

Ciente  STOGIT <hr/>  SNAM RETE GAS	Progettista 	Commessa P-1434	Unità 00
	Località ALFONSINE (RA)	Doc. N. APS	LEY-0000-002
	Progetto CAMPO DI STOCCAGGIO GAS DI ALFONSINE STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE	Foglio 1 di 150	Rev. 00
N. Documento Stogit: 0128-00-BGRV-12521			

**STUDIO GIACIMENTO DI ALFONSINE
(VOL. III – ALLEGATO 3)**



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 1 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

CAMPO DI ALFONSINE

MODELLO STATICO 3D

Data di emissione: Giugno 2009

		D. Boiocchi		
		E. Cairo		
		K. Tomassetti		D. Marzorati
	AGGIORNAMENTI	PREPARATO DA	CONTROLLATO DA	IL RESPONSABILE



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 2 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

SOMMARIO

1. **INTRODUZIONE**
2. **RIASSUNTO E CONCLUSIONI**
3. **CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO**
 - 3.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO
 - 3.2 STORIA PRODUTTIVA
 - 3.3 CONTATTI GAS-ACQUA
4. **RILIEVO SISMICO 3D**
 - 4.1 FINALITA'
 - 4.2 ACQUISIZIONE
 - 4.3 PROCESSING
 - 4.4 INTERPRETAZIONE
5. **CARATTERIZZAZIONE PETROFISICA**
 - 5.1 DATI DI POZZO
 - 5.2 CARATTERISTICHE PETROFISICHE MEDIE
 - 5.3 RAPPORTO NET SAND / GROSS PAY
6. **MODELLIZZAZIONE STATICA E MAPPING**
7. **VALUTAZIONE DEL G.O.I.P.**

**FIGURE**

- Fig. 1.1** **Ubicazione Concessione Alfonsine**
Fig. 1.2 **Planimetria Concessione Alfonsine**
Fig. 3.1 **Correlazione stratigrafica regionale**
Fig. 3.2 **Storia produttiva**
Fig. 4.1 **Rilievo sismico 3D – Area operativa**
Fig. 4.2 **Schema stratigrafico**
Fig. 4.3 **Zonazioni stratigrafiche**
Fig. 4.4 **Interpretazione sismica**
Fig. 4.5 **Stralcio log Alfonsine 2**
Fig. 4.6 **Stralcio log Alfonsine 6**
Fig. 5.1 **Zonazione layers Pool B Alfonsine 33**
Fig. 5.2 **Istogramma dei valori della curva nSP**
Fig. 5.3 **Mappa di N/G - Layer B_a**
Fig. 5.4 **Mappa di N/G - Layer B_b**
Fig. 5.5 **Mappa di N/G - Layer B_c**
Fig. 6.1 **Compartimentazione del giacimento e OGWC**
Fig. 6.2 **Mappa strutturale top Pool B**
Fig. 6.2 **Top Pool B – area mineralizzata**
Fig. 6.4 **Sezione longitudinale**
Fig. 6.5 **Sezione trasversale**

TABELLE

- Tab. 4.1** **Tagli stratigrafici Bottom PLQ-D**
Tab. 4.2 **Tagli stratigrafici Bottom PL1-Z**
Tab. 4.3 **Tagli stratigrafici Top PL-J**
Tab. 4.4 **Tagli stratigrafici Top PL-K**
Tab. 4.5 **Tagli stratigrafici Top PL-N**
Tab. 5.1 **Net / Gross layer del Livello B**
Tab. 6.1 **Tagli stratigrafici Top Pool B**
Tab. 6.2 **Tagli stratigrafici Bottom Pool B**
Tab. 6.3 **Pool B – Quote OGWC**
Tab. 6.4 **Tagli stratigrafici Pool A**
Tab. 7.1 **Calcolo volumi GOIP**

1. INTRODUZIONE

A seguito dell'acquisizione nel corso del 2008 di un rilievo sismico 3D, Stogit ha inteso procedere ad un aggiornamento della modellizzazione statica e dinamica del giacimento di Alfonsine, incluso nell'omonima concessione di stoccaggio (fig. 1.1 – 1.2), al fine di valutare in modo più accurato l'idoneità e l'efficienza per l'esercizio allo stoccaggio del Pool B.

Il precedente studio di giacimento, finalizzato nel 2001 e presentato da Stogit in allegato all'istanza di proroga di sospensione programma lavori del 22.06.2001, evidenziava infatti come le condizioni operative implicassero un'efficienza allo stoccaggio di poco inferiore al 30%, requisito minimo richiesto per l'esercizio di un campo di stoccaggio (D.M. 27 marzo 2001). Nello studio veniva inoltre sottolineata la necessità di approfondire le principali criticità emerse (assetto strutturale e comportamento in fase di iniezione/erogazione in giacimento tipo multilayer), tramite l'acquisizione di nuovi dati provenienti in particolare da un rilievo sismico 3D.

La messa a punto del nuovo Modello Statico 3D è stata indirizzata a fornire informazioni mirate sull'assetto geologico-strutturale del giacimento, finalizzate in particolare alla costruzione di un Modello Dinamico coerente con la storia produttiva e in grado di valutare correttamente idoneità e potenzialità per un'eventuale conversione all'esercizio allo stoccaggio.

Gli obiettivi perseguiti intendevano soprattutto definire con maggior dettaglio aspetti di rilevante importanza per le loro ripercussioni sul comportamento dinamico, quali ad esempio la geometria dei corpi sedimentari e la presenza di variazioni laterali di facies, la zonazione del reservoir sulla base di caratteristiche litologiche e petrofisiche dei sedimenti, la presenza di lineamenti tettonici e la loro eventuale azione di sealing, la natura dei contatti tra i fluidi di giacimento, la corretta valutazione di parametri per il calcolo dei volumi statici.

Il flusso di lavoro per la realizzazione dello studio ha preso avvio dall'acquisizione del rilievo sismico 3D, la cui fase operativa, realizzata nel corso del 2008, è stata affidata da Stogit alla contrattista Geotec S.p.A. (Gruppo DGS) di Campobasso. L'elaborazione dei dati acquisiti e la successiva interpretazione geologica, per la cui realizzazione ci si è avvalsi dell'opera di unità specialistiche di ENI E&P, sono alla base della produzione di accurate mappe strutturali del giacimento e di informazioni dettagliate sull'assetto geologico, che hanno contribuito in modo fondamentale alla messa a punto del modello statico del giacimento. Per quanto riguarda i dati di



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG **5** DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

pozzo, relativi in particolare agli aspetti stratigrafici e petrofisici, gran parte delle informazioni sono state desunte dal precedente studio finalizzato nel 2001, per la cui stesura era stata condotta un'approfondita disamina di informazioni provenienti sia da log elettrici e che da carote di fondo.

La costruzione del Modello Statico 3D del giacimento, messa a punto con l'utilizzo del software Petrel e condotta in collaborazione con il "Petroleum Engineering Group" del Politecnico di Torino, fornisce una rappresentazione coerente delle informazioni geologiche desunte dalla sismica e dai pozzi e supporta l'elaborazione di un Modello Dinamico 3D in grado di simulare in modo corretto e affidabile il comportamento del giacimento.

2. RIASSUNTO E CONCLUSIONI

Il giacimento di Alfonsine, ubicato circa 20 km a NW di Ravenna, è associato ad un'anticlinale scomposta da lineamenti tettonici, situata nel sistema delle pieghe ferraresi-romagnole. La complessità del giacimento dal punto di vista geologico-strutturale si riconduce sia a fattori di natura stratigrafica (assetto di tipo multilayer, con reservoir costituito da fitte alternanze di litotipi con differenti caratteristiche petrofisiche) che tettonica (presenza di sistemi di faglie che scompongono l'area in blocchi tettonici differenziati e conseguente compartimentazione del giacimento anche dal punto di vista idraulico e dinamico).

Il reservoir principale, indiziato per la conversione all'attività di stoccaggio, appartiene alla F.ne Porto Corsini (Pliocene Inferiore) ed è denominato dal punto di vista minerario Pool B; esso presenta uno spessore medio di circa 150 m ed è delimitato superiormente da litotipi argilloso-siltosi (F.ne Porto Garibaldi eq.) che rappresentano la formazione di copertura.

Al fine di valutare in modo più accurato l'idoneità e l'efficienza per l'esercizio allo stoccaggio del Pool B del giacimento di Alfonsine, su cui il precedente studio non aveva potuto fornire elementi di certezza, è stato messo a punto un nuovo Modello Statico con l'utilizzo del software 3D Petrel. La fase di modellizzazione, condotta in collaborazione con il "Petroleum Engineering Group" del Politecnico di Torino, si è basata su una migliore definizione dell'assetto geologico-strutturale, del giacimento, grazie in particolare alle informazioni desunte dall'interpretazione di un rilievo sismico 3D di recente acquisizione (2008), esteso su oltre 200 kmq.

L'interpretazione geologica dei dati sismici acquisiti è stata mirata alla definizione delle geometrie dei due corpi principali che costituiscono il giacimento di Alfonsine (Pool B e Pool A). Lo studio ha condotto all'individuazione e alla mappatura di alcune superfici (limiti di sequenza) significative nell'evoluzione tettono-sedimentaria dell'area, in corrispondenza delle quali si sono verificate importanti fasi di strutturazione e rilevanti variazioni litologiche e di facies nelle successioni deposizionali. In particolare sono state interpretate e mappate quattro superfici, definite anche a livello regionale nell'area del Ravennate e dell'alto Adriatico, che identificano o approssimano i limiti superiore ed inferiore dei due principali livelli minerari che caratterizzano la successione di Alfonsine. Esse sono denominate rispettivamente bottom PL1-Z (near top Pool B), top PL-J (near bottom Pool B), top PL-K (near top POOL A), top PL-N (near bottom Pool A). Nella zona di cresta sono stati inoltre interpretati il top della mineralizzazione a gas e la tavola d'acqua, in quanto queste



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 7 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

informazioni rivestono fondamentale importanza per valutazioni sul grado di compartimentazione del reservoir e per la definizione delle volumetrie del giacimento. È stato infine interpretato il livello bottom PLQ-D, orizzonte più superficiale assunto quale riferimento per l'operazione di conversione in profondità.

Nel complesso sono stati quindi interpretati sette orizzonti, definendo per ciascuno di essi l'assetto strutturale. Per quanto riguarda la messa in profondità del Pool B si è proceduto con il calcolo di una velocità intervallo costante, computata dalla media aritmetica dei dati di pozzo.

Le mappe ricavate dopo una prima conversione con velocità costante sono state successivamente calibrate sia ai pozzi verticali che a quelli direzionati. Le mappe sono state realizzate con un grid di 50x50 m.

Ai fini della caratterizzazione petrofisica dei livelli di interesse (Pool B) si è fatto essenzialmente riferimento allo studio di giacimento condotto nel 2001, che ha preso in considerazione tutti i dati al momento (e ad ora) disponibili riguardanti sia registrazioni di log elettrici che analisi su carote di fondo. Nell'ambito dello studio citato sono stati analizzati ed interpretati i dati relativi ai 33 pozzi perforati, utilizzando tutti i log disponibili (PS ed ES) e i dati dei carotaggi meccanici. Su questa base sono state definite le principali caratteristiche del Pool B, relative ad aspetti stratigrafici (top, bottom, spessori, suddivisione in layer), petrofisici (porosità, permeabilità, saturazione) e contatti originari tra i fluidi (acqua e gas). In occasione di questo nuovo studio si è peraltro proceduto a raccogliere informazioni integrative soprattutto per quanto concerne i valori di Net/Gross, attraverso il computo esteso anche al pozzo Alfonsine 8, non considerato nel precedente studio, e la nuova taratura in sei pozzi (Alfonsine 1-4-6-10-23-27) in cui è stato scorporato dal Pool B un intervallo sommitale con scadenti caratteristiche petrofisiche.

Un fattore che ha implicato alcune limitazioni tanto nell'interpretazione sismica quanto nella caratterizzazione di dettaglio delle proprietà petrofisiche si riconduce alla scadente qualità del set di log elettrici disponibili, relativi a pozzi in gran parte perforati negli anni '60. Unicamente nel pozzo Alfonsine 33, perforato nel 1995, è disponibile una serie di informazioni più complete, che ha consentito sia adeguate tarature del dato sismico (sonic log) che valutazioni più accurate di aspetti petrofisici, grazie anche ad un carotaggio continuo del reservoir .

La fase di modellizzazione statica del giacimento, elaborata partendo dal progetto Petrel prodotto su base sismica, è stata condotta dopo un'attenta verifica di tutti i dati di pozzo disponibili (log, stratigrafia, petrofisica). Il modello proposto evidenzia una compartimentazione del giacimento in blocchi strutturali differenziati, denominati Area Settentrionale, Centrale, Meridionale, Alfonsine 12 e Alfonsine 8.

La mappa del top strutturale del Pool B è stata ricavata da quella prodotta sulla base del rilievo sismico 3D (Near top Pool B = bottom PL1-Z), opportunamente modificata in alcuni pozzi del settore meridionale (Alfonsine 1-4-6-10-27) in cui è stato scorporato un intervallo sommitale di transizione con la soprastante formazione di copertura, costituito da litotipi di natura prevalentemente siltosa. Questo livello, il cui spessore medio è nell'ordine di 10-15 m e che presenta probabilmente una giacitura in onlap sul sottostante Pool B, non è pertanto stato considerato ai fini del computo del rapporto N/G e del conseguente calcolo volumetrico del GOIP.

Sulla base dei dati petrofisici disponibili, dei contatti gas-acqua ricavati dall'analisi dei log di pozzo e di considerazioni sull'assetto strutturale proposto per il giacimento si è proceduto alla valutazione del GOIP, che è risultato pari a 13.754 MSm³. Questo valore presenta un incremento di circa il 10% rispetto allo studio del 2001 (+ 1157 MSmc) e risulta sostanzialmente in linea con il GOIP dinamico indicato dello studio di giacimento del 2001, pari a 13.158 MSmc.

Valutazioni più accurate su questo aspetto saranno oggetto del nuovo studio di modellizzazione dinamica 3D attualmente in fase di realizzazione.

In conclusione si ritiene che la costruzione del Modello Statico 3D del giacimento fornisca una rappresentazione coerente delle informazioni geologiche desunte dalla sismica e dai pozzi, e possa pertanto supportare l'elaborazione di un Modello Dinamico 3D in grado di simulare in modo corretto e affidabile il comportamento effettivo del giacimento.

3. CARATTERISTICHE DEL GIACIMENTO

3.1 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il giacimento di Alfonsine, ubicato circa 20 km a NW di Ravenna, è situato nella zona sud-orientale della Pianura Padana, in un settore in cui la deformazione dei sedimenti pliocenici e quaternari a seguito della strutturazione degli Appennini ha determinato la formazione di pieghe sepolte orientate in direzione NW-SE, la cui messa in posto è avvenuta prevalentemente nel corso del Pliocene Superiore e del Pleistocene. In particolare la struttura di Alfonsine è associata ad un'anticlinale scomposta da lineamenti tettonici sia compressivi che distensivi, situata nel sistema delle pieghe ferraresi-romagnole che sovrascorrono sull'adiacente monoclinale pedealpina ed adriatica (fig. 3.1). L'anticlinale di Alfonsine è costituita da un thrust frontale orientato NW-SE, cui sono associati numerosi splays secondari con medesimo andamento, e da un backthrust che delimita la piega nell'area meridionale del giacimento (fig. 4.4). Inoltre nell'area di culmine dell'anticlinale sono presenti delle faglie interpretate come rilasci crestali, che hanno comunque dei rigetti molto modesti. Subito a SE della chiusura dell'anticlinale, in particolare in corrispondenza del pozzo AL29Dir, è stato individuato un "alto strutturale", appartenente alla piega posta in posizione più esterna e sud-orientale rispetto alla struttura di Alfonsine.

Dal punto di vista geologico si tratta di un giacimento con assetto di tipo multilayer, in cui cioè la successione sedimentaria comprende fitte alternanze di litotipi con differenti caratteristiche petrofisiche.

Le mappe strutturali evidenziano sistemi di faglie che scompongono l'area in blocchi tettonici differenziati e che determinano una conseguente compartimentazione del giacimento anche dal punto di vista idraulico e dinamico. In particolare si differenziano le seguenti aree, con i rispettivi pozzi di appartenenza:

- Area Meridionale: AL01, AL02, AL04, AL06, AL09, AL10, AL11, AL13, AL20, AL22, AL26, AL27, AL33
- Area Centrale: AL15, AL16, AL18
- Area Settentrionale: AL17, AL21, AL25
- Area Alfonsine 12: AL12

- Blocco Alfonsine 8: AL08

3.2 STORIA PRODUTTIVA

La scoperta del giacimento risale al 1953; complessivamente sono stati perforati 33 pozzi, di cui 24 mineralizzati. La fase di produzione primaria si è protratta dal 1957 fino al 2000, con una produzione cumulativa pari a 8531 MSm³ di gas (fig. 3.2). Attualmente risultano aperti 11 pozzi, di cui 10 completati nel Pool B. Questo livello, principale reservoir del giacimento posto mediamente a profondità di circa 1500 m, è costituito da depositi di natura torbida appaenenti alla Formazione Porto Corsini (Pliocene Inferiore), con livelli sabbiosi fittamente intercalati da litotipi argilloso-siltosi. I valori medi di porosità delle sabbie variano dal 20 al 28%, mentre la permeabilità è compresa tra 20 e 120 mD. La copertura del giacimento è assicurata da depositi argillosi (F.ne Porto Garibaldi eq. - Pliocene Medio e Superiore), che ricoprono l'intera struttura con uno spessore nell'ordine di 100-120 m.

La pressione statica iniziale di fondo SBHP @datum 1497 m slm era pari a 166,8 barsa, mentre la pressione di abbandono a fine produzione è risultata pari a 84, 4 barsa.

3.3 CONTATTI GAS-ACQUA

La quota della tavola d'acqua originaria è differente nei singoli blocchi del giacimento, che risulta conseguentemente compartimentato dal punto di vista fisico ed idraulico. Il GWC_{in} è stato determinato sulla base dei dati dei pozzi verticali perforati durante la fase di produzione primaria del giacimento. I contatti originari medi definiti sulla base dei log sono i seguenti:

- Area Meridionale (culmine strutturale) $GWC_{in} = 1510$ m s.s.l.
- Area Centrale $GWC_{in} = 1520$ m s.s.l.
- Area Settentrionale $GWC_{in} = 1560$ m s.s.l.
- Area Alfonsine 12 $GWC_{in} = 1530$ m s.s.l.
- Blocco Alfonsine 8 $GWC_{in} = 1557$ m s.s.l.

Queste informazioni sono state utilizzate per l'elaborazione dei calcoli volumetrici statici e dinamici. Il pozzo AL33, ubicato nella zona meridionale, presenta un GWC_{in} a 1486 m, indicativo



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 11 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

di una risalita della tavola d'acqua di 24 m avvenuta a seguito della fase di produzione primaria fino all'anno di perforazione del pozzo (1995).



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 12 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

4. RILIEVO SISMICO 3D

4.1 FINALITA'

Il rilievo sismico 3D nella Concessione Alfonsine Stoccaggio è stato acquisito nel corso del 2008 con l'intento di ottenere informazioni di maggior dettaglio sull'assetto geologico-strutturale del giacimento, finalizzate ad un aggiornamento della modellizzazione statica e dinamica dello stesso per valutarne in modo più accurato l'idoneità e l'efficienza in previsione di un'eventuale conversione all'attività di stoccaggio del gas naturale nel Pool B.

La necessità di ricorrere all'acquisizione delle prospezioni geofisiche 3D si riconduceva alla scadente qualità dei dati sismici disponibili, risalenti a rilievi eseguiti allorché le tecniche di registrazione non consentivano l'elevato grado di risoluzione che l'evoluzione tecnologica mette oggi a disposizione, supportando i moderni studi di giacimento basati su modellizzazioni dinamiche. Il rilievo sismico 3D, grazie all'elevato grado di risoluzione, rappresenta infatti uno strumento particolarmente efficace per risolvere le criticità legate ad una imperfetta conoscenza di elementi geologici e strutturali (assetto stratigrafico, layering, chiusure laterali, presenza di faglie-sealing, ecc.).

Le modalità operative del rilievo, nonché l'esatta delimitazione dell'area interessata (fig. 4.1), estesa su circa 212 km², sono stati definiti attraverso un apposito studio di fattibilità che ha individuato i principali parametri di acquisizione. La necessità di operare in superficie su un'area più ampia di quella da indagare in profondità è implicitamente legata alle modalità di acquisizione del dato sismico a riflessione (traiettoria obliqua seguita dalle onde elastiche attraverso il sottosuolo) e all'esigenza di assicurare un elevato grado di copertura del rilievo nella zona del giacimento. L'attività è stata condotta tenendo in considerazione, oltre ai parametri geofisici, anche i vincoli operativi e di tutela ambientale dell'area (condizioni morfologiche, aree protette, centri abitati e industriali, ecc.), valutati preliminarmente anche attraverso una fase di scouting mirata a individuare e a prevenire eventuali problematiche, in modo da garantire una minimizzazione dell'impatto sul territorio.

4.2 ACQUISIZIONE

La campagna di prospezione geofisica è stato eseguita, su incarico di Stogit, dalla ditta contrattista Geotec S.p.A. (Gruppo DGS) di Campobasso. Il rilievo, eseguito con l'utilizzo di piccole cariche di esplosivo brillate in appositi pozzetti con profondità di 12 m., ha riguardato una superficie complessiva di circa 200 km², riferita a sei comuni appartenenti alla provincia di Ravenna.

L'acquisizione del rilievo, per il quale sono state ottenute da Stogit specifiche autorizzazioni dagli enti competenti, è stata preceduta dalla messa a punto di uno studio di fattibilità operativa, per definizione dei parametri di acquisizione e delimitazione dell'area di indagine.

Il lavoro, si è articolato cronologicamente in una serie di attività fra loro parzialmente concatenate secondo un procedimento modulare:

- fase di scouting preliminare, per verificare la fattibilità del posizionamento delle linee sismiche e dei punti di scoppio in progetto, considerando le caratteristiche del territorio (centri abitati, zone agricole, zone di vincolo ambientale, presenza di condotte interrato, ecc.).
- fase di permitting, per acquisire i permessi di operare da parte dei proprietari dei terreni interessati dal rilievo e concordare entità e modalità di rimborso dei danni procurati alle coltivazioni
- operazioni topografiche, per determinare in tempo reale, con l'ausilio di tecnologia GPS (ricevitori mobili a doppia frequenza, registratori di dati con apposito software), la posizione esatta di ciascun punto di energizzazione e di registrazione, e procedere così al picchettamento dell'area interessata dalle operazioni
- perforazione dei pozzetti di profondità di 12 m per posizionamento di cariche di esplosivo con cui energizzare il terreno, a mezzo di perforatrici, con sistema a rotazione con circolazione diretta di fango
- stendimento di cavi e della strumentazione di registrazione (geofoni), lungo un grid predefinito di linee spaziate fra loro di 320 m
- registrazione degli shot-points, pari complessivamente a 11228, ed elaborazione preliminare di una linea sismica per ogni swath, per verificare, con l'ausilio di un software specifico, la qualità del dato acquisito

- bonifiche dei terreni, consistente nella chiusura dei fori, nell'asportazione e nello smaltimento dei rifiuti prodotti (materiale di risulta, residui di perforazione) e nel ripristino del terreno interessato dal passaggio di automezzi.

L'analisi dei dati acquisiti evidenzia la buona qualità delle registrazioni del rapporto segnale/disturbo, solo localmente penalizzato in prossimità dei maggiori centri abitati e lungo le principali arterie stradali.

4.3 PROCESSING

L'elaborazione dei dati acquisiti è stata affidata da Stogit ad Unità specialistiche di ENI E&P, che si avvalgono di appositi software predisposti per tali attività.

La fase di processing ha inteso ottenere come prodotto finale un volume sismico migrato di qualità, tale cioè da permettere una corretta ricostruzione delle caratteristiche geologiche del reservoir (layering) e di eventuali elementi strutturali (discontinuità tettoniche, piani di faglia).

Le principali difficoltà per raggiungere l'obiettivo indicato hanno riguardato la presenza di alcuni disturbi localizzati sui dati acquisiti (problemi di statiche residuali e noise, sia random che organizzato, causato da interferenze in corrispondenza di centri abitati e strade). Una oculata fase di testing preliminare e la conseguente scelta di una adeguata sequenza di pre-condizionamento del dato sismico hanno permesso di attenuare in modo efficace tutti i tipi di noise presenti, consentendo di procedere alla vera e propria fase di elaborazione dei dati processing, disponendo di un materiale di buona qualità.

La buona risposta sismica dell'area non ha implicato la necessità di introdurre nella sequenza di processing nessun programma eccessivamente pesante. Gli step applicati hanno seguito un criterio di processing convenzionale ed un approccio di tipo "amplitude and frequency preserving". La sequenza di elaborazione è stata scelta per ottimizzare la risoluzione temporale e spaziale e per incrementare il rapporto segnale/disturbo senza introdurre effetti di mixing.

I procedimenti applicati (scelta della deconvoluzione, preservazione del campionamento originale, correzioni statiche residuali, scelta appropriata dell'algoritmo) hanno contribuito in maniera fondamentale a migliorare sia la definizione dell'assetto strutturale che l'imaging di buona parte dei

riflettori, assicurando una ricostruzione affidabile delle strutture esistenti senza effetti di sovrამგრავრა nella zona di interesse.

4.4 INTERPRETAZIONE

L'interpretazione geologica dei dati acquisiti è stata mirata alla definizione delle geometrie dei due corpi principali che costituiscono il giacimento di Alfonsine (Pool B e Pool A). Per la calibrazione della successione è stata adottata la stratigrafia recentemente definita in studi regionali integrati condotti da ENI E&P nell'area del Ravennate e dell'Alto Adriatico (fig. 4.2, 4.3).

La fase interpretativa ha condotto all'individuazione e alla mappatura di alcune superfici (limiti di sequenza) significative nell'evoluzione tettono-sedimentaria dell'area, in corrispondenza delle quali si sono verificate importanti fasi di strutturazione e rilevanti variazioni litologiche e di facies nelle successioni deposizionali. In particolare sono state interpretate e mappate quattro superfici, definite anche a livello regionale, in quanto identificano o approssimano i limiti superiore ed inferiore dei due principali livelli minerari che caratterizzano la successione di Alfonsine. Esse sono denominate rispettivamente bottom PL1-Z (near top Pool B), top PL-J (near bottom Pool B), top PL-K (near top POOL A), top PL-N (near bottom Pool A). Nella zona di cresta sono stati inoltre interpretati il top della mineralizzazione a gas e la tavola d'acqua, in quanto queste informazioni rivestono fondamentale importanza per valutazioni sul grado di compartimentazione del reservoir e per la definizione delle volumetrie del giacimento. È stato infine interpretato il livello bottom PLQ-D, orizzonte più superficiale assunto quale riferimento per l'operazione di conversione in profondità. Nel complesso sono stati quindi interpretati sette orizzonti in dominio tempi, definendo per ciascuno di essi l'assetto strutturale.

Sulla base dell'interpretazione sono state realizzate mappe in tempi, poi convertite in profondità. Il modello di velocità utilizzato si basa su mappe di velocità-intervallo ottenute dalle funzioni di velocità di stack e su analisi dei dati di pozzo. Per quanto riguarda la messa in profondità del Pool B si è proceduto con il calcolo di una velocità intervallo costante, computata dalla media aritmetica dei dati di pozzo.

Le mappe ricavate dopo una prima conversione con velocità costante sono state successivamente calibrate sia ai pozzi verticali che a quelli direzionati. Le mappe sono state realizzate con un grid di



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG **16** DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

50x50 m, ad eccezione dell'orizzonte più superficiale (PLQ-.D), non interessato da faglie con rigetti significativi, in cui è stato adottato un grid di 100x100 m.

La figura 4.4 evidenzia i principali elementi della struttura di Alfonsine, il cui assetto è definito da una faglia frontale caratterizzata da successive riattivazioni, da un back-thrust con vergenza antitetica, da faglie dirette di rilascio crestale e da un GWC affetto da dislocazioni di quota

Nelle figure 4.5 e 4.6 sono riportati a titolo esemplificativo gli stralci dei log registrati nei pozzi Alfonsine 2 e 6 con l'indicazione dei vari orizzonti sismici e dei livelli minerari.

Nelle tabelle allegate (4.1 – 4.5) sono riportati i tagli stratigrafici dei pozzi relativi alle superfici mappate su base sismica.



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 17 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

5. CARATTERIZZAZIONE PETROFISICA

Ai fini della caratterizzazione petrofisica dei livelli di interesse (Pool B) si è fatto essenzialmente riferimento allo studio di giacimento condotto nel 2001, che ha preso in considerazione tutti i dati al momento (e ad ora) disponibili riguardanti sia registrazioni di log elettrici che analisi su carote di fondo. In occasione di questo nuovo studio si è peraltro proceduto a raccogliere informazioni integrative soprattutto per quanto concerne i valori di Net/Gross, attraverso la nuova taratura in cinque pozzi (Alfonsine 1-4-6-10-27) in cui è stato scorporato dal Pool B un intervallo sommitale con scadenti caratteristiche petrofisiche.

5.1 DATI DI POZZO

Nell'ambito dello studio sono stati analizzati ed interpretati i dati relativi ai 33 pozzi perforati, utilizzando tutti i log disponibili (PS ed ES) e i dati dei carotaggi meccanici. Su questa base sono state definite le principali caratteristiche del Pool B, relative ad aspetti stratigrafici (top, bottom, spessori, suddivisione in layer), petrofisici (porosità, permeabilità, saturazione) e contatti originari tra i fluidi (acqua e gas).

Log elettrici

I pozzi di Alfonsine sono stati in gran parte perforati negli anni '60, acquisendo un set di log (PS, PN-GN, PN ampl. e microlog) che consente un'interpretazione petrofisica di tipo essenzialmente qualitativo e che non hanno consentito una caratterizzazione petrofisica di dettaglio.

Unicamente con la perforazione del pozzo AL33, avvenuta nel 1995, si è resa disponibile una serie di informazioni più completa, che ha consentito l'elaborazione di un CPI con interpretazione limitata all'intervallo di interesse. Il grado di risoluzione dei log disponibili (a bassa risoluzione verticale) e l'esiguo spessore dei livelli (decimetrico e centimetrico) non hanno peraltro consentito di determinare valori di Swi attendibili.

Il Pool B, appartenente dal punto di vista litostratigrafico alla F.ne Porto Corsini (Pliocene Inferiore), ha uno spessore medio di circa 150 m; esso è delimitato al top dal contatto alternanze sabbia-silt con la F.ne Porto Garibaldi eq. (Pliocene Medio - Superiore) e al bottom da bancate marnose (contatto non sempre facilmente ben identificabile). La matrice argillosa è in genere



abbondante; in particolare al top del reservoir la percentuale sabbie-argille diminuisce considerevolmente; pertanto la porzione sommitale (10-20 m) presenta caratteristiche petrofisiche scadenti.

Sulla base di correlazioni da log sono stati definiti i tagli stratigrafici e la suddivisione del reservoir (Pool B) in tre sottolivelli e in un interlayer argilloso. I layers sono denominati, partendo dall'alto: B_c, B_b, interlayer argilloso e B_a.

Il Pool B ha uno spessore massimo di 162 m, il layer B_c di 53 m, il layer B_b di 88 m, l'interlayer argilloso di 2,5 m e il layer B_a di 65 m.

Nella figura 5.1 è riportata la zonazione ricavata al pozzo AL33.

La porosità ricavata dai log è riferita a condizioni di reservoir e tarata sui corrispondenti valori da carota. Dalle stime eseguite, il coefficiente di correzione da applicare alla porosità misurata sulle carote in superficie si colloca tra l'8% e il 12%.

Sui valori da carota è stata applicata la seguente correzione (riduzione del valore di porosità misurato su carota del 10% per riportarlo a condizioni di giacimento):

$$\text{PHI carote corr. Overb.} = 0.90 \text{ PHI carote}$$

Per quanto riguarda la correzione da apportare alla permeabilità si è fatto riferimento ai valori determinati in giacimenti adiacenti e di analoga profondità. Di conseguenza anche i valori di permeabilità misurati sulle carote sono stati ridotti del 10% e confrontati con il valore determinato con la prova di produzione eseguita a fine 2000 al pozzo AL33.

Carote di fondo

I dati petrofisici disponibili sono relativi a valori di porosità e permeabilità da analisi effettuate sulle 17 carote di fondo prelevate nel pozzo AL33, dove è stato eseguito un carotaggio continuo di 155 m con fattore di recupero medio del 90%; le misure di porosità, Kor. e Sw sono state eseguite ogni 30 cm. Sono inoltre disponibili misure di porosità su 9 carote del pozzo AL26, con valore medio per ciascuna carota.

Le carote di fondo utili per la caratterizzazione del reservoir sono relative al pozzo AL33.

L'analisi litologica delle carote mostra come i sedimenti siano originati prevalentemente da flussi gravitativi di natura torbida, con alternanze di sabbie fini/silt e silt argillosi/argille di spessore dell'ordine centimetrico-decimetrico, con intercalazioni di rari livelli sabbiosi metrici.

5.2 CARATTERISTICHE PETROFISICHE MEDIE

La determinazione delle caratteristiche di porosità e permeabilità è stata eseguita in termini di valori medi per livello. Questa soluzione si è resa necessaria a causa delle limitatissime informazioni da carote e CPI.

I dati da carote e da CPI sono stati analizzati separatamente applicando la stessa metodologia e successivamente confrontati. Da analisi su carote sono stati ricavate misure di porosità, Kor., Grain Density e SW_i, mentre in base a CPI sono stati acquisiti dati relativi a porosità e SW_i.

Sulla base dei valori di porosità e K sono state separate le classi produttive da quelle ritenute “non pay”, definendo un valore di soglia per la ripartizione dei litotipi. Questa suddivisione è stata messa in relazione con un cut-off definito sulla curva di SP, per pervenire ad un risultato omogeneo.

Nonostante la carenza di dati è stata definita una caratterizzazione sia per l'intero livello che per i singoli layer, i cui risultati sono da intendere come valori medi indicativi per quanto riguarda porosità, Kor., e Sw_i. Un aspetto critico è legato alla distribuzione areale dei parametri, che sono stati definiti unicamente al pozzo AL33. I valori medi delle proprietà petrofisiche utilizzate come dati di input nella modellizzazione dinamica sono riportati nelle tabelle seguenti:

STATISTICHE Layer B_c			STATISTICHE Layer B_b			STATISTICHE Layer B_a		
Porosità'	Media aritmetica	19,40	Porosità'	Media aritmetica	24,60	Porosità'	Media aritmetica	27,90
	Mediana	18,20		Mediana	23,10		Mediana	28,90
	Moda	17,00		Moda	17,60		Moda	17,60
	Deviazione Standard	3,70		Deviazione Standard	6,40		Deviazione Standard	5,80
	Minimo	16,30		Minimo	16,30		Minimo	16,30
	Massimo	32,00		Massimo	35,90		Massimo	57,10
K Orizz.	Media geometrica	20,00	K Orizz.	Media geometrica	40,00	K Orizz.	Media geometrica	120,00
	Mediana	100,00		Mediana	100,00		Mediana	317,00
	Moda	100,00		Moda	100,00		Moda	100,00
	Deviazione Standard	377,00		Deviazione Standard	1180,00		Deviazione Standard	776,00
	Minimo	0,10		Minimo	0,09		Minimo	0,16
	Massimo	2243,00		Massimo	6648,00		Massimo	2812,00

DATI PETROFISICI DA CAROTA



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 20 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

STATISTICHE Layer B_c			STATISTICHE Layer B_b			STATISTICHE Layer B_a		
Porosità	Media aritmetica	23,70	Porosità	Media aritmetica	26,30	Porosità	Media aritmetica	28,00
	Mediana	23,00		Mediana	26,22		Mediana	28,00
	Moda	ND		Moda	ND		Moda	ND
	Deviazione Standard	3,30		Deviazione Standard	3,70		Deviazione Standard	3,14
	Minimo	17,10		Minimo	18,30		Minimo	18,50
	Massimo	34,30		Massimo	33,80		Massimo	34,20

DATI PETROFISICI DA CPI

Un altro aspetto problematico riguarda la determinazione della Swi, in quanto il pozzo AL33 è stato perforato nel 1995 e fornisce un valore indicativo riferito al termine della fase di produzione primaria. Il potere di risoluzione dei log acquisiti risulta insufficiente per la definizione di dettaglio in un contesto litologico/stratigrafico ad elevata complessità, con presenza di fitte alternanze di livelli di spessore da centimetrino a decimetrico con differenti proprietà petrofisiche; le relative analisi misurano pertanto valori mediati comprensivi di litologie pay e non pay. Per la definizione della Swi si è fatto necessariamente riferimento a livelli di spessore metrico; nell'ambito dell'intervallo di interesse (Pool B) sono stati individuati tre livelli di spessore adeguato con valori di Swi pari al 18-20%, utilizzati indicativamente come input nel modello dinamico.

5.3 RAPPORTO NET SAND / GROSS PAY

Per la definizione del rapporto NTG sono stati definiti per i singoli layers gli intervalli pay e non pay, sulla base delle curve dei log SP o GR (se disponibile), computando poi il rapporto tra lo spessore di sabbie produttive e lo spessore totale del livello considerato, indipendentemente dal tipo di mineralizzazione (gas o acqua). Ciò ha permesso di utilizzare anche i dati dei pozzi perforati fuori struttura e di costruire mappe di NTG estese a tutta l'area investigata.

I valori di NTG ai pozzi sono stati determinati manualmente utilizzando i log caricati nel Data-Base di TIGRESS ed espressi sottoforma di "control points" utilizzati per la costruzione delle rispettive mappe di Net/Gross.



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 21 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

Le curve di SP di ciascun pozzo sono state normalizzate (usando la standard normalization dell'utility Trace Edit di TIGRESS). Sulla base di un istogramma di frequenza dei valori delle curve sono stati adottati un valore e un range di variabilità da utilizzare come cut-off per discriminare sabbie (litologie pay) da argille (litologie non pay). Il cut-off finale è stato scelto in modo che, applicato alla curva del pozzo AL33, convergesse con il NTG determinato sulle carote del pozzo. In fig. 5.2 è riportato l'istogramma di frequenza relativo ai valori di nSP per il Pool B. Il valore ottenuto è stato applicato in tutti i pozzi per determinare il rapporto Net / Gross, utilizzando l'utility "zonal averaging" di TIGRESS.

Le nuove mappe associate a questo studio (fig. 5.3, 5.4 e 5.5) prendono in considerazione un nuovo computo dei valori relativi ad alcuni pozzi (Alfonsine 1-4-6-10-27), in cui è stato scorporato dal Pool B un intervallo sommitale di transizione con la soprastante formazione di copertura. Nella tab. 5.1 sono riportati, per i pozzi considerati ai fini del calcolo del GOIP, i valori di Net/Gross relativi ai tre layers in cui è stato suddiviso il Pool B.



6. MODELLIZZAZIONE STATICA E MAPPING

La costruzione del Modello Statico 3D del giacimento, messa a punto con l'utilizzo del software Petrel, è stata condotta in collaborazione con il "Petroleum Engineering Group" del Politecnico di Torino. La modellizzazione statica ha inteso fornire una rappresentazione coerente delle informazioni geologiche desunte dalla sismica e dai pozzi, tale da supportare l'elaborazione di un Modello Dinamico 3D in grado di simulare in modo corretto e affidabile il comportamento del giacimento.

Lo studio ha preso avvio dalla raccolta dei dati disponibili, rappresentati essenzialmente da:

- progetto Petrel, messo a punto sulla base dell'interpretazione del rilievo sismico 3 D (a cura di ENI E&P)
- log dei pozzi: in formato ASCII e scansioni di copie cartacee in scala 1:1000
- tagli stratigrafici dei pozzi e zonazione del Pool B (da studio di giacimento 2001, database Tigress)
- relazione dello studio di giacimento del 2001

Si è quindi proceduto ad una revisione del database Petrel, attraverso una verifica dei dati di pozzo:

- tagli stratigrafici (well tops): il top del Pool B è stato correlato sulla base dei log SP e ES dei 33 pozzi perforati nella struttura di Alfonsine. I tagli stratigrafici risultano conformi a quelli definiti nello studio del 2001, ad eccezione di alcuni pozzi situati nell'Area Meridionale del campo. Tali differenze sono dovute ad una diversa interpretazione strutturale del top del Pool B rispetto allo studio del 2001, in cui era inclusa nel Pool B una facies siltoso-sabbiosa di transizione con le soprastanti argille di copertura, con spessori ridotti ed estensione limitata all'area sud del campo. Il contributo in termini di volume poroso di tale facies è stato minimizzato, ricalcolando il valore del NTG del layer superiore del Pool B sulla base dei nuovi tagli stratigrafici proposti. Questa soluzione risulta inoltre più coerente con l'interpretazione sismica, in quanto approssima il top del Pool B alla superficie mappata con il nuovo rilievo 3D (bottom PL1-Z).



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 23 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

- coordinate di testa pozzo: verifica della congruenza tra i dati presenti nel progetto Petrel e quelli fornite da STOGIT. Le ubicazioni dei pozzi Alfonsine 15 ed Alfonsine 13 sono state opportunamente corrette, posizionando i pozzi nel rispettivo blocco di appartenenza (AL15 da regione nord a regione centrale; AL13 da regione centrale a regione sud)

In conformità a quanto proposto nello studio del 2001 il Pool B è stato suddiviso verticalmente in tre sottolivelli porosi (dall'alto B_c , B_b, B_a) e in un interlayer argilloso posto tra i layers B_b e B_a.

La modellizzazione si è articolata nelle seguenti fasi:

- costruzione del modello di faglie (faglie e “fratture”) sulla base dei dati forniti dall’interpretazione sismica (*poligons* e “FRACT” Bot PL1Z, *poligons* e “FRACT” Top PLJ)
- definizione del boundary di modello e della segmentazione del grid (regioni di equilibratura) sulla base del modello di faglie
- generazione degli orizzonti principali di modello:
 - ✓ Orizzonti Top B_c (Top B), Top B_b, Bottom B_b, assestati ai tagli stratigrafici e conformi alla superficie sismica Bottom PL1-Z
 - ✓ Orizzonti Top B_a, Bottom B_a assestati ai tagli stratigrafici e conformi alla superficie sismica Top PL-J
- sub-layering proporzionale della zonazione principale di modello: zona B_c (2 layers), zona B_b (3 layers), B_a (2 layers)
- definizione dei contatti gas-acqua
- generazione delle mappe di NTG: zona B_c, zona B_b e zona B_a: le mappe sono state ottenute interpolando i valori medi di NTG ai pozzi per ciascuna zona. I valori utilizzati per le zone B_a e B_b sono stati desunti dallo studio del 2001; per la zona B_c sono stati utilizzati i valori di NTG revisionati sulla base dei nuovi tagli stratigrafici proposti per alcuni pozzi dell’Area Meridionale

Compartimentazione del giacimento

Sulla base di elementi di carattere stratigrafico e di facies (successione sedimentaria, espressione elettrica), sismica (geometrie dei corpi deposizionali, lineamenti tettonici) e dinamici (valori di pressione, quota del contatto originario gas-acqua) si evidenzia una scomposizione dell'area in blocchi strutturali differenziati, con conseguente compartimentazione del giacimento anche dal punto di vista idraulico e dinamico. In particolare si individuano le seguenti aree, con i rispettivi contatti gas-acqua e pozzi di appartenenza (fig. 6.1):

- Area Meridionale (GWC m 1510): AL01, AL02, AL04, AL06, AL09, AL10, AL11, AL13, AL20, AL22, AL26, AL27, AL33
- Area Centrale (GWC m 1520): AL15, AL16, AL18
- Area Settentrionale (GWC m 1560): AL17, AL21 e AL25
- Area Alfonsine 12 (GWC m 1530): AL12
- Blocco Alfonsine 8 (GWC m 1557): AL08

Il pozzo AL08, collocato nell'estremo settore sud-orientale del culmine strutturale, individua un blocco interessato da lineamenti tettonici con direzione ortogonale a quelli che scompongono la struttura principale; questo settore del giacimento non è stato considerato ai fini del computo del GOIP statico.

I pozzi rimanenti sono stati perforati sui fianchi della struttura e hanno interessato il Pool B in zone poste al di sotto della tavola d'acqua. Si tratta in particolare di pozzi posti presso il margine sud-orientale (AL03, AL05, AL07, AL19, AL24, AL28, AL30d, AL31, AL32d) e il margine nord-occidentale (AL14 e AL23, quest'ultimo verosimilmente interessato da un lineamento tettonico inverso che determina una parziale ripetizione di serie nella parte sommitale del Pool B). Il pozzo AL29d individua infine una struttura satellite posta a SE di quella principale.



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 25 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

Mapping

La mappa del top strutturale del Pool B (fig. 6.2, 6.3) è stata ricavata da quella prodotta sulla base del rilievo sismico 3D (Near top Pool B = bottom PL1-Z), opportunamente modificata in alcuni pozzi del settore meridionale (Alfonsine 1-4-6-10-27), in cui è stato scorporato un intervallo sommitale di transizione con la soprastante formazione di copertura, costituito da litotipi di natura prevalentemente siltosa. Questo livello, il cui spessore medio è nell'ordine di 10-15 m e che presenta probabilmente una giacitura in onlap sul sottostante Pool B, non è pertanto stato considerato ai fini del computo del rapporto N/G e del conseguente calcolo volumetrico del GOIP.

Nelle fig. 6.4 e 6.5 sono riportate una sezione longitudinale e una sezione trasversale del giacimento.

Nelle tabelle allegate sono riportati i tagli stratigrafici dei pozzi relativi a top (tab. 6.1) e bottom (6.2) del Pool B; nella tab. 6.3 sono sintetizzate le informazioni relative alla tavola d'acqua e alla ripartizione in blocchi dei singoli pozzi. Nella tab. 6.4 sono riportati i tagli del Pool A desunti dallo studio del 1993.

7. VALUTAZIONE DEL G.O.I.P.

La valutazione del G.O.I.P. è stata eseguita considerando come costanti a livello di campo (per ogni livello) i valori di porosità e di Sw_i . In base ai dati petrofisici disponibili e alle considerazioni sopra esposte sono stati utilizzati i seguenti valori di porosità:

Layer	Porosità
B_c	22%
B_b	26%
B_a	28%

Per il calcolo dei volumi statici sono stati utilizzati i contatti gas-acqua desunti dai profili 1:1000, che evidenziano la seguente ripartizione in blocchi strutturali:

Area Meridionale	Area Centrale	Area Settentrionale	Area Alfonsine 12	Blocco Alfonsine 8
1510 m ssl	1520 m ssl	1560 m ssl	1530 m ssl	1557 m ssl

In tutti i layer è stata utilizzato un valore di saturazione in acqua originaria pari al 18%.

Il B_g adottato nel calcolo dei volumi di gas è stato pari a 0,005704.

I GOIP ottenuti per i singoli comparti e per l'intero giacimento sono riportati nella tab. 7.1.

Il valore di GOIP statico totale è risultato pari a 13.754 MSm³. Questo valore presenta un incremento di circa il 10% rispetto allo studio del 2001 (+ 1157 MSmc) e risulta sostanzialmente in linea con il GOIP dinamico indicato dello studio di giacimento del 2001, pari a 13.158 MSmc.

Valutazioni più accurate su questo aspetto saranno oggetto del nuovo studio di modellizzazione dinamica 3D attualmente in fase di realizzazione.



