



**petroleum  
engineering  
group**



**STOGIT**

**CONTRATTO DI RICERCA TRA IL  
POLITECNICO DI TORINO – DIATI e STOGIT – Unità GIAC**

**SUPERAMENTO DELLA PRESSIONE INIZIALE DEL  
GIACIMENTO PER IL CAMPO DI STOCCAGGIO DI MINERBIO**

**MONITORAGGIO DELLO STOCCAGGIO  
DURANTE LA FASE DI SUPERAMENTO DELLA  
PRESSIONE INIZIALE DEL GIACIMENTO  
(ANNO 2011)**

**Marzo 2012**

## INDICE

1	Introduzione .....	2
2	Giacimento di Minerbio: quadro riepilogativo .....	2
3	Fase di ricostituzione 2011 .....	4
3.1	MONITORAGGIO DELLA PRESSIONE DURANTE LA FASE DI RICOSTITUZIONE .....	6
3.1.1	<i>Analisi delle registrazioni della pressione con DPTT e memory gauges</i> .....	6
3.1.2	<i>Analisi dei profili statici di pressione</i> .....	7
3.2	MONITORAGGIO DELLA SATURAZIONE IN GAS AL LIMITE NORD-OCCIDENTALE DEL CAMPO.....	13
4	Simulazione del comportamento dinamico del giacimento .....	15
5	Bibliografia .....	19

## 1 Introduzione

La presente relazione riassume ed analizza le informazioni trasmesse al *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino in seguito alla campagna di monitoraggio eseguita dalla società STOGIT sul campo di stoccaggio di gas naturale di Minerbio durante la fase di iniezione del 2011, con particolare attenzione al periodo, compreso tra agosto e novembre, corrispondente alla condizione di superamento della pressione iniziale del giacimento.

Alla data della stesura della presente relazione erano disponibili i dati raccolti durante il periodo compreso tra aprile e novembre 2011, corrispondente al ciclo di iniezione del gas al termine del quale è stata raggiunta una pressione massima nell'area di stoccaggio pari al 105% circa della pressione di scoperta.

L'analisi dei dati di pressione ha consentito di confermare che durante il superamento della pressione iniziale della formazione le operazioni di stoccaggio non hanno comportato criticità nella gestione del campo di Minerbio. Inoltre il modello attualmente impiegato per la simulazione del comportamento dinamico del giacimento si conferma in grado di descrivere adeguatamente l'andamento della pressione dello stoccaggio quando quest'ultima si avvicina e supera la pressione originale. Si segnala tuttavia che il modello richiederebbe una leggera revisione poiché le pressioni simulate appaiono talora sovrastimare i dati storici durante la fase terminale dello svasso e la fase iniziale della ricostituzione dello stoccaggio.

## 2 Giacimento di Minerbio: quadro riepilogativo

Il giacimento a gas di Minerbio è situato in Pianura Padana nella Concessione stoccaggio Minerbio, circa 20 km a NE di Bologna. Il giacimento è stato scoperto nel luglio 1956 attraverso il pozzo esplorativo Minerbio 1.

Il giacimento è costituito da più livelli mineralizzati, separati da sequenze argillose che impediscono la comunicazione idraulica. I livelli principali che hanno o hanno avuto un interesse minerario sono i *Pool C* e *F*. Il *Pool C* rappresenta il livello principale del campo di Minerbio ed è attualmente utilizzato per le attività di stoccaggio.

Da un punto di vista geologico il *Pool C* è formato da sabbie e *silt* torbiditici, con intercalazioni argillose, della formazione Porto Garibaldi del Pliocene Medio Inferiore, depositati sulla formazione Argille del Santerno Inferiore. All'interno di quest'ultima si sviluppa il *Pool F*, non interessato da attività di stoccaggio. Lo spessore medio dei livelli a gas del *Pool C* è pari a circa 100 m. La copertura della roccia serbatoio è assicurata dalla formazione Argille del Santerno Superiore. Un acquifero laterale delimita il campo in direzione nord-ovest. Il contatto gas/acqua originale era stato riconosciuto alla profondità di 1370 m ss.

Nella struttura di Minerbio sono stati perforati, tra il 1956 e il 1967, 36 pozzi di cui 24 adibiti alla produzione primaria del *Pool C* ed uno alla produzione del *Pool F*. I rimanenti 11 pozzi sono risultati sterili.

