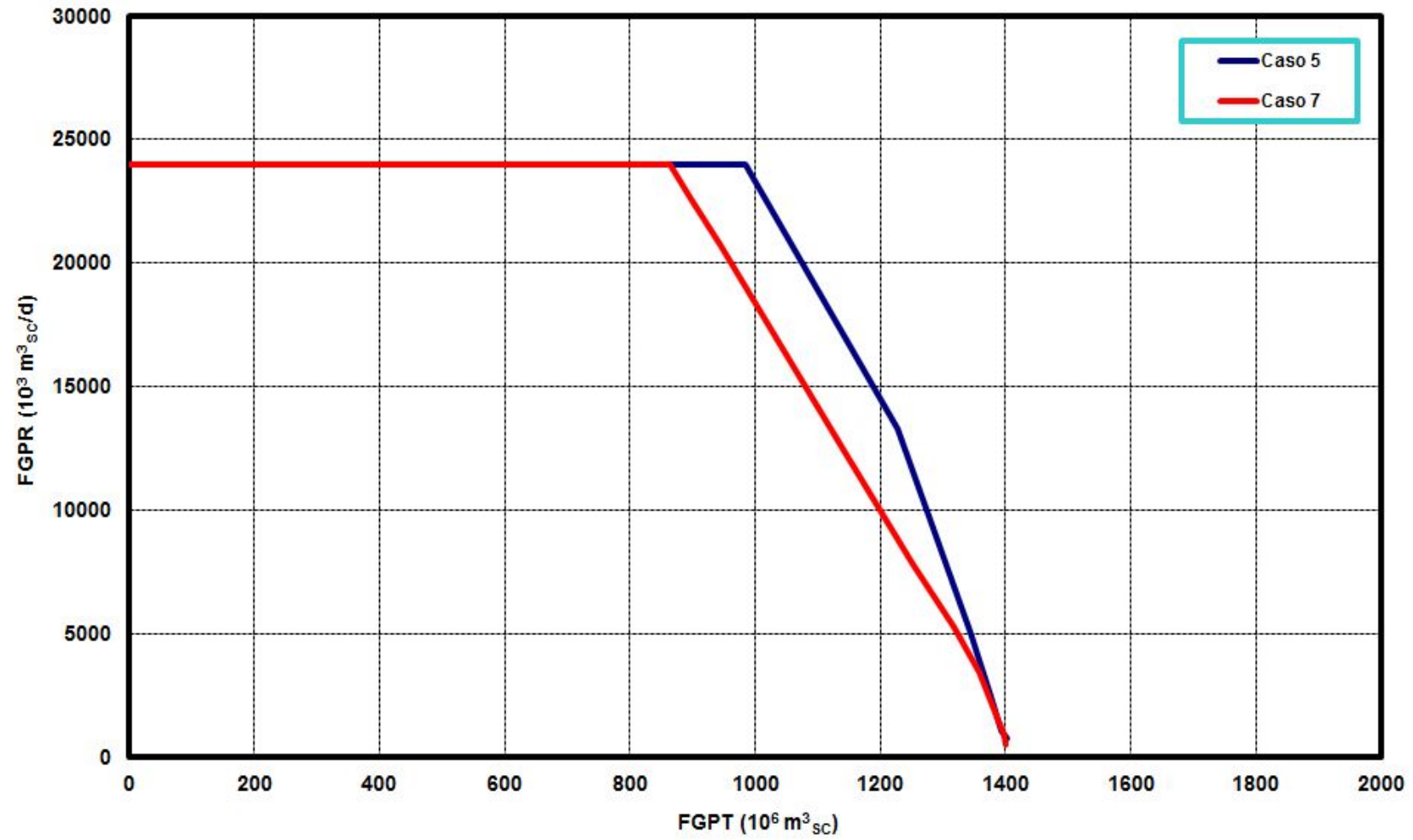


Fig.129 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 5 e 7