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG **27** DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

FIGURE



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 28 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

UBICAZIONE CONCESSIONE ALFONSINE STOCCAGGIO

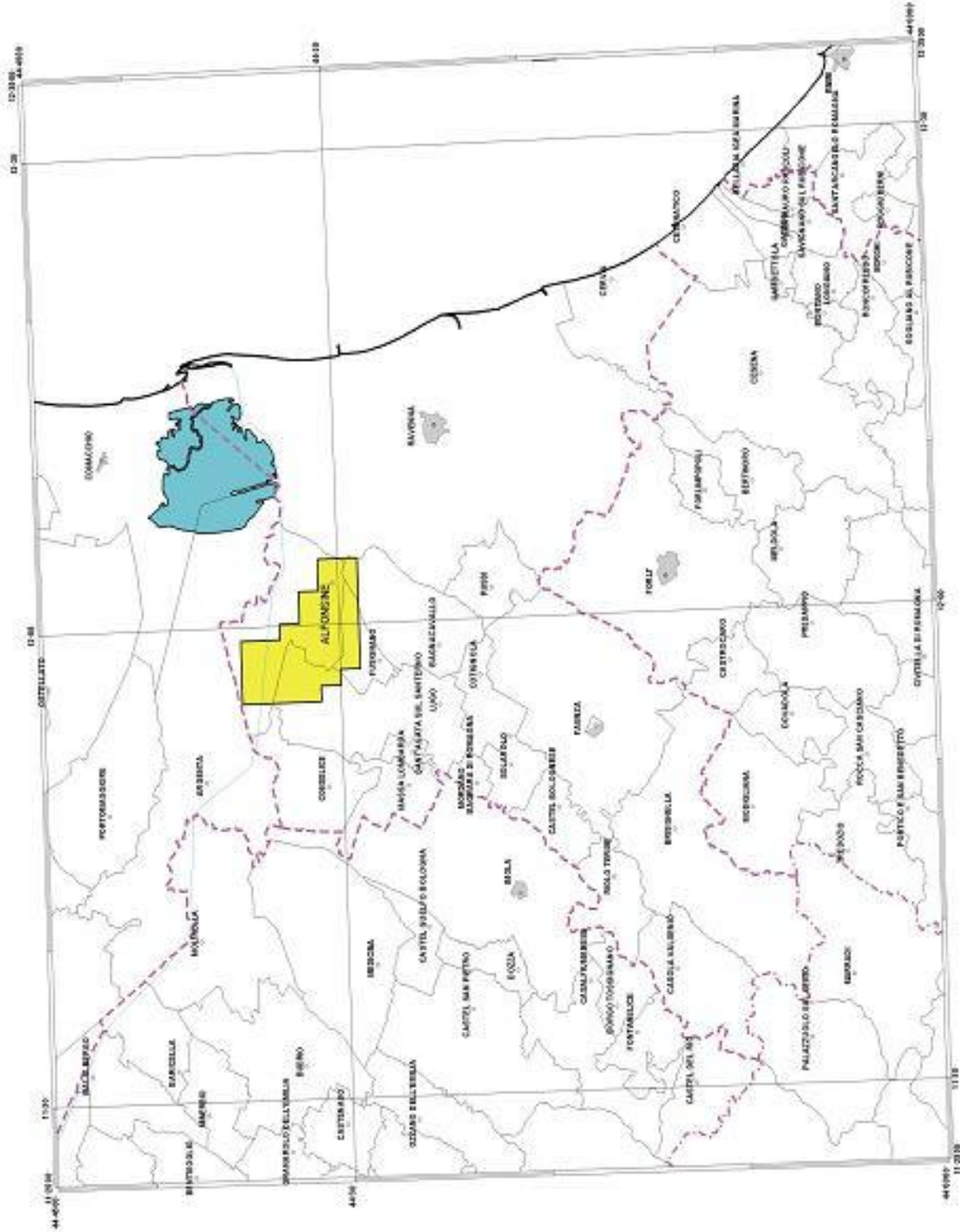


Fig. 1.1



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 29 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

VISTA PLANIMETRICA CONCESSIONE



Fig. 1.2



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 30 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

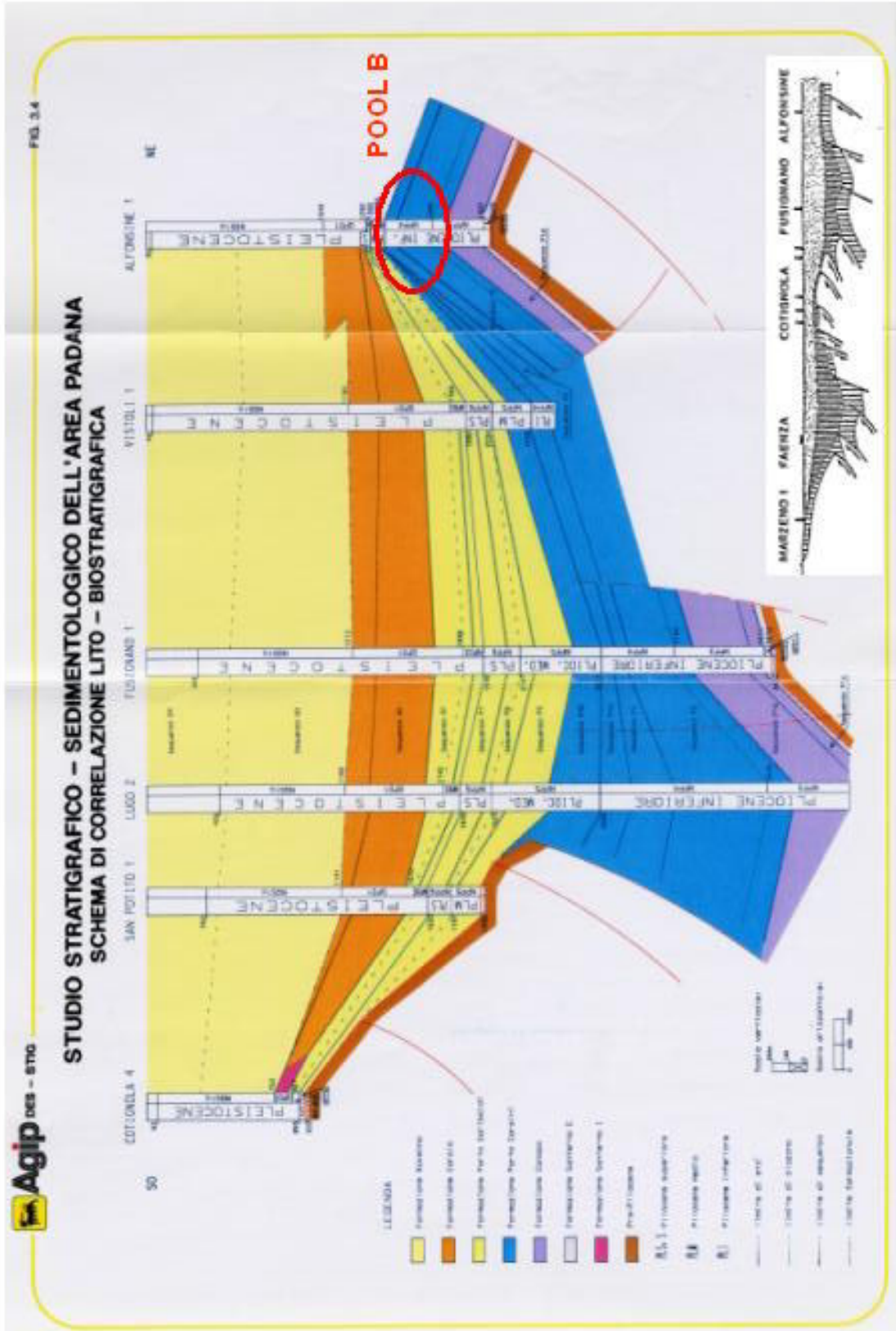


Fig. 3.1



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

Andamento Produttivo del Campo al Dicembre 2000

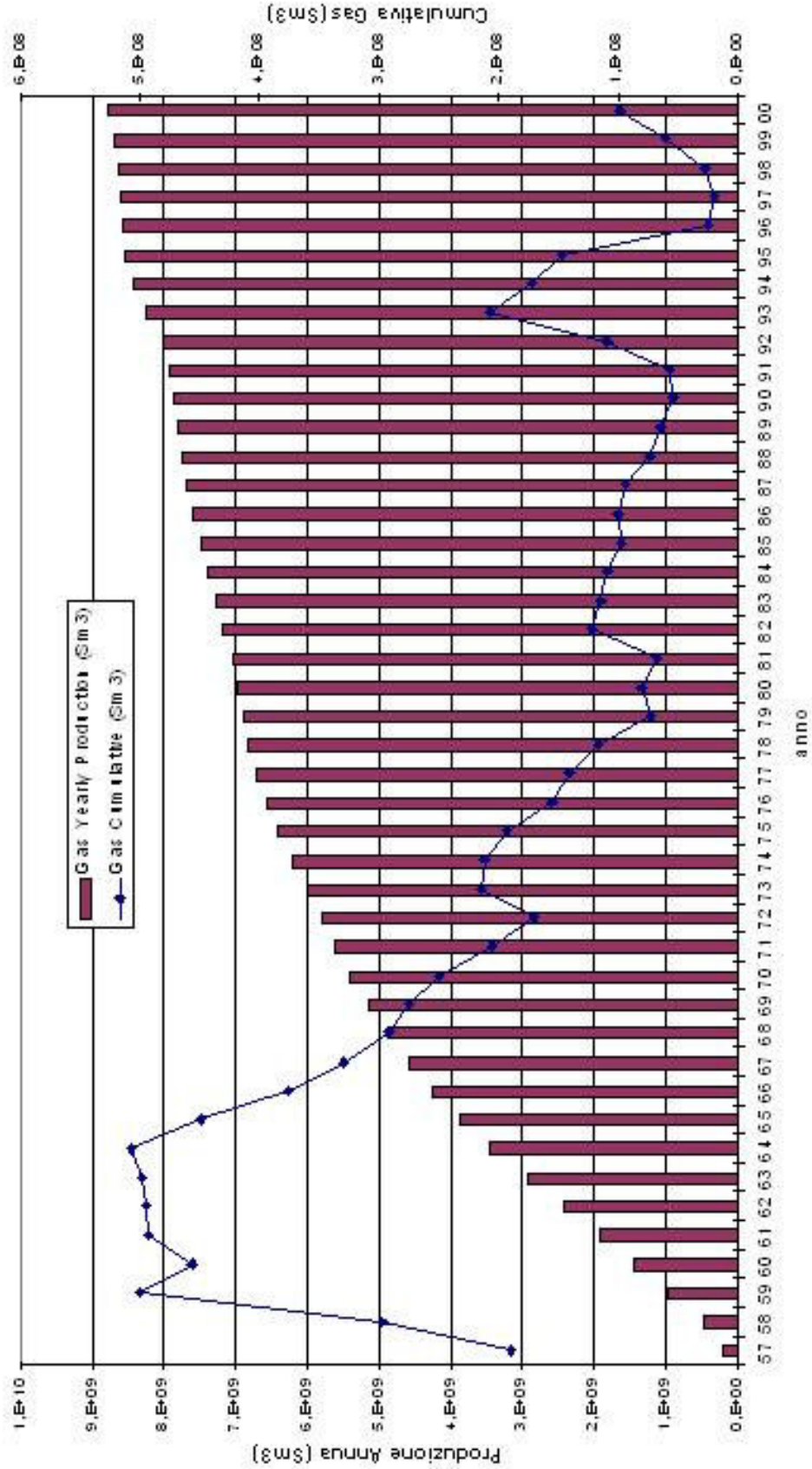


Fig. 3.2



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 32 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

RILIEVO SISMICO 3D – AREA OPERATIVA

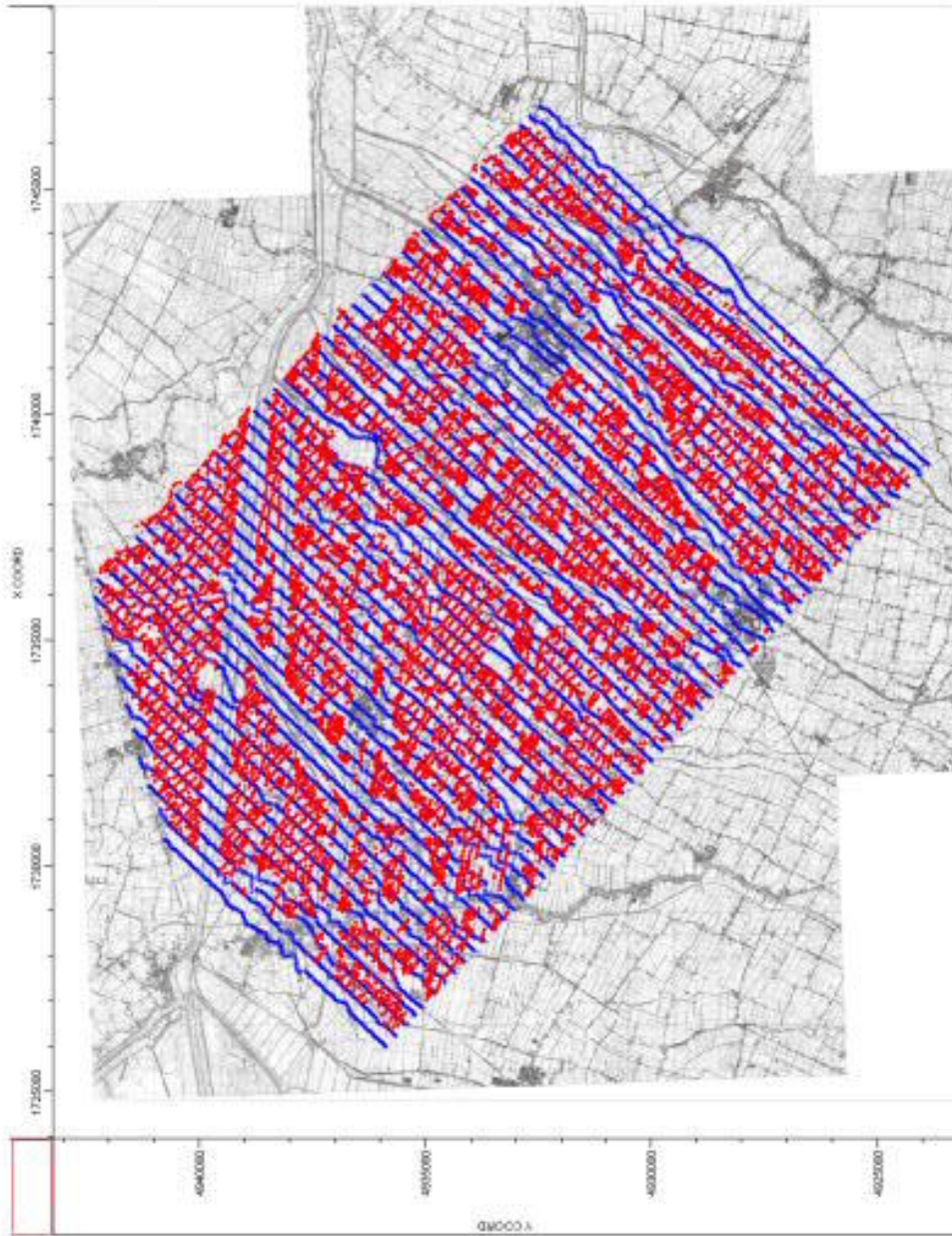


Fig. 4.1

**SCHEMA STRATIGRAFICO
DI RIFERIMENTO**

NEOGENE			QUATERNARIO			ETA
PLIOCENE			PLEISTOCENE			
INFERIORE		MEDIA	SUPERIORE			
NPP1	NPP2	NPP3	NPP4	NPP5	NPP6	OPF1
	P1c	P1b	P2	P3a	P4	
			P5a	P5b	P6	O1
			SANTERNO I			O2
	CANARO	PORTO CORSINI	SANTERNO E			O3
		PORTO CARIBALI		RAVENNA		O4
		CAROLA				
	FORMAZIONI Pianura Padana Orientale/Nord Adriatico					
	ORIZZONTI					
btm Pliocene						
						btm PL U
						btm PL O
						btm PL N
						btm PL M
						btm PL L
						btm PL K
						btm PL J
						btm PL I
						btm PL H
						btm PL G
						btm PL F
						btm PL E
						btm PL D
						btm PL C
						btm PL B
						btm PL A

**Near top
Pool B** →

Fig. 4.2



SEQUENZE DEPOSIZIONALI

F.NE PORTO CORSINI

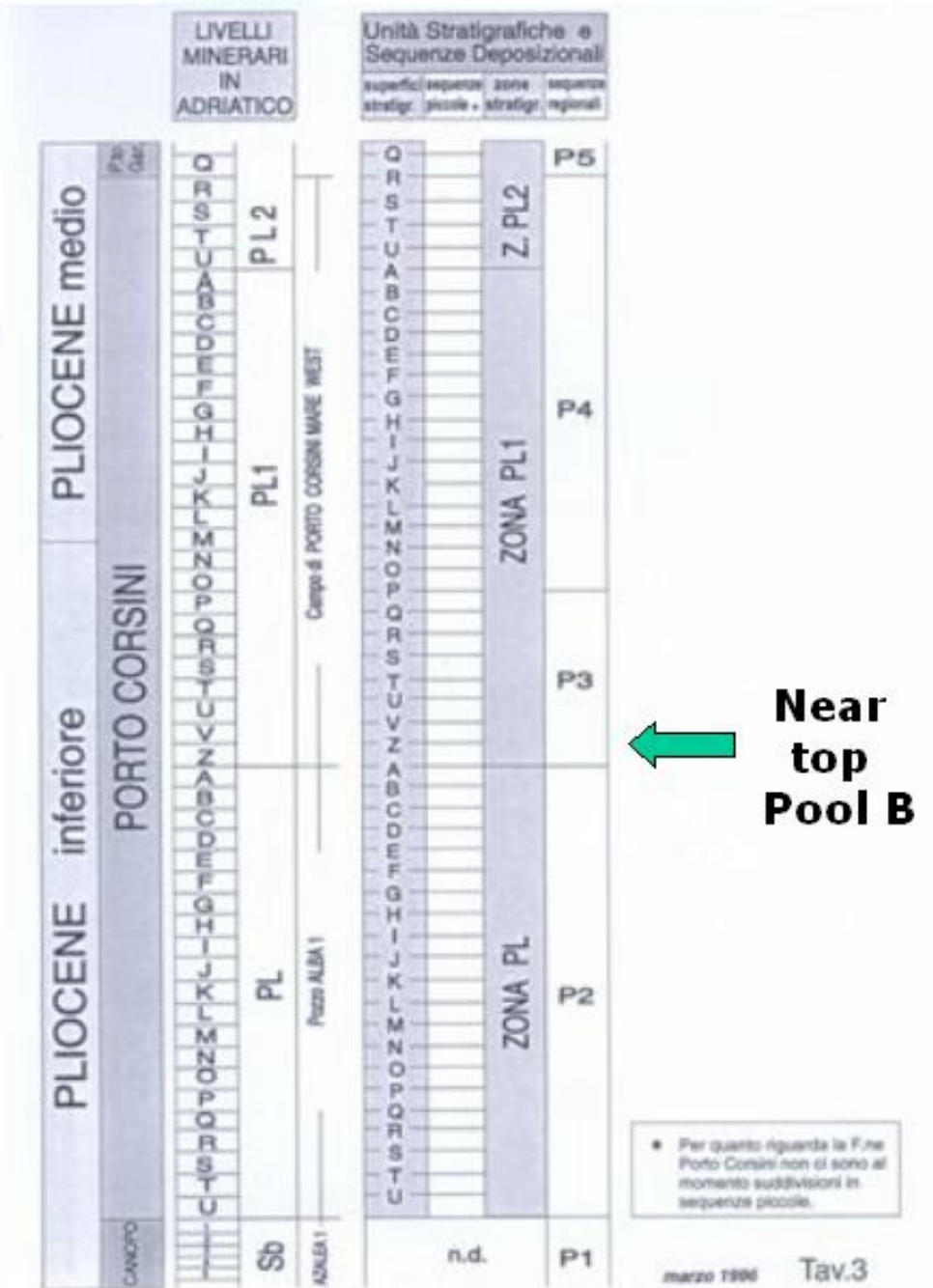


Fig. 4.3



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

INTERPRETAZIONE RILIEVO SISMICO 3D

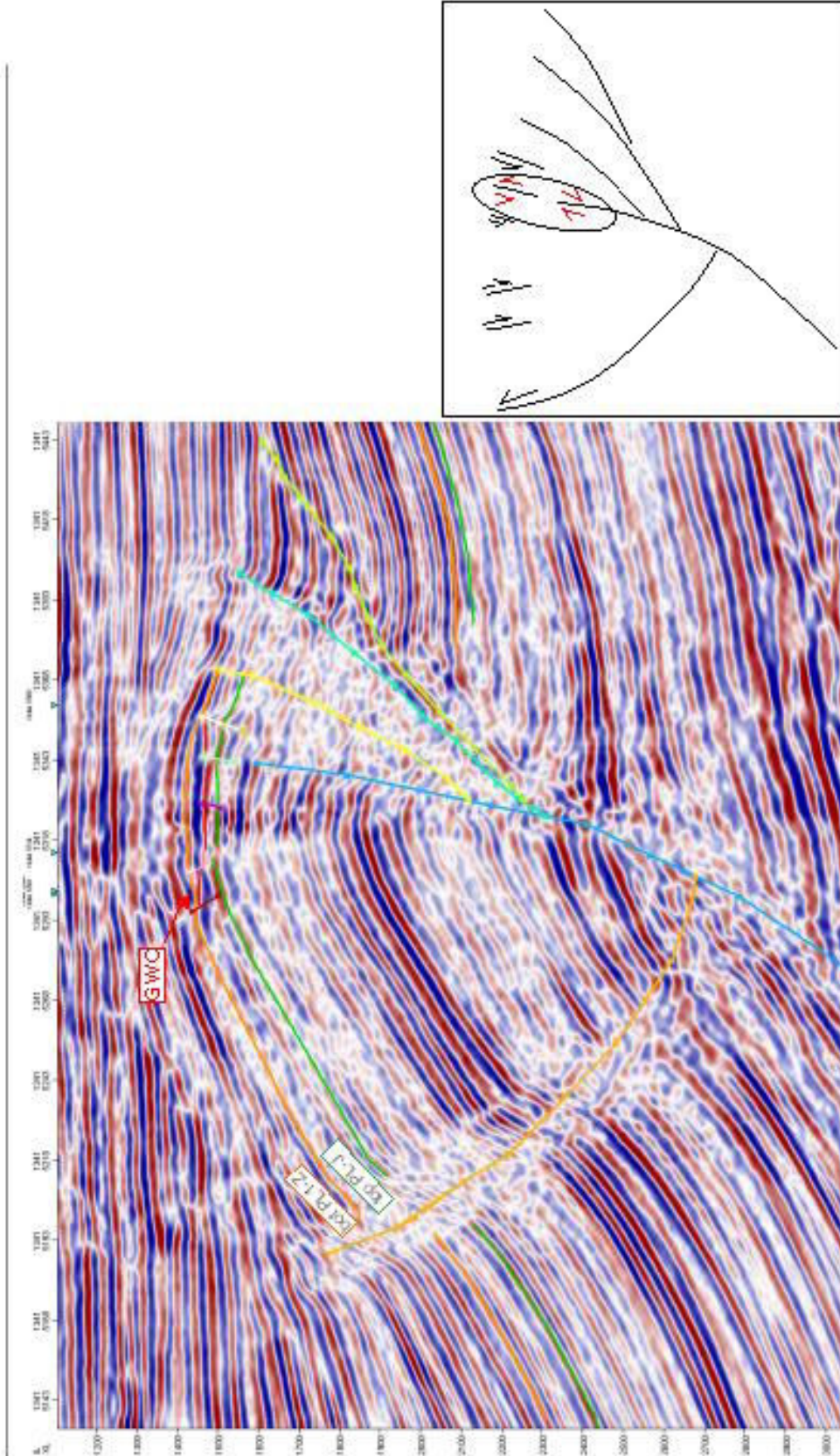


Fig. 4.4



ALFONSINE 2

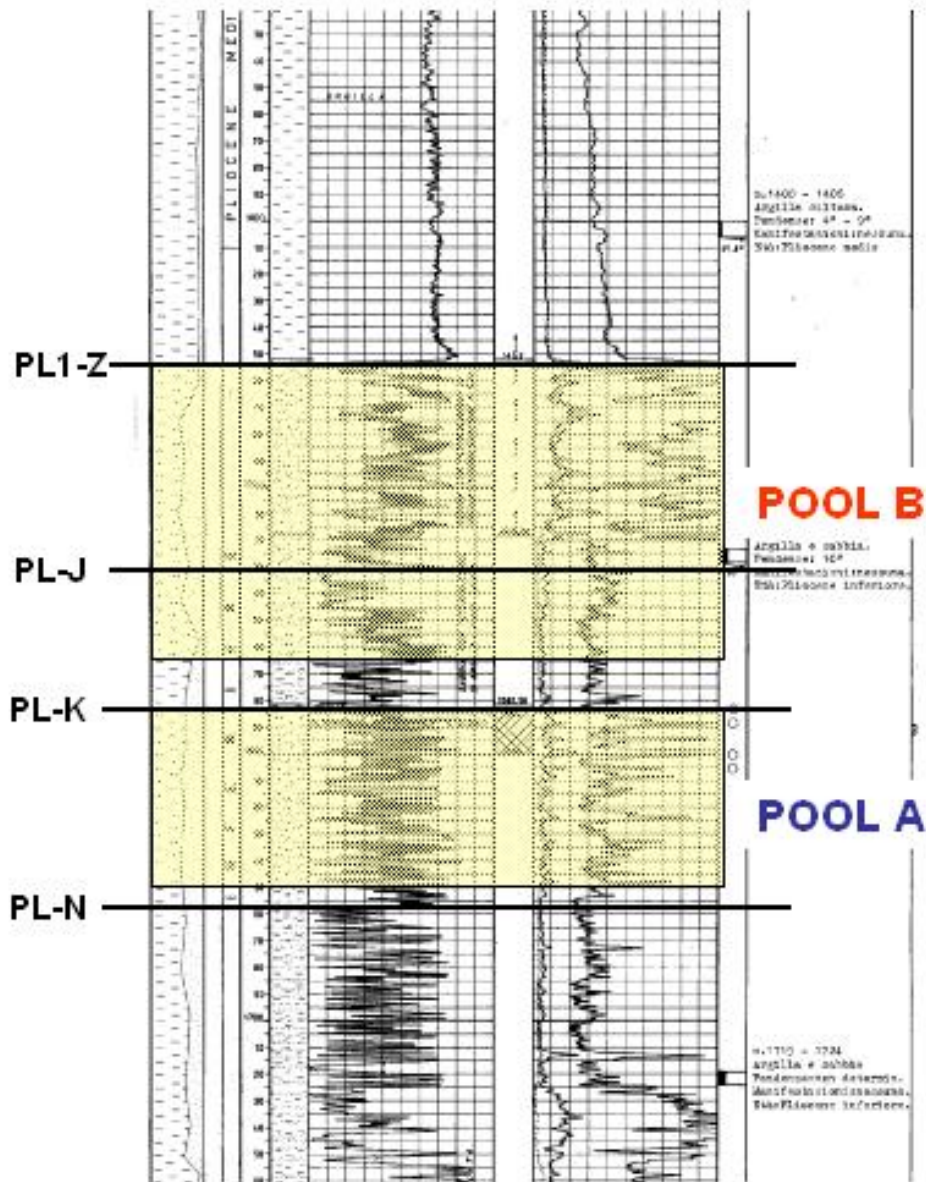


Fig. 4.5



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 37 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

ALFONSINE 6

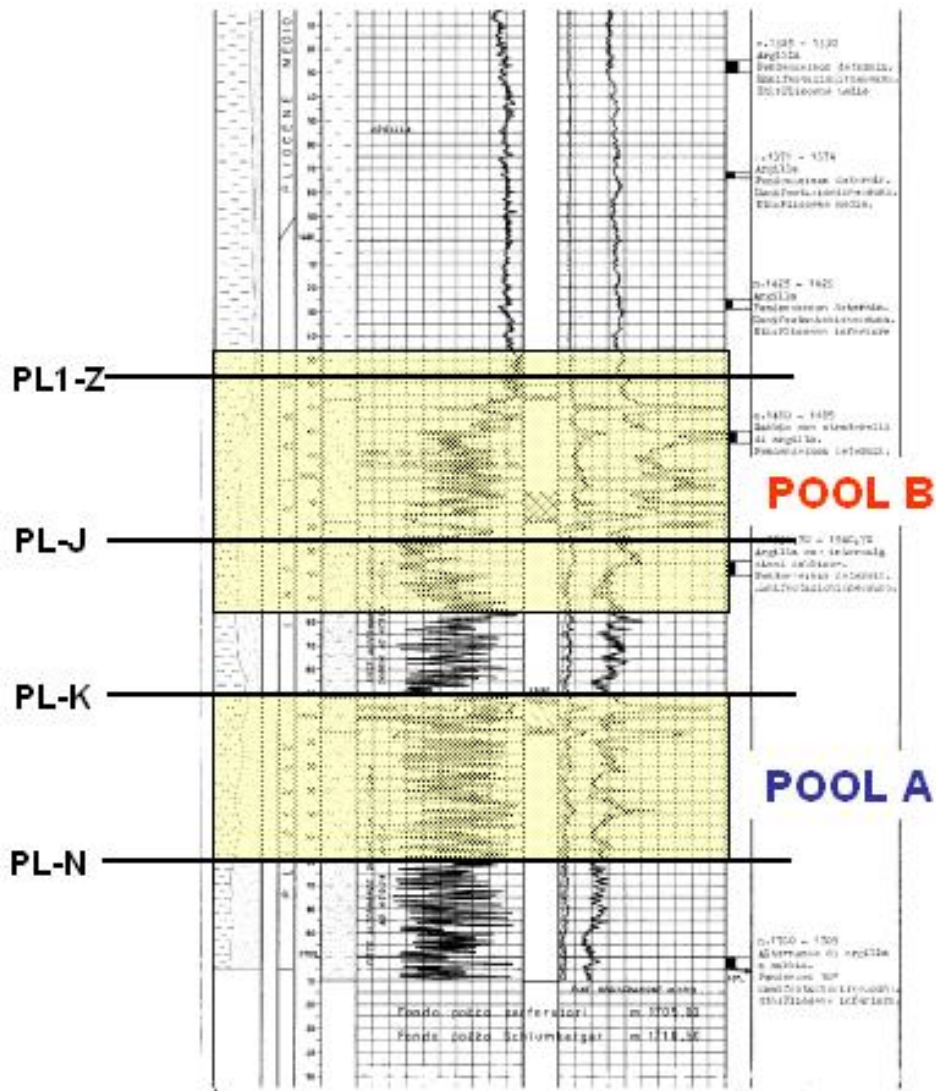


Fig. 4.6

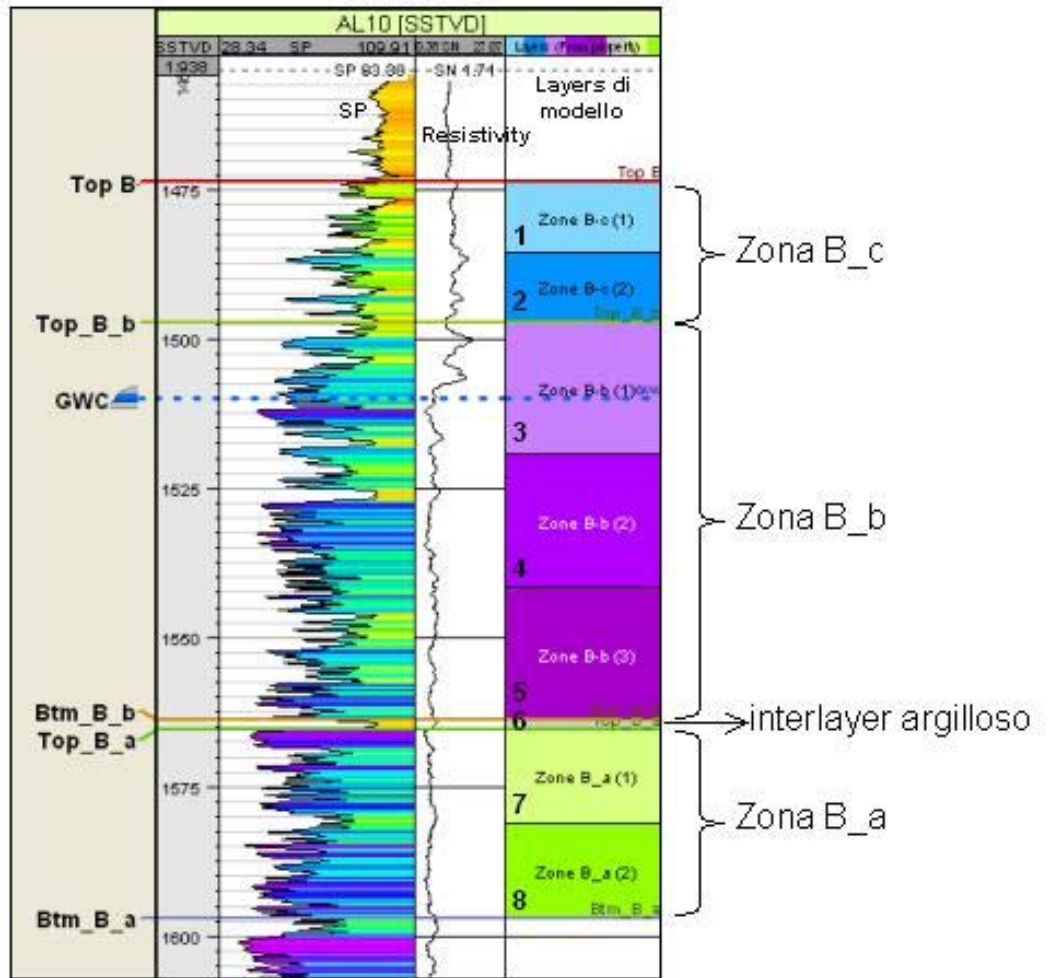
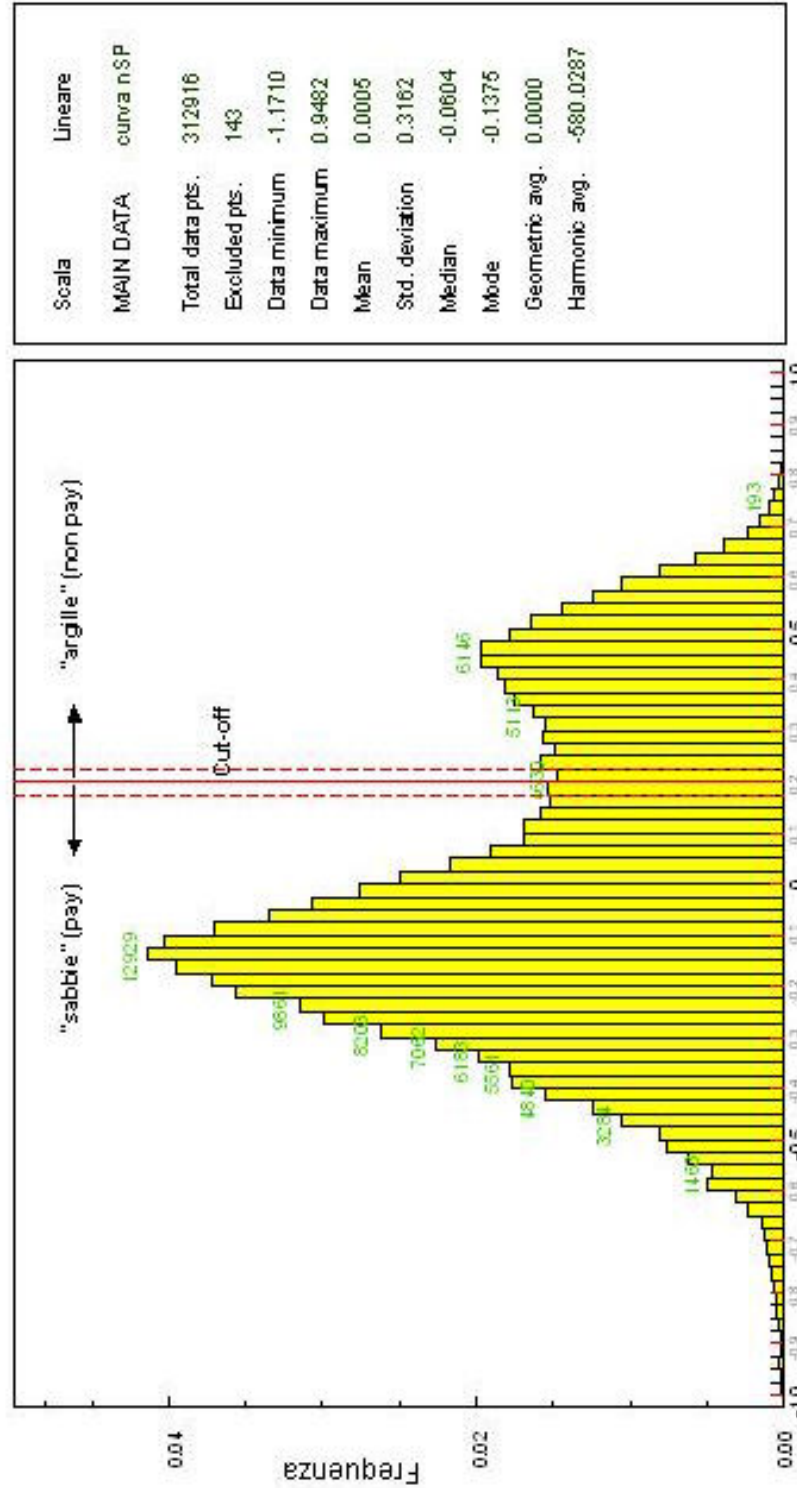


Fig. 5.1



Istogramma di frequenza della curva nSP



Distribuzione dei valori della curva nSP

Fig. 5.2



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

MAPPA NET/GROSS – LAYER B_c

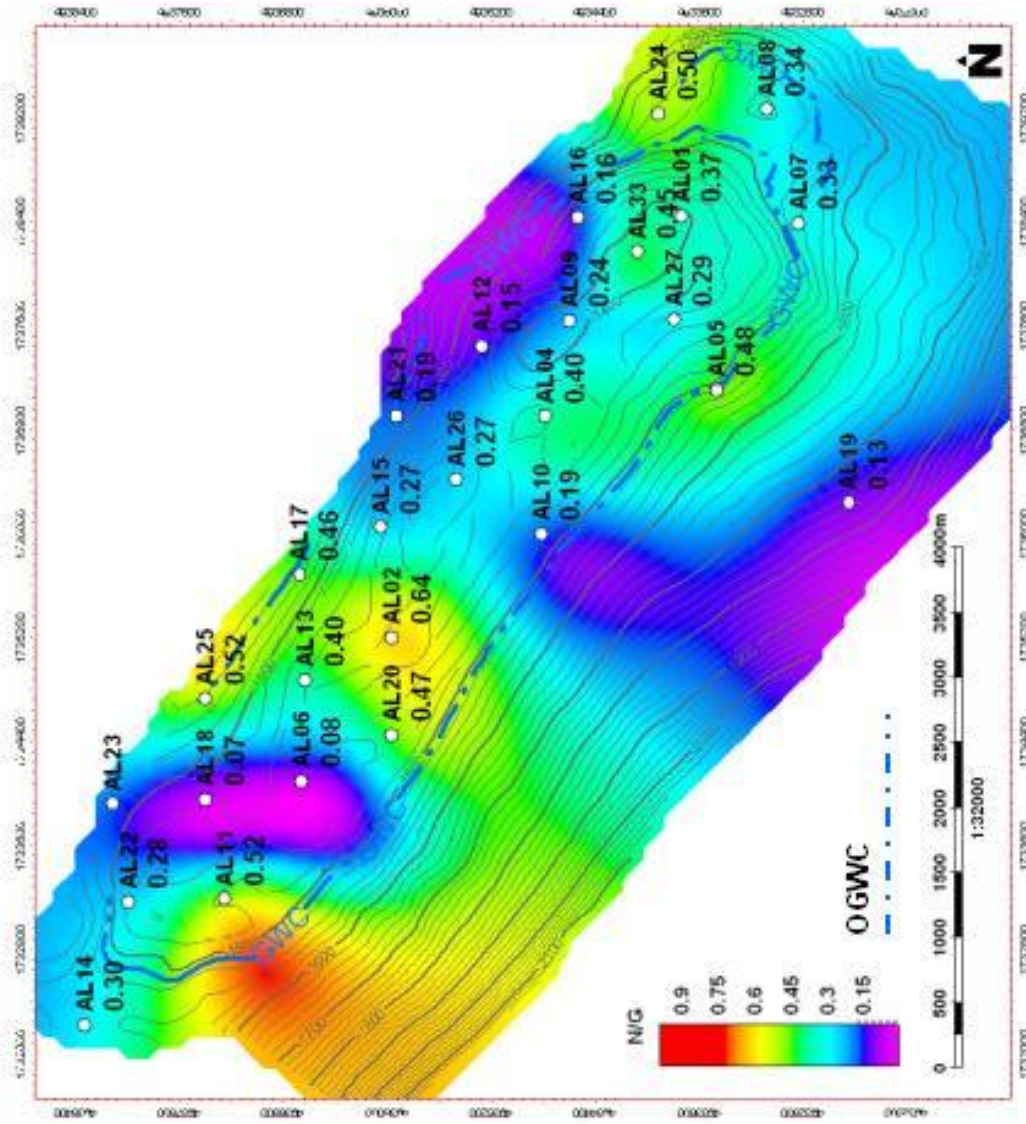


Fig. 5.3



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

MAPPA NET/GROSS – LAYER B_b

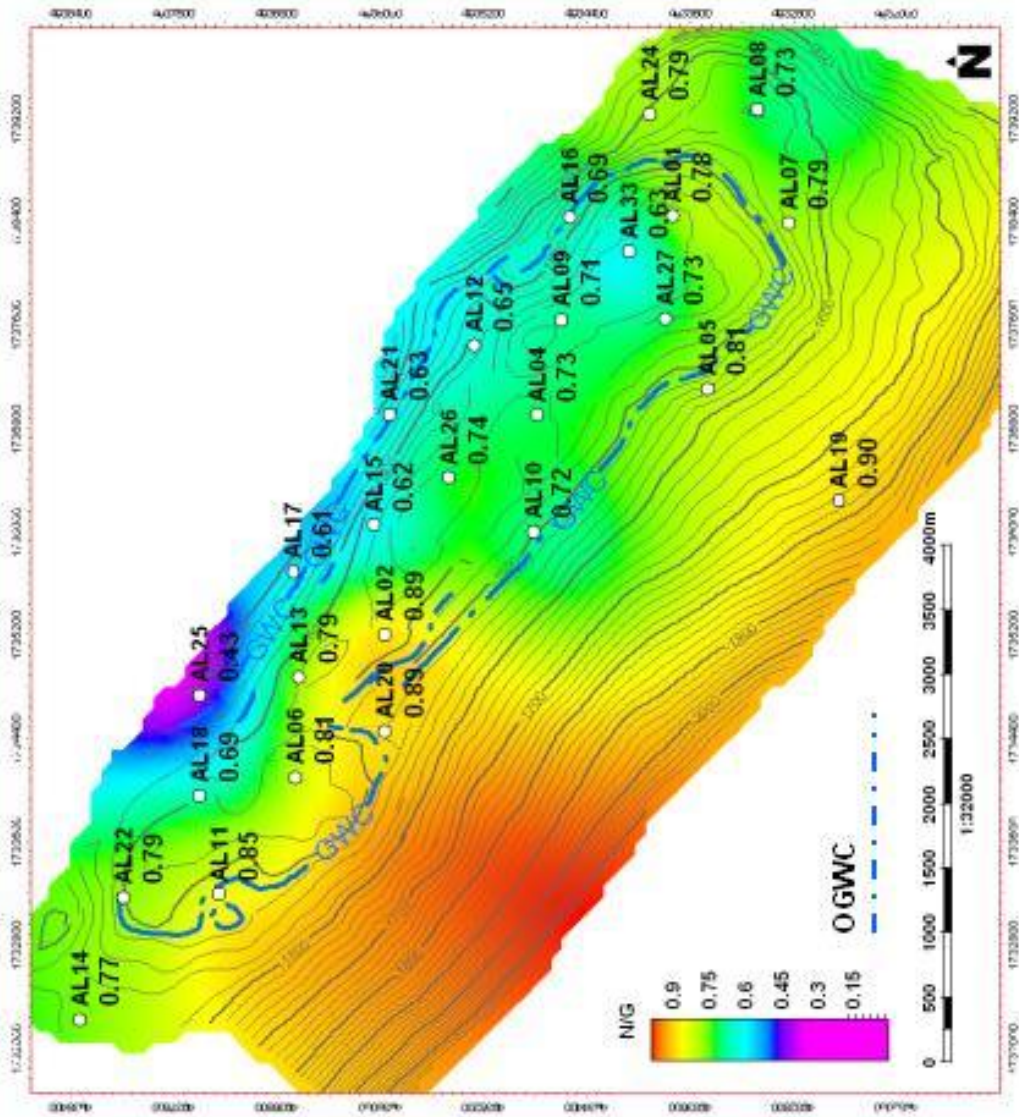


Fig. 5.4



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

MAPPA NET/GROSS – LAYER B_a

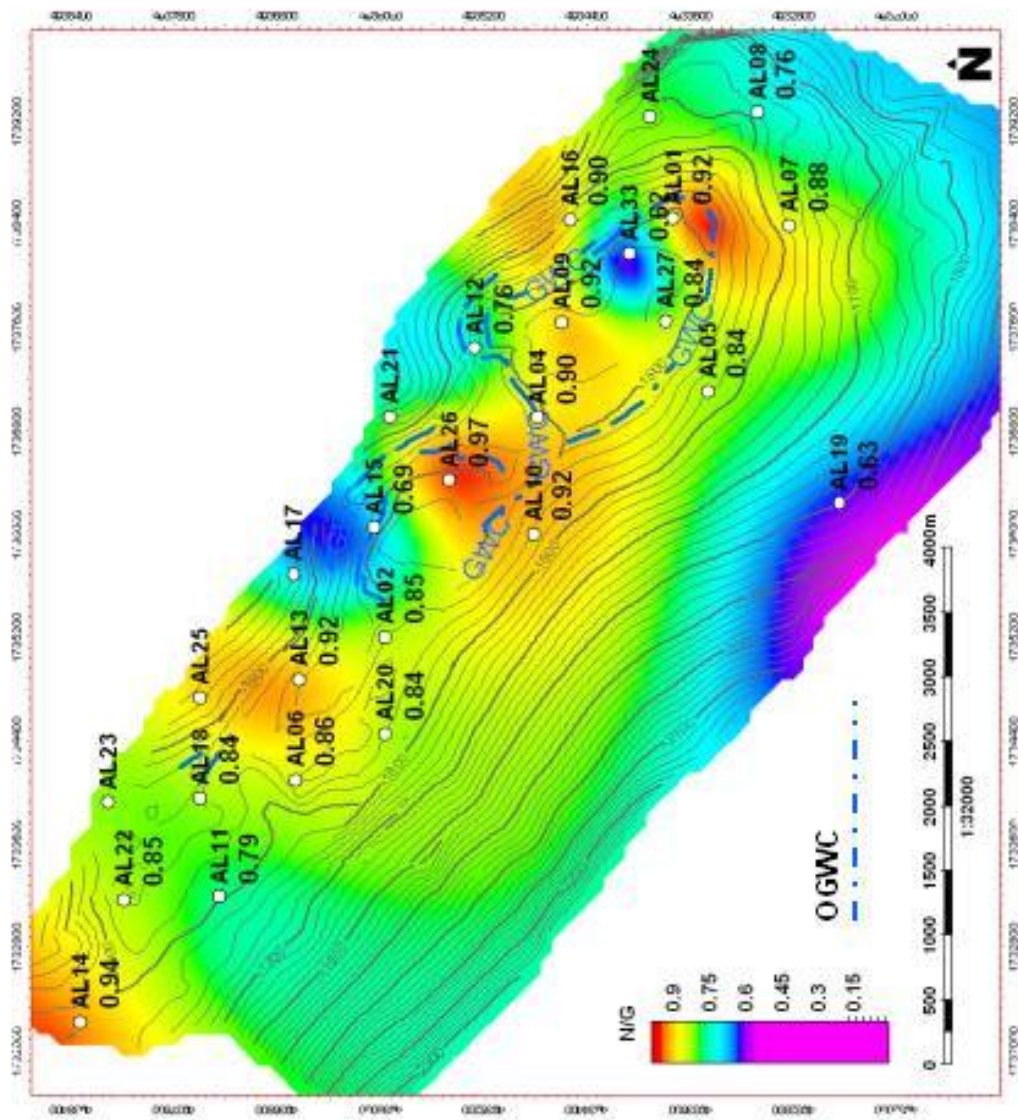


Fig. 5.5



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

COMPARTIMENTAZIONE DEL GIACIMENTO E OGWC

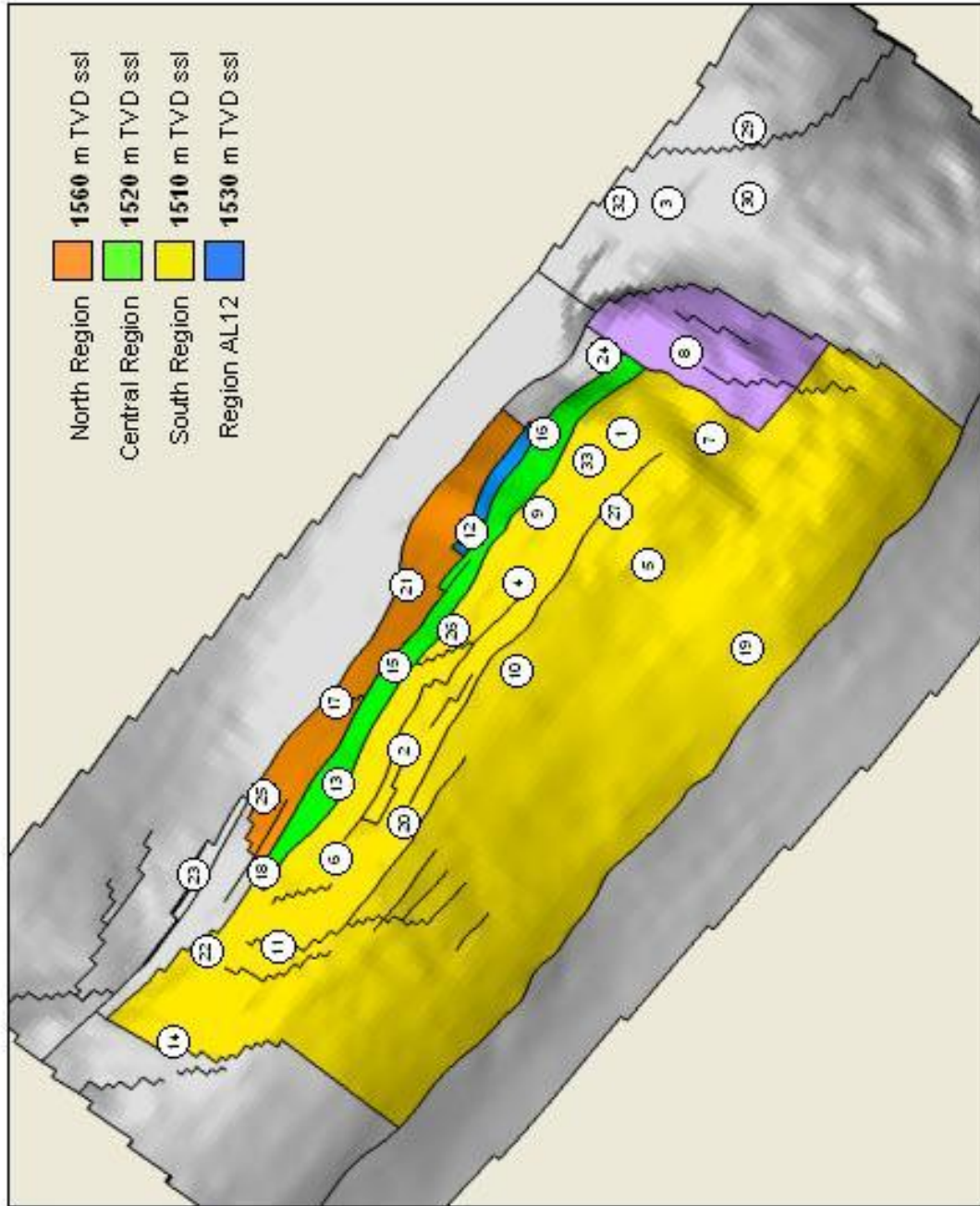


Fig. 6.1



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 44 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