La pressione originale del *Pool C* era pari a  $153.4 \text{ kg/cm}^2$  ass alla profondità (*datum depth*) di 1334 m ss. Durante la produzione primaria, avviata nel febbraio 1959 e conclusa nell'aprile 1971, dal *Pool C* (*pool* principale) è stato prodotto un volume di gas pari a  $12826 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ ; nello stesso periodo la pressione media di giacimento è scesa dal valore iniziale ad un valore di circa  $30.6 \text{ kg/cm}^2$  ass. Nell'aprile del 1975 il campo è stato convertito allo stoccaggio di gas metano. La pressione statica in giacimento (SBHP) ad inizio stoccaggio era pari a  $37 \text{ kg/cm}^2$  ass.

Nel *Pool C* sono attualmente attivi 51 pozzi. Per la gestione delle attività di stoccaggio, infatti, oltre all'utilizzo dei preesistenti pozzi Minerbio 32, Minerbio 34 e Minerbio 35, dal 1979 al 1991 sono stati perforati ulteriori 48 pozzi. Tutti i pozzi, ad eccezione dei pozzi Minerbio 32, Minerbio 34 e Minerbio 50, sono direzionati. I completamenti sono in genere di tipo OHGP (*Open Hole Gravel Pack*) tranne che per i pozzi Minerbio 32, Minerbio 34 e Minerbio 35, il cui completamento è di tipo ICGP (*Inside Casing Gravel Pack*). Tutti i pozzi risultano completati con *tubing* da 5". Infine i pozzi fanno capo a 7 *clusters*: A, B, C, C1, D, E, E1.

Il pozzo Minerbio 21 è impiegato per lo smaltimento delle acque reflue di produzione al di sotto del contatto gas-acqua originale, mentre altri 3 pozzi, allagati durante la fase di produzione primaria, vengono impiegati come pozzi spia per il monitoraggio delle pressioni nei livelli interessati dallo stoccaggio (Minerbio 1 e Minerbio 31) e nella copertura (Minerbio 29).

Allo scopo di incrementare la capacità di stoccaggio e di migliorare le prestazioni del campo durante l'estate del 2011 la società STOGIT ha avviato una campagna di iniezione di gas in giacimento con raggiungimento di condizioni di pressione superiore alla pressione di scoperta della formazione. Il ciclo di iniezione, iniziato a fine marzo e terminato a fine ottobre 2011, ha mobilitato un volume netto di gas naturale pari a  $1812.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ . La pressione iniziale è stata raggiunta a fine agosto, mentre a fine campagna di iniezione la pressione statica media era circa pari al 105%

della pressione iniziale. Durante la fase finale del ciclo di iniezione si sono raggiunti valori di sovrappressione in condizioni dinamiche circa pari al 106% della  $p_i$ .

Nella figura 1 viene riportato l'andamento delle portate giornaliere relative alla fase di erogazione 2010-2011 e alla successiva fase di iniezione, che rappresenta l'oggetto della campagna di monitoraggio in esame.

L'andamento della pressione media simulata nella zona di stoccaggio, riferita alla profondità del datum (1334 m ss), tra il 1959 e l'inizio del 2012, è riportato nella figura 2. Il grafico evidenzia il superamento della pressione di scoperta durante il ciclo termico 2010-2011.