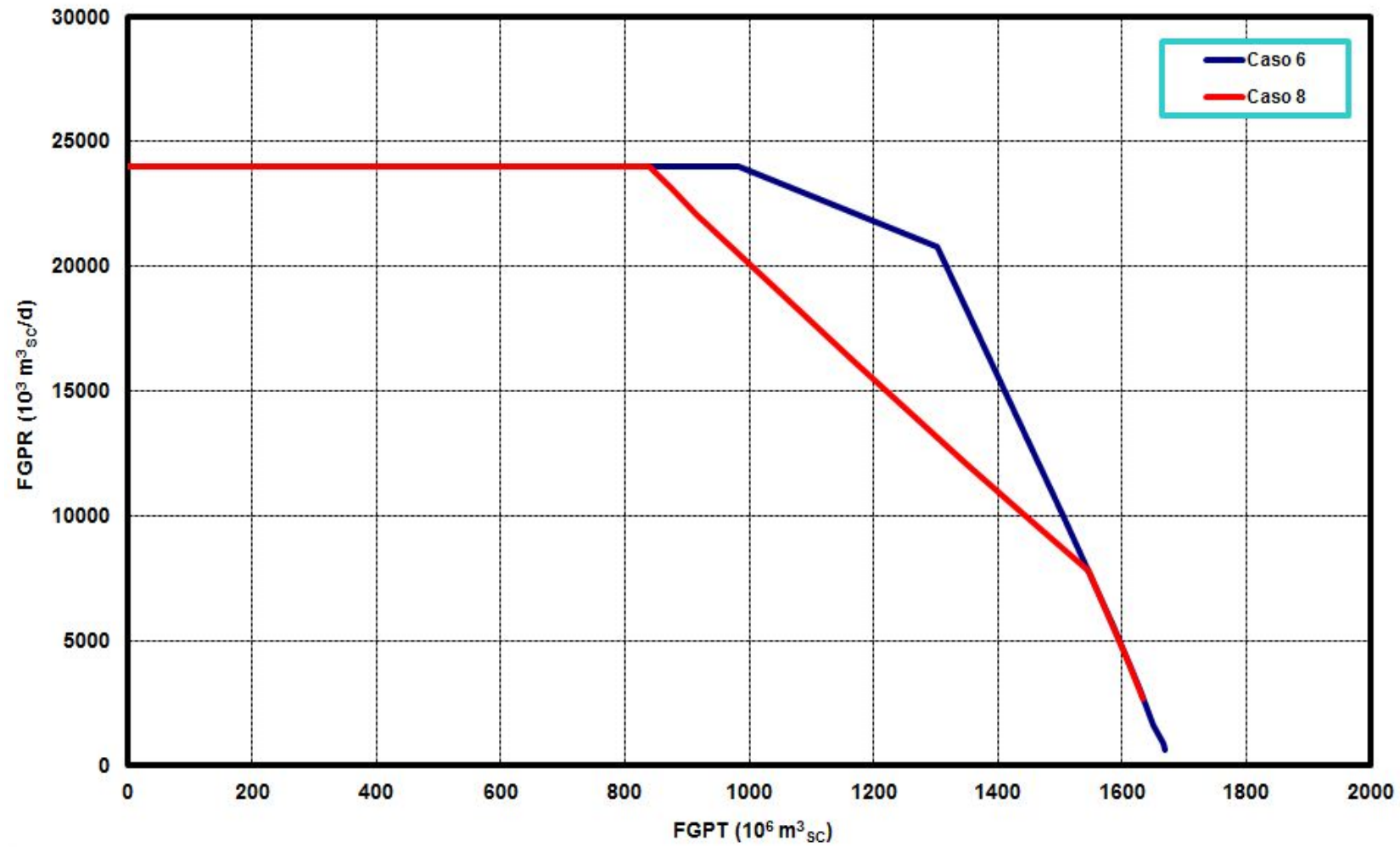


Fig.130 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 6 e 8