MAPPA STRUTTURALE TOP POOL B

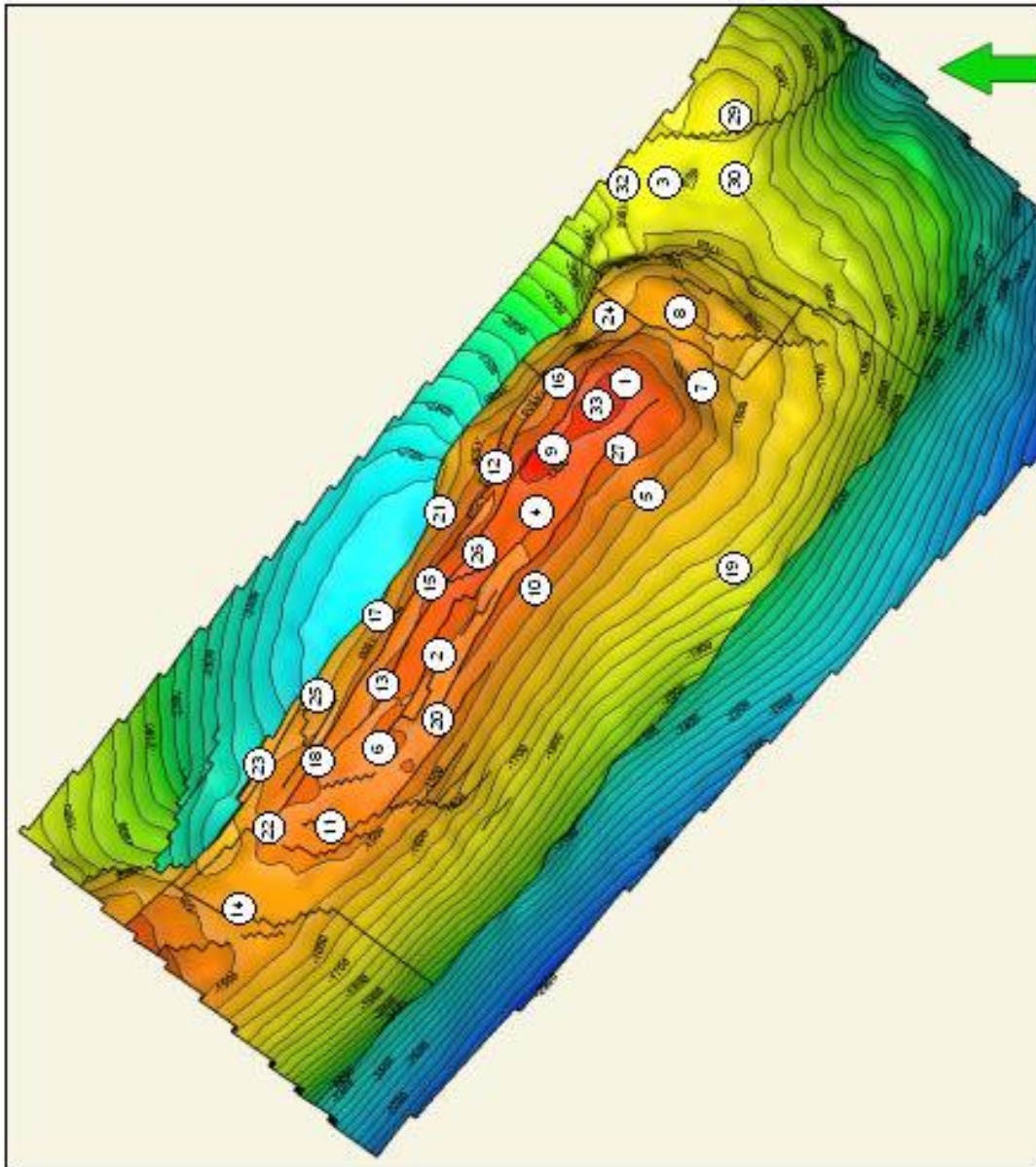


Fig. 6.2



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

TOP POOL B – AREA MINERALIZZATA

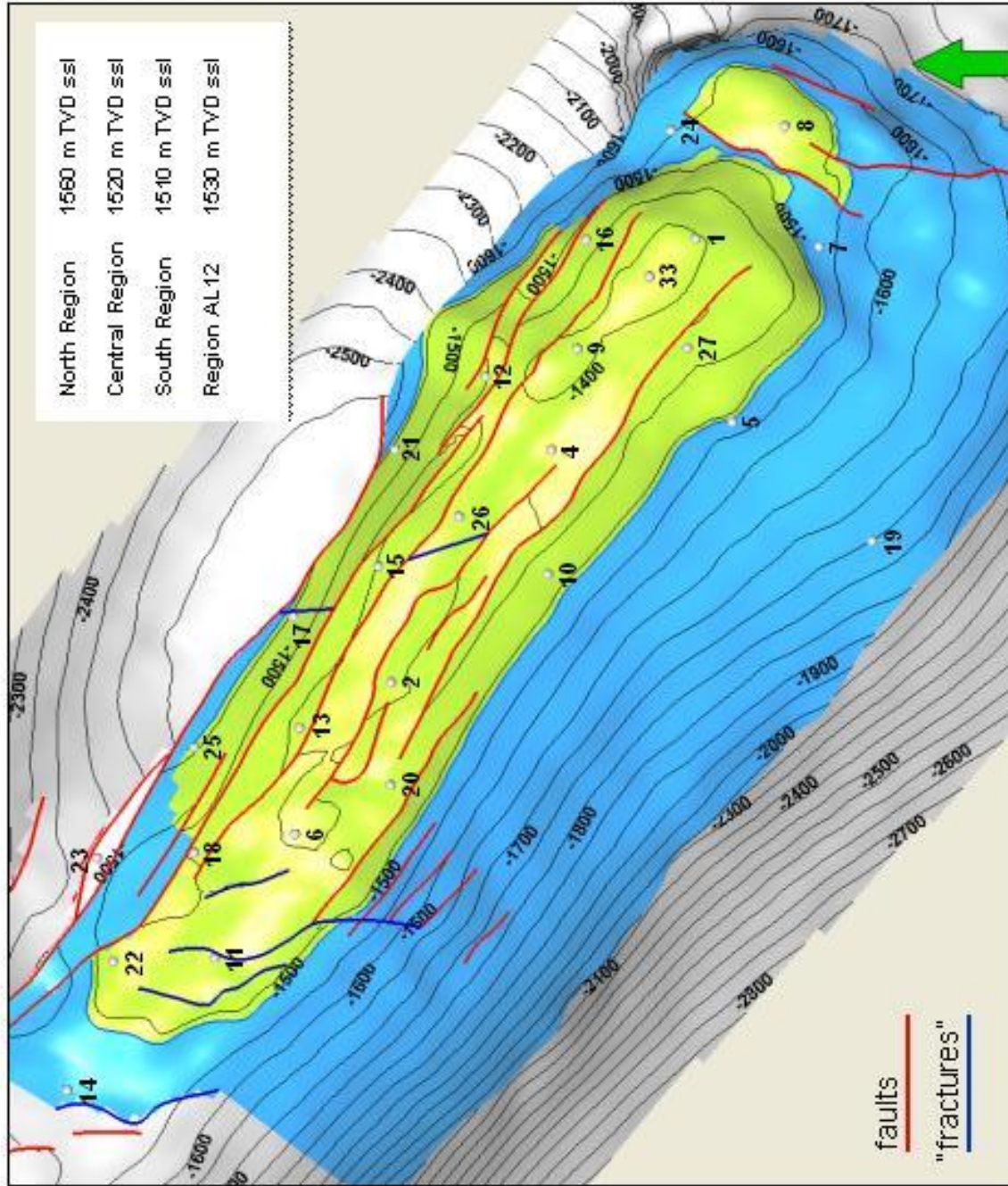


Fig. 6.3



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

SEZIONE LONGITUDINALE

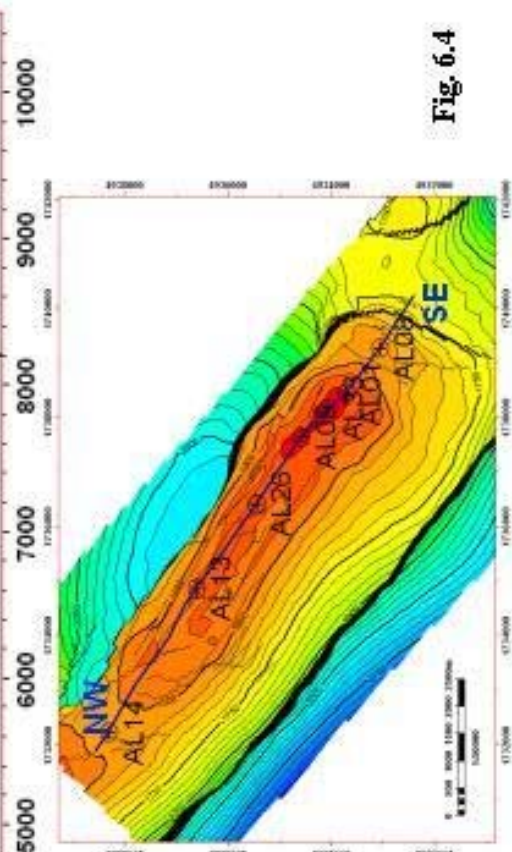
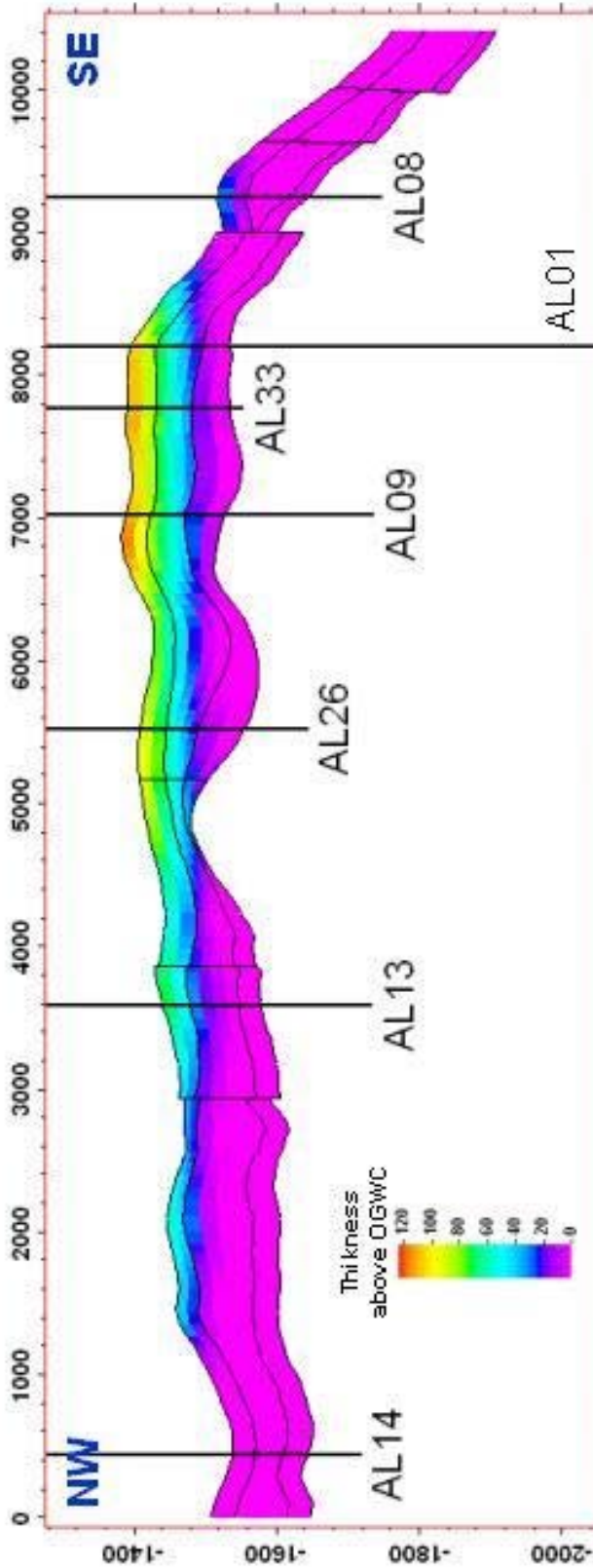


Fig. 6.4



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

SEZIONE TRASVERSALE

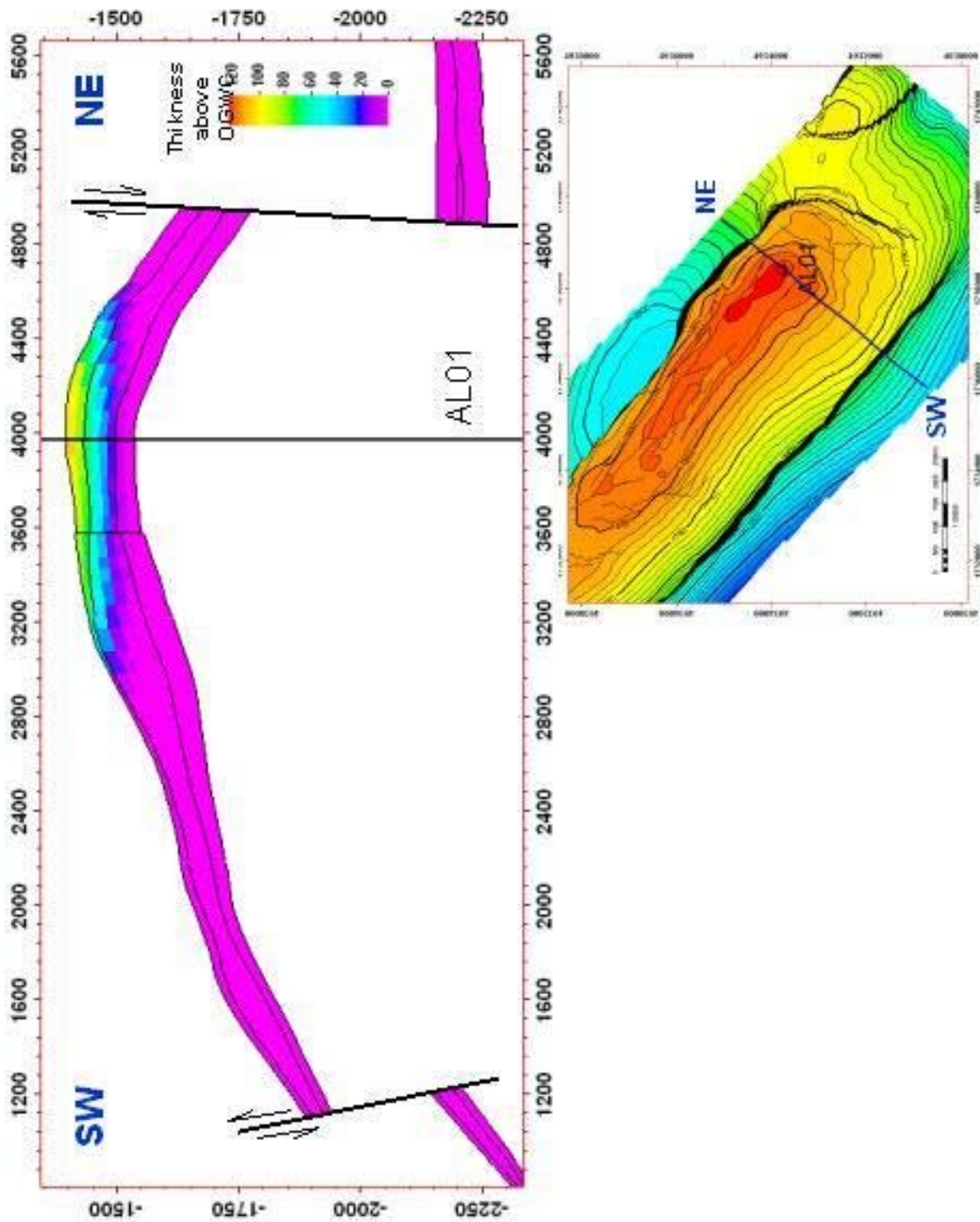


Fig. 6.5



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG **48** DI 58
AGGIORNAMENTI:

0			
---	--	--	--

TABELLE

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI					
Bottom PLQ-D					
Pozzo	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	1132	1132	1267	1738447	4933730
AL02	1130	1130	1243	1735205	4935960
AL03	1163	1163	1294	1740808	4933261
AL04	1136	1136	1241	1736905	4934786
AL05	1155	1155	1304	1737108	4933465
AL06	1118	1118	1244	1734097	4936662
AL07	1165	1165	1318	1738392	4932832
AL08	1165	1165	1287	1739267	4933081
AL09	1133	1133	1242	1737642	4934597
AL10	1144	1144	1255	1735998	4934815
AL11	1104	1104	1237	1733192	4937247
AL12	1139	1139	1279	1737440	4935269
AL13	1120	1120	1245	1734871	4936628
AL14	1100	1100	1235	1732225	4938325
AL15	1120	1120	1256	1736217	4936090
AL16	1150	1150	1287	1738440	4934534
AL17	1133	1133	1287	1735687	4936673
AL18	1107	1107	1239	1733960	4937398
AL19	1188	1188	1301	1736239	4932445
AL20	1150	1150	1263	1734453	4935964
AL21	1145	1145	1291	1736908	4935930
AL22	1099	1099	1235	1733165	4937988
AL23	1113	1113	1254	1733923	4938108
AL24	1159	1159	1300	1739236	4933914
AL25	1129	1129	1285	1734733	4937395
AL27	1118	1118	1252	1737649	4933794
AL28	1184	1184	1303	1741856	4931246
AL29 D	1340	1173	1303	1741446	4932378
AL30 D	1227	1178	1312	1740838	4932351
AL31	1167	1167	1314	1743128	4932112
AL32 D	1169	1155	1282	1740808	4933815
AL33	1130	1130	1244	1738170	4934071
RAVENNA 37	1123	1123	1279	1744799	4933272
SAN SAVINO 01	1195	1195	1298	1738503	4931600
VALLE DANE 01	1140	1140	1231	1737022	4934451
VISTOLI 01	1252	1252	1359	1737456	4930295
VISTOLI 01 D A	1330	1243	1344	1737748	4930558
VOLTANA 01	1189	1189	1298	1734638	4933622
VOLTANA 01 D A	1267	1182	1322	1734690	4934045

Tab. 4.1



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 50 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI					
Bottom PL1-Z					
Pozzo	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	1412	1412	1404	1738447	4933730
AL02	1452	1452	1444	1735205	4935960
AL03	1782	1782	1773	1740808	4933261
AL04	1429	1429	1422	1736905	4934786
AL05	1547	1547	1539	1737108	4933465
AL06	1457	1457	1446	1734097	4936662
AL07	1545	1545	1537	1738392	4932832
AL08	1529	1529	1518	1739267	4933081
AL09	1398	1398	1390	1737642	4934597
AL10	1480	1480	1474	1735998	4934815
AL11	1490	1490	1482	1733192	4937247
AL12	1512	1512	1504	1737440	4935269
AL13	1446	1446	1435	1734871	4936628
AL14	1546	1546	1537	1732225	4938325
AL15	1456	1456	1447	1736217	4936090
AL16	1484	1484	1477	1738440	4934534
AL17	1553	1553	1543	1735687	4936673
AL18	1463	1463	1453	1733960	4937398
AL19	2000	2000	1992	1736239	4932445
AL20	1478	1478	1469	1734453	4935964
AL21	1549	1549	1540	1736908	4935930
AL22	1484	1484	1474	1733165	4937988
AL23	1549	1549	1540	1733923	4938108
AL24	1585	1585	1576	1739236	4933914
AL25	1565	1565	1556	1734733	4937395
AL26	1418	1418	1409	1736416	4935464
AL27	1440	1440	1432	1737649	4933794
AL28	2124	2124	2112	1741856	4931246
AL29 D	1944	1726	1717	1741563	4932451
AL30 D	1864	1802	1793	1740840	4932409
AL31	2046	2046	2037	1743128	4932112
AL32 D	1823	1804	1795	1740807	4933761
AL33	1398	1398	1391	1738170	4934071

Tab. 4.2



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 51 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI Top PL J					
Pozzo	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	1520	1520	1513	1738447	4933730
AL02	1531	1531	1523	1735205	4935960
AL03	1806	1806	1797	1740808	4933261
AL04	1516	1516	1509	1736905	4934786
AL06	1524	1524	1513	1734097	4936662
AL08	1607	1607	1596	1739267	4933081
AL09	1512	1512	1504	1737642	4934597
AL10	1606	1606	1600	1735998	4934815
AL11	1574	1574	1566	1733192	4937247
AL12	1667	1667	1659	1737440	4935269
AL13	1559	1559	1548	1734871	4936628
AL14	1620	1620	1611	1732225	4938325
AL15	1633	1633	1625	1736217	4936090
AL16	1613	1613	1606	1738440	4934534
AL20	1595	1595	1586	1734453	4935964
AL23	1615	1615	1606	1733923	4938108
AL26	1535	1535	1526	1736416	4935464
AL28	2147	2147	2135	1741856	4931246
AL29 D	1944	1727	1717	1741563	4932451
AL30 D	1881	1819	1809	1740840	4932409
AL32 D	1851	1833	1823	1740807	4933760
AL33	1519	1519	1511	1738170	4934071

Tab. 4.3



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 52 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI Top PL K

Pozzo	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	1580	1580	1572	1738447	4933730
AL02	1583	1583	1574	1735205	4935960
AL03	1848	1848	1838	1740808	4933261
AL04	1584	1584	1578	1736905	4934786
AL06	1591	1591	1580	1734097	4936662
AL08	1663	1663	1652	1739267	4933081
AL09	1575	1575	1567	1737642	4934597
AL10	1679	1679	1672	1735998	4934815
AL11	1636	1636	1628	1733192	4937247
AL13	1629	1629	1619	1734871	4936628
AL14	1693	1693	1684	1732225	4938325
AL26	1604	1604	1595	1736416	4935464
AL28	2181	2181	2169	1741856	4931246
AL29 D	1980	1763	1753	1741565	4932452
AL30 D	1929	1868	1858	1740840	4932409
AL32 D	1897	1878	1868	1740807	4933758

Tab. 4.4



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 53 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI Top PL N

Pozzo	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	1648	1648	1640	1738447	4933730
AL02	1657	1657	1649	1735205	4935960
AL03	1912	1912	1903	1740808	4933261
AL04	1655	1655	1649	1736905	4934786
AL06	1662	1662	1651	1734097	4936662
AL09	1646	1646	1638	1737642	4934597
AL13	1703	1703	1693	1734871	4936628
AL29 D	2025	1807	1798	1741566	4932453
AL30 D	1978	1916	1906	1740840	4932410
AL32 D	1945	1926	1917	1740807	4933758

Tab. 4.5



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 54 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

RAPPORTO NET/GROSS POOL B

POZZO	Layer B_c	Layer B_b	Layer B_a
AL01	0,371	0,781	0,922
AL02	0,636	0,893	0,851
AL04	0,396	0,729	0,902
AL05	0,478	0,805	0,839
AL06	0,080	0,813	0,864
AL07	0,329	0,789	0,876
AL09	0,243	0,706	0,918
AL10	0,185	0,716	0,918
AL11	0,517	0,853	0,789
AL12	0,149	0,652	0,762
AL13	0,395	0,785	0,923
AL14	0,300	0,770	0,937
AL15	0,267	0,617	0,694
AL16	0,160	0,693	0,900
AL17	0,461	0,606	
AL18	0,069	0,686	0,837
AL19	0,129	0,899	0,632
AL20	0,471	0,894	0,844
AL21	0,193	0,631	
AL22	0,280	0,785	0,846
AL24	0,504	0,789	
AL25	0,517	0,428	
AL26	0,274	0,741	0,967
AL27	0,110	0,728	0,844
AL33	0,452	0,626	0,620
			Tab. 5.1



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI
TOP POOL B

POZZO	T.R. m	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	5,7	1401,5	1401,5	1395,8	1738447.12	4933730.50
AL02	7,7	1451,5	1451,5	1443,8	1735212.50	4935967.50
AL03	9,3	1782,0	1782,0	1772,7	1740799.25	4933261.00
AL04	6,6	1447,0	1447,0	1440,4	1736905.12	4934786.50
AL05	7,6	1522,5	1522,5	1514,9	1737108.25	4933465.00
AL06	10,6	1456,7	1456,7	1446,1	1734158.62	4936598.00
AL07	8,5	1545,0	1545,0	1536,5	1738391.75	4932832.50
AL08	11,4	1529,0	1529,0	1517,6		
AL09	8,2	1398,0	1398,0	1389,8	1737658.00	4934578.00
AL10	6,2	1480,0	1480,0	1473,8	1735997.88	4934811.50
AL11	8,4	1490,0	1490,0	1481,6	1733191.88	4937247.00
AL12	7,4	1460,5	1460,5	1453,1	1737435.62	4935265.50
AL13	10,7	1450,0	1450,0	1439,3	1734942.62	4936540.50
AL14	8,7	1546,0	1546,0	1537,3	1732271.62	4938264.50
AL15	9,0	1456,3	1456,3	1447,3	1736051.88	4936048.50
AL16	7,2	1480,0	1480,0	1472,8	1738529.25	4934506.00
AL17	9,9	1553,0	1553,0	1543,1	1735687.50	4936670.00
AL18	9,2	1462,0	1462,0	1452,8	1734013.75	4937346.50
AL19	8,6	1760,0	1760,0	1751,4	1736239.00	4932444.50
AL20	8,9	1478,0	1478,0	1469,1	1734498.50	4935939.50
AL21	9,2	1549,0	1549,0	1539,8	1736908.00	4935923.50
AL22	9,8	1483,5	1483,5	1473,7	1733211.38	4937928.50
AL23	9,0	1526,0	1526,0	1517,0	1733968.25	4938066.00
AL24	8,5	1562,0	1562,0	1553,5	1739236.38	4933911.00
AL25	9,3	1565,0	1565,0	1555,7	1734733.38	4937389.00
AL26	9,2	1418,0	1418,0	1408,8	1736387.62	4935447.50
AL27	8,2	1436,0	1436,0	1427,8	1737648.75	4933794.00
AL28	11,8					
AL29 D	9,2	1945,0	1725,6	1716,4		
AL30 D	9,4	1865,0	1802,0	1792,6	1740824.50	4932418.00
AL31	9,0					
AL32 D	9,4	1823,0	1804,3	1794,9	1740788.88	4933539.00
AL33	7,3	1398,0	1398,0	1390,8	1738172.12	4934072.50

Tab. 6.1



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI
BOTTOM POOL B

POZZO	T.R. m	MD	TVD	TVDSS	X	Y
AL01	5,7	1542,0	1542,0	1536,3	1738447.12	4933730.50
AL02	7,7	1581,5	1581,5	1573,8	1735212.50	4935967.50
AL03	9,3	1806,1	1806,1	1796,8	1740799.25	4933261.00
AL04	6,6	1545,5	1545,5	1538,9	1736905.12	4934786.50
AL05	7,6	1621,0	1621,0	1613,4	1737108.25	4933465.00
AL06	10,6	1590,0	1590,0	1579,4	1734158.62	4936598.00
AL07	8,5	1658,0	1658,0	1649,5	1738391.75	4932832.50
AL08	11,4	1620,0	1620,0	1608,6		
AL09	8,2	1537,0	1537,0	1528,8	1737658.00	4934578.00
AL10	6,2	1603,0	1603,0	1596,8	1735997.88	4934811.50
AL11	8,4	1635,0	1635,0	1626,6	1733191.88	4937247.00
AL12	7,4	1590,0	1590,0	1582,6	1737435.62	4935265.50
AL13	10,7	1588,0	1588,0	1577,3	1734942.62	4936540.50
AL14	8,7	1652,0	1652,0	1643,3	1732271.62	4938264.50
AL15	9,0	1545,6	1545,6	1536,6	1736051.88	4936048.50
AL16	7,2	1638,0	1638,0	1630,8	1738529.25	4934506.00
AL17	9,9					
AL18	9,2	1608,0	1608,0	1598,8	1734013.75	4937346.50
AL19	8,6	1828,0	1828,0	1819,4	1736239.00	4932444.50
AL20	8,9	1624,0	1624,0	1615,1	1734498.50	4935939.50
AL21	9,2					
AL22	9,8	1611,0	1611,0	1601,2	1733211.38	4937928.50
AL23	9,0	1549,0	1549,0	1540,0	1733968.25	4938066.00
AL24	8,5					
AL25	9,3					
AL26	9,2	1565,8	1565,8	1556,6	1736387.62	4935447.50
AL27	8,2					
AL28	11,8					
AL29 D	9,2					
AL30 D	9,4				1740824.50	4932418.00
AL31	9,0					
AL32 D	9,4				1740788.88	4933539.00
AL33	7,3				1738172.12	4934072.50

Tab. 6.2



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 57 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI ALFONSINE - QUOTA OGWC POOL B

POZZO	T.R. m	OGWC (m tvdss)	AREA
AL01	5,7	1517,0	Meridionale
AL02	7,7	1519,0	Meridionale
AL03	9,3	acqua	fianco SE
AL04	6,6	1517,0	Meridionale
AL05	7,6	acqua	fianco SE
AL06	10,6	1518,0	Meridionale
AL07	8,5	acqua	fianco SE
AL08	11,4	1569,0	Sud-orientale
AL09	8,2	1515,0	Meridionale
AL10	6,2	1513,0	Meridionale
AL11	8,4	1515,5	Meridionale
AL12	7,4	1537,5	Alfonsine 12
AL13	10,7	1524,0	Meridionale
AL14	8,7	acqua	fianco NW
AL15	9,0	1528,5	Centrale
AL16	7,2	1528,5	Centrale
AL17	9,9	1565,0	Settentrionale
AL18	9,2	1530,0	Centrale
AL19	8,6	acqua	fianco SE
AL20	8,9	1517,5	Meridionale
AL21	9,2	1570,0	Settentrionale
AL22	9,8	1522,5	Meridionale
AL23	9,0	acqua	fianco NW
AL24	8,5	acqua	fianco SE
AL25	9,3	1570,0	Settentrionale
AL26	9,2	1514,5	Meridionale
AL27	8,2	1514,0	Meridionale
AL28	11,8	acqua	fianco SE
AL29 D	9,2	1975,0	struttura satellite
AL30 D	9,4	acqua	fianco SE
AL31	9,0	acqua	fianco SE
AL32 D	9,4	acqua	fianco SE
AL33	7,3	1494,0	Meridionale

Tab. 6.3



Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

PAG 58 DI 58
AGGIORNAMENTI:

0

CAMPO DI ALFONSINE - TAGLI STRATIGRAFICI
POOL A (da studio 1993)

POZZO	TOP			BOTTOM		
	MD	TVD	TVDSS	MD	TVD	TVDSS
AL01	1579,0	1579,0	1571,6	?????	?????	?????
AL02	1582,5	1582,5	1574,3	1648,5	1648,5	1640,3
AL03	1832,0	1832,0	1822,7	> td	> td	> td
AL04	1583,0	1583,0	1576,4	> td	> td	> td
AL06	1591,5	1591,5	1581,3	1661,5	1661,5	1651,3
AL08	1663,5	1663,5	1652,1	> td	> td	> td
AL09	1576,0	1576,0	1567,8	> td	> td	> td
AL10	1678,0	1678,0	1671,8	> td	> td	> td
AL11	1636,0	1636,0	1627,6	> td	> td	> td
AL12	1702,0	1702,0	1694,3	> td	> td	> td
AL13	1629,0	1629,0	1618,3	> td	> td	> td
AL14	1692,0	1692,0	1683,3	> td	> td	> td
AL23	1569,0	1569,0	1559,9	> td	> td	> td
AL26	1604,0	1604,0	1594,8	> td	> td	> td

Tab. 6.4



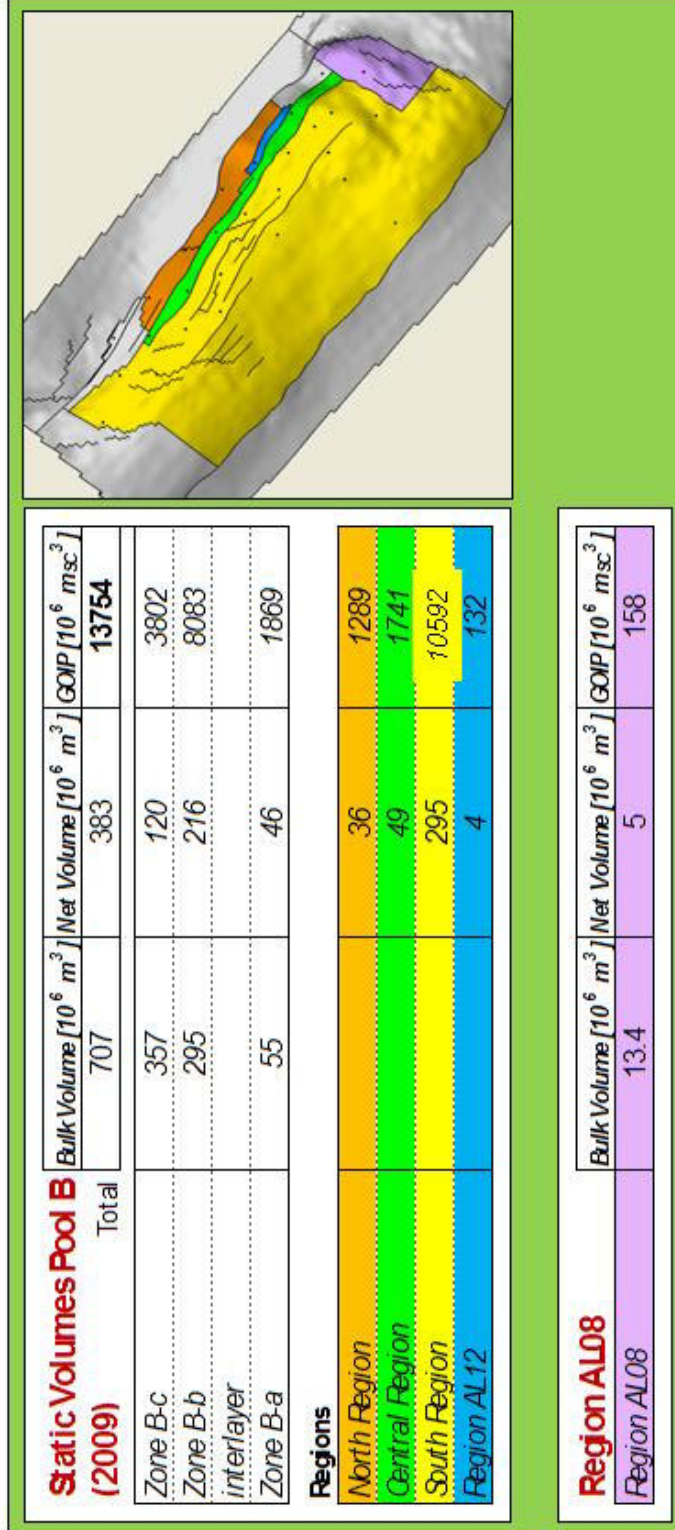
Stogit

CAMPO DI ALFONSINE

Modello statico 3D

0

CALCOLO DEL GOIP STATICO



Static Volumes Pool B (2001)			
	Net Volume [10 ⁶ m ³]	GOIP [10 ⁶ msc ³]	
Total	359	12597	
Zone B-c	120	3742	
Zone B-b	213	7808	
Zone B-a	26	1047	

Tab. 7.1



**petroleum
engineering
group**



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 ALFONSINE

Concessione Livello B

**STUDIO DINAMICO DEL GIACIMENTO
PER LA CONVERSIONE AD ATTIVITÀ DI
STOCCAGGIO DI GAS NATURALE**

Settembre 2009



INDICE

1	PREFAZIONE	1
2	INQUADRAMENTO GEOLOGICO	2
3	DATI GENERALI DEL GIACIMENTO	3
4	MODELLO DINAMICO	4
4.1	Definizione del modello dinamico	4
4.1.1	<i>Discretizzazione</i>	4
4.1.2	<i>Pressione iniziale e contatto gas-acqua</i>	5
4.1.3	<i>Caratterizzazione petrofisica</i>	5
4.1.4	<i>Trammissività</i>	6
4.1.5	<i>Pressioni capillari e permeabilità relative</i>	6
4.1.6	<i>Caratteristiche dei fluidi</i>	6
4.1.7	<i>Caratteristiche dell'acquifero</i>	7
4.1.8	<i>GOIP dinamico</i>	7
4.1.9	<i>Definizione dei pozzi</i>	7
4.2	Calibrazione del modello.....	8
5	SIMULAZIONE DEL COMPORTAMENTO FUTURO	9
5.1	Durata delle simulazioni.....	9
5.2	Pozzi di stoccaggio	9
5.3	Scenari di forecast	9
5.3.1	<i>Scenario di sviluppo base</i>	9
5.3.1.1	<i>Ricostituzione</i>	10
5.3.1.2	<i>Cicli di stoccaggio</i>	10
5.3.2	<i>Variazione delle condizioni operative</i>	11
5.4	Calcolo delle riserve.....	11
5.5	Determinazione del Cushion Gas	12
	ACRONIMI	13
	BIBLIOGRAFIA	14
	FIGURE	15
	TABELLE	18



1 PREFAZIONE

Il presente rapporto descrive i risultati dello studio di giacimento condotto da Politecnico di Torino – *Petroleum Engineering Group* per valutare le potenziali prestazioni del campo di Alfonsine – Livello B nell'ipotesi di utilizzo del giacimento per lo stoccaggio sotterraneo del gas naturale.

Lo studio ha riguardato la realizzazione di un modello dinamico 3D del giacimento messo a punto sulla base di tutti i dati disponibili. Una volta calibrato il modello dinamico, è stata analizzata la risposta del sistema secondo diversi possibili scenari, preliminarmente concordati con Stogit S.p.A., per definire la migliore strategia di sviluppo e di gestione dello stoccaggio.

2 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il giacimento di Alfonsine è ubicato in pianura Padana a circa 20 km verso nord-ovest dalla città di Ravenna (*figura 1*).

Da un punto di vista geologico il campo di Alfonsine è situato nella zona sud-orientale del bacino del fiume Po, dove spinte di origine appenninica hanno dato vita alla formazione di serie di pieghe e sovrascorrimenti orientati NO-SE coinvolgendo i sedimenti pliocenici e quaternari provenienti dalle Alpi e dagli Appennini. In particolare il giacimento si colloca nell'arco delle pieghe Ferraresi-Romagnole che si accavallano con faglie inverse sulla monoclinale pedealpina ed adriatica. In quest'area la fase compressiva più evidente è tardopliocenica-pleistocenica (studio di giacimento GIAI, 1993).

La struttura di Alfonsine è una anticlinale orientata NO-SE sovrascorsa in direzione NE parallelamente ai sovrascorrimenti principali della struttura Ferrarese. A SO l'anticlinale è delimitata da una faglia inversa antitetica. I livelli mineralizzati si collocano all'interno della Formazione Porto Corsini (Pliocene inferiore). La tenuta idraulica del giacimento è garantita da una copertura di 100-120 m di spessore costituita da Argille del Santerno (Pliocene medio-superiore). La *figura 2* mostra una interpretazione semplificata del modello deposizionale e le principali discontinuità strutturali.

Il presente studio ha riguardato il *pool B*, ovvero il livello minerario primario del giacimento di Alfonsine. Il livello B rappresenta la porzione sommitale della Formazione di Porto Corsini ed è caratterizzato, da un punto di vista litologico, da sottili alternanze di argille e sabbie mineralizzate a gas. L'analisi delle carote mostra come i depositi presenti siano prevalentemente relativi a flussi gravitativi con alternanze di sabbie fini/silt e silt argillosi/argille di origine torbida di spessore dell'ordine centimetrico-decimetrico, con rari livelli sabbiosi metrici (STOC - ENI E&P, 2001).

La zona di culmine del *pool B* è interessata da un sistema di faglie parallele al sovrascorrimento principale che suddividono la struttura in quattro blocchi allungati in direzione NO-SE. Le differenti quote del contatto gas-acqua originale, indicano una parziale compartimentazione dei blocchi prima dello sfruttamento del campo dovuto probabilmente alla complessità strutturale. Nella zona SE una faglia normale con andamento circa ortogonale al sistema di faglie principale separa il blocco del pozzo Alfonsine 8 dall'area di culmine.

Il *pool B* ha uno spessore medio di circa 130 m. L'interpretazione del profilo litologico dei pozzi ha portato ad una suddivisione del *reservoir* in tre sottolivelli, denominati rispettivamente livello B-c, livello B-b e livello B-a, per tener conto di un miglioramento progressivo delle caratteristiche petrofisiche all'aumento della profondità, in accordo con la zonazione stratigrafica già definita per il modello del 2001.



3 DATI GENERALI DEL GIACIMENTO

Il giacimento principale del campo di Alfonsine è stato scoperto nel 1953 con il pozzo ALF01 ed è entrato in produzione nel maggio del 1957; la produzione primaria è proseguita fino al dicembre del 2000.

Sono stati perforati un totale di 33 pozzi, di cui 20 utilizzati durante la fase di produzione primaria nel livello principale B :

- 13 perforati nell'Area Sud: Alfonsine 1, Alfonsine 2, Alfonsine 4, Alfonsine 6, Alfonsine 9, Alfonsine 10, Alfonsine 11, Alfonsine 13, Alfonsine 20, Alfonsine 22, Alfonsine 26, Alfonsine 27, Alfonsine 33
- 3 perforati nell'Area Centro: Alfonsine 15, Alfonsine 16, Alfonsine 18
- 2 perforati nell'Area Nord: Alfonsine 17, Alfonsine 21
- 1 perforato nel blocco di SE: Alfonsine 8
- 1 perforato nel blocco di NE: Alfonsine 12

Attualmente tutti i pozzi del campo risultano chiusi, 11 dei quali non minerariamente, mentre il pozzo Alfonsine 33 (ricompletato) risulta essere disponibile come pozzo di sviluppo per lo stoccaggio.

La pressione iniziale alla profondità (*datum depth*) di 1497 m ss era pari a 166.8 barsa; la zona del pozzo Alfonsine 8, isolata dal resto del campo, aveva un valore di pressione iniziale pari a 175.4 barsa @ *datum depth* (1497 m ss).