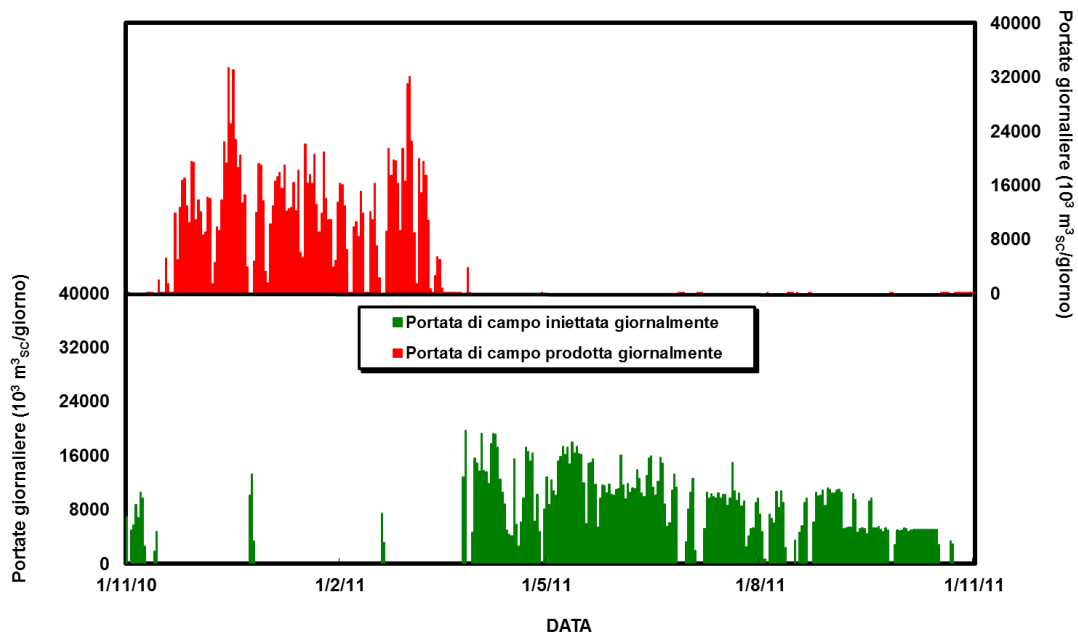


Fig. 1 - Andamento storico delle portate giornaliere di gas relativo al periodo 1/11/2010-1/11/2011

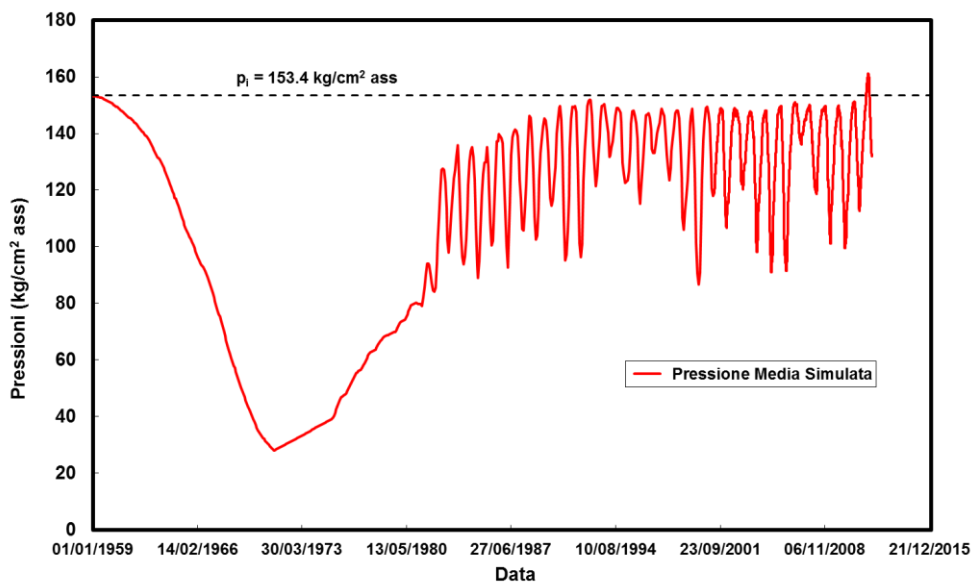


Fig. 2 - Andamento storico della pressione media simulata della zona di stoccaggio del campo

### 3 Fase di ricostituzione 2011

Nel corso del periodo di svasso effettuato tra la metà di novembre del 2010 e la metà di marzo del 2011 sono stati cumulativamente prodotti  $1470 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$  di gas naturale, raggiungendo una pressione media di giacimento pari a circa  $103 \text{ kg/cm}^2$  ass. Durante la successiva fase di ricostituzione, iniziata all'inizio del mese di aprile del 2011, l'iniezione di un volume di gas pari a  $1456.4 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$  ha portato al raggiungimento di un valore della pressione di giacimento circa pari alla pressione di scoperta in data 24/08/2011. In data 23/10/2011, corrispondente al termine del ciclo di ricostituzione, a fronte di un volume totale di gas iniettato pari a  $1812.8 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ , è stata raggiunta una pressione media pari al 105% circa della pressione iniziale. Pertanto il volume di gas iniettato in condizioni di sovrappressione è di  $356.4 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ .

La campagna di acquisizione dati condotta per monitorare il comportamento del campo di stoccaggio di Minerbio è stata progettata in conformità alle linee guida espresse dal DL del 26/08/2005 "Disciplinare tipo delle concessioni di stoccaggio", che norma la possibilità di superare la pressione originale del campo durante la ricostituzione di uno stoccaggio.

Durante tutto il periodo di iniezione del gas il monitoraggio della pressione del campo è stato effettuato mediante la registrazione in continuo di dati di pressione di fondo in corrispondenza del pozzo Minerbio 83; inoltre, a partire dall'agosto 2011 e per tutto il periodo in cui la gestione del campo è avvenuta in condizioni di pressione superiore alla pressione iniziale, la pressione è stata monitorata anche in corrispondenza dei pozzi Minerbio 35 e Minerbio 50 tramite l'utilizzo di *memory gauges*. Il monitoraggio è stato effettuato anche attraverso una serie di acquisizioni di profili statici di pressione e temperatura in corrispondenza degli stessi pozzi Minerbio 83, Minerbio 35 e Minerbio 50 nonché dei pozzi Minerbio 45, Minerbio 47, Minerbio 53, Minerbio 55, Minerbio 65, Minerbio 68 e Minerbio 82 (tutti attivi nella fase di ricostituzione del campo).

In corrispondenza del pozzo Minerbio 21, dedicato alla reiniezione dei fluidi reflui nell'acquifero sottostante il pool C sono stati inoltre acquisiti due profili RST al fine di monitorare i movimenti dei fluidi in giacimento durante le fasi di iniezione e di erogazione.

Per quanto riguarda l'eventuale presenza di potenziali vie di fuga laterali del gas (*spill-point*), il giacimento non presenta criticità grazie alla sua conformazione geologica. Il giacimento, infatti, è collocato in una struttura anticlinale, delimitata inferiormente da un acquifero.

La mappa del top del livello del campo di Minerbio con la sovrapposizione del *grid* del modello dinamico è riportata nella figura 3.

Nella figura 4 è visibile l'ubicazione dei pozzi del campo rispetto al top del modello dinamico e, in evidenza, i pozzi utilizzati per il monitoraggio del giacimento.