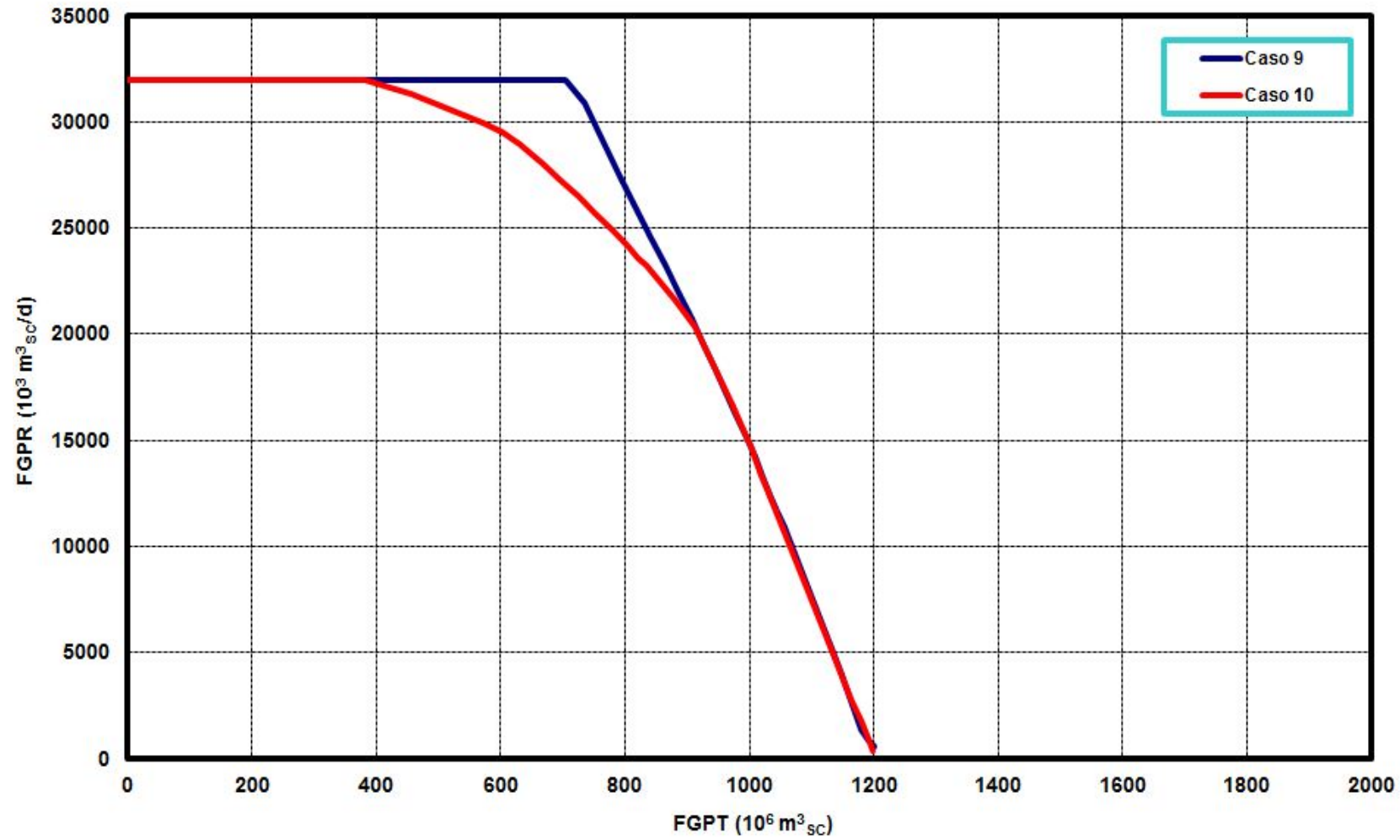


Fig.131 - Confronto tra le curva di erogabilità dei casi 9 e 10