Alla fine della fase di produzione primaria (dicembre 2000) la pressione statica era scesa al valore di circa 84.4 barsa a fronte di una produzione cumulativa di gas per il solo livello B è pari a **8538,3** 10⁶ m_{SC}³. La produzione cumulativa di gas a fine produzione primaria non include la produzione del pozzo Alfonsine 8, che risulta idraulicamente separato dal resto del giacimento.

All'interno del campo di Alfonsine sono stati individuati diversi contatti gas/acqua e in particolare:

- Area sud: 1510 m TVD ss (pozzi: 1, 2, 4, 6, 9, 10, 11, 13, 20, 22, 26, 27, 33,);
- Area centrale: 1520 m TVD ss (pozzi: 15, 18, 16);
- Area nord: 1560 m TVD ss (pozzi: 17, 21, 25);
- Area del pozzo Alfonsine 12: 1530 m TVD ss (pozzo: 12);
- Area del pozzo Alfonsine 8: 1557 m TVD ss (pozzo: 8).

La risalita dell'acquifero per effetto della produzione risulta evidente nella parte ovest del campo ed è stata rilevata nei pozzi marginali della zona sud. Nella zona est, invece, che chiude per progressiva variazione di facies da sabbie a silt e argille, non si sono rilevate variazioni significative del contatto gas-acqua.



4 MODELLO DINAMICO

La simulazione del comportamento dinamico del campo di Alfonsine è stata effettuata in tre fasi distinte: inizializzazione, *history match* e risposta del sistema durante la futura attività di stoccaggio (*forecast*).

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 futuro dello stoccaggio secondo diversi criteri di svaso e di ricostituzione, preliminarmente concordati con Stogit S.p.A., con l'obiettivo di individuare il miglior scenario di sviluppo e la strategia di gestione del campo. 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 sino ad una pressione minima di testa pozzo pari a 70 barsa in seguito alla realizzazione di 19 nuovi pozzi verticali e dell'utilizzo del pozzo già esistente Alfonsine 33.

4.1 Definizione del modello dinamico

In fase di modellizzazione dinamica il *reservoir* è stato suddiviso in cinque zone, delimitate da faglie longitudinali che attraversano il campo: la zona Nord, la zona Centro, la zona Sud, la zona Pozzo 12 e la zona Pozzo 8 (quest'ultima non verrà però utilizzata per lo stoccaggio di gas).

4.1.1 Discretizzazione

La discretizzazione areale adottata nel *grid* del modello dinamico varia a seconda delle diverse zone del campo. In particolare, le celle hanno una dimensione in pianta variabile da 65 a 100 m in direzione X e da 40 a 175 m in direzione Y. Nella **figura 3** 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 campo di Alfonsine è stato suddiviso in 9 *layers*: 3 *layers* per il livello B_c, 3 *layers* per il livello B_b e 3 *layers* per il livello B_a (**figura 4**). La discretizzazione è stata effettuata per descrivere adeguatamente la successione stratigrafica ma anche i completamenti di ogni pozzo e per permettere la segregazione dei fluidi presenti in giacimento. La dimensione verticale delle celle del modello dinamico varia da un minimo di circa 0.15 m fino a un massimo di circa 64 m.



Il modello impiegato nel presente studio è costituito complessivamente da 179 x 93 x 9 celle (149823), di cui 16708 sono attive.

Nelle **figure 5 e 6** sono riportate rispettivamente la sezione longitudinale A – A' e la sezione trasversale B – B' del *grid* adottato per il campo di Alfonsine.

4.1.2 Pressione iniziale e contatto gas-acqua

Il modello dinamico del campo di Alfonsine è stato inizializzato definendo cinque regioni di equilibratura, ognuna con relativo contatto gas-acqua originale e relativa pressione iniziale alla profondità (*datum depth*) di 1497 m ss, e in particolare:

- Area sud: OGWC = 1510 m TVD ss, $p_i = 167$ barsa;
- Area centrale: OGWC = 1520 m TVD ss, $p_i = 167$ barsa;
- Area nord: OGWC = 1560 m TVD ss, $p_i = 167$ barsa;
- Area del pozzo Alfonsine 12: OGWC = 1530 m TVD ss, $p_i = 167$ barsa;
- Area del pozzo Alfonsine 8: OGWC = 1557 m TVD ss, $p_i = 175.4$ barsa.

4.1.3 Caratterizzazione petrofisica

La stima del *net to gross* (NTG) è stata effettuata sulla base dei *log* di potenziale spontaneo (SP) normalizzati nell'intervallo *reservoir*, definendo un unico *cut-off* per tutti i pozzi. Il *cut-off* è stato calibrato sui valori di NTG calcolati da carota al pozzo Alfonsine 33.

Il NTG è stato mappato interpolando i valori tra i pozzi generando rispettivamente una mappa per la zona B-a, B-b e B-c.

In assenza di nuovi dati di pozzo i parametri petrofisici adottati sono quelli desunti dallo studio del 2001. In particolare, si è utilizzato un valore medio di porosità del 22% per la zona B-c, del 26% per la zona B-b e del 28% per la zona B-a. In fase di *history match* i valori di porosità sono stati poi modificati rispetto ai valori inizialmente assegnati definendo opportuni moltiplicatori di volume poroso che agiscono localmente in modo da poter riprodurre adeguatamente il comportamento dinamico del sistema storicamente osservato.

Per la saturazione in acqua irriducibile si è invece considerato un valore costante del 18% per tutto il giacimento.

Per quanto riguarda la permeabilità orizzontale, sulla base dei campioni di carota recuperati e delle prove di produzione effettuate (pozzi Alfonsine 1, Alfonsine 18 e Alfonsine 33) è stato stimato un valore medio di permeabilità pari a circa 20 mD per la zona B-c, 40 mD per la zona B-b e 120 mD per la zona B-a. Anche se i risultati delle prove di laboratorio sembrano indicare che le permeabilità verticali siano pari alle permeabilità orizzontali, per tenere conto della presenza di intercalazioni argillose che influenzano la comunicazione verticale tra i livelli e che rendono il sistema anisotropo e sulla scorta dei risultati ottenuti in fase di calibrazione del modello, a ciascun livello è stato assegnato un moltiplicatore di trasmissibilità pari a 0.1.



Nella **tabella 1** è riportato un prospetto riassuntivo dei valori di porosità, di saturazione in acqua e di permeabilità orizzontali assegnati a ciascun *layer* del modello dinamico.

4.1.4 Trasmissività

Sulla base dell'andamento delle pressioni misurate (ottenute mediante profili statici eseguiti durante la vita del campo) è possibile identificare un unico andamento, rappresentativo del comportamento dinamico di tutto il campo (**figura 7**). Le zone Sud, Centro e Nord del giacimento, in origine ipotizzate idraulicamente separate per effetto della presenza di faglie longitudinali che attraversano il campo, sembrano invece essere tutte in comunicazione, sebbene molto blanda.

Da un punto di vista dinamico le faglie rappresentate nel modello numerico sono state descritte attraverso barriere di trasmissività, 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 trasmissiva) ad un valore massimo pari a 1 (barriera idraulica).

4.1.5 Pressioni capillari e permeabilità relative

A causa della carenza di informazioni da carote, la curva delle pressioni capillari impiegata nel modello dinamico è stata adottata in base all'esperienza maturata su formazioni litologicamente analoghe.

In fase di *history match* si è agito assegnando un diverso valore di pressione capillare rispettivamente alle zone Sud, Centro e Nord del campo, in modo da riprodurre in modo soddisfacente il tempo di *breakthrough* dell'acqua ai pozzi. In particolare è stato assunto un valore di pressione capillare pari a 1.5 bar per la zona B-c, a 1 bar per la zona B-b e a 0.5 bar per la zona B-a. L'utilizzo di pressioni capillari variabili a scala di campo ha così permesso di simulare la produzione di acqua in modo adeguato.

Anche le curve di permeabilità relativa, in assenza di dati di laboratorio, sono state adottate per analogia con formazioni litologicamente analoghe. Le curve sono state opportunamente denormalizzate rispettando il valore di saturazione in acqua irriducibile del campo di Alfonsine. 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*. Le curve di permeabilità relativa adottate sono riportate nella **figura 8**.

4.1.6 Caratteristiche dei fluidi

Le analisi composizionali del gas prelevato durante la produzione primaria evidenziano la presenza di gas secco con una percentuale di metano pari al 99.56%. I parametri termodinamici della miscela gassosa sono stati ottenuti utilizzando l'equazione di stato di Peng – Robinson (temperatura del giacimento pari a 45°C). I casi di *forecast* sono stati condotti ipotizzando di

iniettare gas con le stesse caratteristiche chimico-fisiche del gas prodotto durante la fase di produzione primaria (“Campo di Alfonsine – Livello B – STUDIO DI GIACIMENTO – MODELLO DINAMICO – Giugno 2001”).

La curva del fattore di volume e della viscosità del gas in funzione della pressione sono riportate rispettivamente nella **figura 9** e nella **figura 10**.

L’acqua presente nel *pool* B e campionata durante la produzione primaria ha una densità pari a 1060 kg/m³. Il fattore di volume dell’acqua risulta pari a 1.008, mentre la viscosità è pari a 0.7 cP. La compressibilità dell’acqua impiegata nel modello dinamico è pari a $6 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$. Per definire questi ultimi tre parametri si è fatto ricorso a valori di letteratura.

4.1.7 Caratteristiche dell’acquifero

Poiché il campo di Alfonsine ha evidenziato una leggerissima ripressurizzazione durante il periodo di chiusura seguito alla fase di produzione primaria, si può ragionevolmente ritenere che il *pool* sia caratterizzato dalla presenza di un acquifero con spinta debole che agisce dalla zona nord del campo. La zona sud è delimitata da un secondo acquifero, anch’esso con spinta estremamente debole. Un terzo acquifero agisce in corrispondenza del blocco di NE storicamente prodotto dal solo pozzo Alfonsine 12.

Per riprodurre il comportamento storicamente osservato del campo in termini di pressioni e soprattutto di produzione di acqua si è dimostrato efficace utilizzare un acquifero periferico di tipo analitico (*Carter-Tracy*). Per modulare l’ingresso di acqua in giacimento sono state utilizzate diverse permeabilità dell’acquifero, anch’esse variabili a seconda della zona e comprese tra 12 e 50 mD. 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 **figura 11** mostra una rappresentazione del modello dinamico con l’indicazione delle celle marginali in cui sono stati definiti i 3 diversi acquiferi del campo.

4.1.8 GOIP dinamico

Il volume originario del gas in posto (GOIP) è stato calcolato per via dinamica in seguito alla calibrazione dei parametri petrofisici nella fase di *history match*. Il GOIP dinamico dell’intero livello B del campo di Alfonsine è pari a $12717 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

4.1.9 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). Nella **tabella 2** sono riportati, per ciascun pozzo, le coordinate di testa, i *layers* di modello aperti alla produzione, il blocco di appartenenza e le dimensioni del *tubing*.



4.2 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 a fondo pozzo e dalla produzione di acqua registrati a partire dalla data del 30/04/1957 e fino al 31/12/2000, ovvero al termine della produzione primaria.

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 giacimento (WBPH) è riportato, pozzo per pozzo, nelle **figure 12 - 31**. Dall'analisi dei risultati si può osservare che le differenze fra le pressioni simulate e i valori misurati sono generalmente molto contenute e, pertanto, il *match* risulta soddisfacente. Nel caso dei pozzi Alfonsine 2 e Alfonsine 6 l'andamento delle pressioni simulate risulta sottostimare leggermente i dati di pressione misurati: è verosimile, anche se non vi sono riscontri oggettivi, che la porzione di giacimento drenata da questi due pozzi rappresenti una sorta di compartimento, pur sempre in comunicazione idraulica con il resto del giacimento, con migliori caratteristiche petrofisiche e/o con una maggiore saturazione in gas rispetto a quanto assegnato nel modello dinamico.

Per quanto riguarda la zona Nord del campo, si rileva che non esistono dati di pressione misurati che possano confermare in modo inequivocabile la comunicazione idraulica con il resto del campo. Tuttavia, alla luce dei risultati ottenuti in fase di calibrazione del modello, la zona non sembrerebbe completamente separata dalla zona Centro, con la quale invece sussisterebbe una debole comunicazione attraverso una delle faglie fraposte alle due zone.

In termini di portata di acqua prodotta il *match* risulta del tutto adeguato sia a livello di *pool* (**figura 32**) sia a livello dei singoli pozzi. Nelle **figure 33 – 52** vengono confrontate, per tutti i pozzi, le portate di acqua simulata (WWPR) e le portate di acqua misurate (WWPRH).

Si fa notare che sono stati adeguatamente riprodotti sia i 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 e alla data del 31/12/2000 (saturazione attuale) sono riportate rispettivamente nelle **figure 53 e 54**.



5 SIMULAZIONE DEL COMPORTAMENTO FUTURO

Una volta ottenuta una calibrazione soddisfacente, il modello numerico del giacimento di Alfonsine 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.

5.1 Durata delle simulazioni

La simulazione del comportamento futuro del giacimento ha assunto come ipotesi di studio una data iniziale del 01/04/2010 e comprende, dopo una fase preliminare di ricostituzione del campo, 10 cicli di stoccaggio completi. L'erogazione del gas, per ciascun ciclo di stoccaggio, inizia il 21 novembre e termina il 7 aprile dell'anno seguente; al termine è stata prevista una settimana di chiusura per operazioni di misura e manutenzione. Il periodo di iniezione del gas avviene tra il 14 aprile e il 15 novembre ed è anch'esso seguito da una settimana di chiusura, nuovamente dedicata ad operazioni di misura e manutenzione, prima della successiva fase di svaso.

5.2 Pozzi di stoccaggio

Nella fase di *forecast* il pozzo esistente, ALF-33 completato con tubino di produzione da 5", è stato considerato idoneo alla conversione per le attività di stoccaggio. Inoltre tutti gli scenari considerati prevedono che i pozzi da realizzare *ex novo* siano completati con tubini di produzione da 5" o da 7".

5.3 Scenari di forecast

Per valutare le migliori modalità di gestione del campo nella futura attività di stoccaggio sotterraneo del gas naturale, sono stati simulati numerosi possibili scenari, variando sia le condizioni di esercizio del campo sia il numero di nuovi pozzi da perforare.

5.3.1 Scenario di sviluppo base

Sulla base dei risultati ottenuti mediante la simulazione del comportamento dinamico del giacimento sia durante la fase di ricostituzione sia durante l'attività di stoccaggio vera e propria, si è verificato che, in aggiunta al pozzo esistente ALF-33, è necessaria la realizzazione di 19 nuovi pozzi a tipologia direzionata, riportati nello studio con il nome rispettivamente : V01, V02, V03, V05, V05-1, V06, V07, V09, V11_1, V10, V12, V13, C, D_1, D, E_1, NEW1, NEW2, NEW3. La valutazione dell'ubicazione dei pozzi da realizzare *ex novo* è stata effettuata secondo un processo di ottimizzazione, mirato a massimizzare il valore del *working gas*. Nella **figura 5** è riportata la pianta del giacimento con l'indicazione delle *locations* dei nuovi pozzi,



mentre nella **tabella 3** sono riportati gli intervalli produttivi e le tipologie di completamento adottate.

5.3.1.1 Ricostituzione

Le simulazioni della ricostituzione del campo hanno evidenziato che è possibile procedere ad una fase iniziale di ricostituzione limitata a 2 anni durante cui effettuare l'iniezione nei soli periodi estivi e immettere in giacimento un volume di gas complessivamente pari a c.a **3'220 10⁶ m³_{sc}**. In seguito a questa ricostituzione la pressione media di giacimento si avvicina a pressione originale, ed è pertanto possibile dare inizio alle attività di stoccaggio.

La fase di ricostituzione prevede:

- entro il 1 aprile 2010: perforazione di 19 pozzi nuovi;
- dal 1 aprile 2010 al 15 novembre 2011 (con chiusura del campo nel periodo da novembre 2010 a aprile 2011): ricostituzione iniziale del campo ad una pressione prossima a quella originale;

I vincoli adottati per simulare la fase iniziale di ricostituzione sono:

- portata massima di iniezione di campo pari a 15'000 10³ m³_{sc}/g;
- portata massima di iniezione di pozzo pari a 2 10³ m³_{sc}/g per i pozzi con tubino di produzione da 5" e pari a 3 10³ m³_{sc}/g per i pozzi con tubino di produzione da 7";
- pressione massima a fondo pozzo pari a 166.8 barsa.

5.3.1.2 Cicli di stoccaggio

Dall'21 novembre 2011 al 15 novembre 2021 è previsto che venga realizzata l'attività di stoccaggio di gas naturale secondo cicli costituiti da:

- 5 mesi di produzione (novembre – marzo);
- 7 mesi di iniezione (aprile – ottobre).

I vincoli imposti sono:

- portata massima di produzione di campo pari a 15'000 10³ m³_{sc}/g;
- portata massima di iniezione di campo pari a 15'000 10³ m³_{sc}/g;
- portata massima di iniezione di pozzo pari a 2'000 10³ m³_{sc}/g per i pozzi con tubino di produzione da 5" e pari a 3'000 10³ m³_{sc}/g per i pozzi con tubino di produzione da 7";

- portata massima di erogazione di pozzo pari a $1'500 \cdot 10^3 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$ per i pozzi con tubino di produzione da 5" e pari a $2'000 \cdot 10^3 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$ per i pozzi con tubino di produzione da 7";
- pressione massima a fondo pozzo pari 166.8 Barsa;
- pressione minima a testa pozzo pari a 70 Barsa in fase di erogazione;
- portata minima di produzione di pozzo pari a $100 \cdot 10^3 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$;
- WGR massimo di pozzo pari a 10^{-5} .

I risultati delle simulazioni indicano che, dopo 5 cicli di stoccaggio e attraverso l'impiego di 20 pozzi (19 pozzi nuovi + ALF-33) si raggiunge un **Working Gas** pari a circa **$1'846 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$** , pressoché stabilizzato e bilanciato. La durata del *plateau* di produzione risulta essere pari a **74 giorni**, mentre l'acqua prodotta durante la fase di svasso è pari a circa **$26 \text{ m}^3_{\text{ST}}$** .

Nella **tabella 4** vengono riassunti tutti i risultati dello scenario analizzato con l'indicazione del valore del *working gas*, del gas iniettato, dello *stock* massimo, della durata del *plateau* e del volume di acqua cumulativamente prodotto per ogni ciclo di stoccaggio simulato.

5.3.2 Variazione delle condizioni operative

Sulla base dei risultati ottenuti dallo scenario di sviluppo base, mantenendo la stessa strategia di ricostituzione, si è valutato un ulteriore scenario che prevede l'incremento della portata di produzione e iniezione da $15 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ a $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$.

Come nello scenario precedentemente analizzato, è stata considerata una pressione massima a fondo pozzo in fase di ricostituzione pari a quella originale (166.8 Barsa) e una FTHP_{min} pari a 70 Barsa.

Il **Working Gas** relativo al quinto svasso risulta essere pari a **$1'960 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$** e la durata del *plateau* di produzione risulta essere pari a **27 giorni**. L'acqua prodotta durante la fase di svasso è pari a **$34 \text{ m}^3_{\text{ST}}$** .

Nella **tabella 5** vengono riassunti tutti i risultati dello scenario analizzato con l'indicazione del valore del *working gas*, del gas iniettato, dello *stock* massimo, della durata del *plateau* e del volume di acqua cumulativamente prodotto per ogni ciclo di stoccaggio simulato.

La curva di erogabilità del campo, riferita al 5° ciclo di stoccaggio, è riportata nella **figura 56** ed è confrontata con quella dello scenario di sviluppo ottimizzato.

5.4 *Calcolo delle riserve*

La determinazione delle riserve è stata effettuata utilizzando i pozzi che ancora producevano al 31/12/01 (ALF-01, ALF-02, ALF-09, ALF-13, ALF-15, ALF-26, ALF-33) (**figura 57**), data in cui la produzione primaria è stata interrotta.



La valutazione è stata effettuata assegnando ai pozzi attivi del campo due diversi valori limite di pressione minima alla testa (FTHP_{min}): 45 Barsa (Riserve @ 45 Barsa) e 15 Barsa (Riserve @ 15 Barsa), e imponendo i seguenti limiti:

- portata di campo massima pari a $1000 \cdot 10^3 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$;
- Portata di campo minima pari a $100 \cdot 10^3 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$;
- Portata di pozzo massima pari alla portata storica del pozzo @ 31/12/2001;
- Portata di pozzo minima pari a $10 \cdot 10^3 \text{ m}^3_{\text{sc}}/\text{g}$;

Alla data del 30/11/2007, le **riserve @ 45 Barsa** sono state risultate pari a **2'021 $10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$** e le **riserve @ 15 Barsa** sono state risultate pari a **1'501 $10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$** .

Nella **tabella 6** vengono riepilogati i vincoli imposti e i risultati degli scenari per il calcolo delle riserve.

5.5 Determinazione del Cushion Gas

Il modello di giacimento è stato utilizzato per definire il valore delle riserve ancora recuperabili e, conseguentemente, del *Cushion Gas*. La valutazione del volume del *Cushion Gas* viene effettuata nel modo seguente:

Cushion Gas = Riserve @ 15 Barsa + Stock massimo iniettato @ 5° ciclo di riferimento – Working Gas @ 70 Barsa .

Il valore delle riserve è stato calcolato ipotizzando di mettere in produzione il campo di stoccaggio dalle condizioni di fine produzione primaria (31/12/2001), e quindi con la situazione dei pozzi esistente a quella data, fino al raggiungimento della pressione di 15 Barsa. Le riserve @ 15 Barsa sono risultate pari a $2'021 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$. Avendo considerato come *Stock* massimo per il 5° ciclo di riferimento pari a $3'192 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$, e poiché il *Working gas* @ 70 Barsa è pari a $1960 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$, il **Cushion Gas** risulta pari a **$3'253 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$** con un'**efficienza del giacimento allo stoccaggio** pari a c.a **38%**. Nella **tabella 7** viene riepilogata la procedura per il calcolo del *Cushion Gas*. Pertanto il *Cushion Gas* da iniettare in giacimento risulterebbe pari a **$1232 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$** .



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
-
-



BIBLIOGRAFIA

Giacimento di Alfonsine – STUDIO DI GIACIMENTO E IPOTESI DI SVILUPPO – Agip GIAI
Settembre 2001

Campo di Alfonsine – Livello B – STUDIO DI GIACIMENTO – Modello Statico – ENI STOC –
Giugno 2001

Campo di Alfonsine – Livello B – STUDIO DI GIACIMENTO – Modello Dinamico – ENI
STOC – Giugno 2001

-



FIGURE

- Fig. 1 - Ubicazione del campo
- Fig. 2 - Modello deposizionale semplificato e principali discontinuità strutturali (Studio di giacimento GIAI, 1993)
- Fig. 3 - *Grid* del modello dinamico e distribuzione della profondità dei top delle celle
- Fig. 4 - Sottolivelli del Livello B
- Fig. 5 - Sezione longitudinale A – A' del campo
- Fig. 6 - Sezione trasversale B – B' del campo
- Fig. 7 - Pressione statiche misurate ai pozzi del campo di Alfonsine
- Fig. 8 - Curve di permeabilità relativa
- Fig. 9 - Curva del fattore di volume del gas
- Fig. 10 - Curva della viscosità del gas
- Fig. 11 - Acquiferi analitici utilizzati in fase di calibrazione
- Fig. 12 - Pozzo ALF01 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 13 - Pozzo ALF02 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 14 - Pozzo ALF04 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 15 - Pozzo ALF06 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 16 - Pozzo ALF09 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 17 - Pozzo ALF10 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 18 - Pozzo ALF11 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 19 - Pozzo ALF13 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 20 - Pozzo ALF20 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 21 - Pozzo ALF22 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)



- Fig. 22 - Pozzo ALF26 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 23 - Pozzo ALF27 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 24 - Pozzo ALF33 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 25 - Pozzo ALF15 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 26 - Pozzo ALF16 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 27 - Pozzo ALF18 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 28 - Pozzo ALF17 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 29 - Pozzo ALF21 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 30 - Pozzo ALF12 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 31 - Pozzo ALF18 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)
- Fig. 32 - Confronto tra produzione cumulativa di campo di acqua simulata (FWPT) e produzione cumulativa di campo di acqua misurata (FWPTH)
- Fig. 33 - Pozzo ALF01 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 34 - Pozzo ALF02 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 35 - Pozzo ALF04 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 36 - Pozzo ALF06 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 37 - Pozzo ALF09 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 38 - Pozzo ALF10 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 39 - Pozzo ALF11 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)



- Fig. 40 - Pozzo ALF13 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 41 - Pozzo ALF20 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 42 - Pozzo ALF22 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 43 - Pozzo ALF26 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 44 - Pozzo ALF27 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 45 - Pozzo ALF33 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 46 - Pozzo ALF15 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 47 - Pozzo ALF16 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 48 - Pozzo ALF18 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 49 - Pozzo ALF17 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 50 - Pozzo ALF21 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 51 - Pozzo ALF12 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 52 - Pozzo ALF08 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)
- Fig. 53 - *Top dei layers 1, 4, 7 con indicazione della saturazione in gas iniziale (01/01/1957)*
- Fig. 54 - *Top dei layers 1, 4, 7 con indicazione della saturazione a fine produzione primaria (31/12/2000)*
- Fig. 55 - *Top del pool B con indicazione della posizione della location dei pozzi nuovi*
- Fig. 56 - Confronto tra le curve di derogabilità riferite al 5° ciclo di stoccaggio, per i due scenari considerati
- Fig. 57 - *Top del pool B con indicazione della posizione della location dei pozzi aperti @ 31/12/2000*



TABELLE

- Tab. 1: Valori di porosità, di saturazioni in acqua irriducibile e di permeabilità orizzontali assegnati nel modello dinamico
- Tab. 2: Coordinate dei pozzi, cluster di appartenenza e livelli aperti alla produzione
- Tab. 3: Riepilogo delle coordinate di modello, *layers* aperti e tipologia di completamento per i 19 pozzi nuovi
- Tab. 4: Riepilogo dei risultati per lo scenario di sviluppo base
- Tab. 5: Riepilogo dei risultati per lo scenario che prevede una variazione delle condizioni operative
- Tab. 6: Calcolo delle riserve – Descrizione degli scenari previsionali e riepilogo dei risultati
- Tab. 7: Determinazione del volume di *Cushion gas*



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

CAMPO DI ALFONSINE

Concessione Livello B

STUDIO DINAMICO DEL GIACIMENTO PER LA
CONVERSIONE AD ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO
DI GAS NATURALE

FIGURE



Fig. 1 - Ubicazione del campo

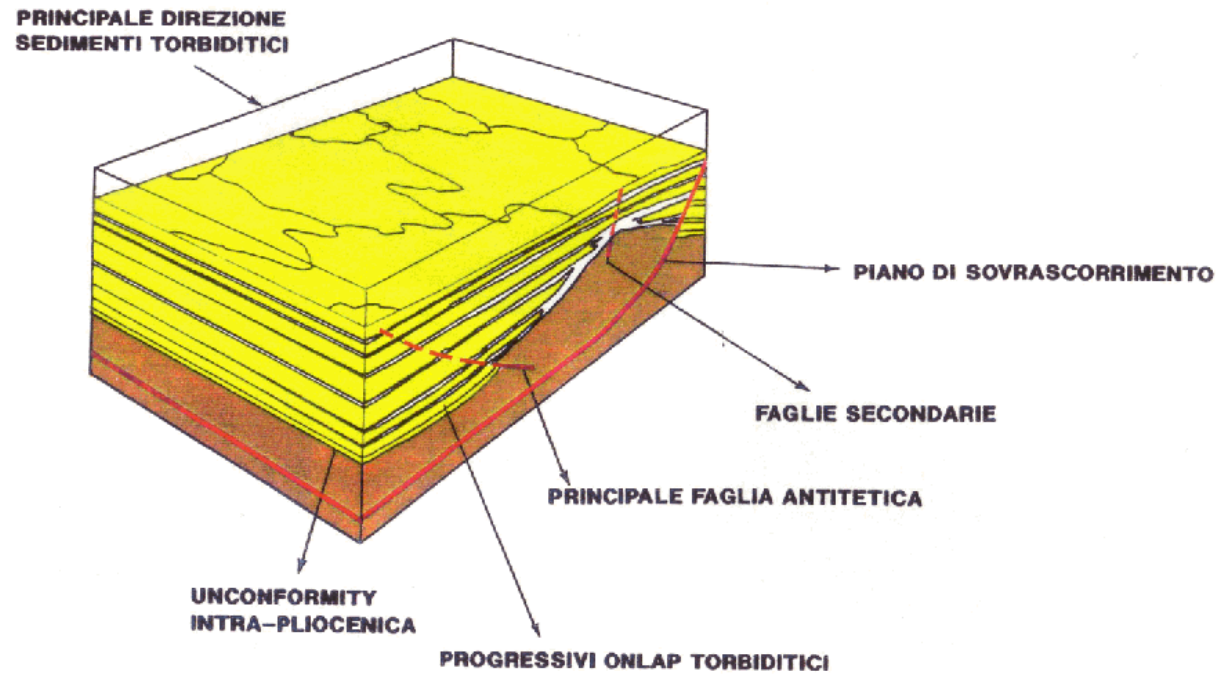


Fig. 2 - - Modello deposizionale semplificato e principali discontinuità strutturali (Studio di giacimento GIAI, 1993)

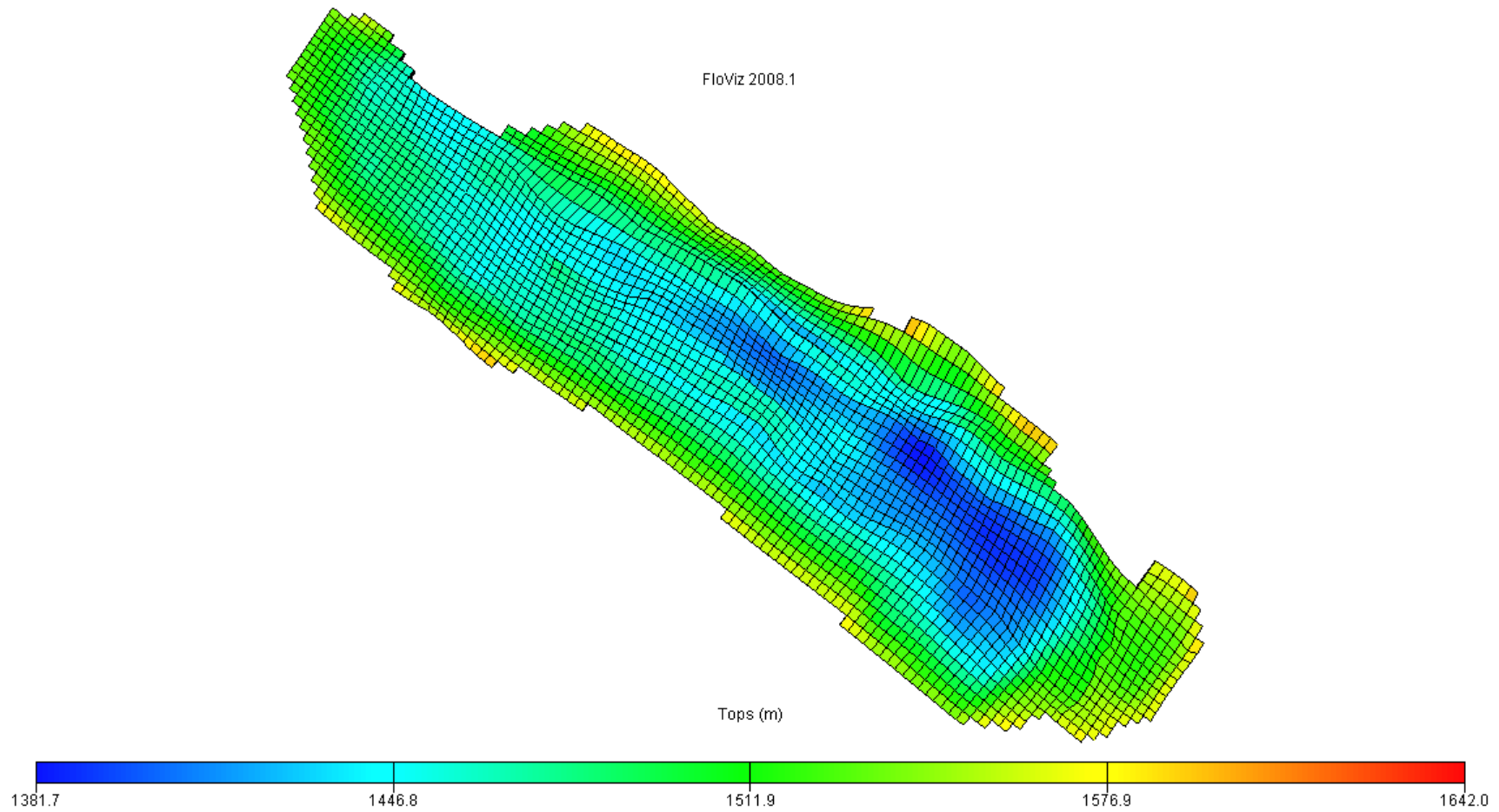


Fig. 3 - Grid del modello dinamico e distribuzione della profondità dei top delle celle





<i>Layer geologico</i>	<i>Layer numerico</i>
B - c	1 - 3
B - b	4 - 6
B - a	7 - 9

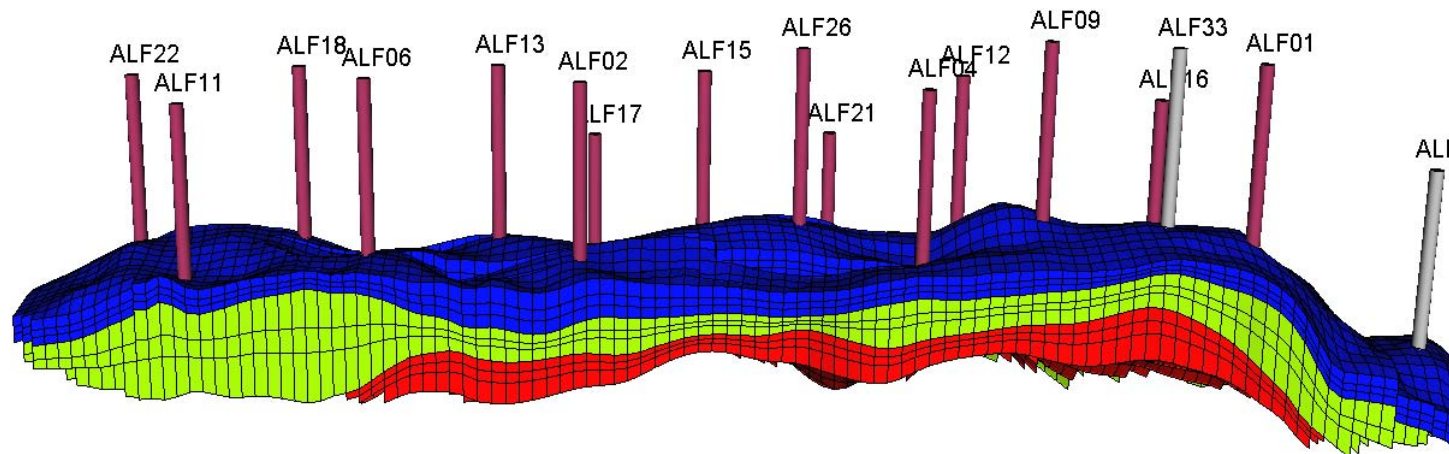


Fig. 4 - Sottolivelli del Livello B

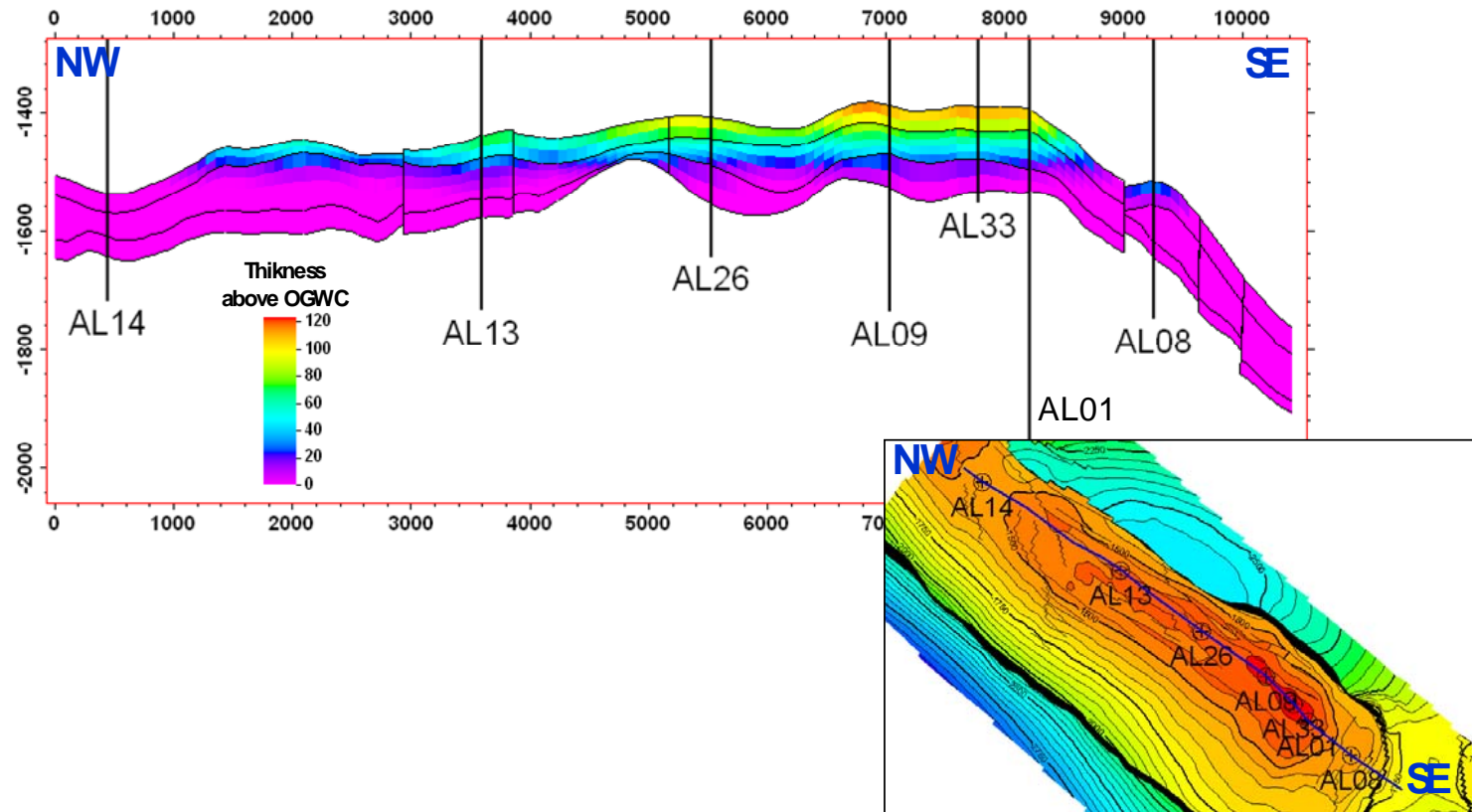


Fig. 5 - Sezione longitudinale A – A' del campo

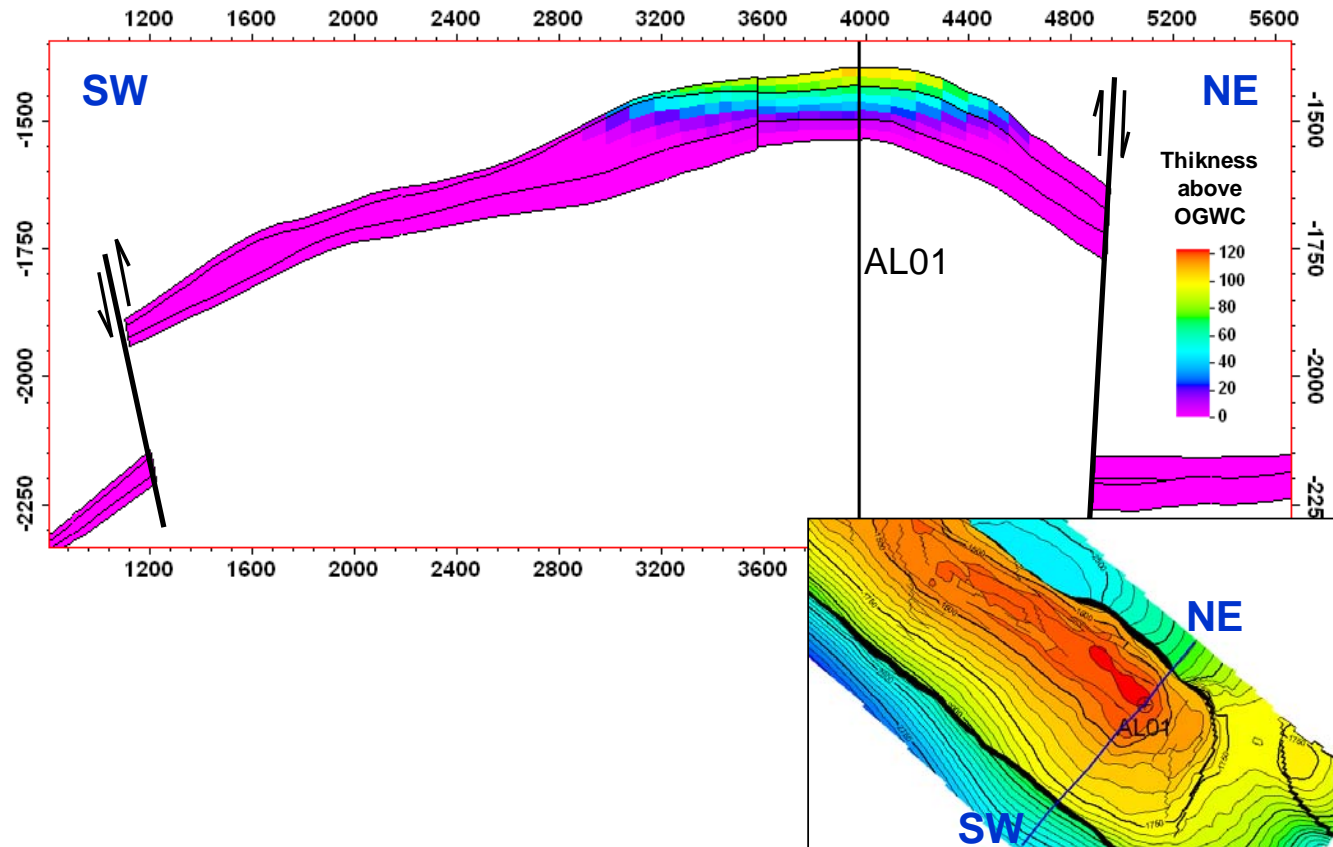


Fig. 6 - Sezione trasversale B – B' del campo

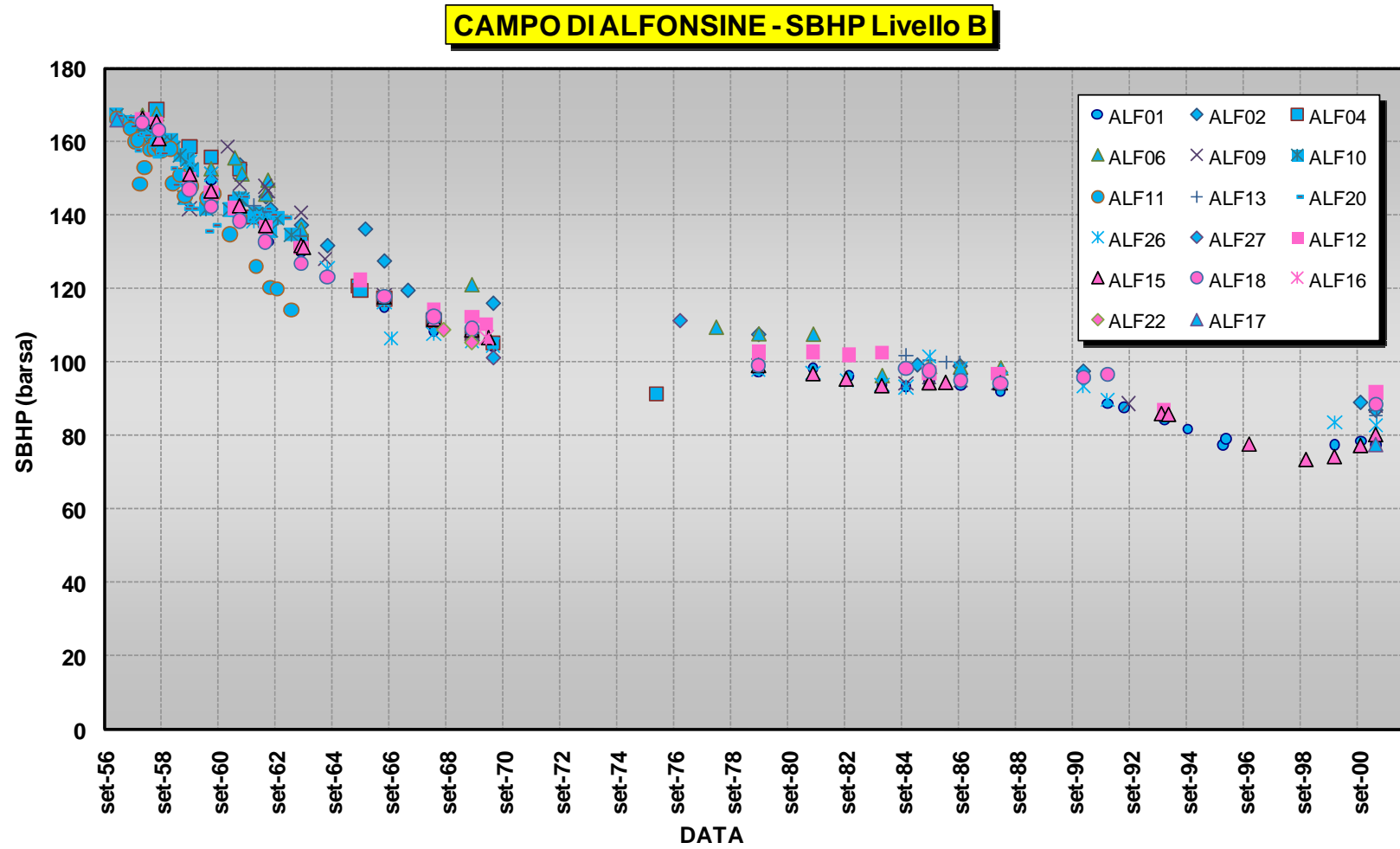


Fig. 7 - - Pressione statiche misurate ai pozzi del campo di Alfonsine

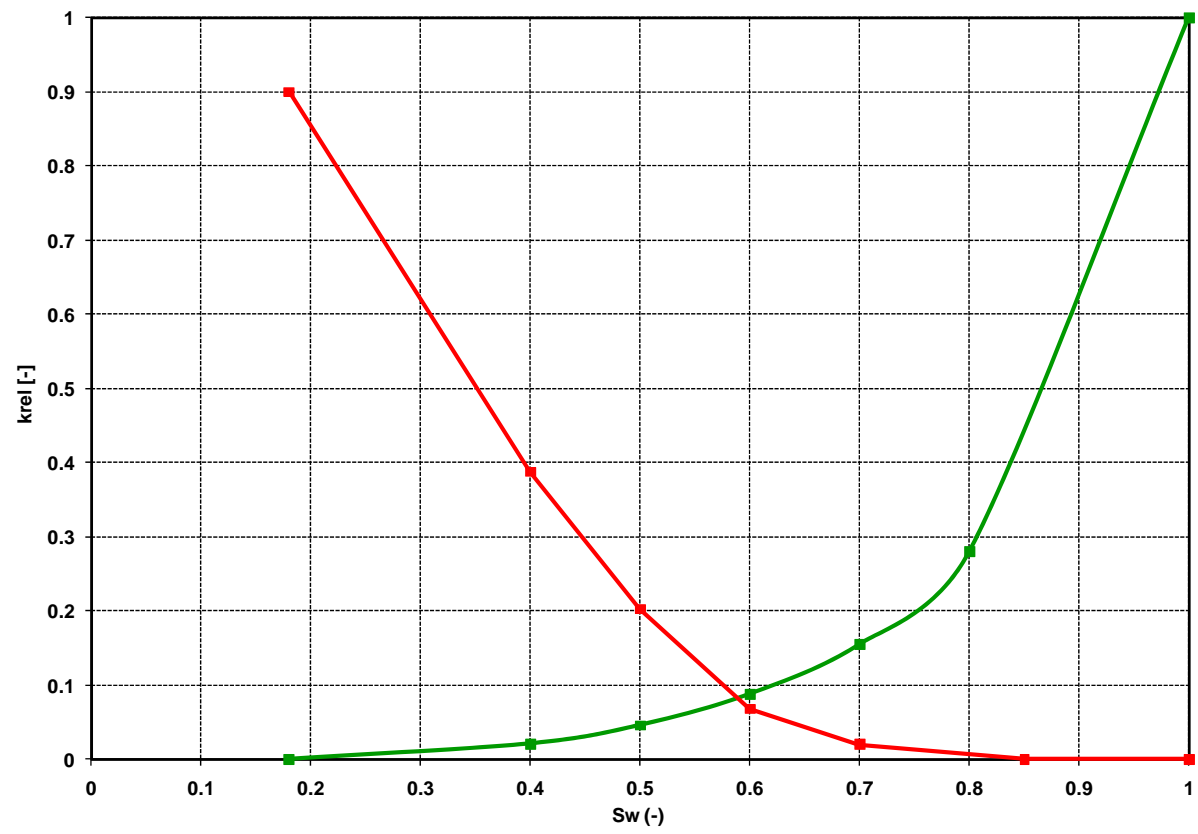


Fig. 8 - Curve di permeabilità relativa

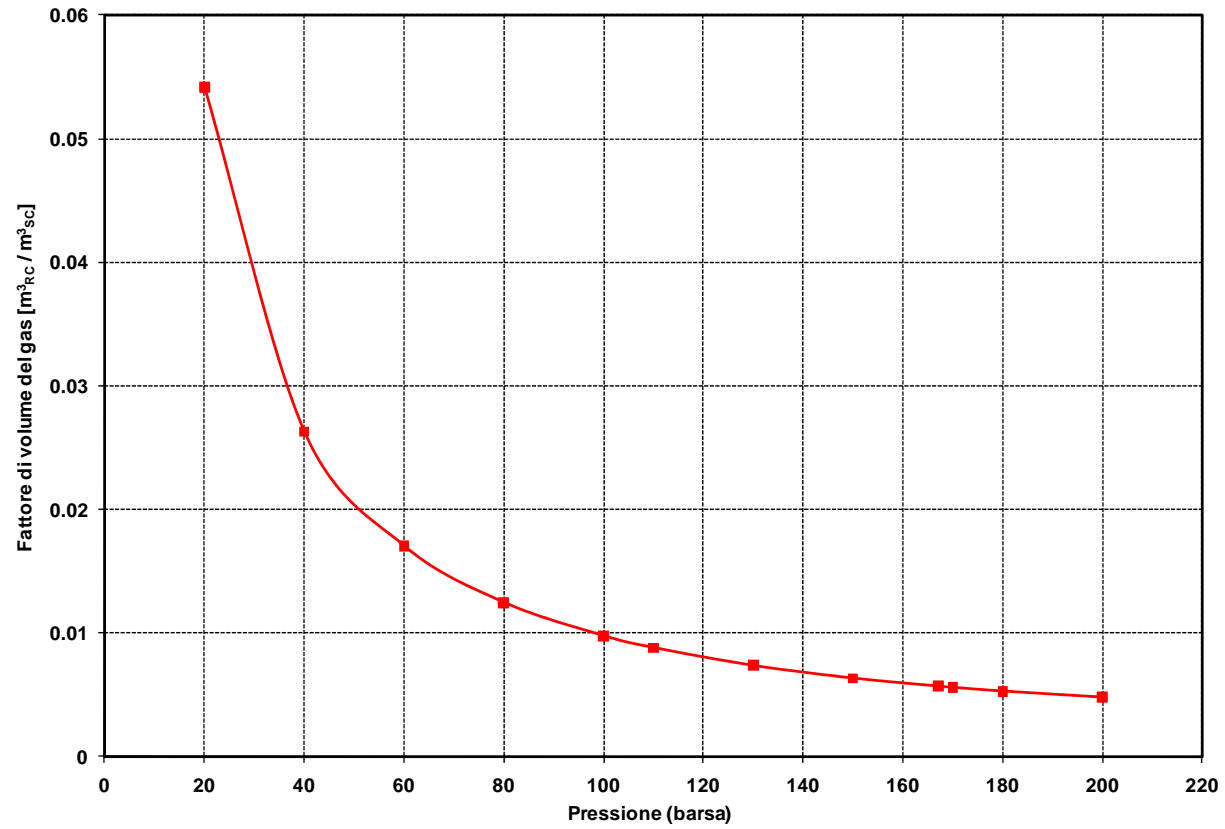


Fig. 9 - Curva del fattore di volume del gas

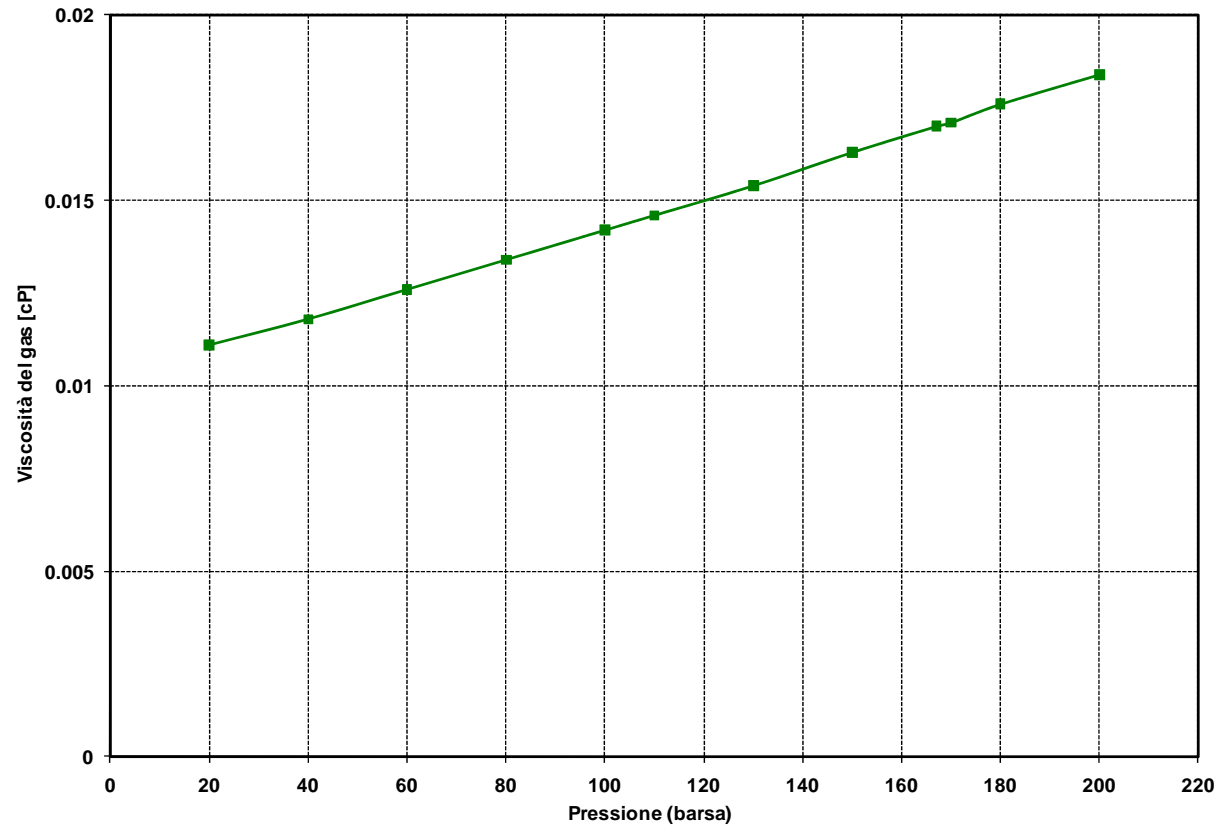


Fig. 10 - Curva della viscosità del gas

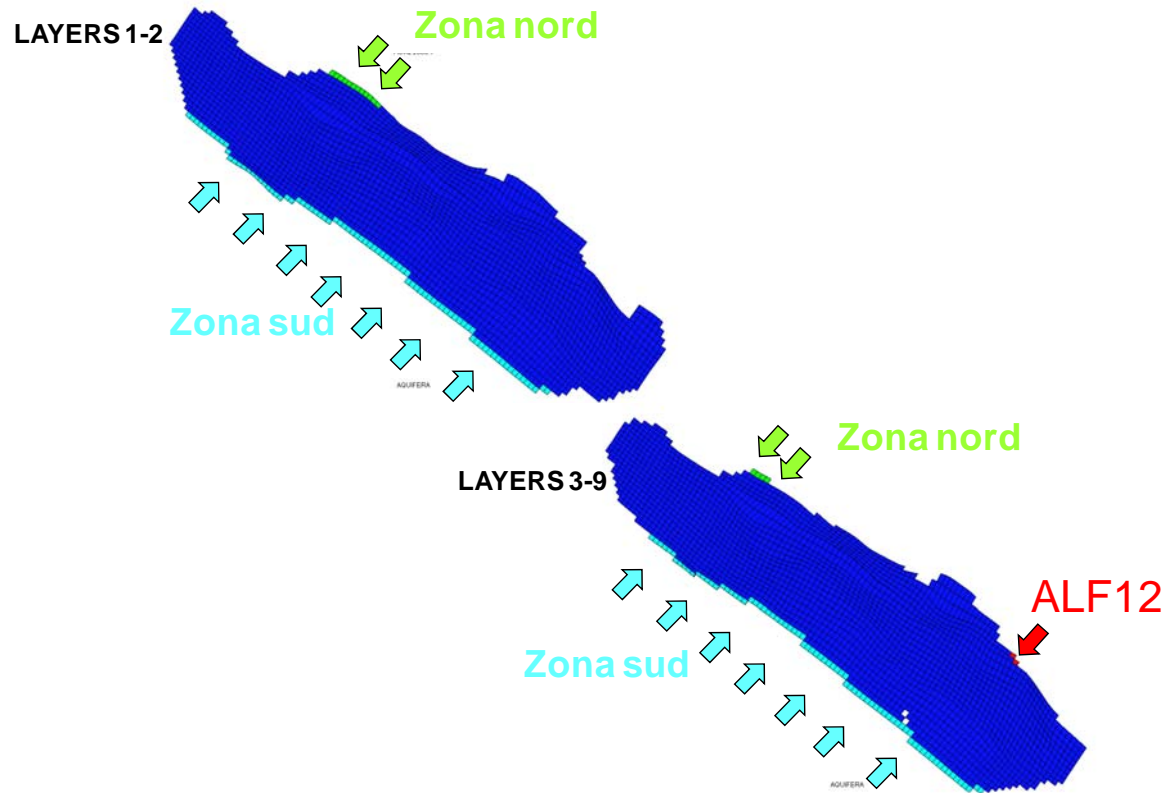


Fig. 11 - Acquiferi analitici utilizzati in fase di calibrazione

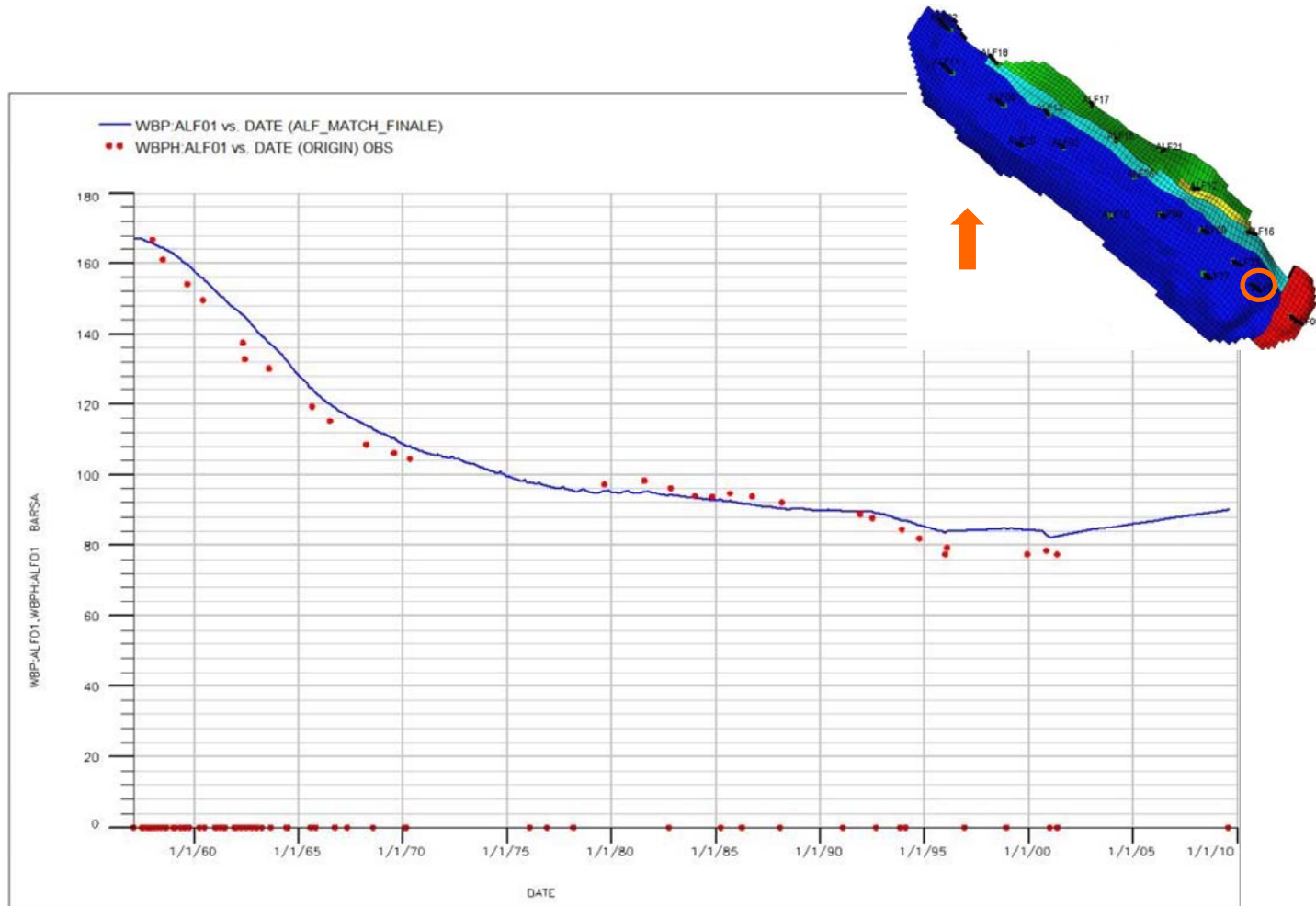


Fig. 12 - Pozzo ALF01 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)