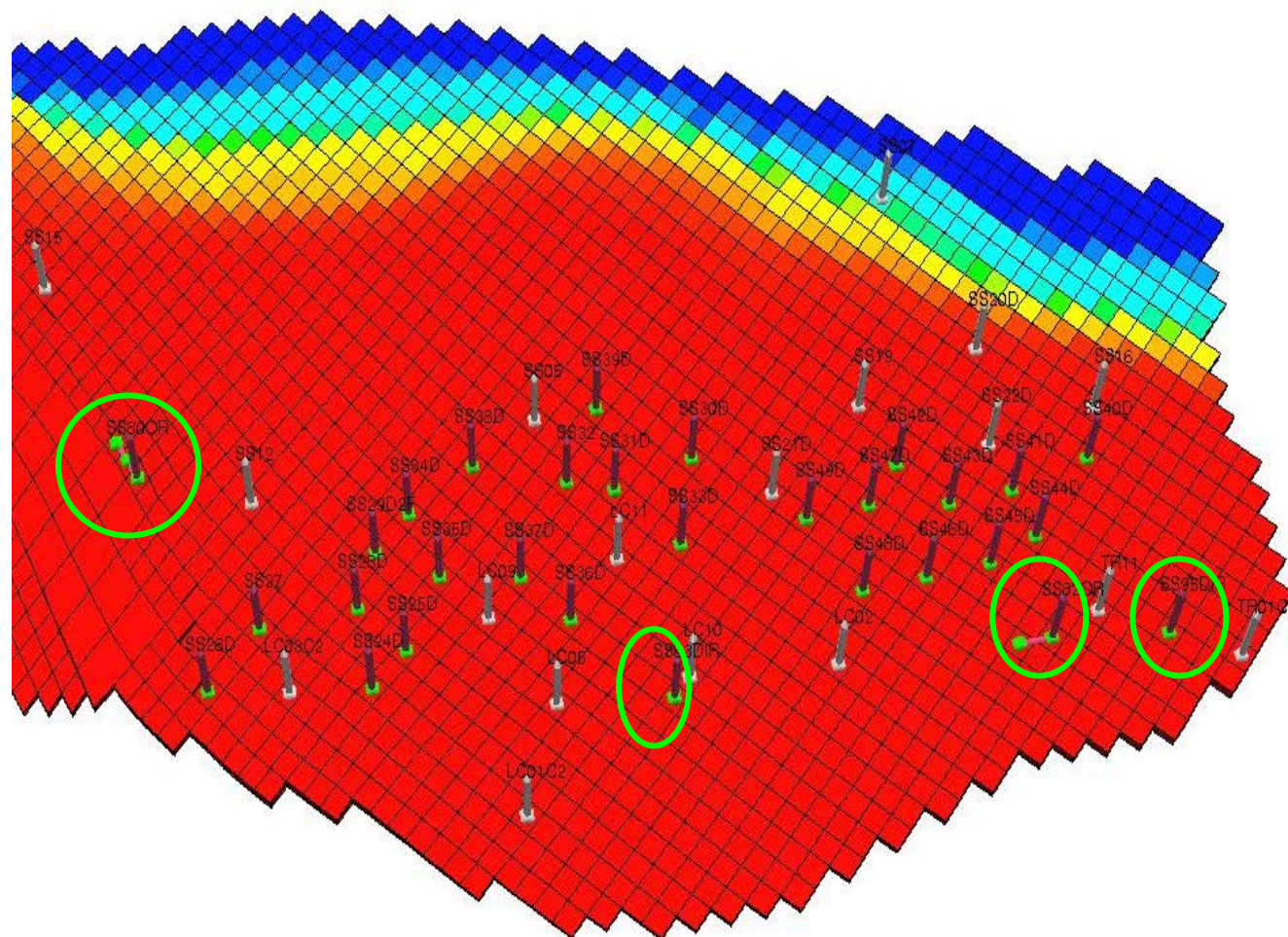


Fig.132 - Posizione dei pozzi SS80OR, SS82OR, SS83DIR e SS95DIR