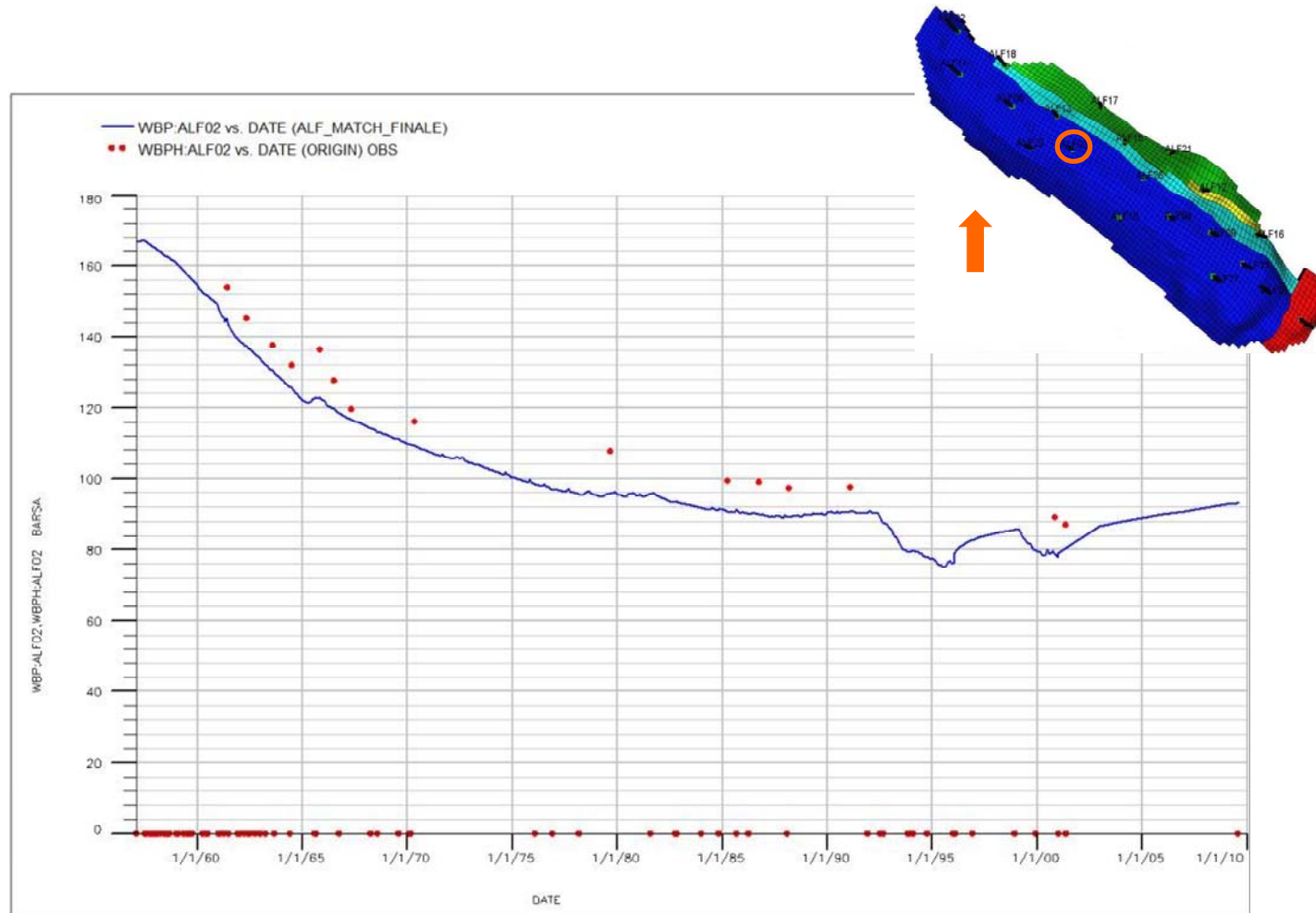


Fig. 13 - Pozzo ALF02 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

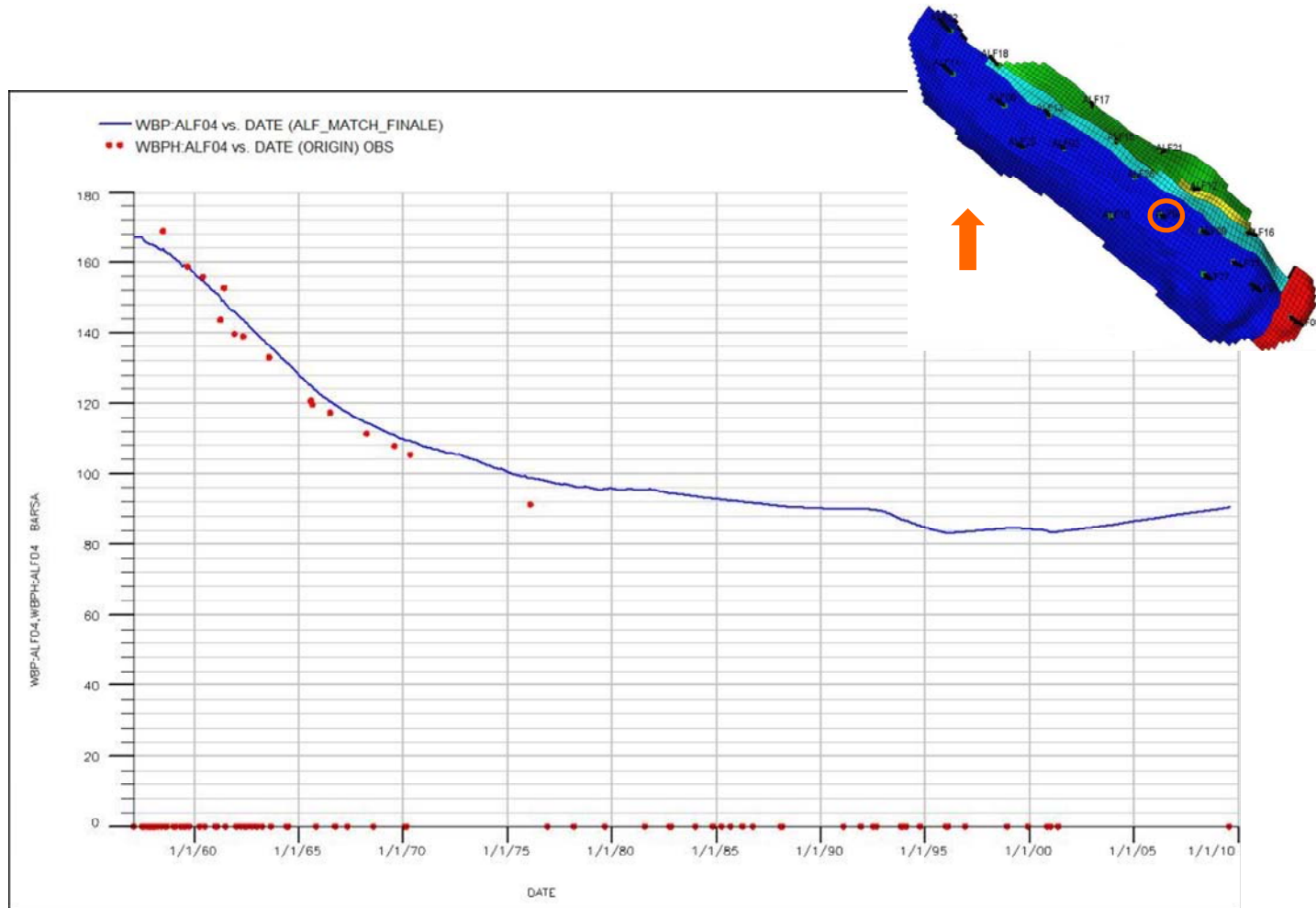


Fig. 14 - Pozzo ALF04 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

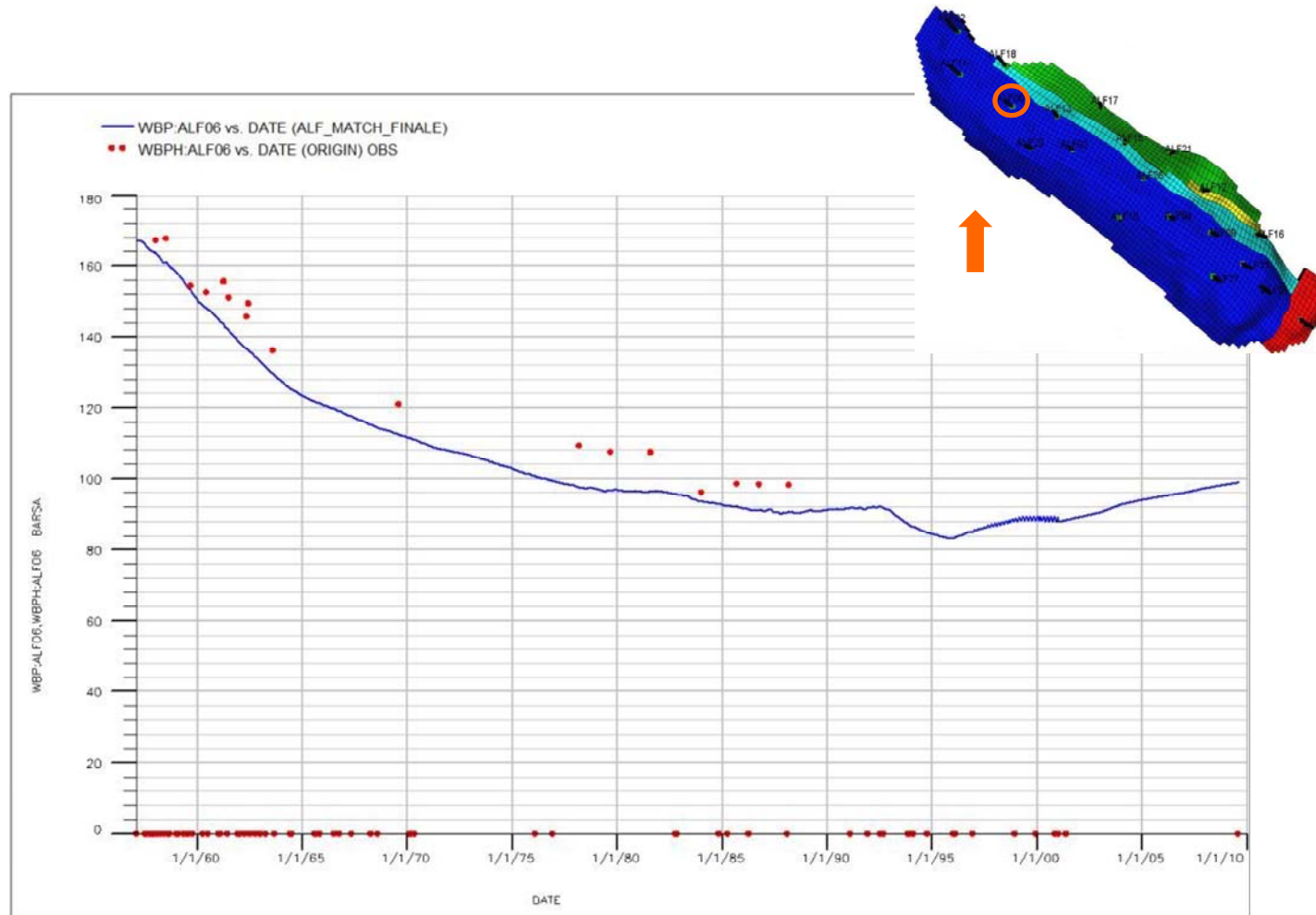


Fig. 15 - Pozzo ALF06 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

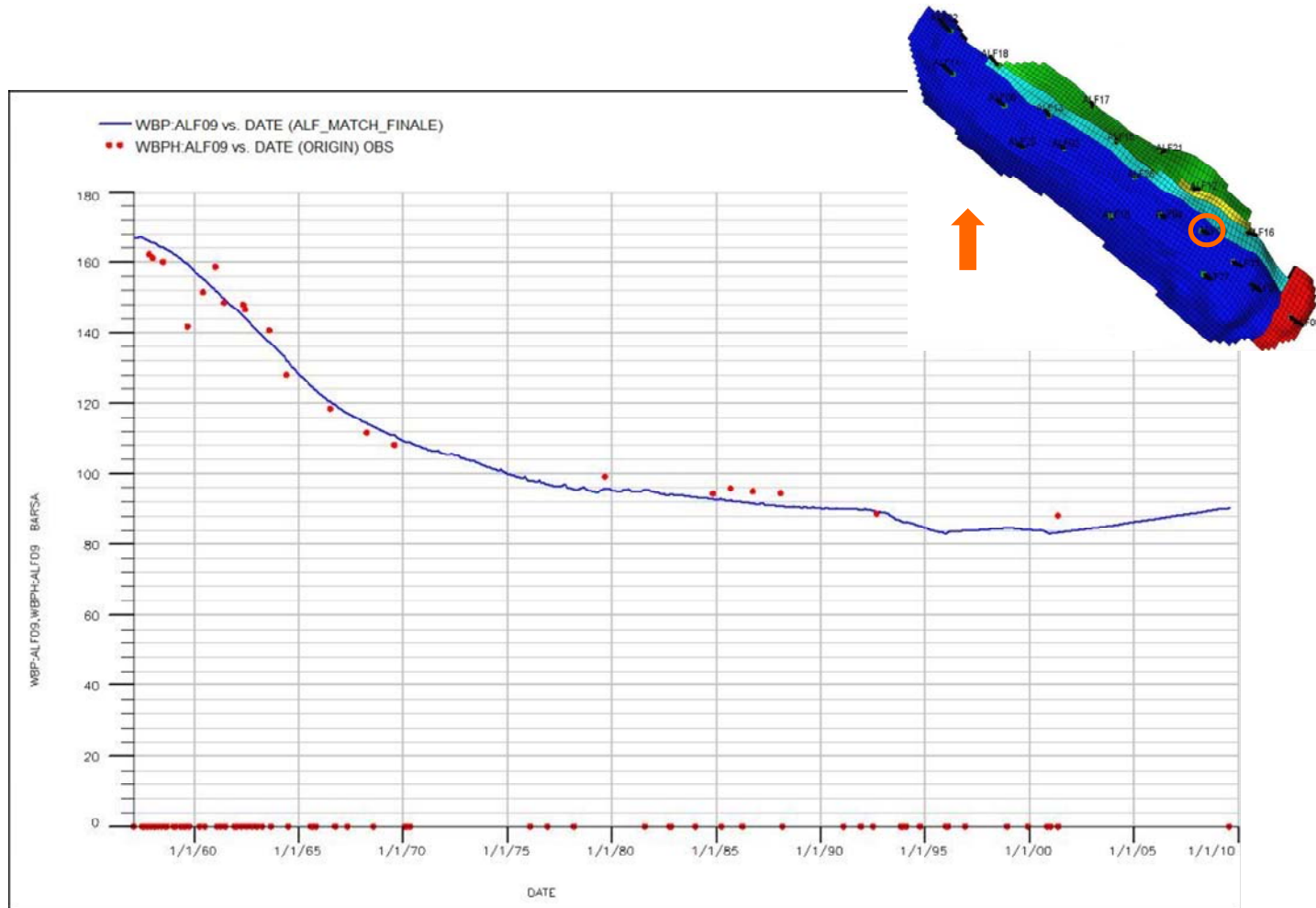


Fig. 16 - Pozzo ALF09 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

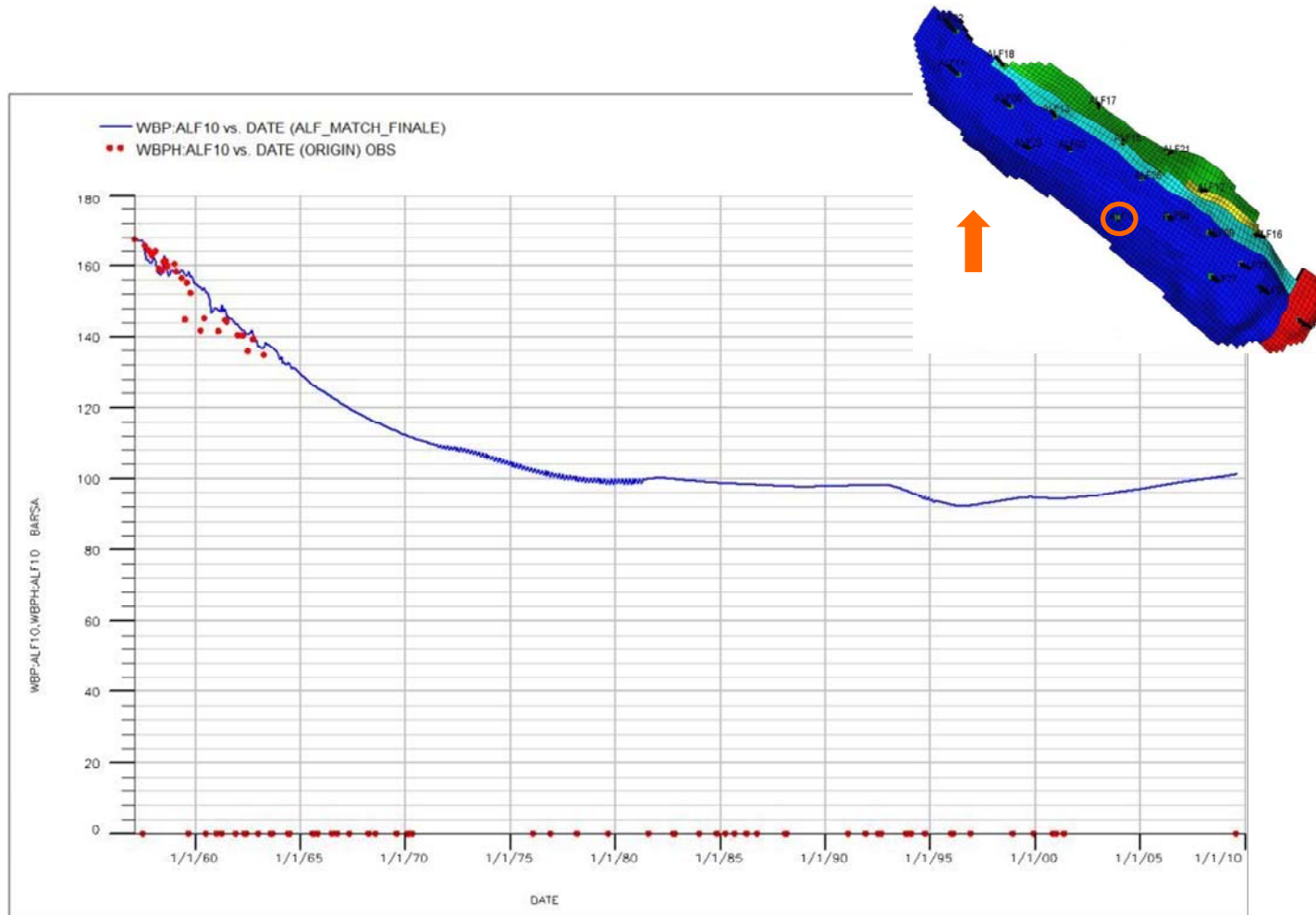


Fig. 17 - Pozzo ALF10 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

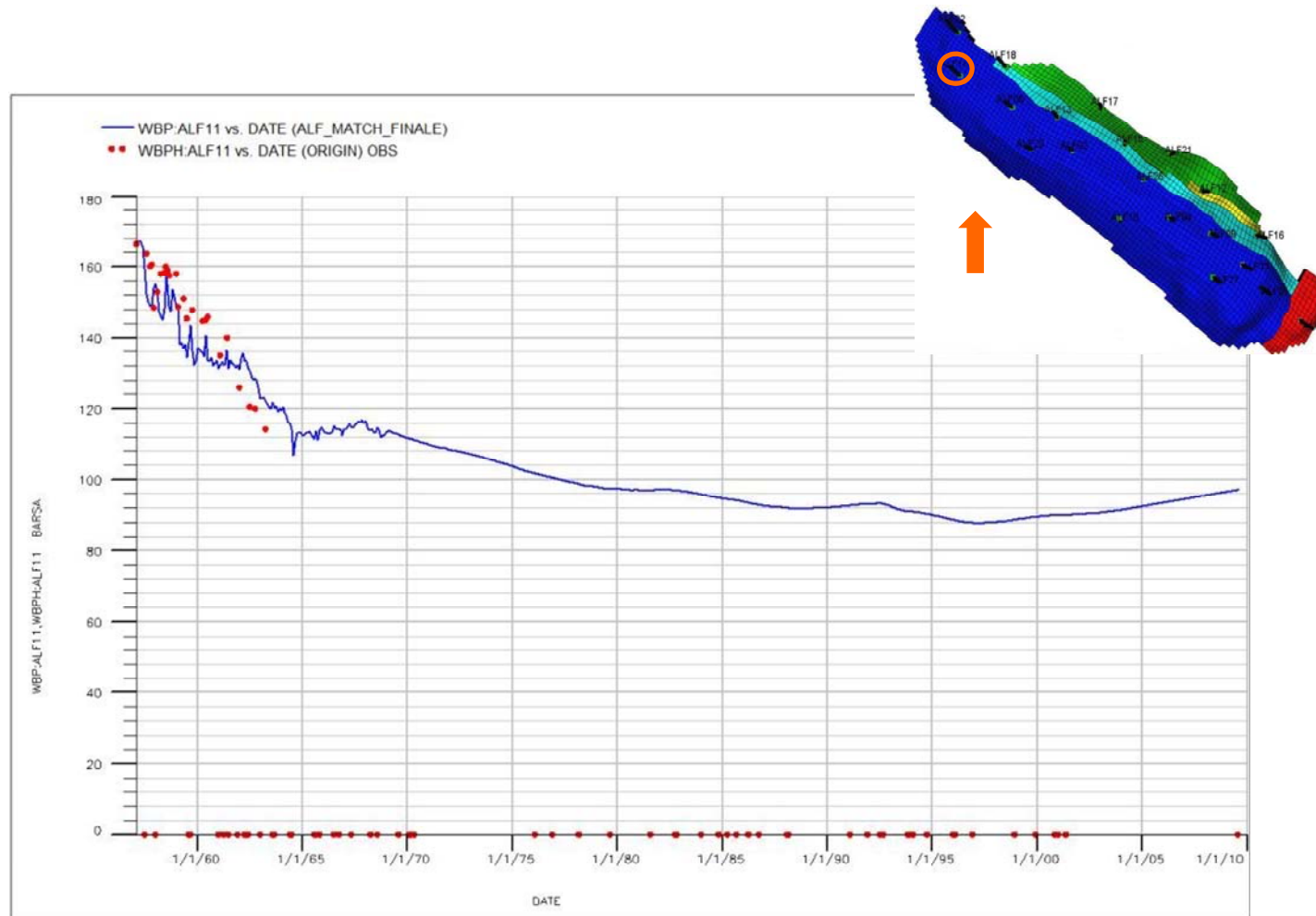


Fig. 18 - Pozzo ALF11 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

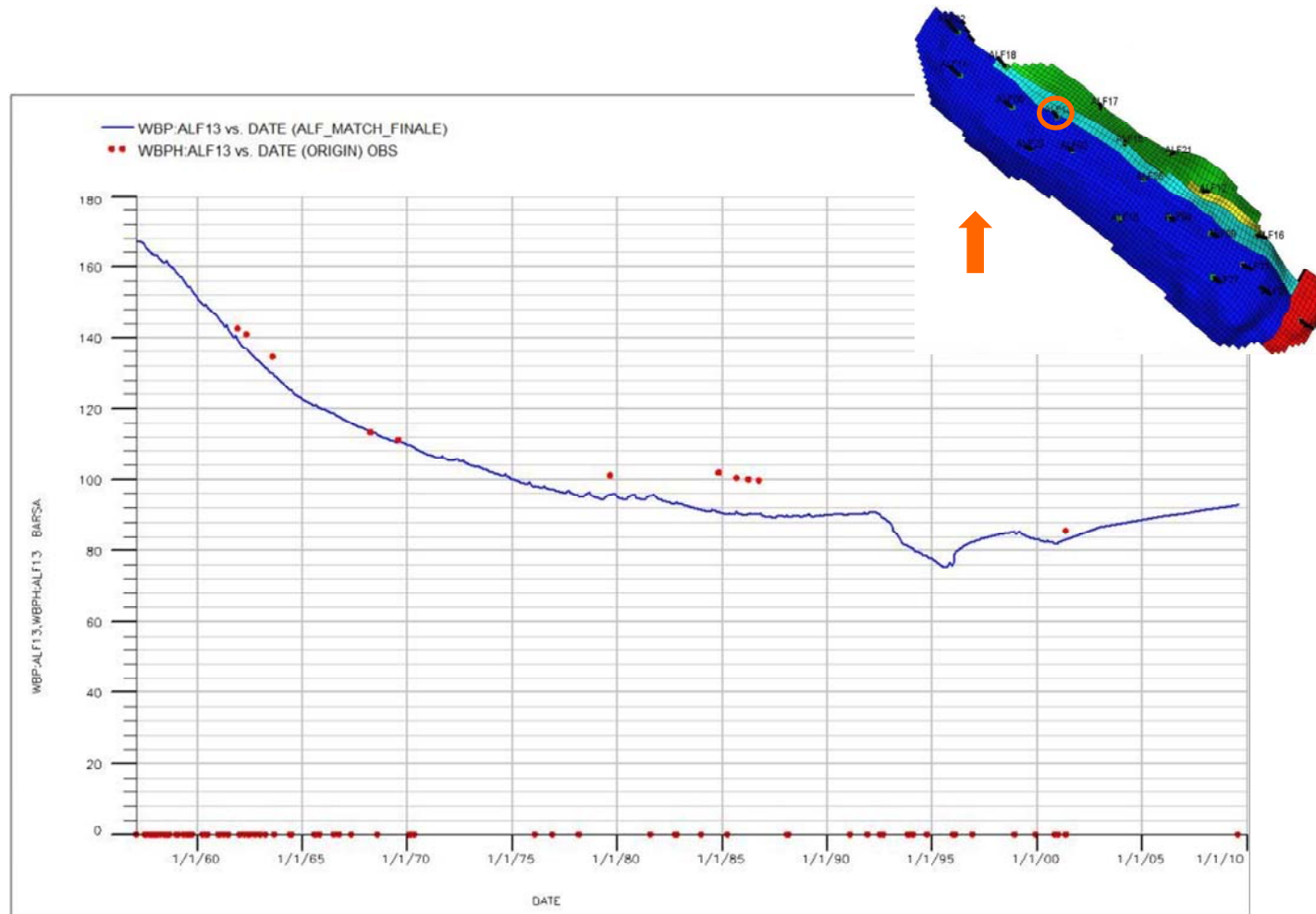


Fig. 19 - Pozzo ALF13 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

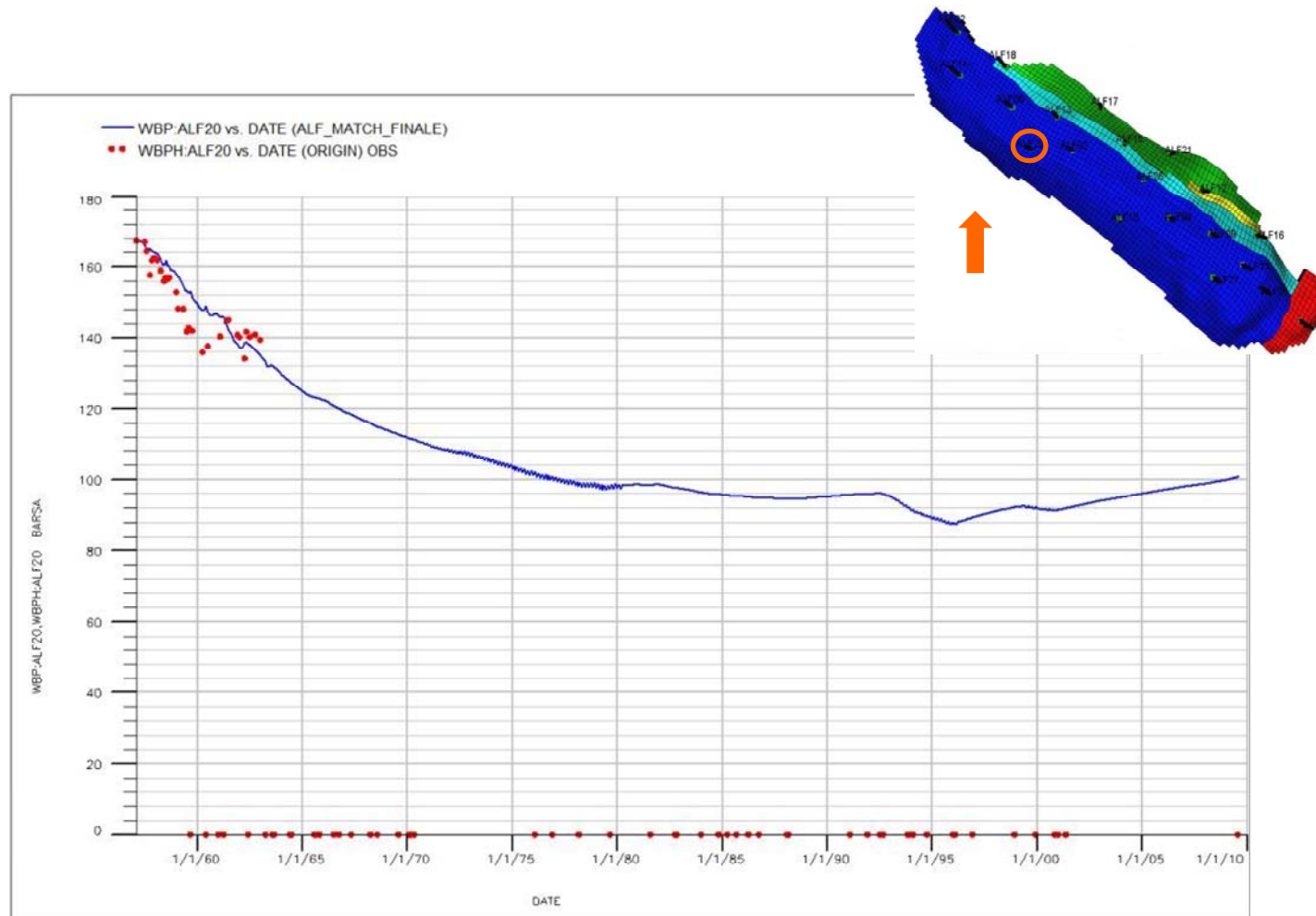


Fig. 20 - Pozzo ALF20 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

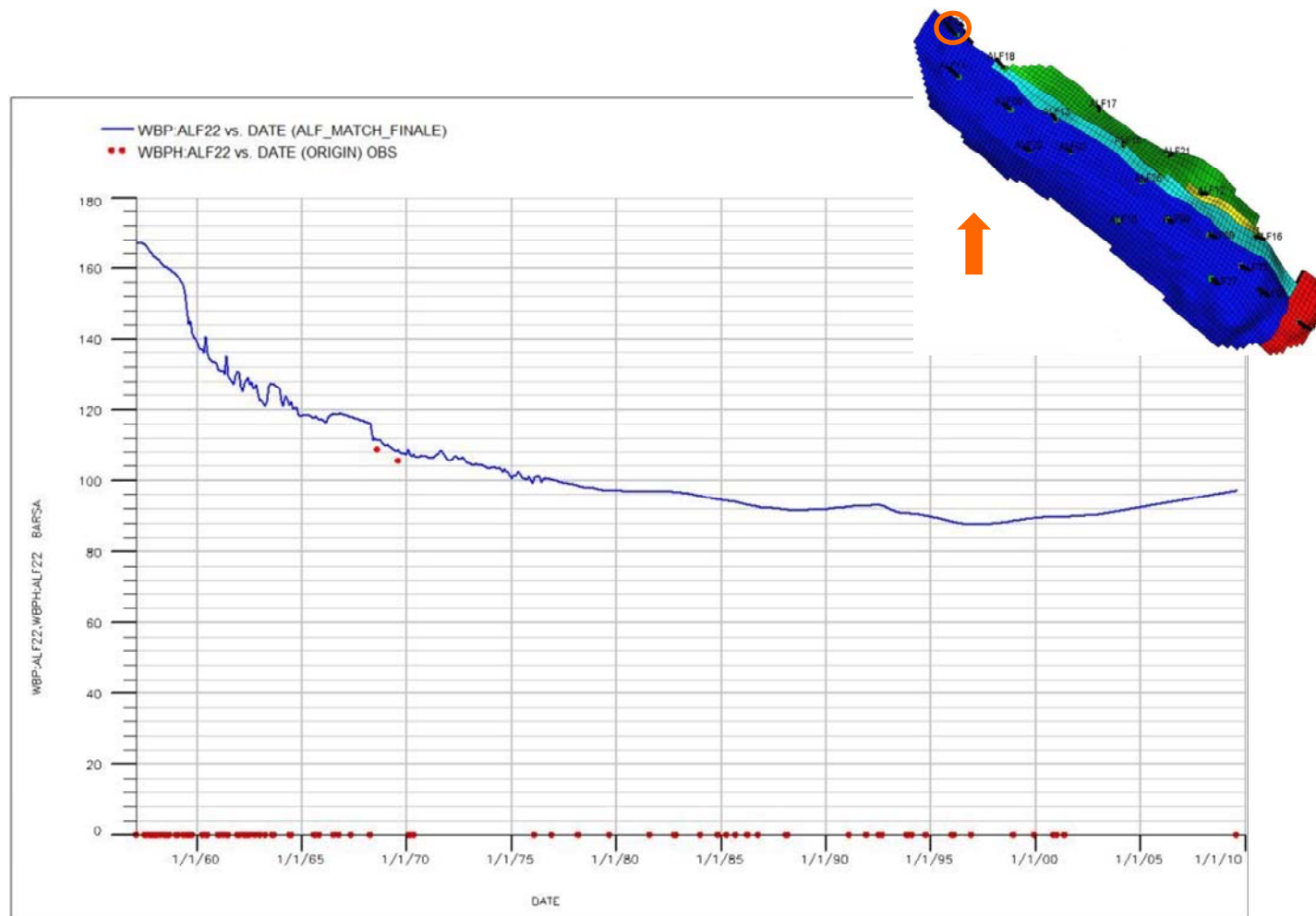


Fig. 21 - Pozzo ALF22 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

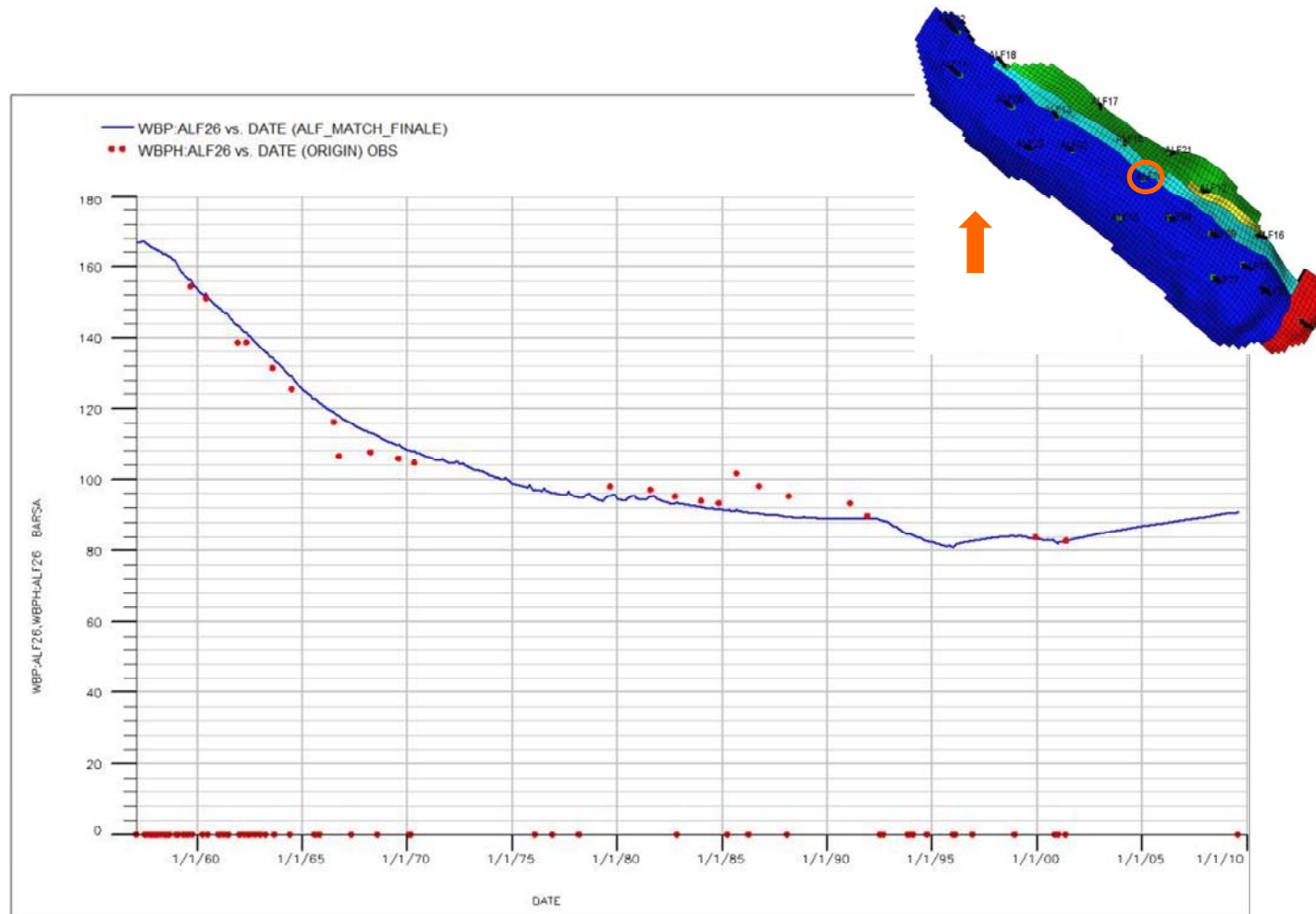


Fig. 22 - Pozzo ALF26 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

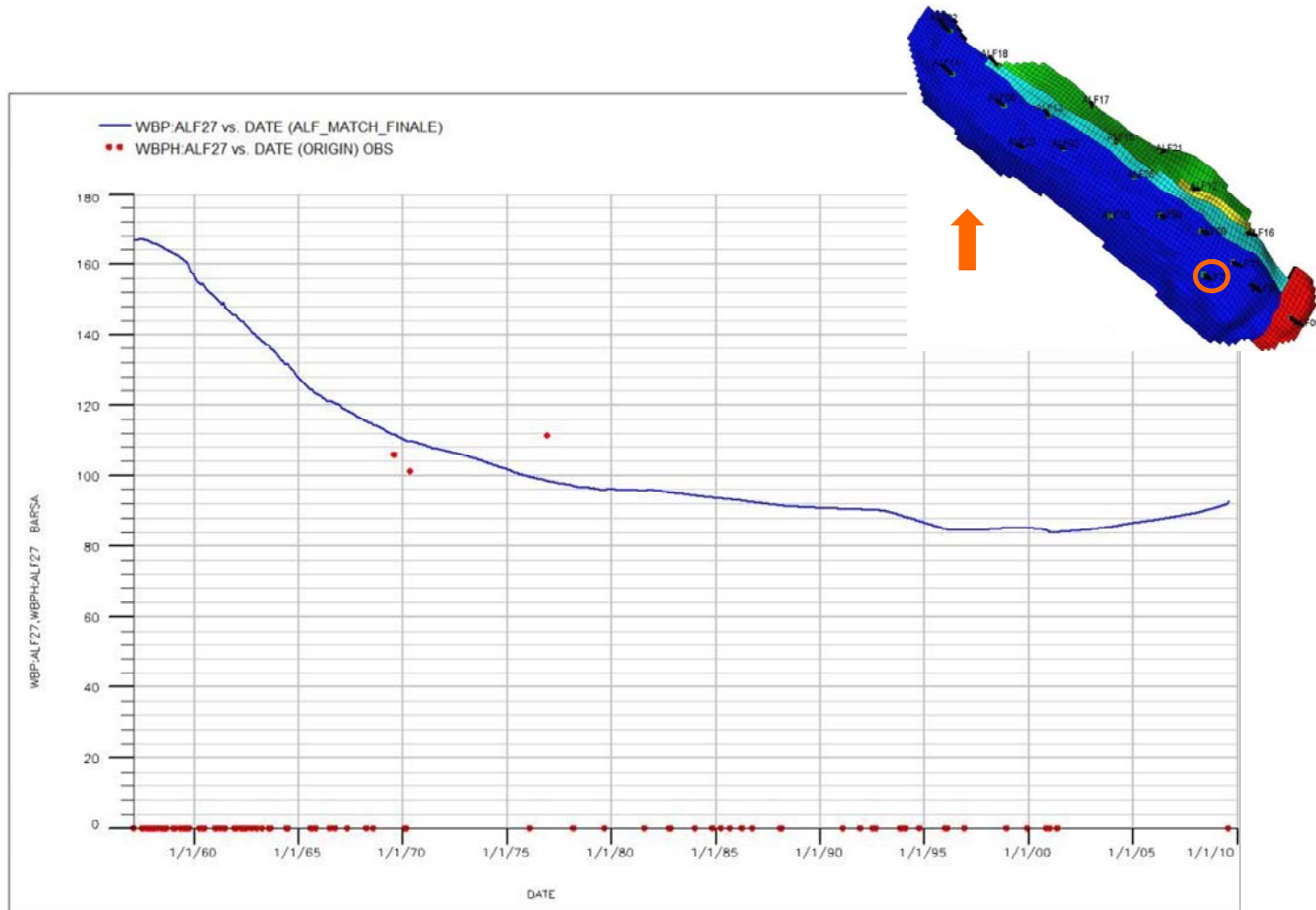


Fig. 23 - Pozzo ALF27 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

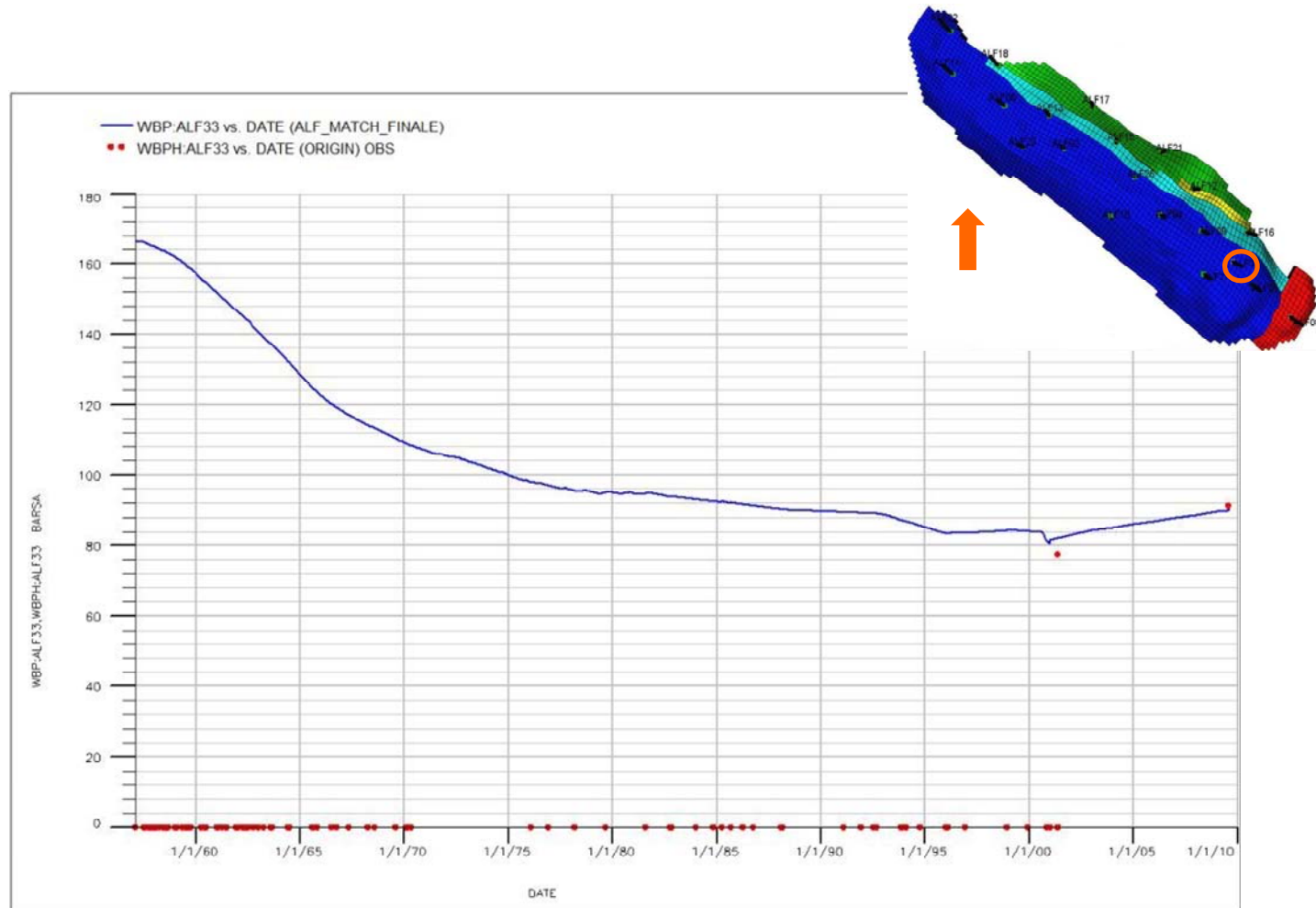


Fig. 24 - Pozzo ALF33 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

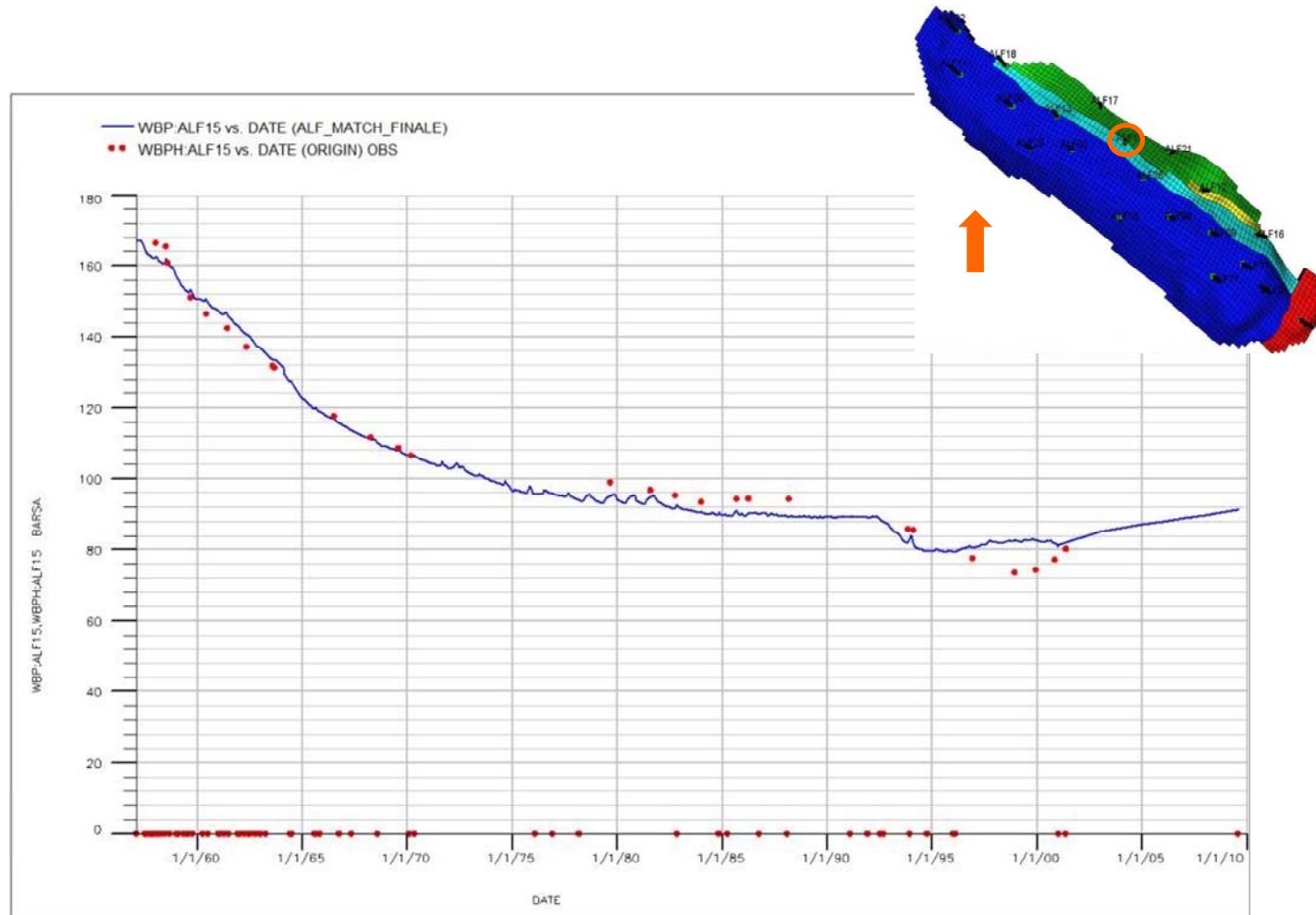


Fig. 25 - Pozzo ALF15 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

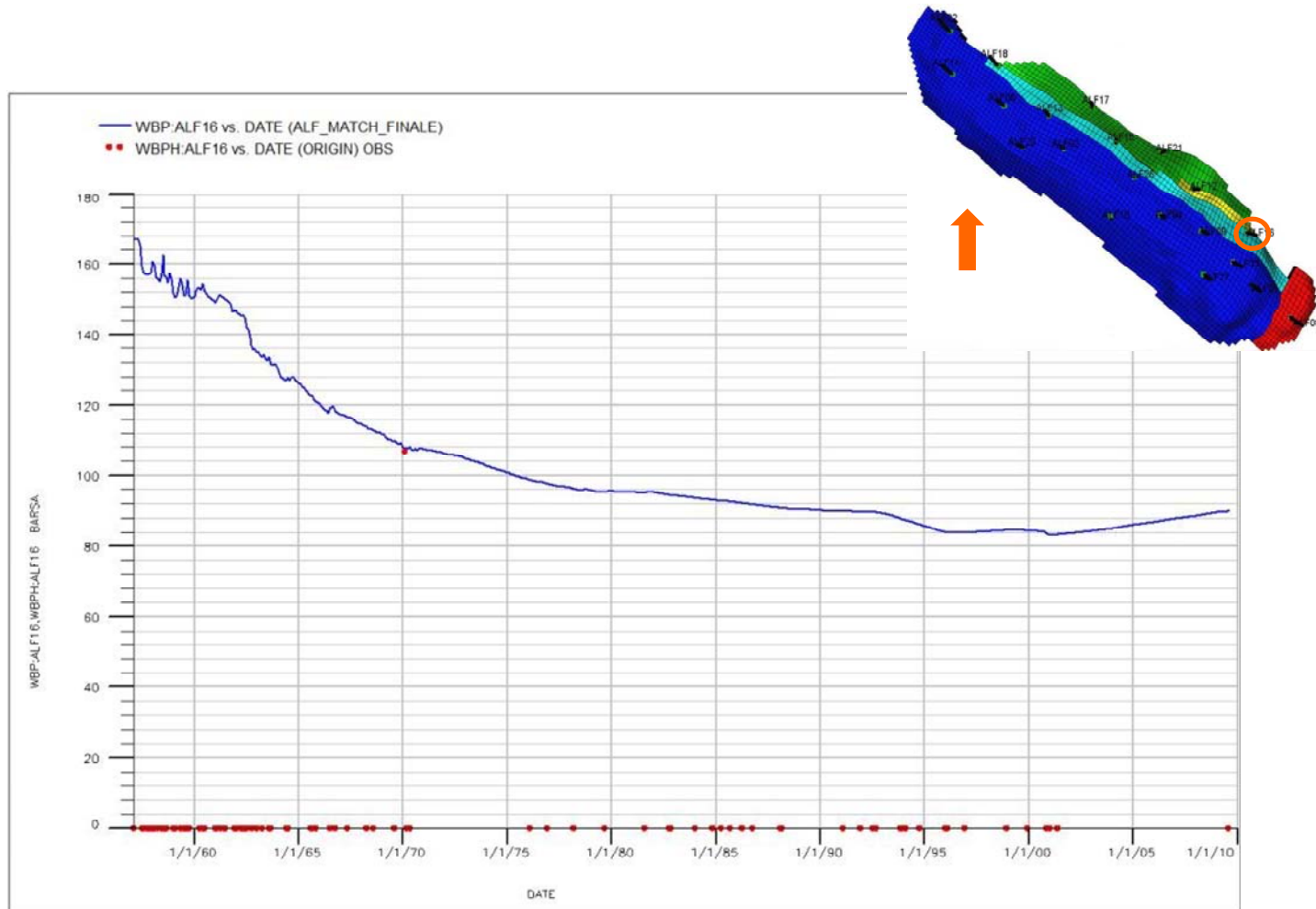


Fig. 26 - Pozzo ALF16 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

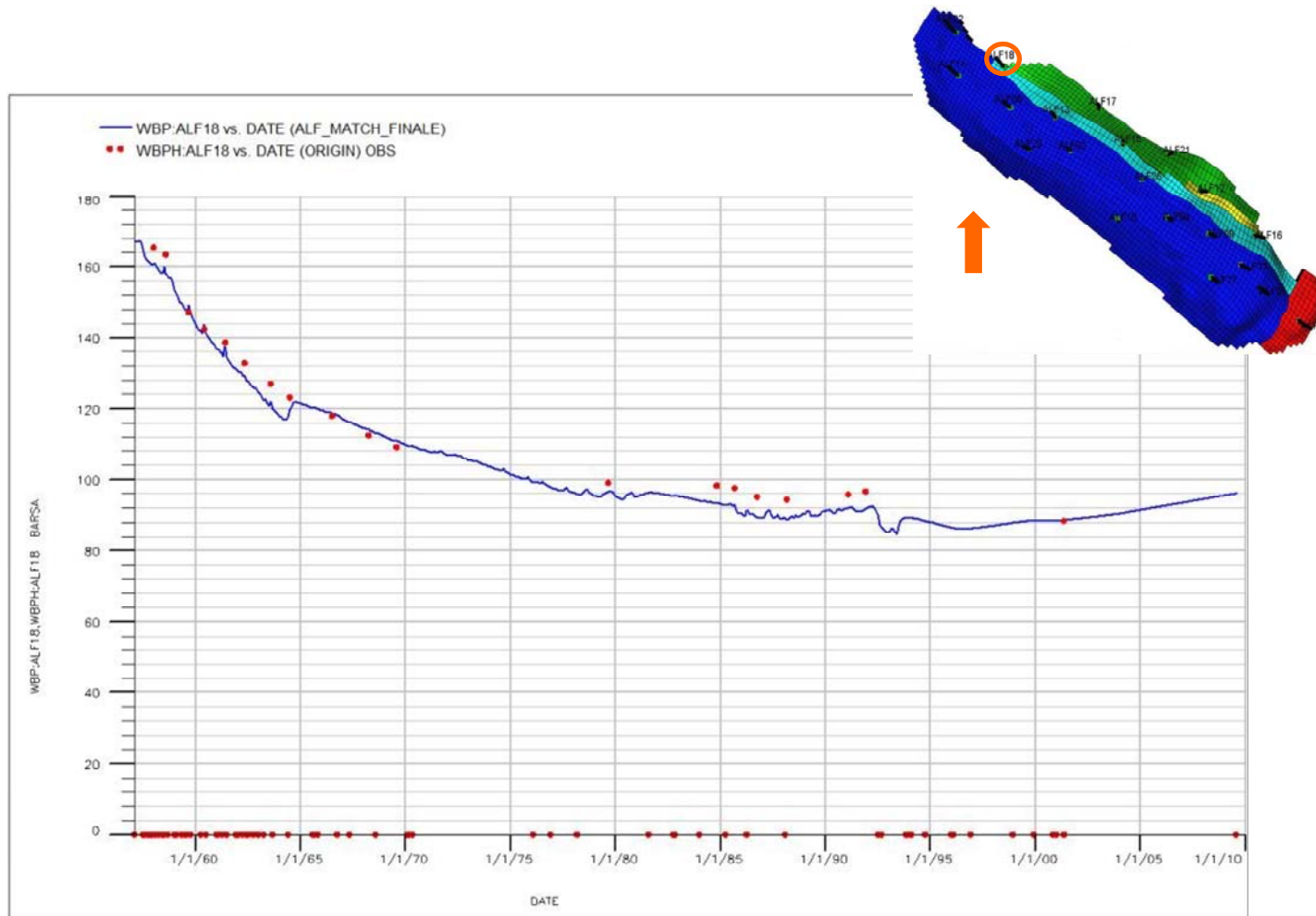


Fig. 27 - Pozzo ALF18 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

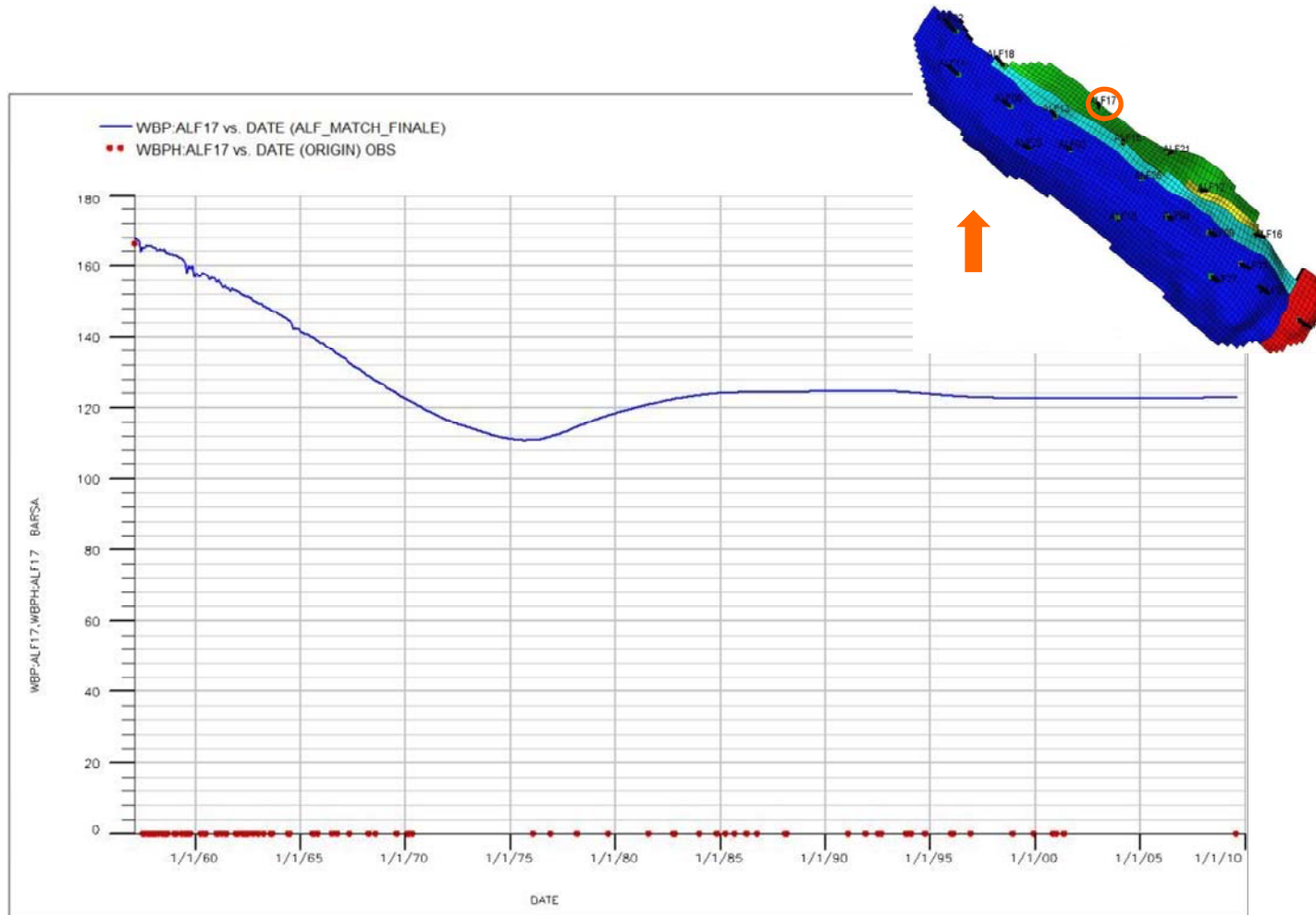


Fig. 28 - Pozzo ALF17 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

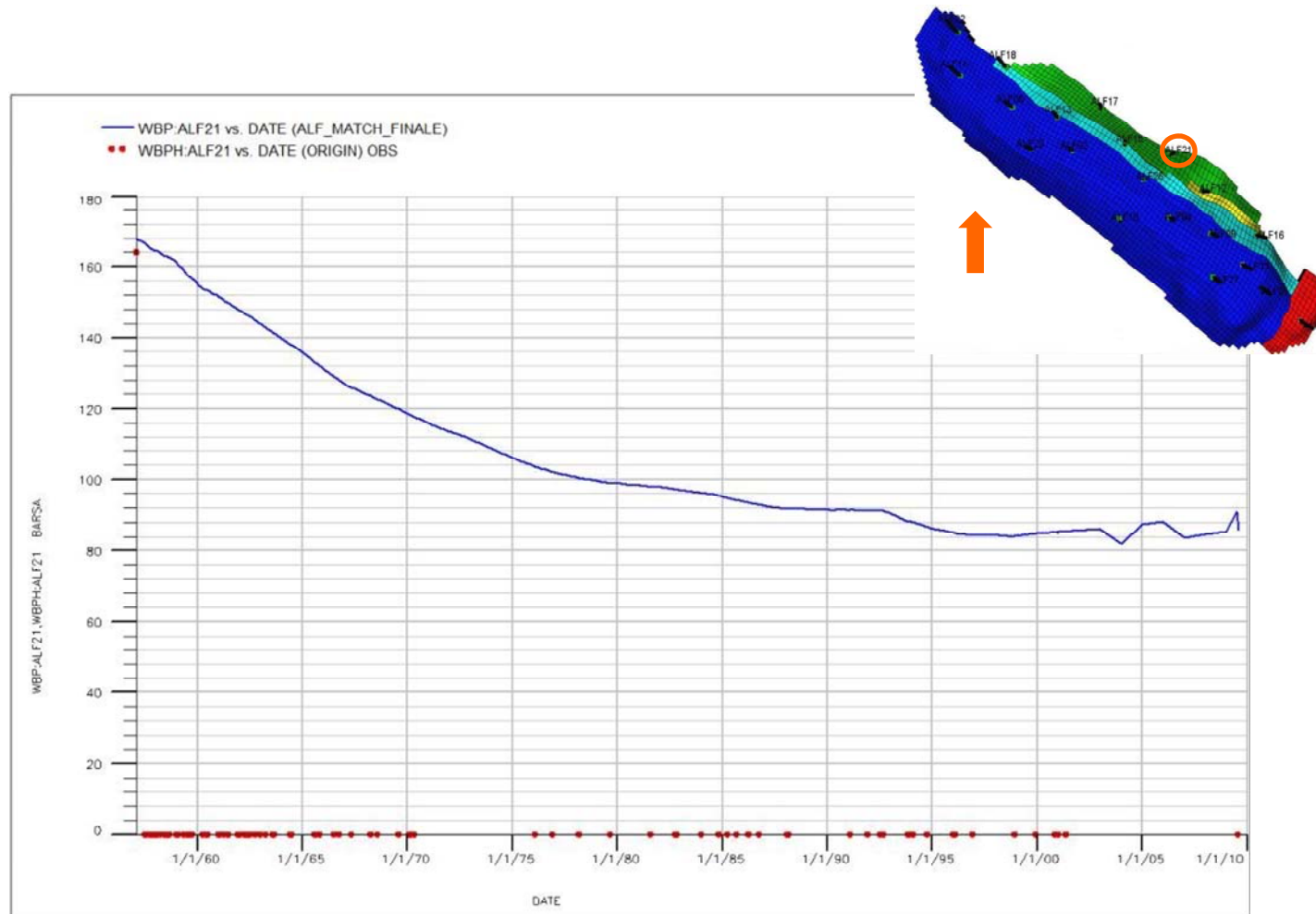


Fig. 29 - Pozzo ALF21 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

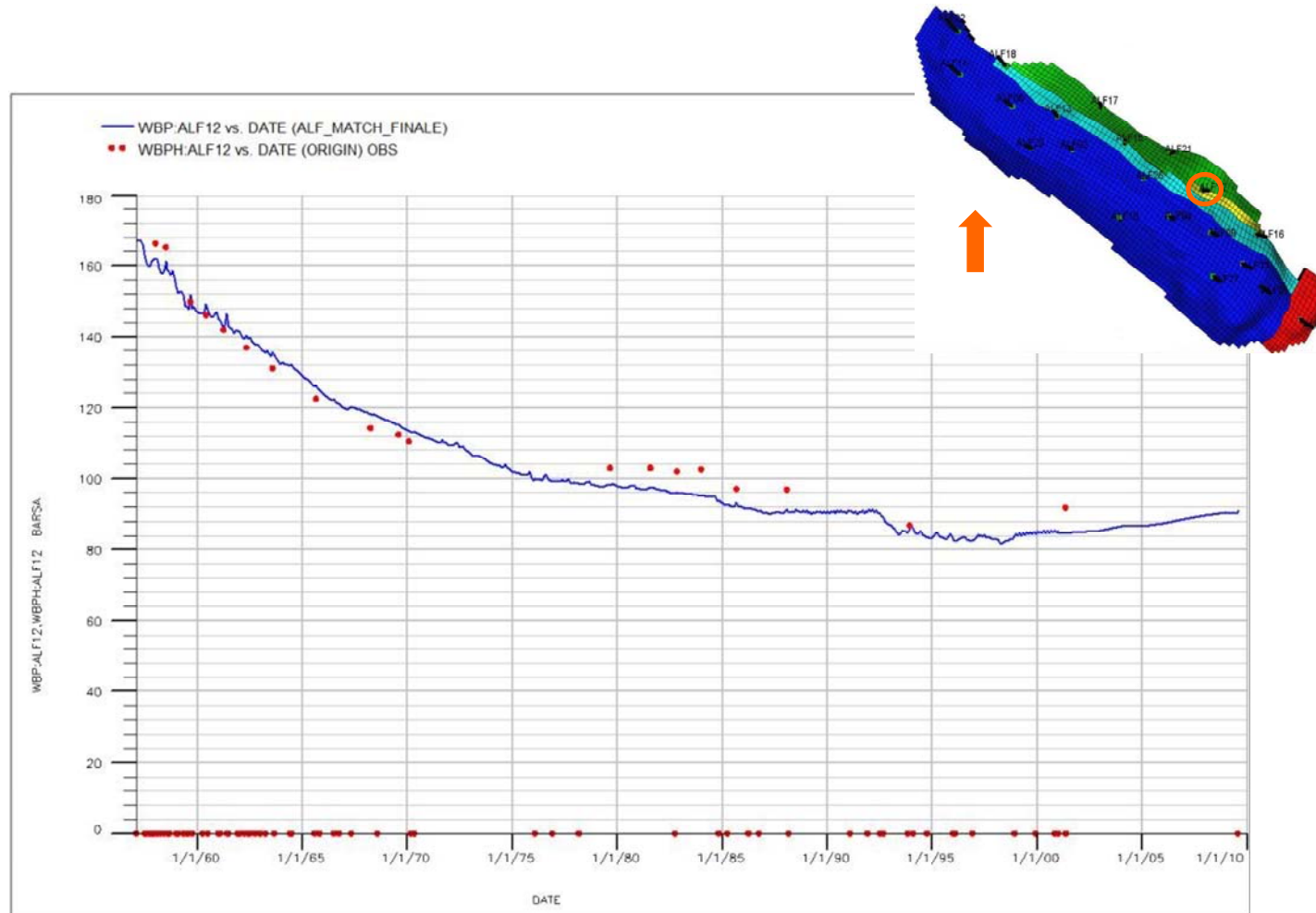


Fig. 30 - Pozzo ALF12 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

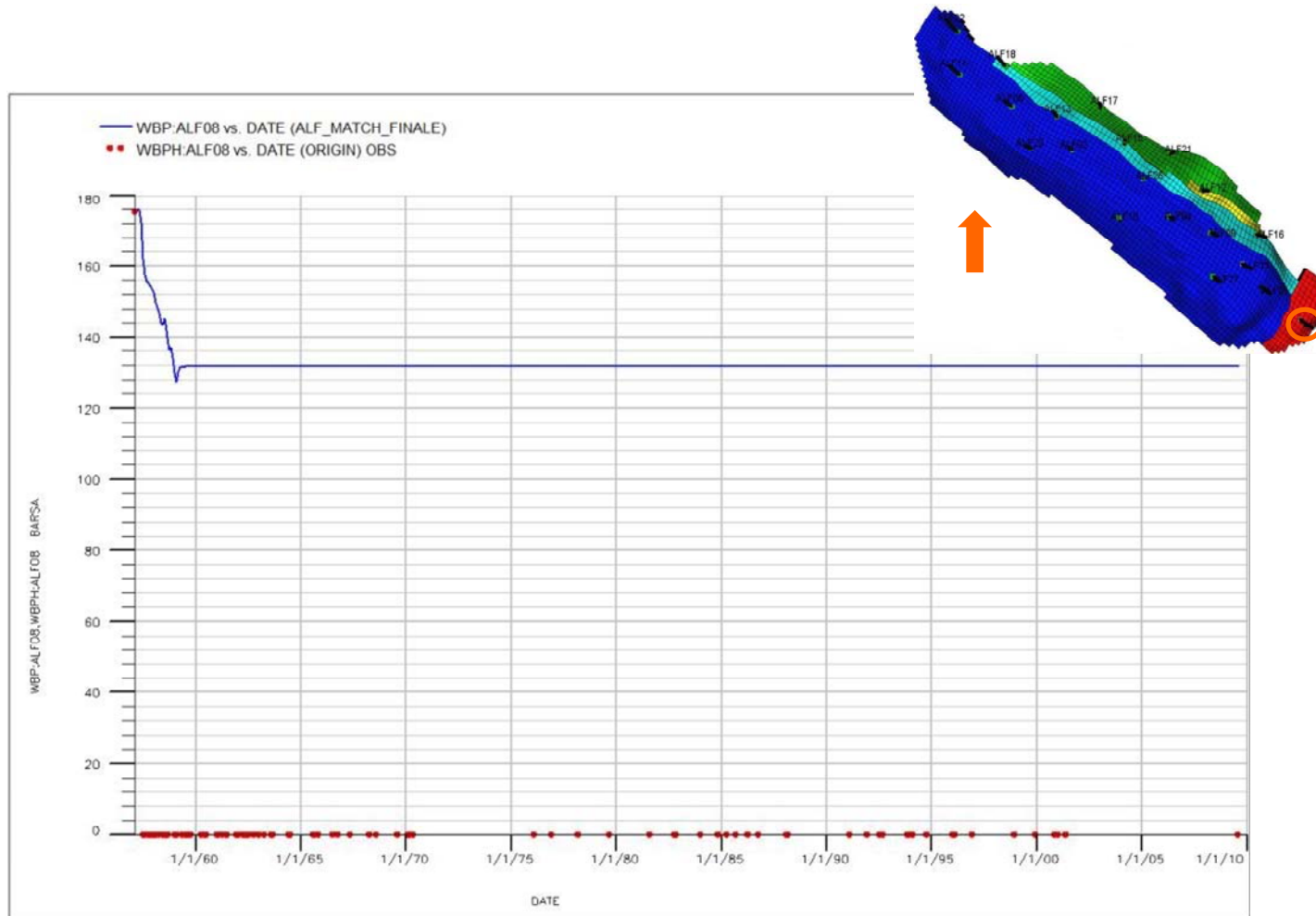


Fig. 31 - Pozzo ALF18 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata (WBP) e misurata (WBHP)

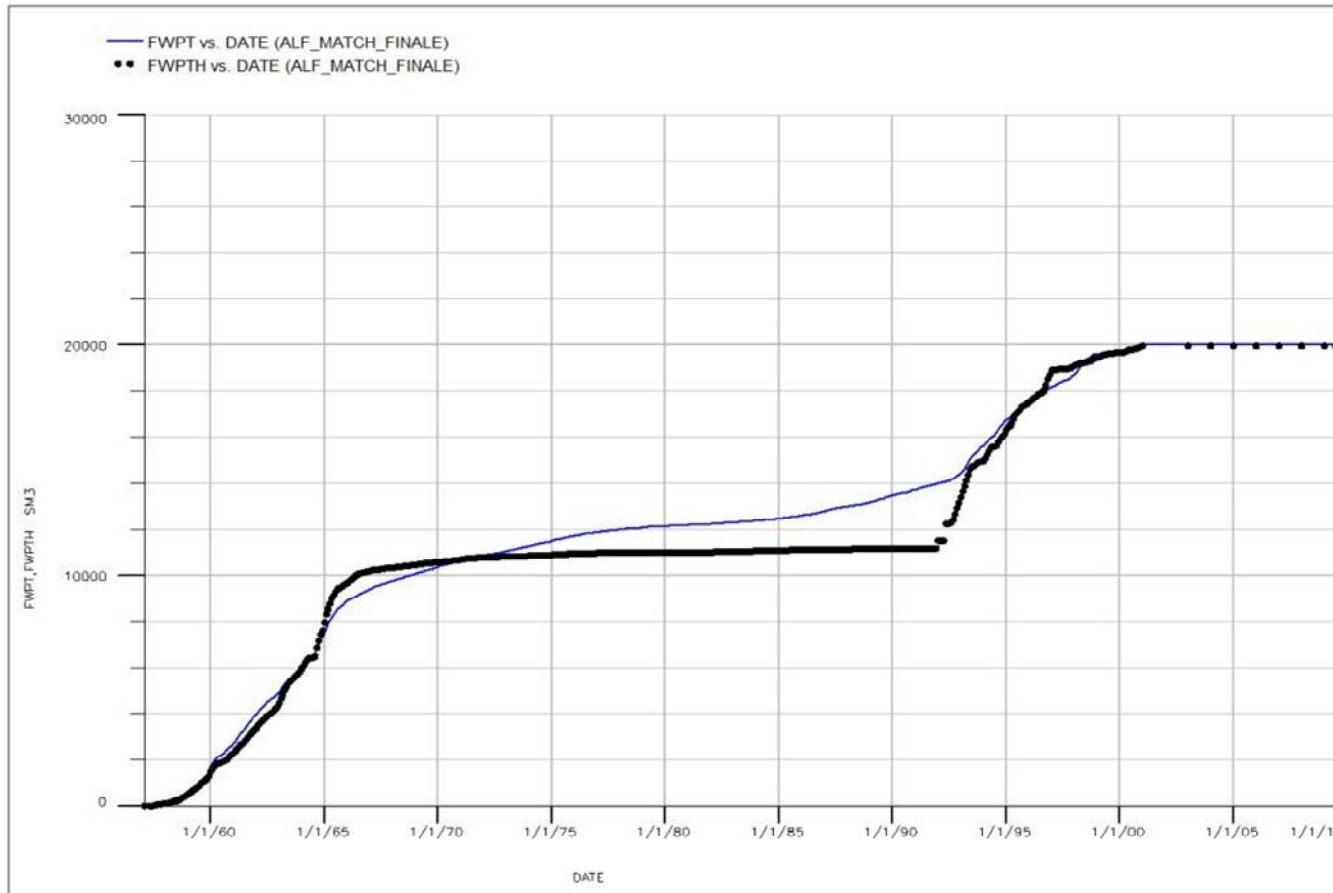


Fig. 32 - Confronto tra produzione cumulativa di campo di acqua simulata (FWPT) e produzione cumulativa di campo di acqua misurata (FWPTH)

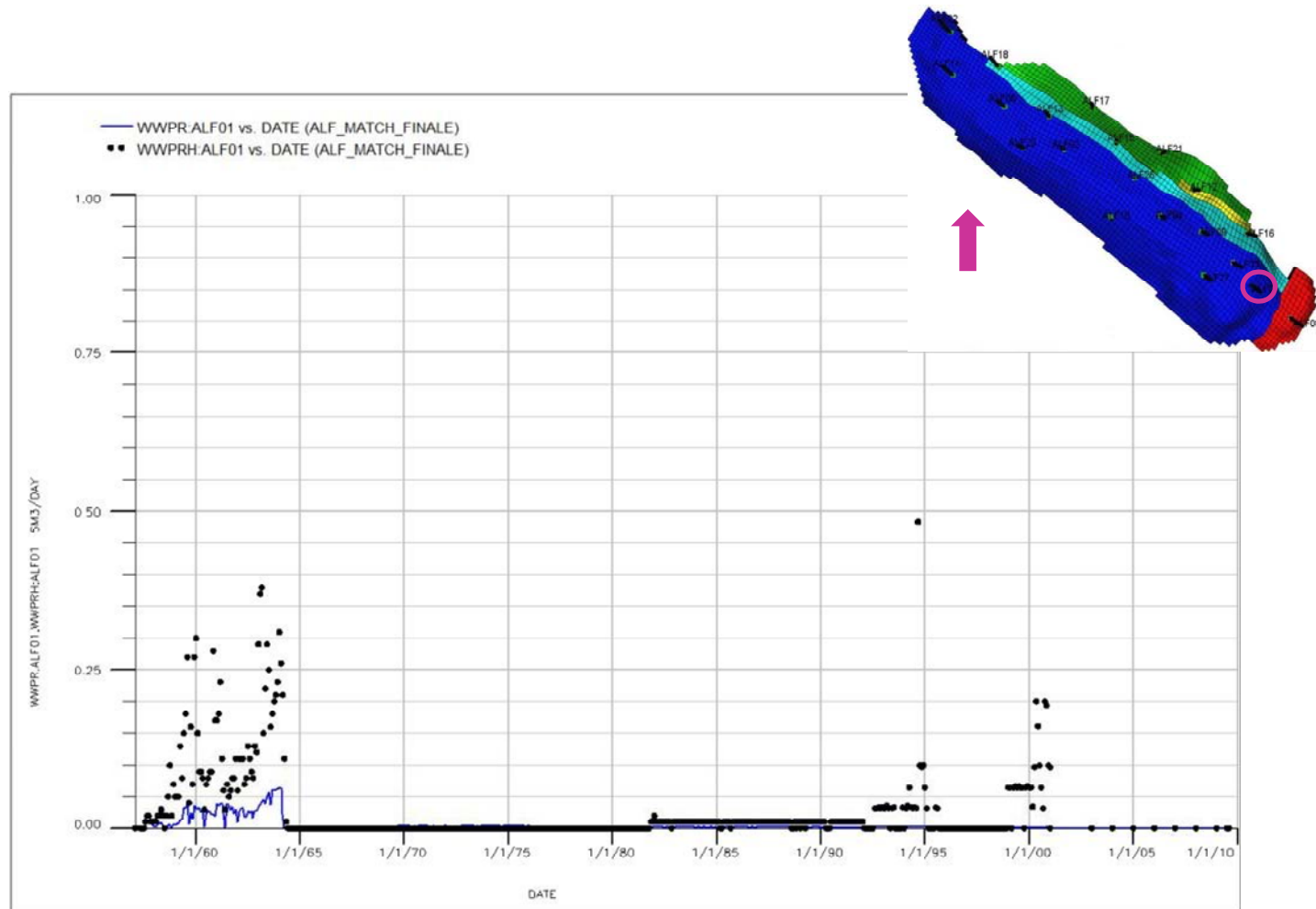


Fig. 33 - Pozzo ALF01 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

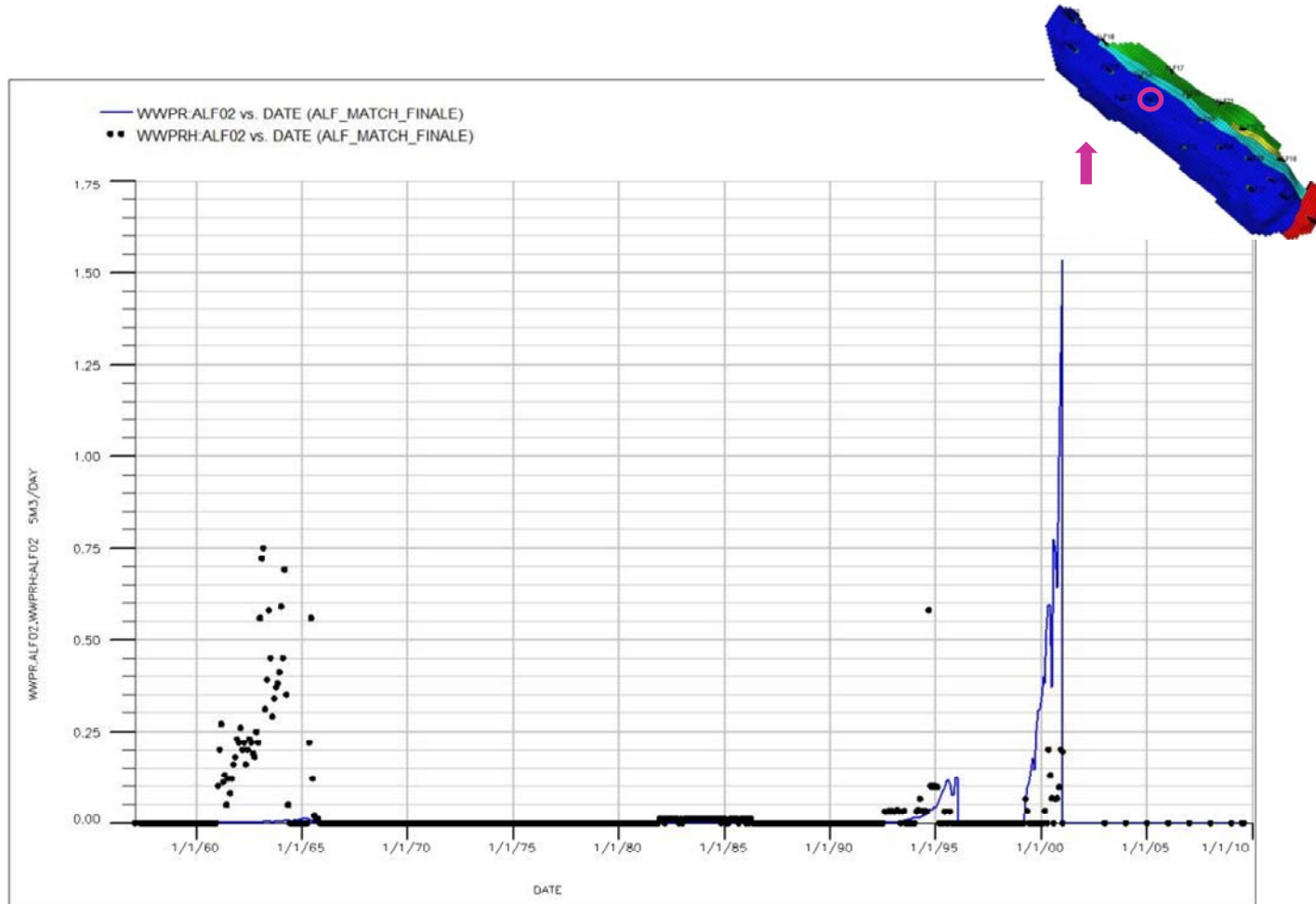


Fig. 34 - Pozzo ALF02 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

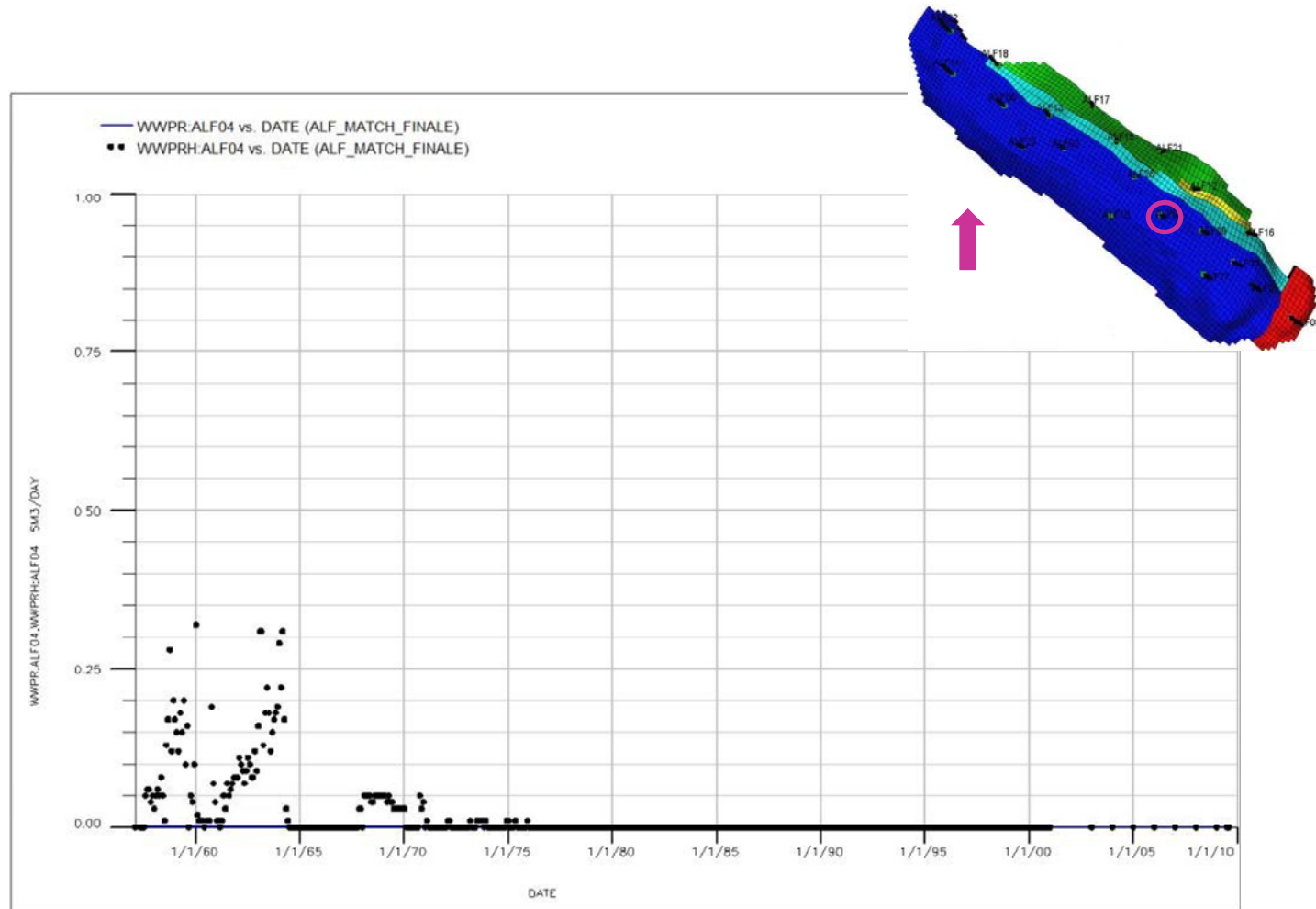


Fig. 35 - Pozzo ALF04 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

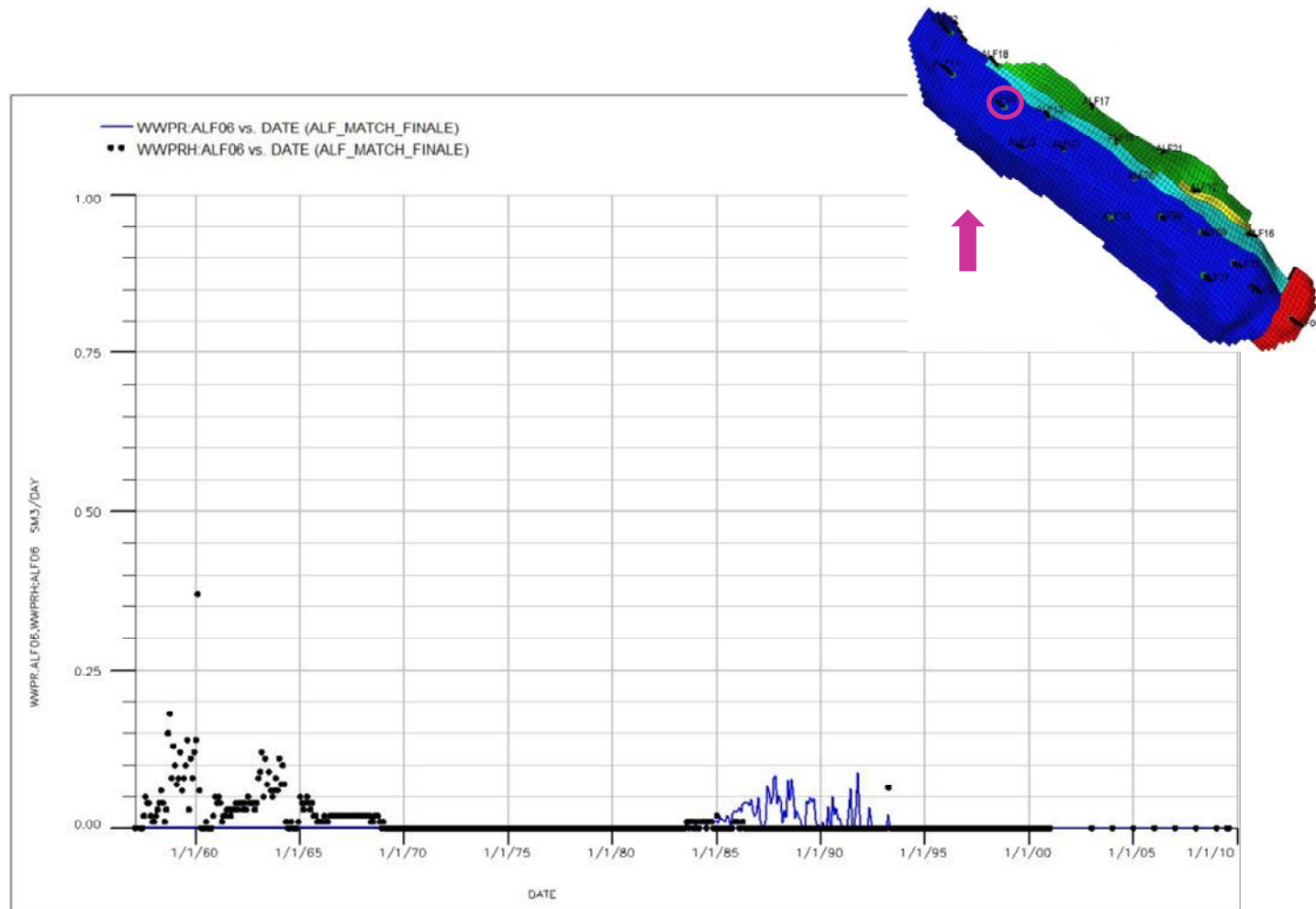


Fig. 36 - Pozzo ALF06 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

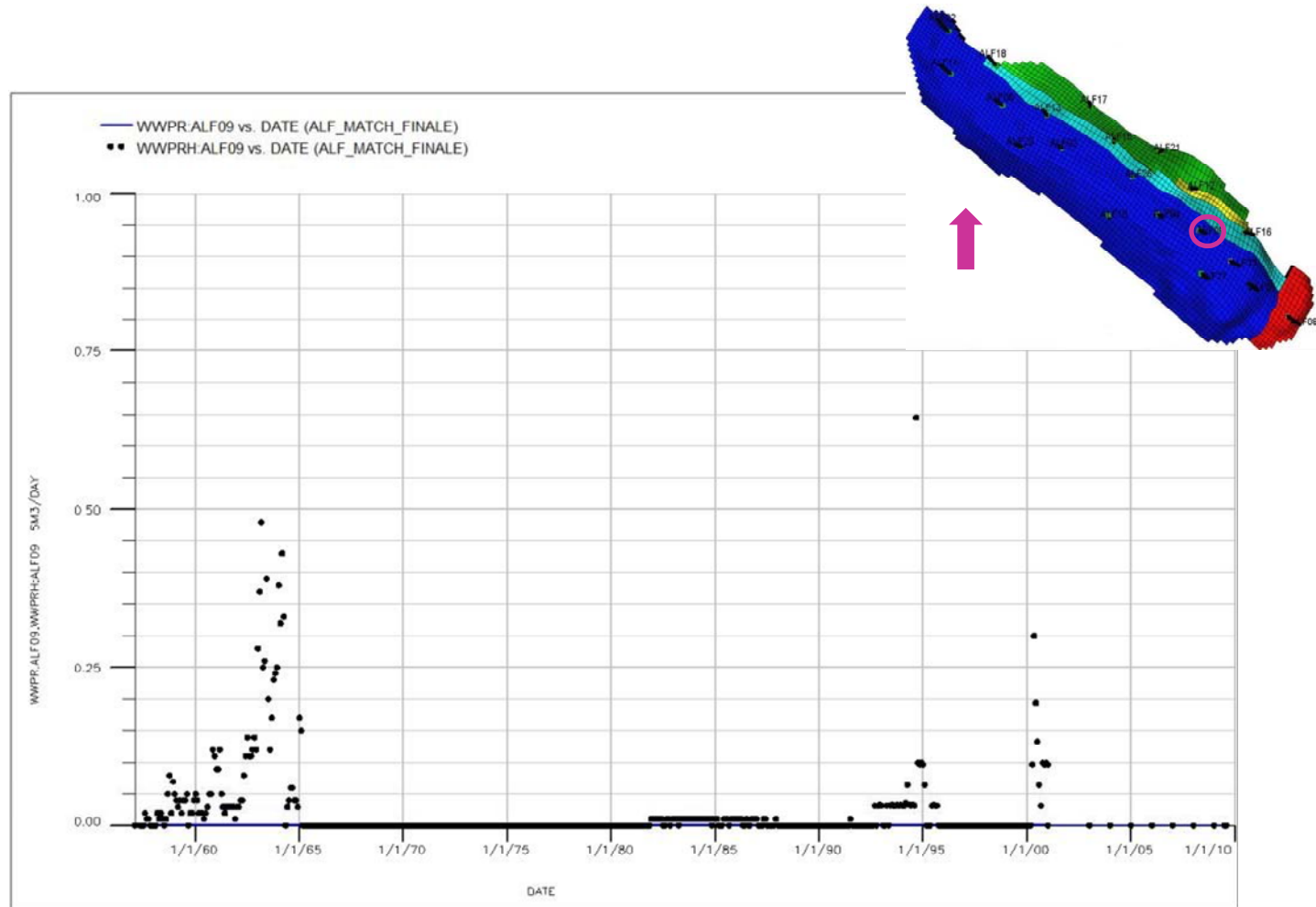


Fig. 37 - Pozzo ALF09 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

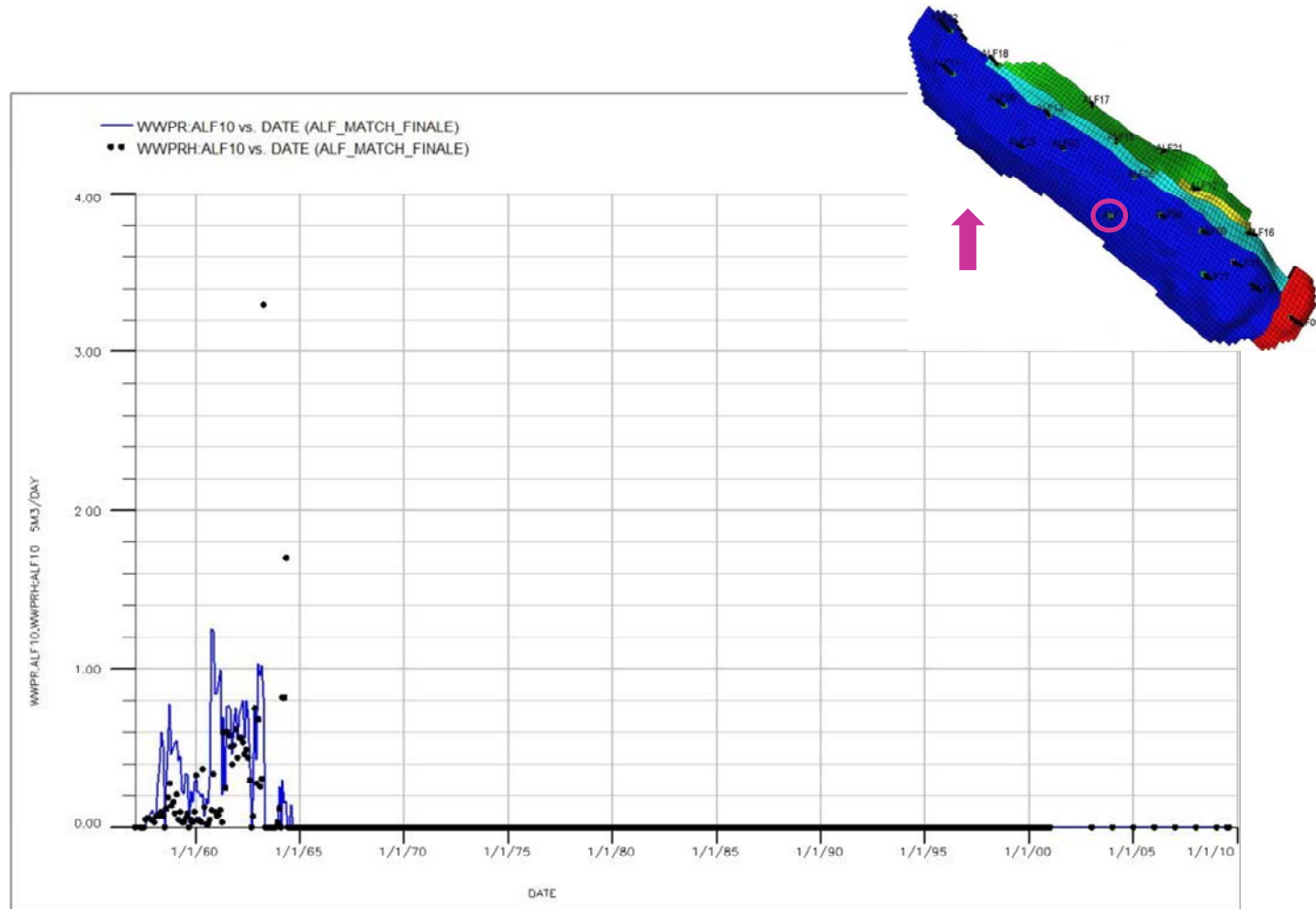


Fig. 38 - Pozzo ALF10 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

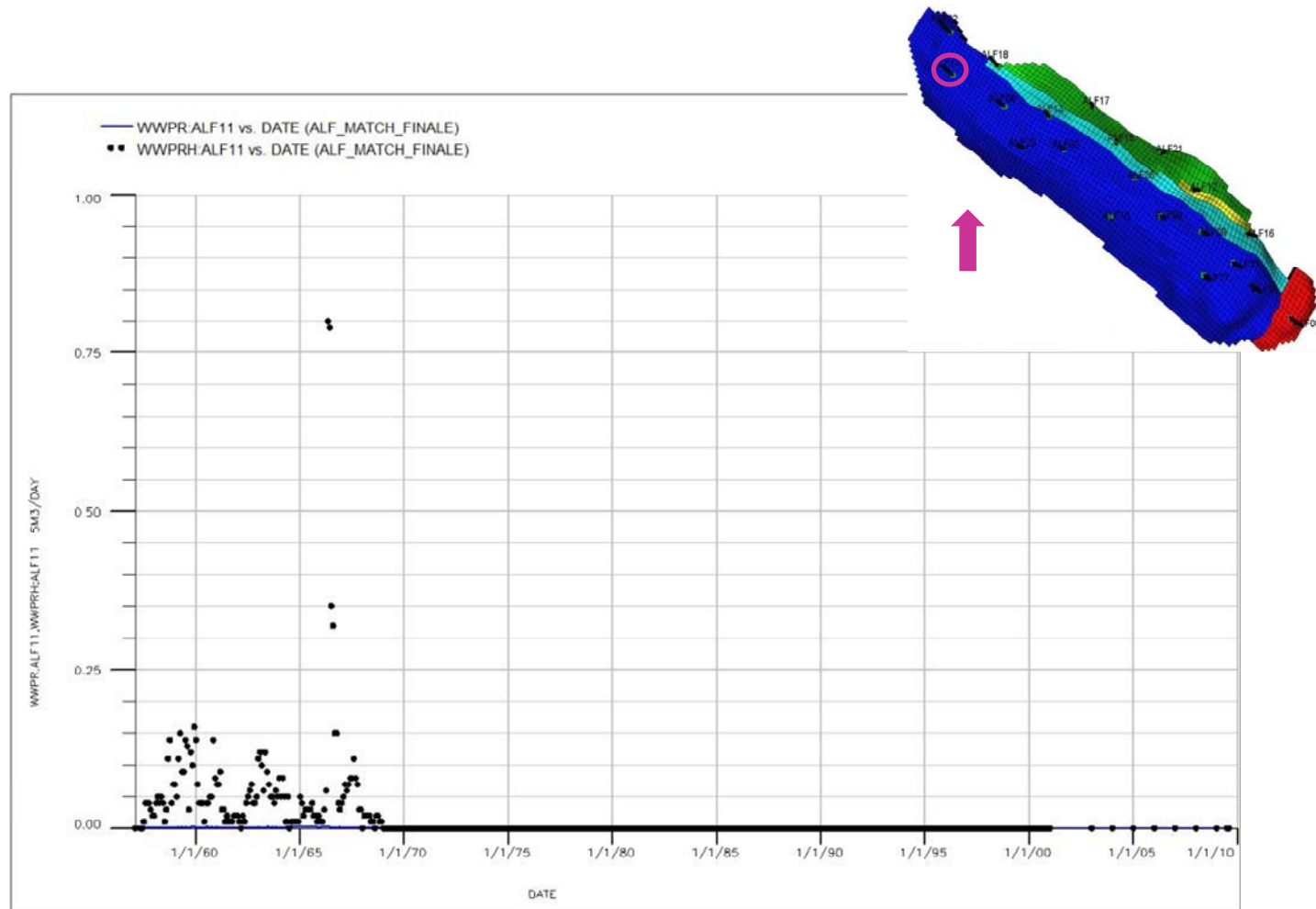


Fig. 39 - Pozzo ALF11 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

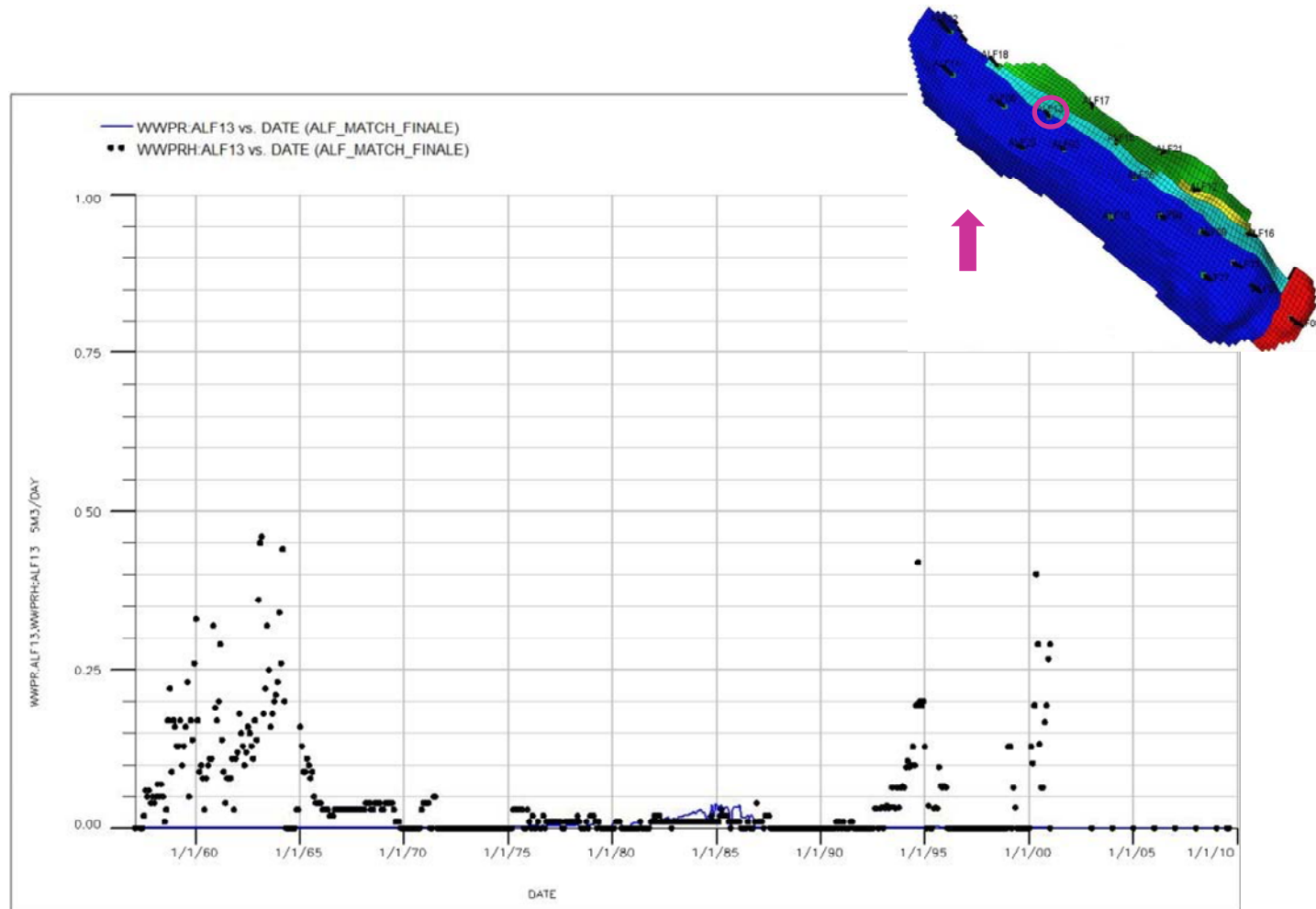


Fig. 40 - Pozzo ALF13 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

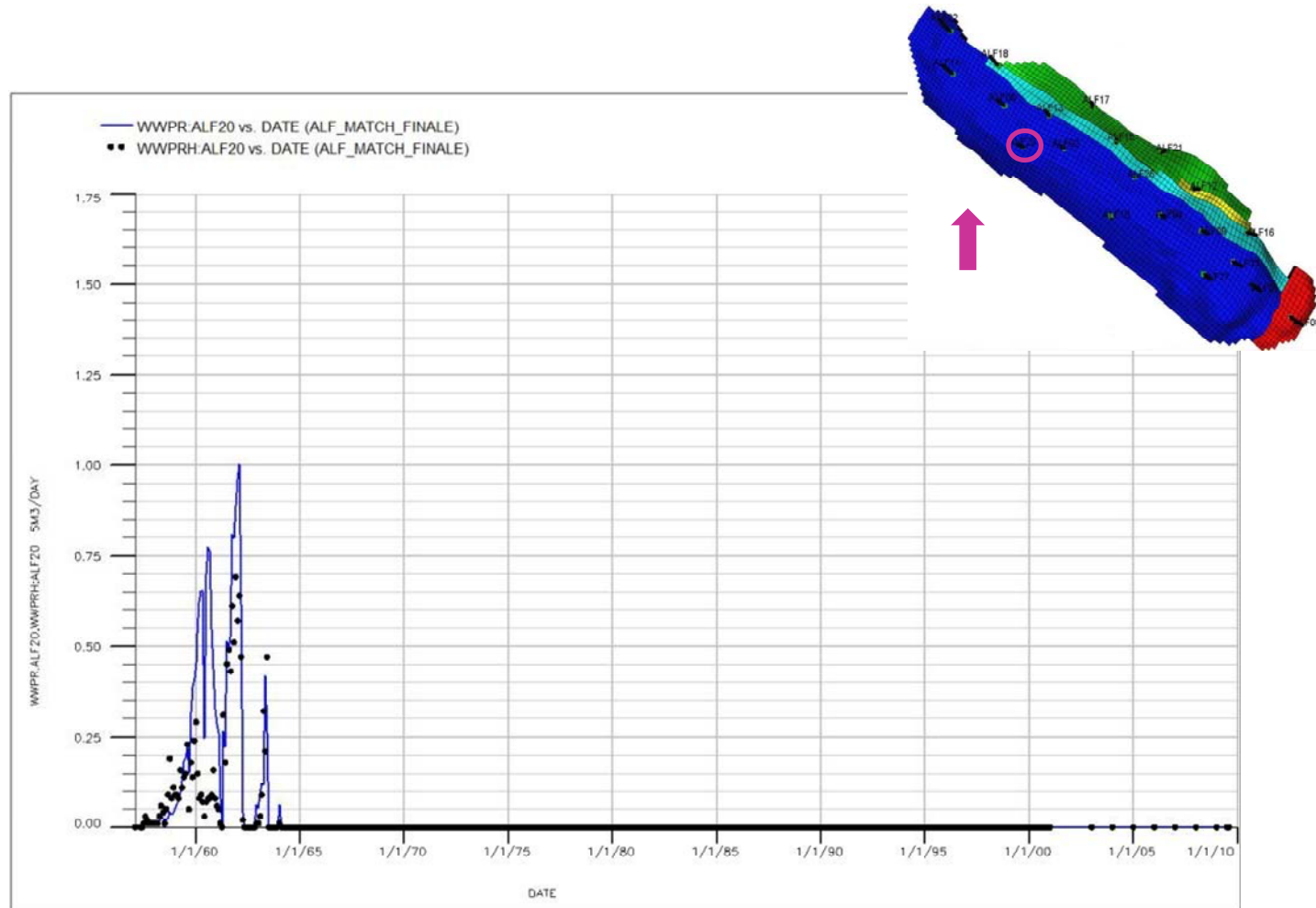


Fig. 41 - Pozzo ALF20 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

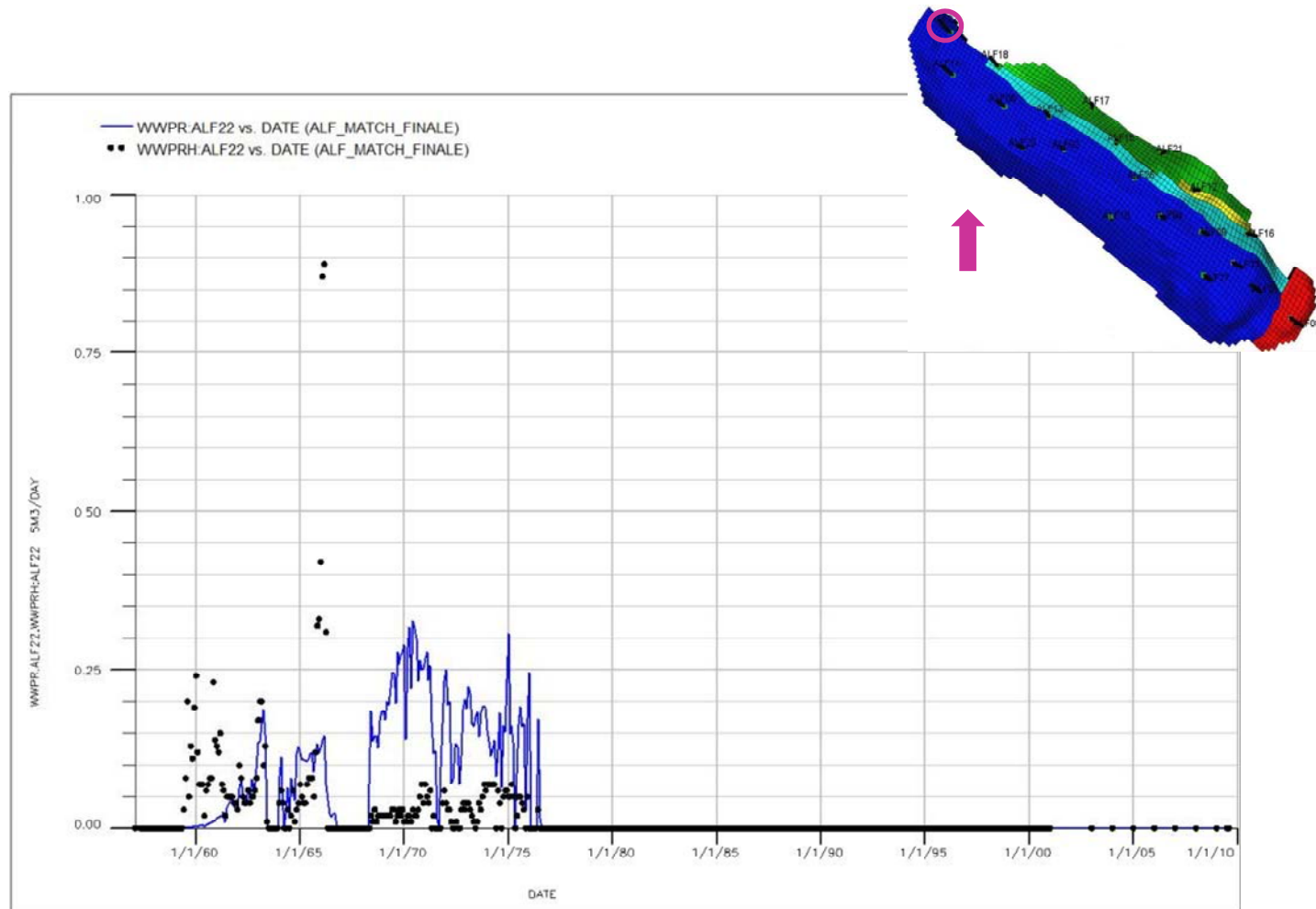


Fig. 42 - Pozzo ALF22 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

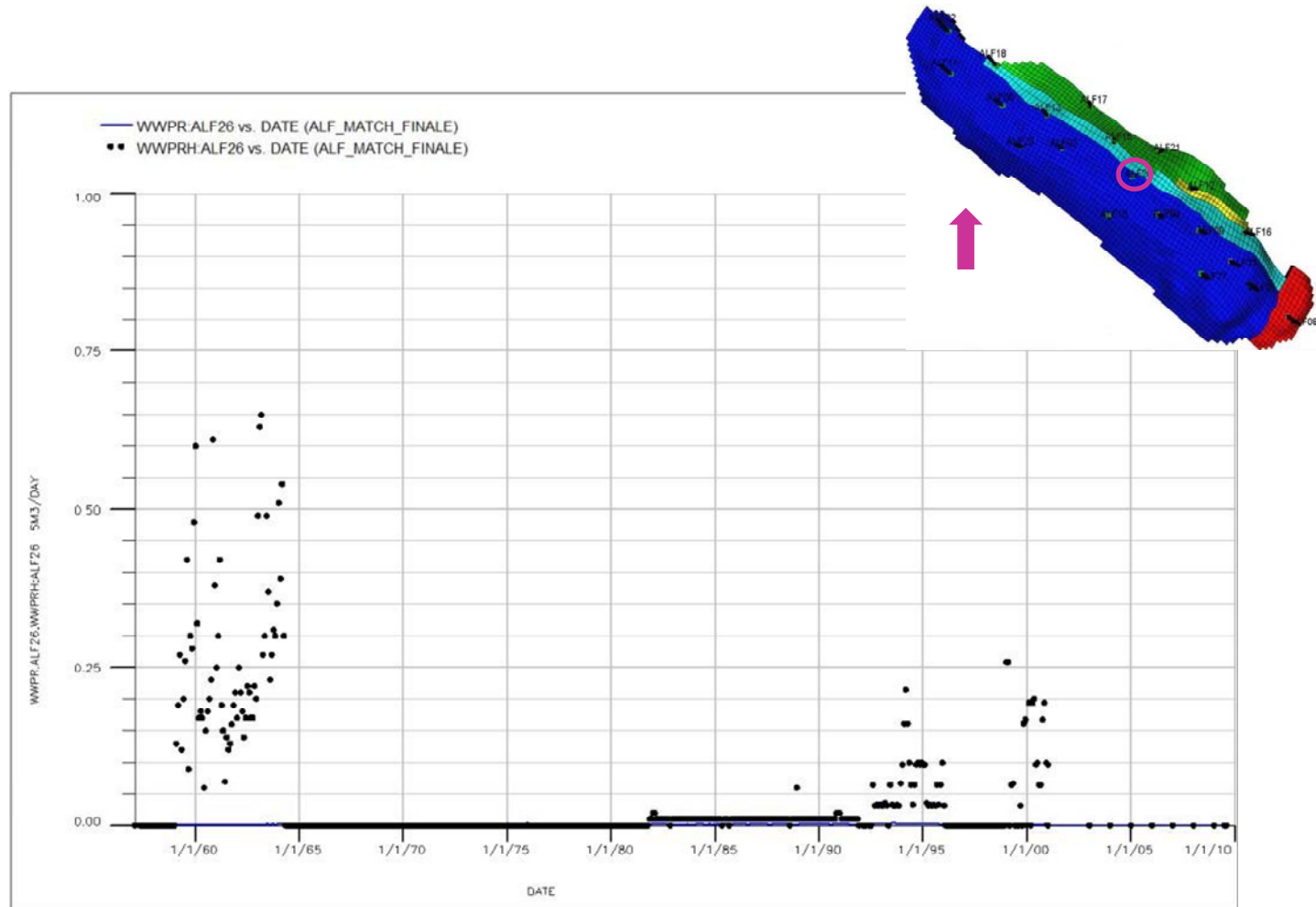


Fig. 43 - Pozzo ALF26 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

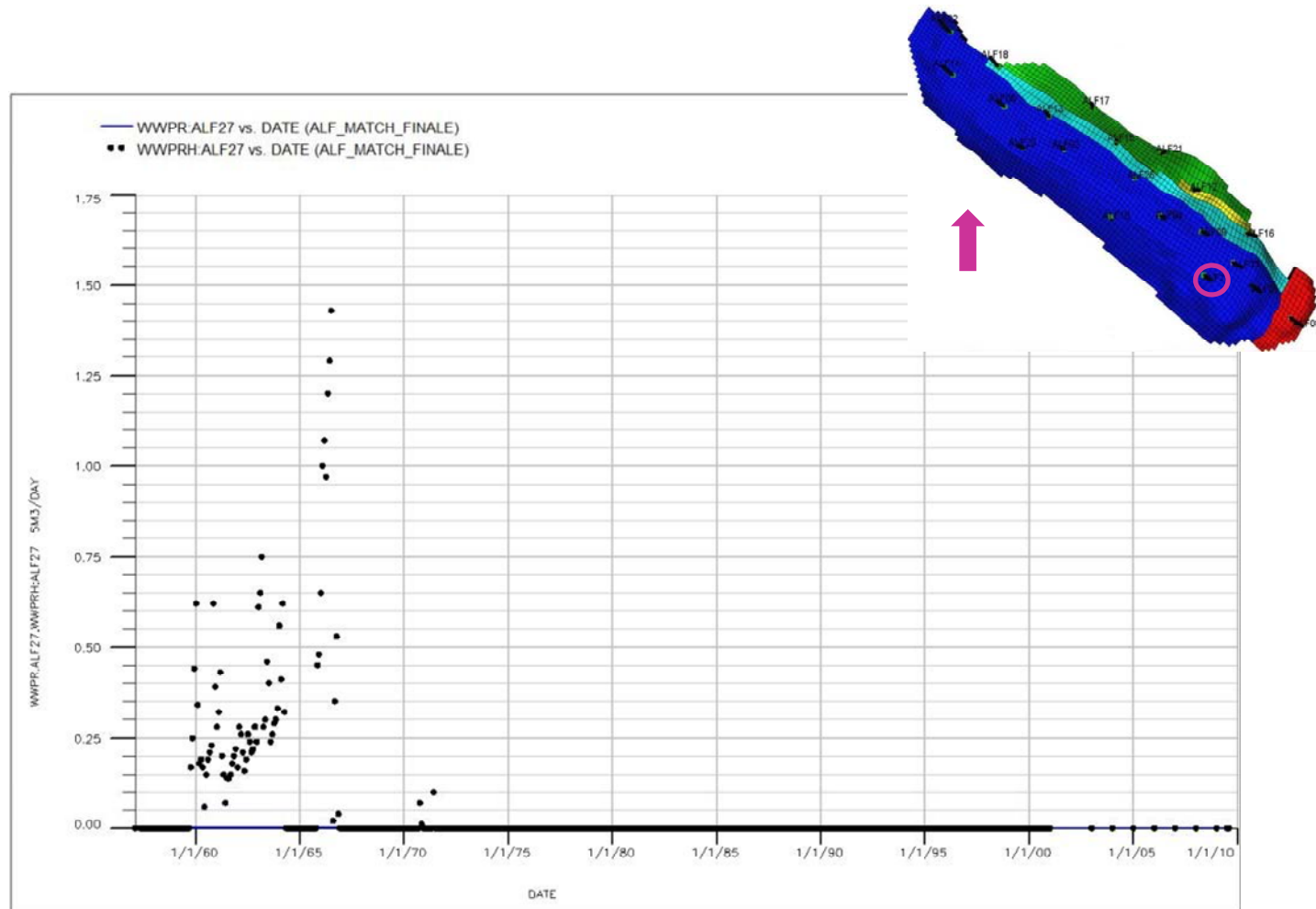


Fig. 44 - Pozzo ALF27– Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

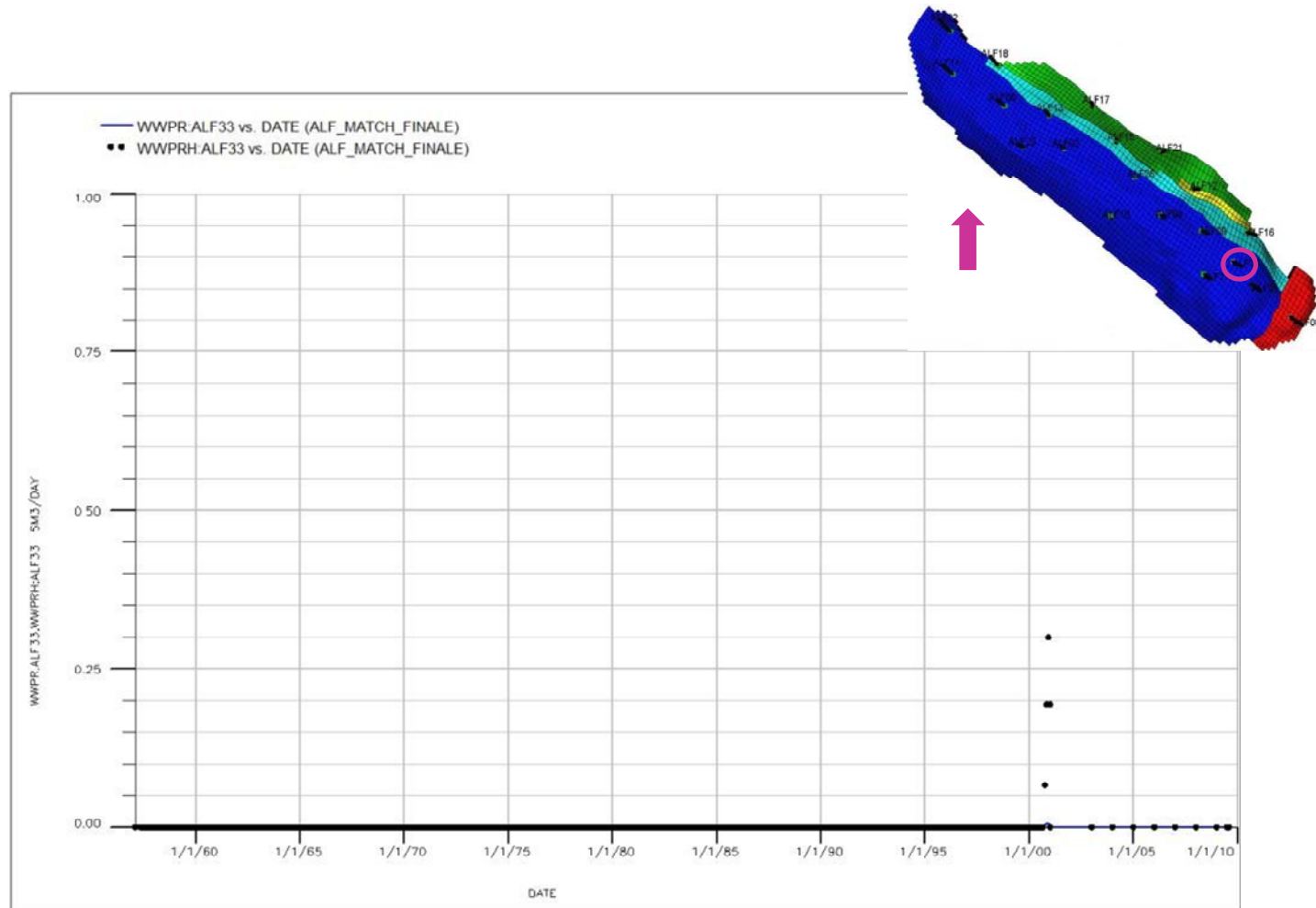


Fig. 45 - Pozzo ALF33 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

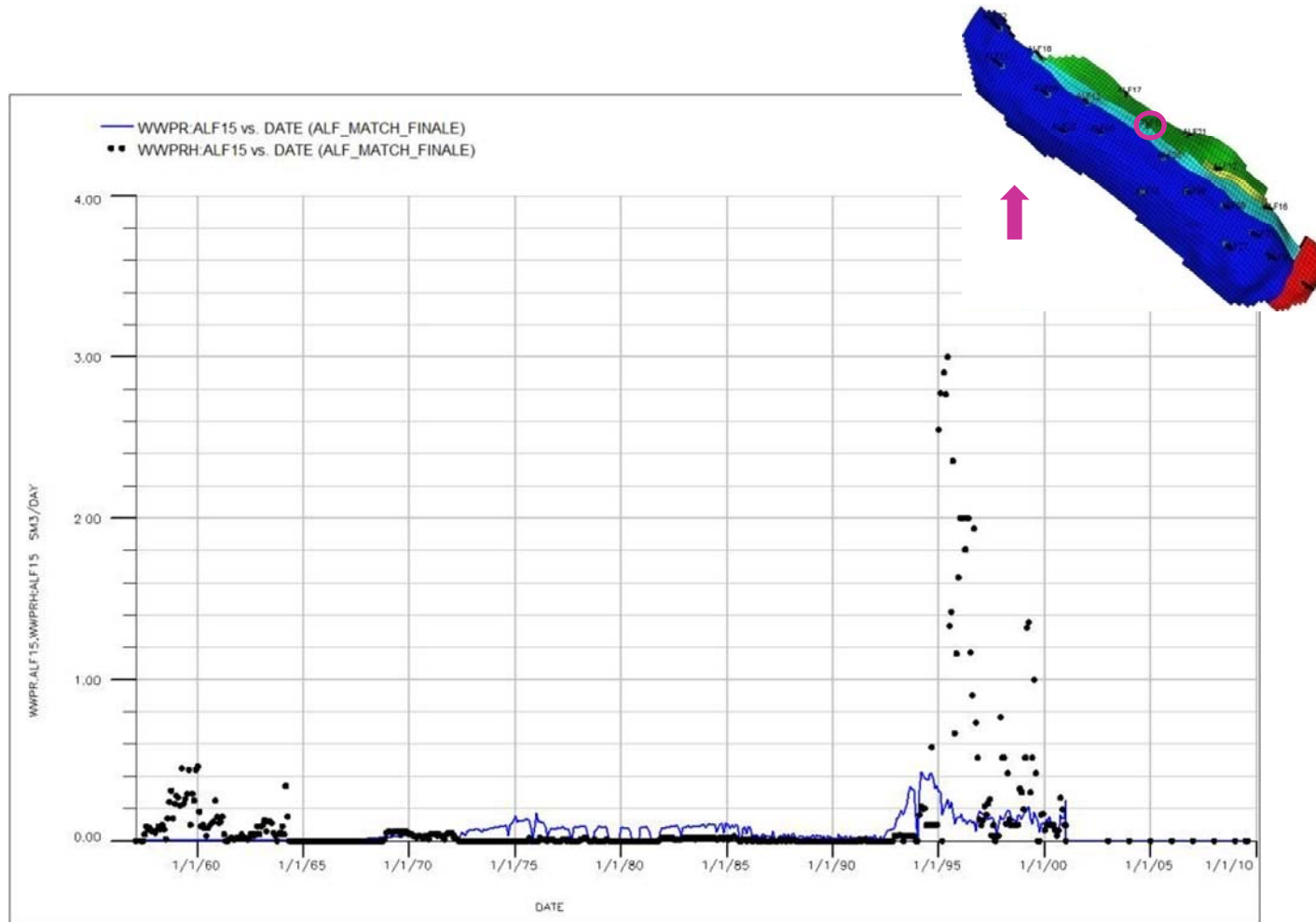


Fig. 46 - Pozzo ALF15 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

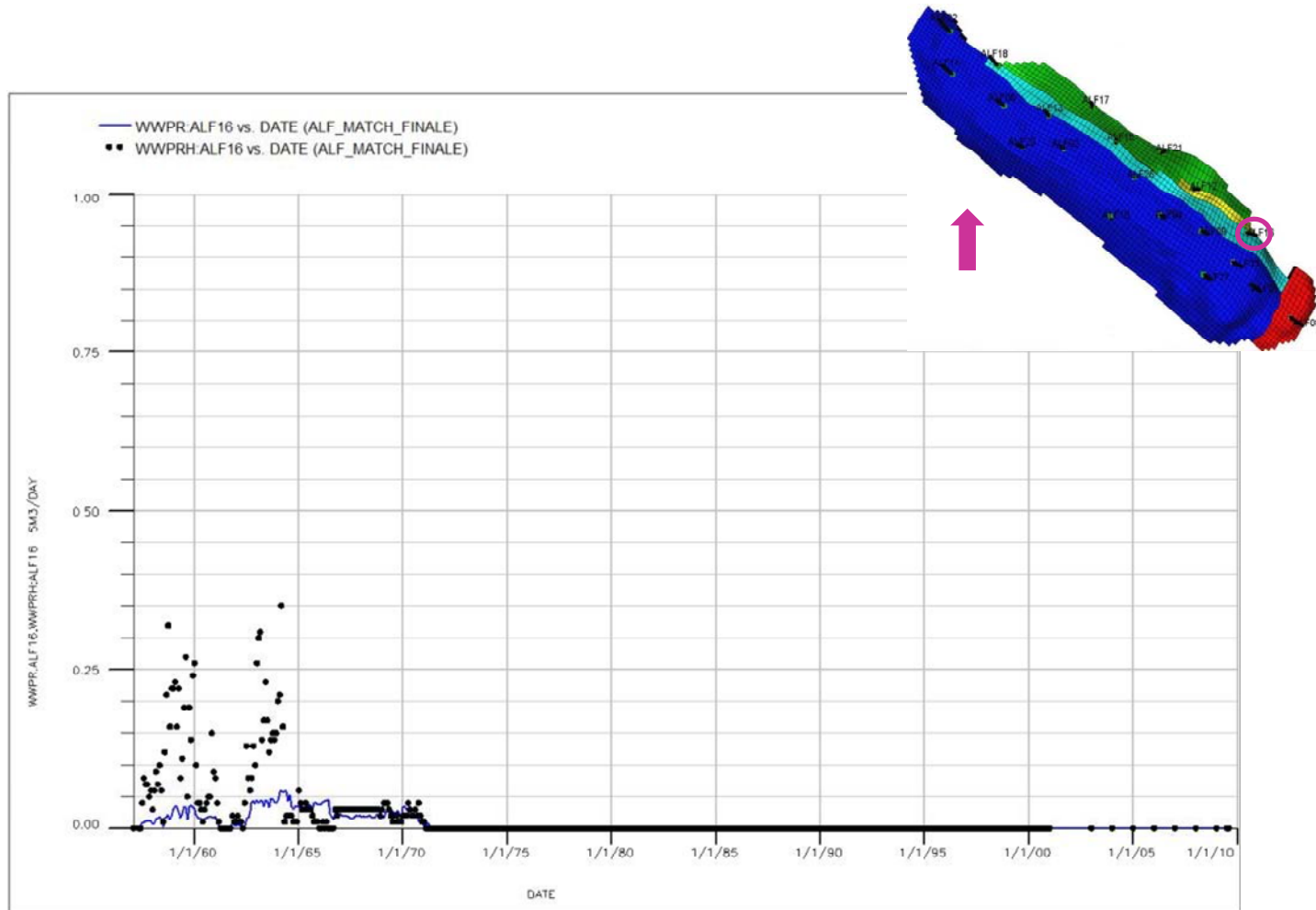


Fig. 47 - Pozzo ALF16 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

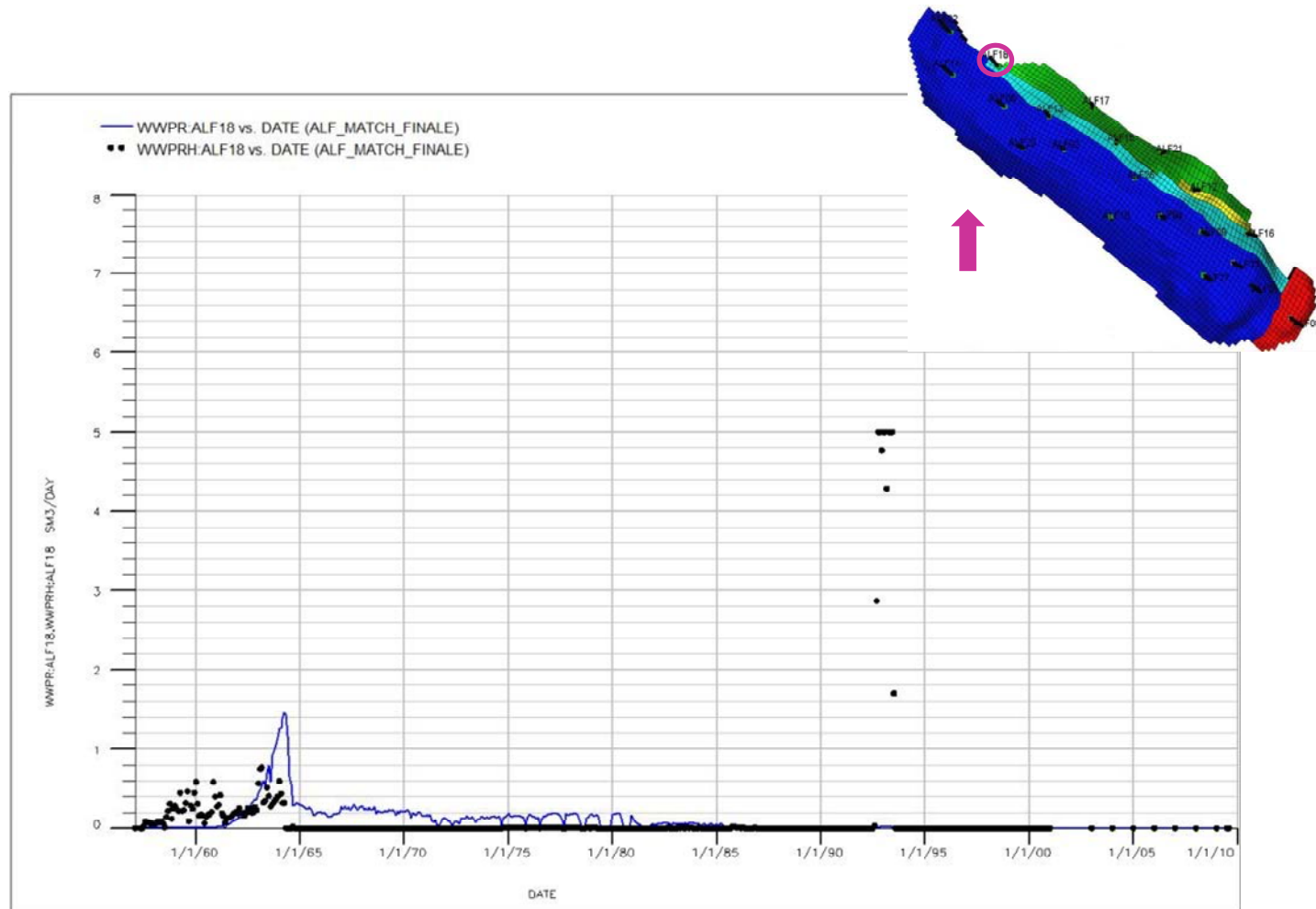


Fig. 48 - Pozzo ALF18 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

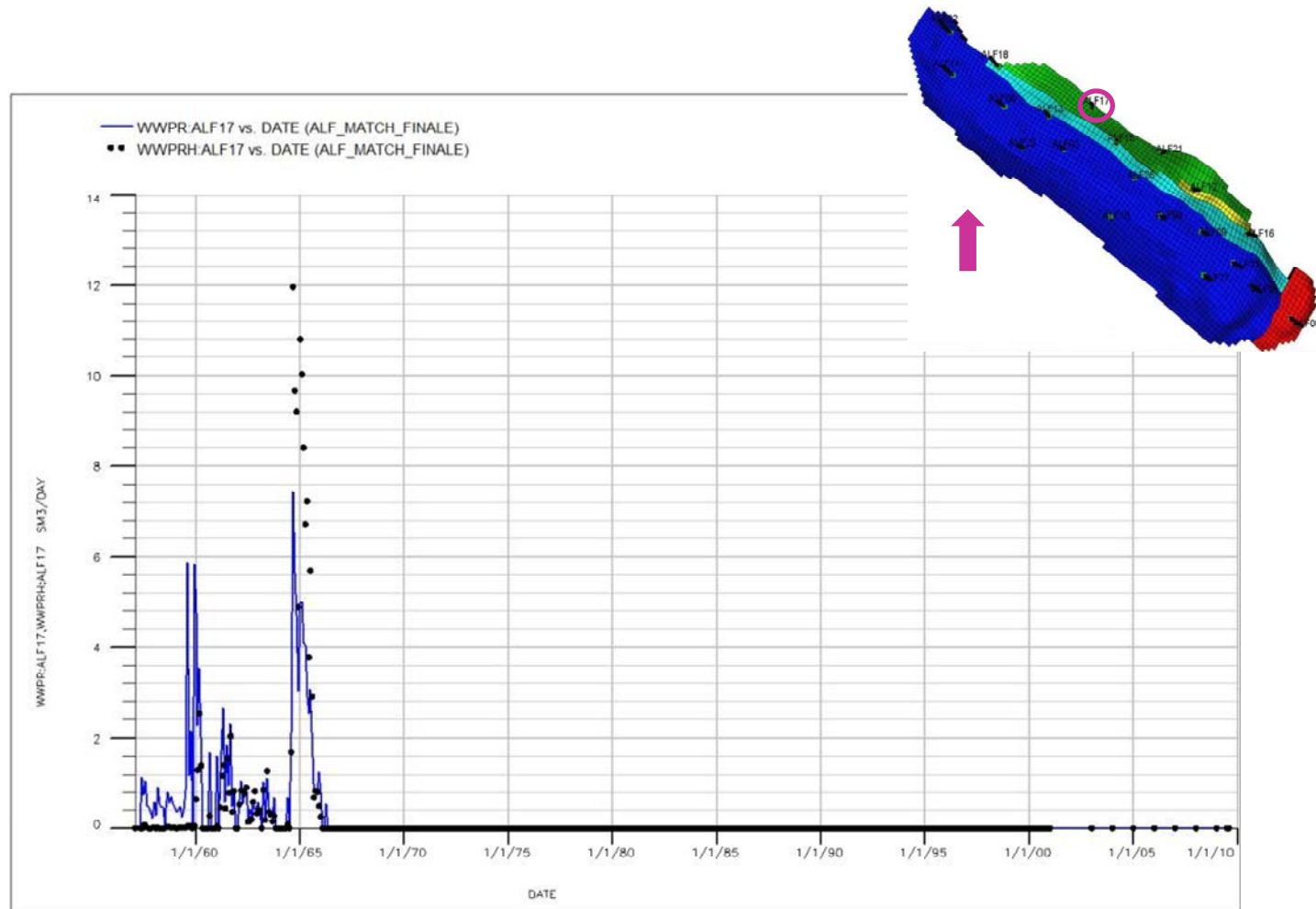


Fig. 49 - Pozzo ALF17 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

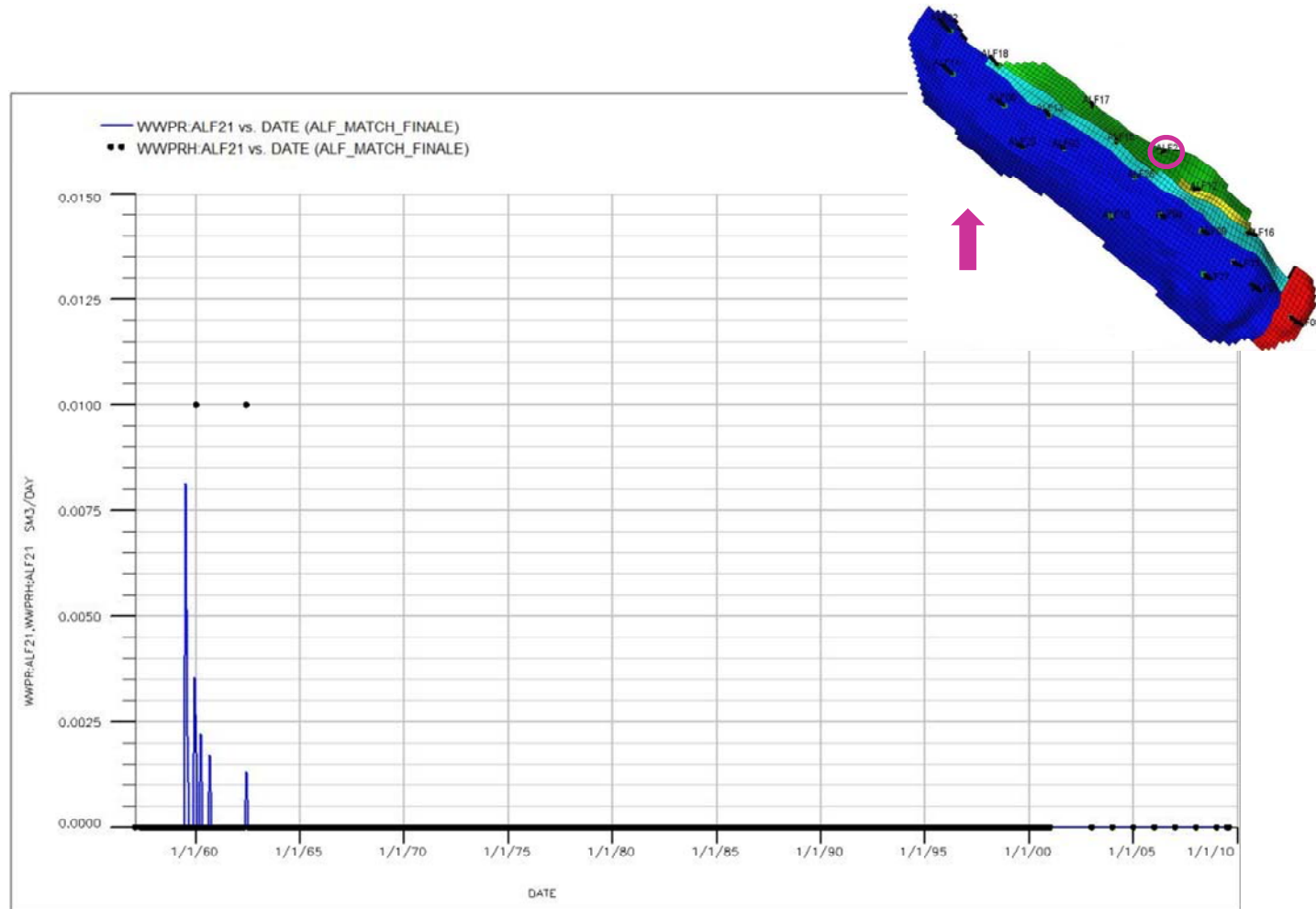


Fig. 50 - Pozzo ALF21 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

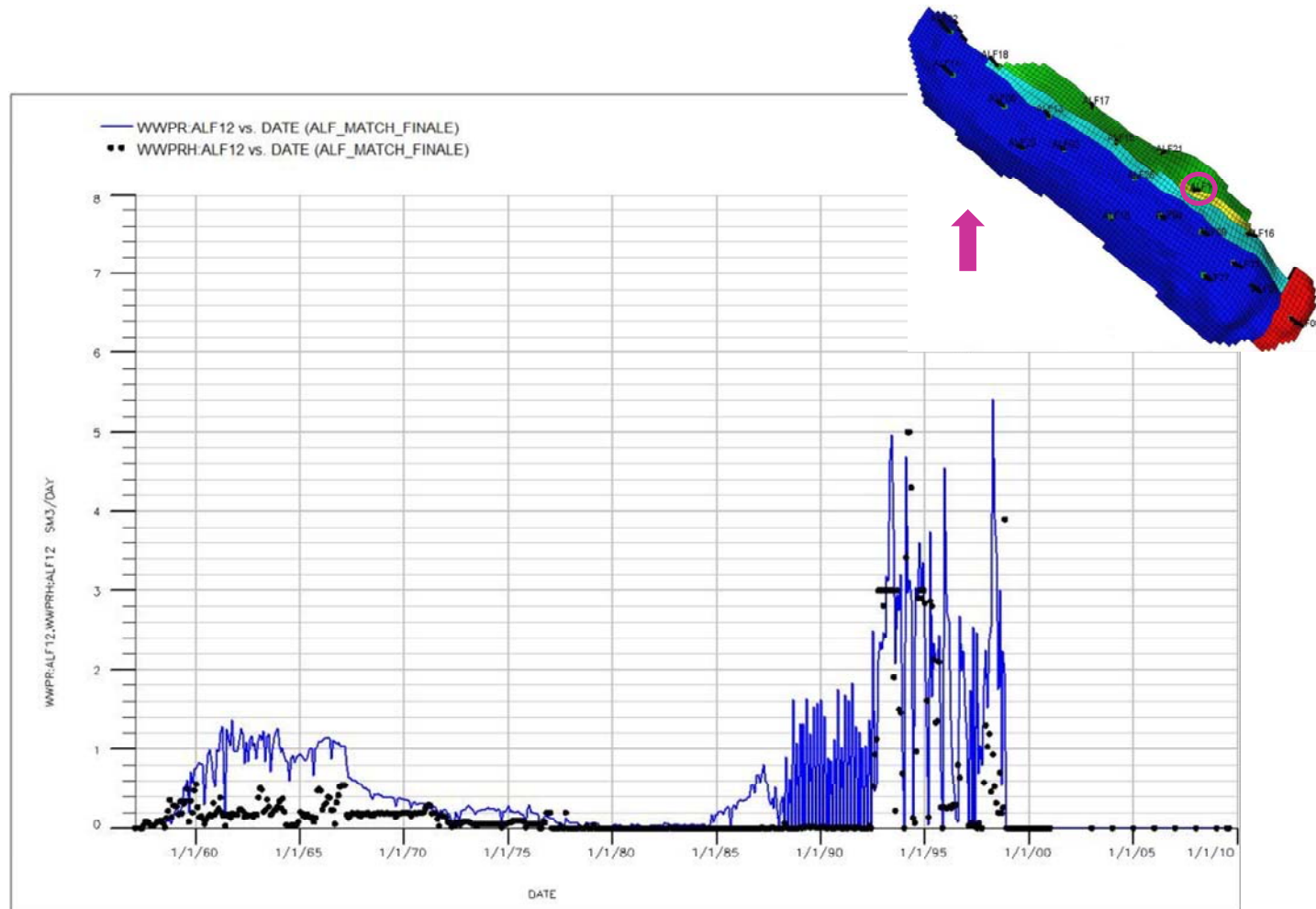


Fig. 51- Pozzo ALF12 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

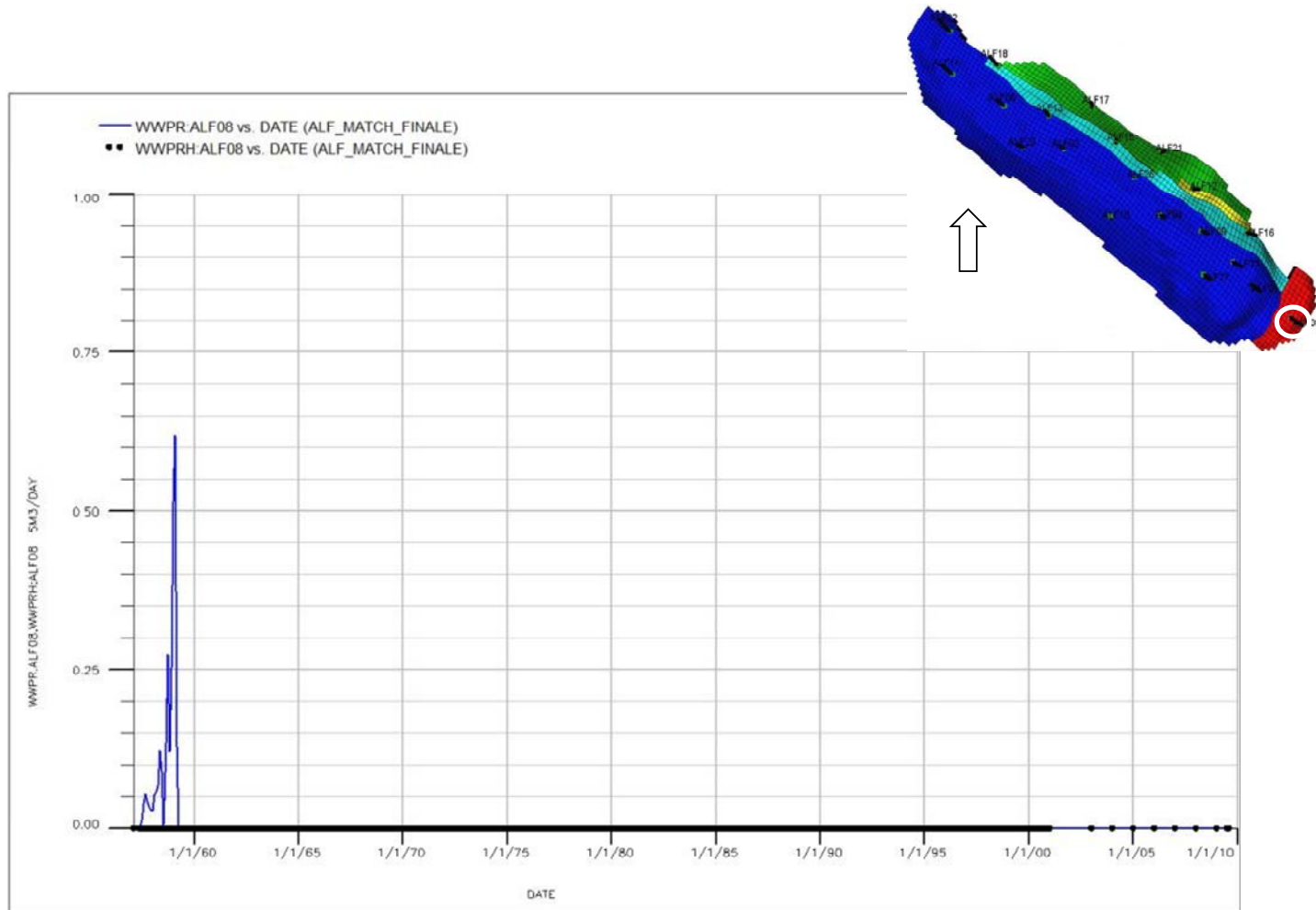


Fig. 52-Pozzo ALF08 – Confronto tra portata di acqua simulata (WWPR) e la portata di acqua misurata (WGPRH)

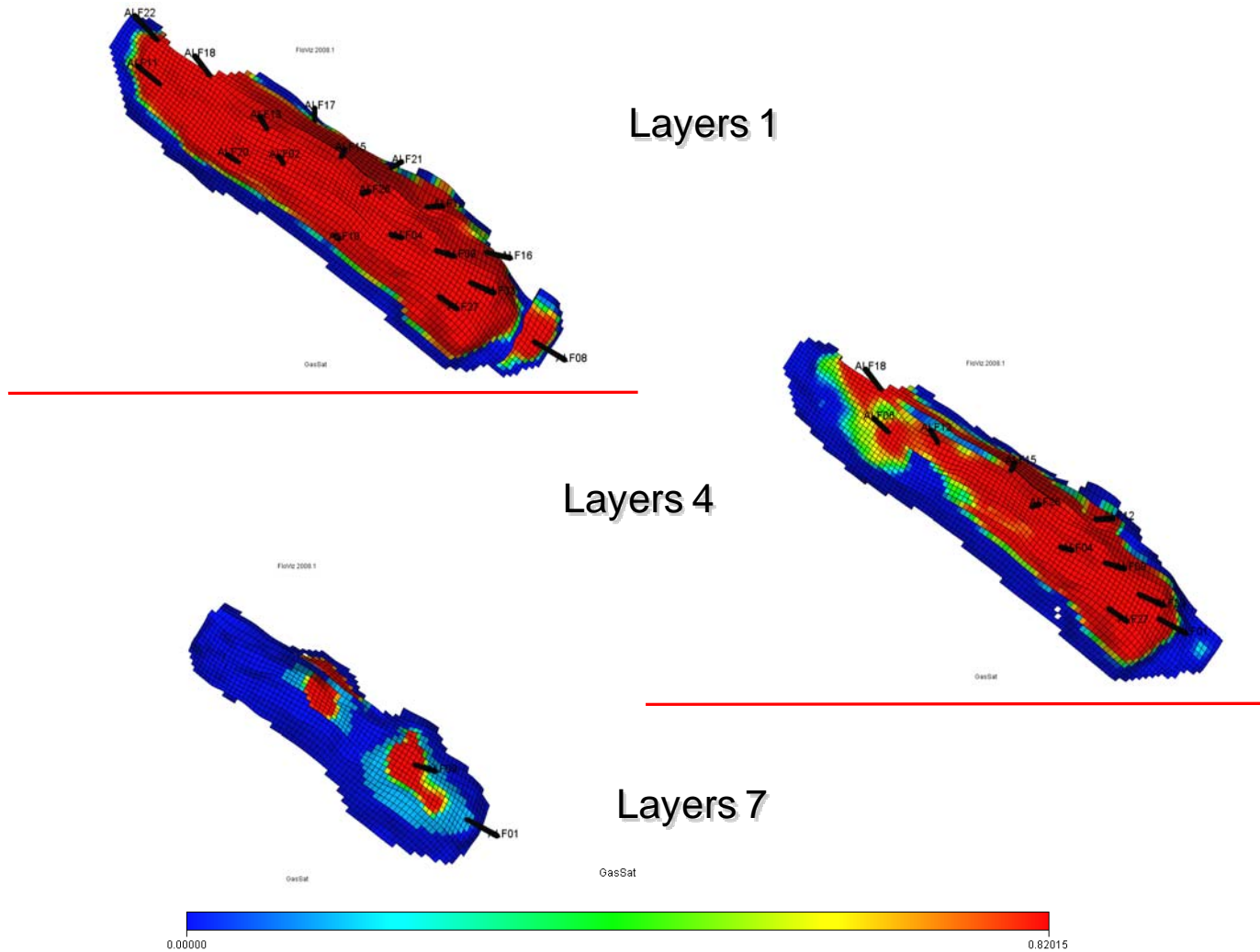


Fig. 53- Top dei layers 1, 4, 7 con indicazione della saturazione in gas iniziale (01/01/1957)



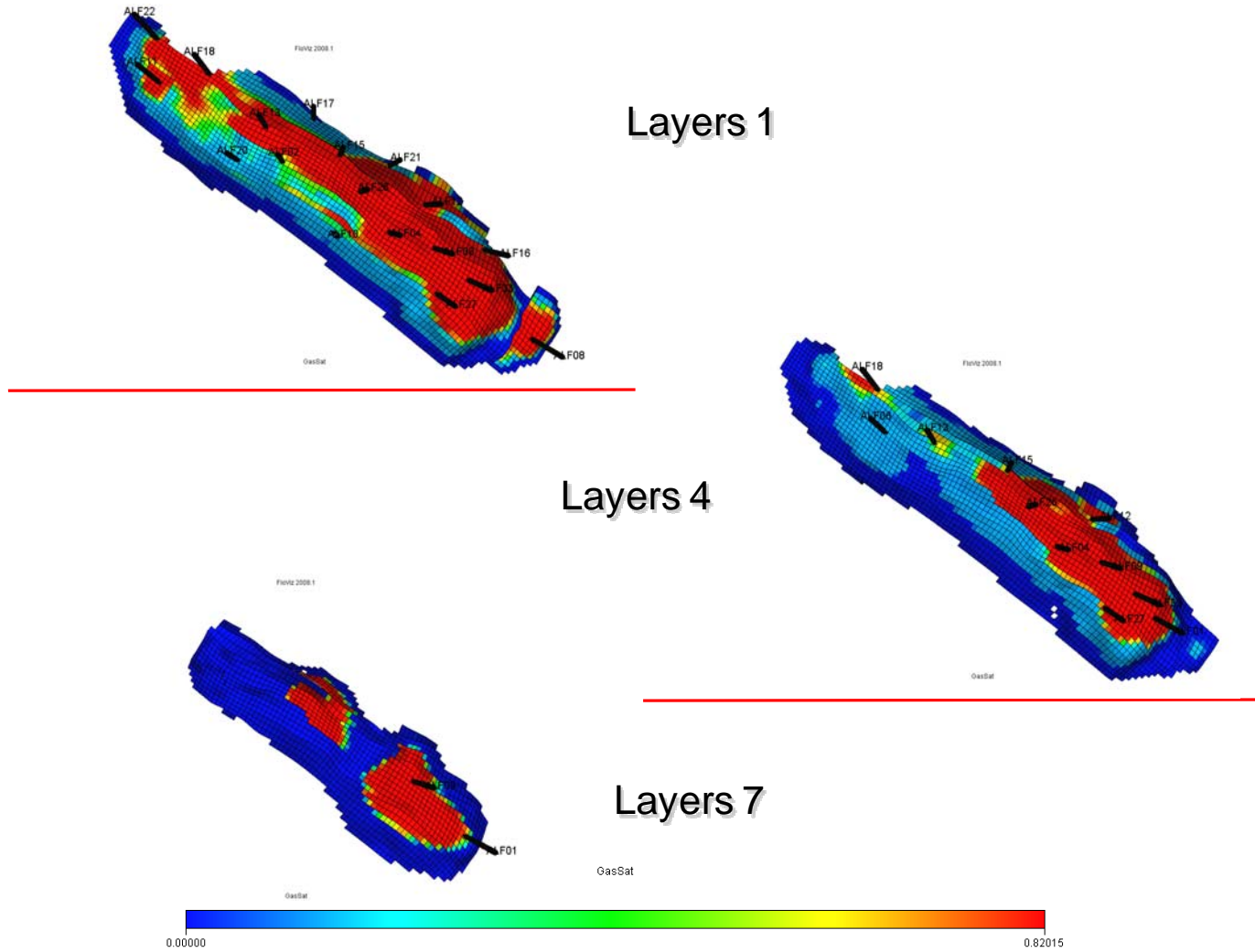


Fig. 54- Top dei layers 1, 4, 7 con indicazione della saturazione a fine produzione primaria (31/12/2000)



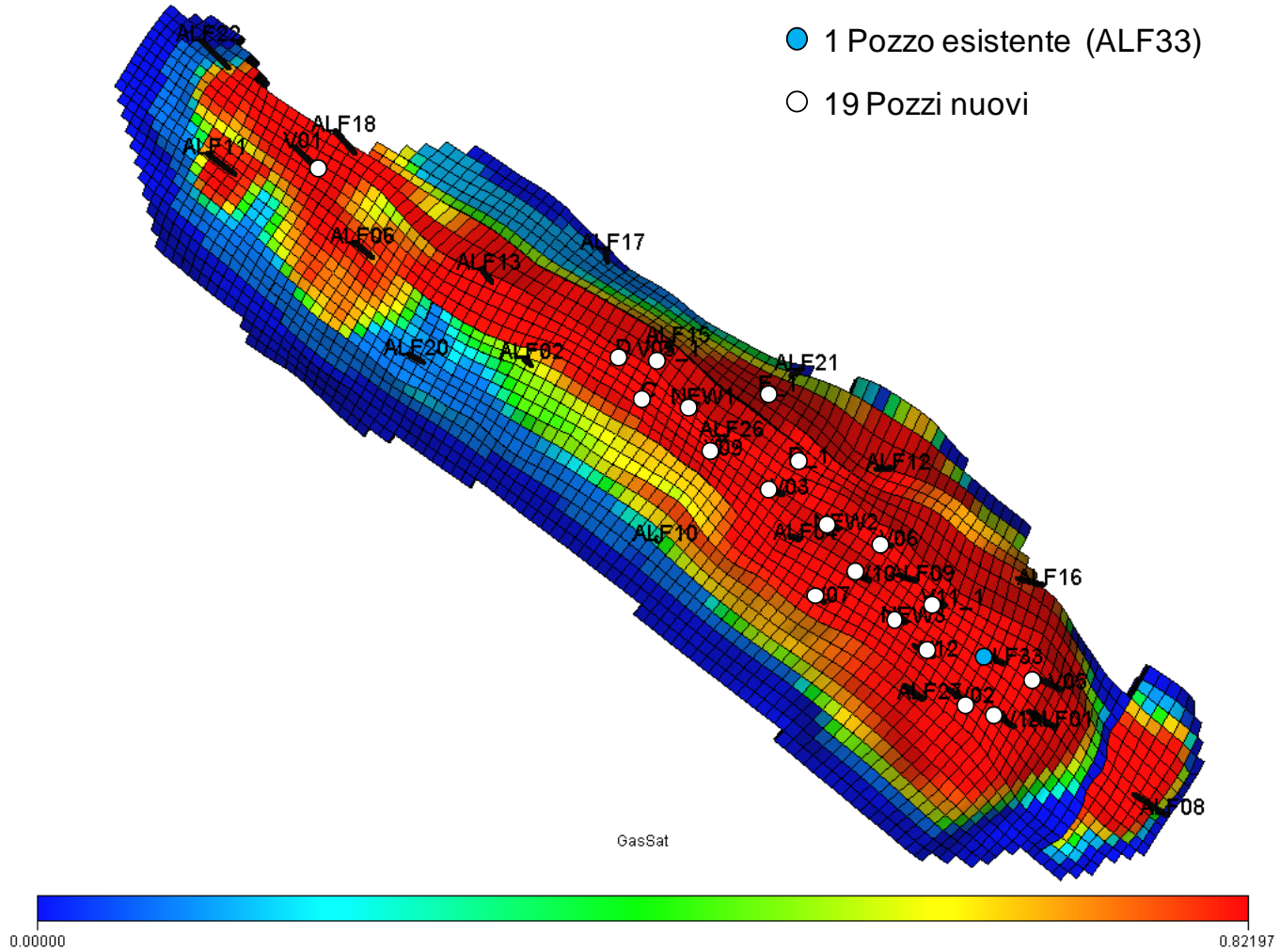


Fig. 55-Top del pool B con indicazione della posizione della *location* dei pozzi nuovi



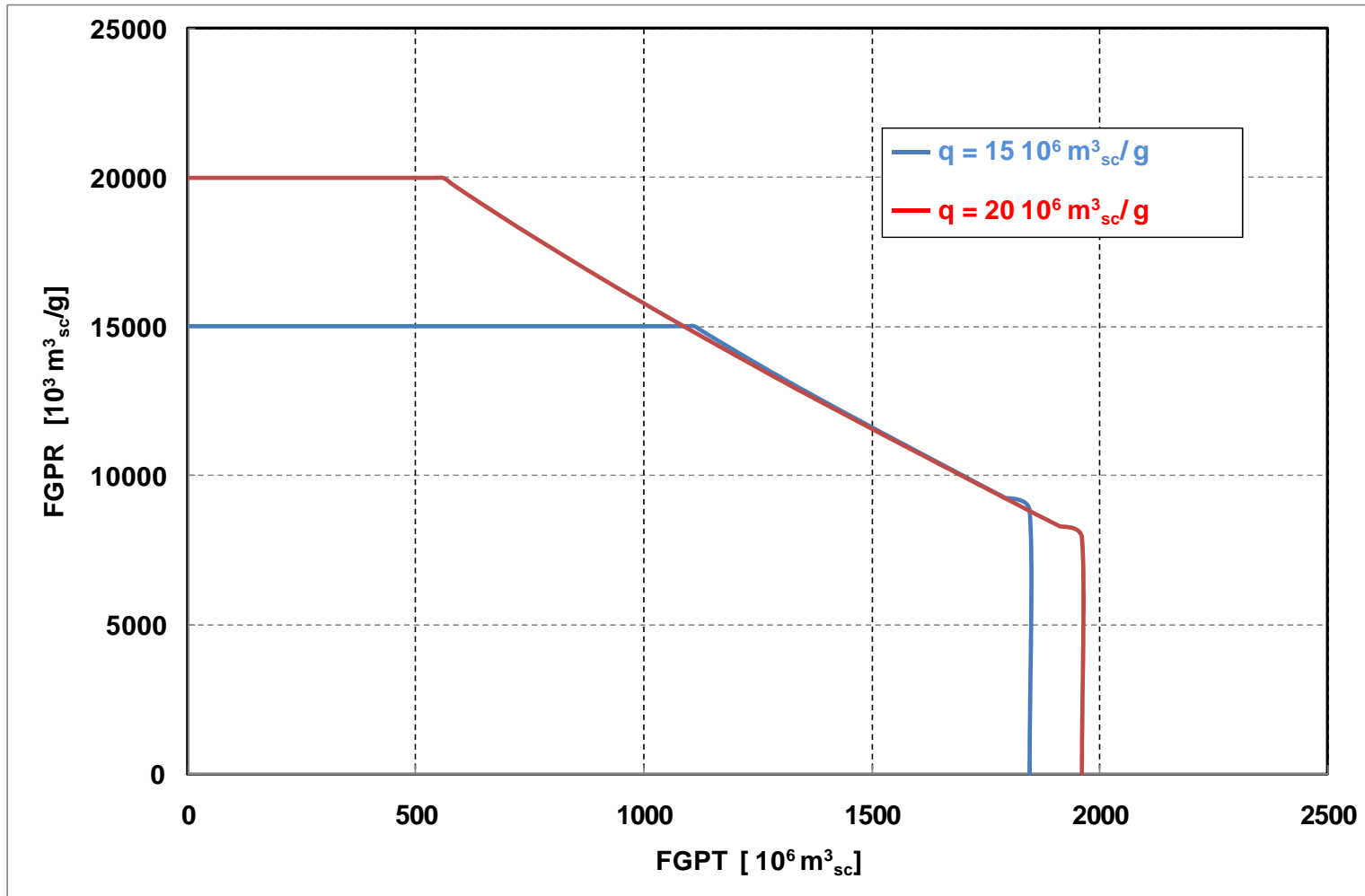


Fig. 56-Confronto tra le curve di derogabilità. riferite al 5° ciclo di stoccaggio, per i due scenari considerati



Fig. 57- Top del pool B con indicazione della posizione della location dei pozzi aperti @ 31/12/2000



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

”

CAMPO DI ALFONSINE

Concessione Livello B

STUDIO DINAMICO DEL GIACIMENTO PER LA
CONVERSIONE AD ATTIVITÀ DI STOCCAGGIO
DI GAS NATURALE

TABELLE



Tab. 1: Valori di porosità, di saturazioni in acqua irriducibile e di permeabilità orizzontali assegnati nel modello dinamico

Layer Geologico	Layer di modello	Porosità	Saturazione acqua irriducibile	Permeabilità orizzontali
		(%)	(%)	(mD)
Livello B - c	1 - 3	22	18	20
Livello B - b	4 - 6	26	18	40
Livello B - a	7 - 9	28	18	120



Tab. 2: Coordinate dei pozzi, *cluster* di appartenenza e livelli aperti alla produzione

Pozzo	Coord X	Coord Y	Layers aperti	Blocco	Tubing (inch)
ALF01	115	36	4-7	SUD	2" 7/8
ALF02	66	37	1-3	SUD	2" 7/8
ALF04	91	36	1-5	SUD	2" 7/8
ALF06	50	36	2-4	SUD	2" 7/8
ALF09	100	34	1-8	SUD	2" 7/8
ALF10	82	43	1-3	SUD	2" 7/8
ALF11	36	38	1-1	SUD	2" 7/8
ALF13	60	32	1-4	SUD	2" 7/8
ALF20	58	41	1-2	SUD	2" 7/8
ALF22	31	30	1-2	SUD	2" 7/8
ALF26	82	33	1-6	SUD	2" 7/8
ALF27	105	41	1-6	SUD	2" 7/8
ALF33	109	35	1-5	SUD	5"
ALF15	75	30	1-4	CENTRO	2" 7/8
ALF16	110	29	1-2	CENTRO	2" 7/8
ALF18	44	30	1-4	CENTRO	2" 7/8
ALF17	66	25	1-1	NORD	2" 7/8
ALF21	84	25	1-2	NORD	2" 7/8
ALF12	94	27	1-5	CENTRO	2" 7/8
ALF08	128	34	1-2	B1	2" 7/8



Tab. 3: Riepilogo delle coordinate di modello, layers aperti e tipologia di completamento per i 19 pozzi nuovi

Pozzo	Coord X	Coord Y	Layers aperti	Blocco	Tubing (inch)
V11_1	103	34	1 - 6	SUD	7"
V10	97	36	1 - 6	SUD	5"
V12	104	38	1 - 6	SUD	7"
V13	112	38	1 - 4	SUD	7"
D_1	88	31	1 - 3	CENTRO	5"
V06	97	33	1 - 5	SUD	7"
V07	95	39	1 - 4	SUD	7"
V09	82	35	1 - 3	SUD	7"
C	75	35	1 - 4	SUD	5"
D	72	33	1 - 3	SUD	5"
NEW1	79	32	1 - 3	SUD	5"
NEW2	93	34	1 - 4	SUD	5"
NEW3	101	37	1 - 4	SUD	5"
V05-1	75	31	1 - 3	CENTRO	7"
E_1	83	28	1 - 4	NORD	7"
V01	42	33	1 - 3	SUD	7"
V02	108	39	1 - 5	SUD	7"
V03	88	34	1 - 3	SUD	7"
V05	114	34	1 - 3	SUD	7"



Tab. 4: Riepilogo dei risultati per lo scenario di sviluppo base

CICLO	ANNI	WG (10 ⁶ m ³ _{SC})	INJ (10 ⁶ m ³ _{SC})	WATER (m ³ _{ST})	PLATEAU (days)	Stock MAX (10 ⁶ m ³ _{SC})
Ciclo 1	2011-2012	1897	1827	7	82	3150
Ciclo 2	2012-2013	1847	1862	10	75	3166
Ciclo 3	2013-2014	1842	1855	14	74	3179
Ciclo 4	2014-2015	1840	1846	19	74	3185
Ciclo 5	2015-2016	1846	1845	26	74	3184
Ciclo 6	2016-2017	1834	1832	34	73	3182
Ciclo 7	2017-2018	1831	1826	44	73	3177
Ciclo 8	2018-2019	1828	1821	56	72	3170
Ciclo 9	2019-2020	1833	1823	71	72	3160
Ciclo 10	2020-2021	1821	1813	88	71	3153



Tab. 5: Riepilogo dei risultati per lo scenario che prevede una variazione delle condizioni operative

CICLO	ANNI	WG	INJ	WATER	PLATEAU	Stock MAX
		(10 ⁶ m ³ _{SC})	(10 ⁶ m ³ _{SC})	(m ³ _{ST})	(days)	(10 ⁶ m ³ _{SC})
Ciclo 1	2011-2012	2039	1957	9	33	3165
Ciclo 2	2012-2013	1966	1981	12	28	3180
Ciclo 3	2013-2014	1959	1970	18	28	3191
Ciclo 4	2014-2015	1955	1959	25	28	3195
Ciclo 5	2015-2016	1959	1956	34	27	3192
Ciclo 6	2016-2017	1945	1941	46	27	3188
Ciclo 7	2017-2018	1941	1934	61	27	3181
Ciclo 8	2018-2019	1935	1927	79	27	3172
Ciclo 9	2019-2020	1938	1927	100	26	3161
Ciclo 10	2020-2021	1924	1915	123	26	3152



Tab. 6: Calcolo delle riserve – Descrizione degli scenari previsionali e riepilogo dei risultati

Caso	Descrizione scenario	Risultato
Riserve@15Barsa	Impiego dei pozzi:ALF-01, ALF-02, ALF-09, ALF-13, ALF-15, ALF-26, ALF-33 Vincoli di svaso: FTHP_{min} = 15 Barsa , FGPR _{max} = 1 10 ⁶ m ³ _{sc} /g, FGPR _{min} = 0.1 10 ⁶ m ³ _{sc} /g, WGPR _{max} = WGR @31/12/2000; WGPR _{min} = 0.01 10 ⁶ m ³ _{sc} /g.	2021 10⁶ m³_{sc}
Riserve@45Barsa	Impiego dei pozzi:ALF-01, ALF-02, ALF-09, ALF-13, ALF-15, ALF-26, ALF-33 Vincoli di svaso: FTHP_{min} = 45 Barsa , FGPR _{max} = 1 10 ⁶ m ³ _{sc} /g, FGPR _{min} = 0.1 10 ⁶ m ³ _{sc} /g, WGPR _{max} = WGR @31/12/2000; WGPR _{min} = 0.01 10 ⁶ m ³ _{sc} /g.	1501 10⁶ m³_{sc}

Tab. 7: Determinazione del volume di *Cushion gas*

Riserve Rimanenti @ 15 barsa	Working Gas @ 45 barsa	<i>Cushion Gas</i>
(10 ⁶ m ³ _{sc})	(10 ⁶ m ³ _{sc})	(10 ⁶ m ³ _{sc})
2021	1960	3253