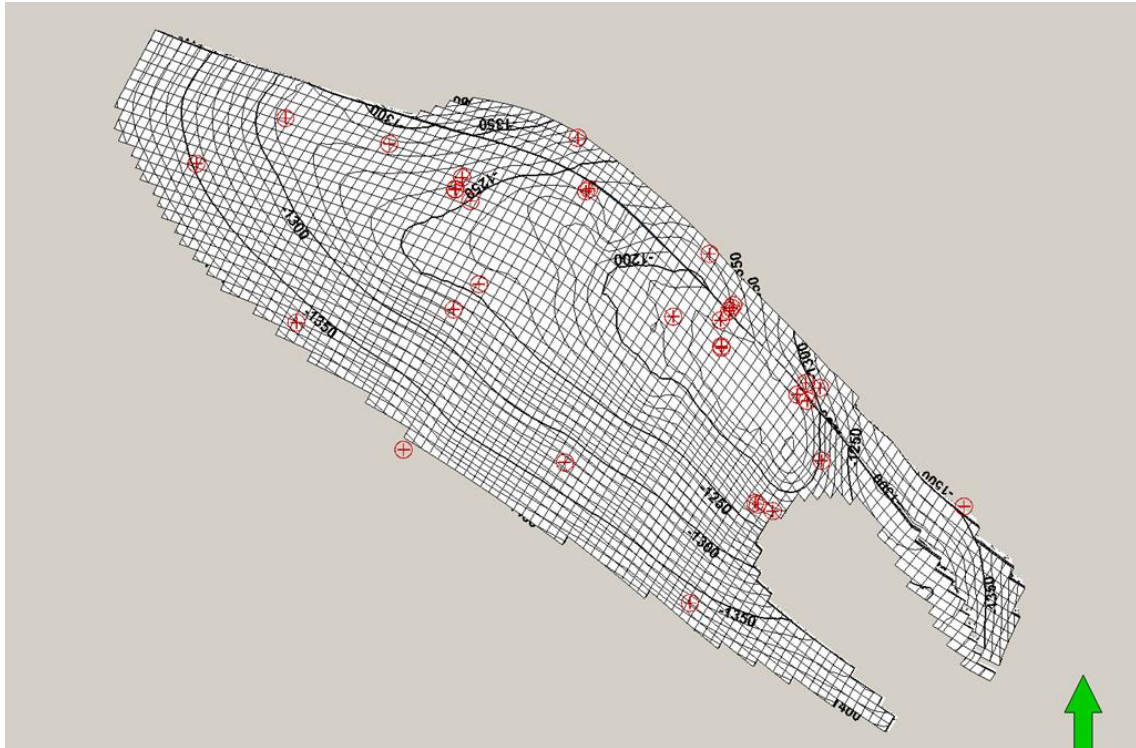


Fig. 3 - Rappresentazione in pianta del *grid* del modello dinamico e della mappa del *top* del *pool C*

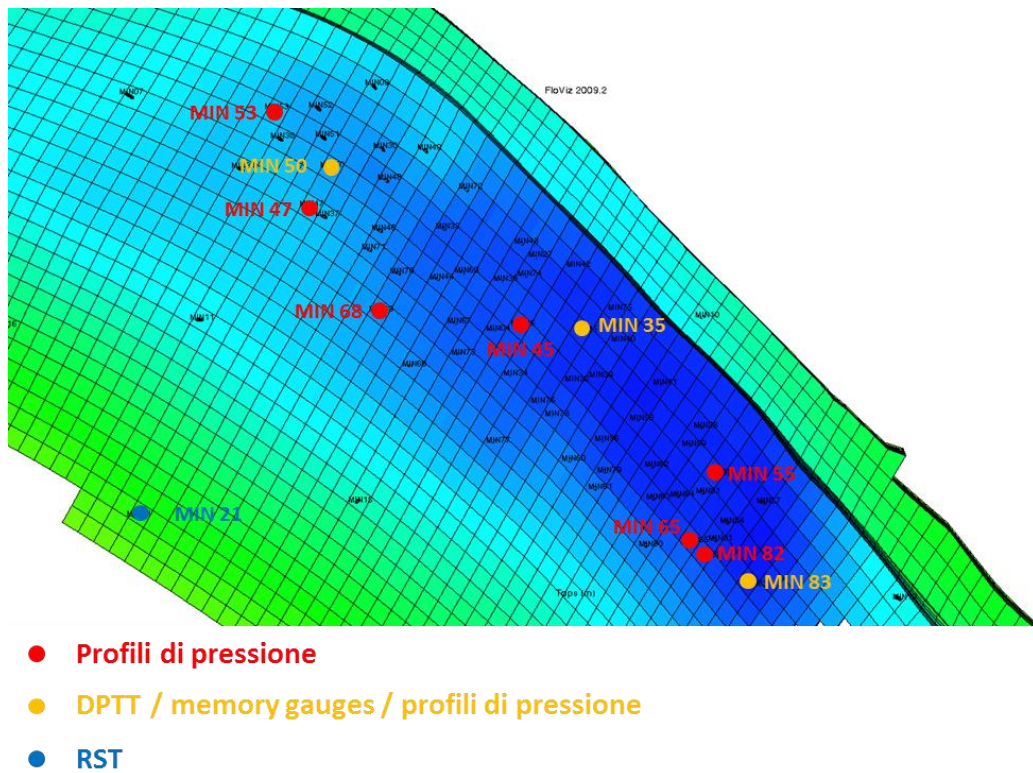


Fig. 4 - Ubicazione dei pozzi utilizzati per il monitoraggio del giacimento

### 3.1 Monitoraggio della pressione durante la fase di ricostituzione

Durante tutto il periodo di iniezione del gas, con particolare attenzione al periodo in cui la gestione del campo è avvenuta in condizioni di pressione superiore alla pressione iniziale del giacimento (quindi a partire dal 24/08/11), il monitoraggio della pressione dello stoccaggio è stato effettuato mediante l'acquisizione in continuo dei dati di pressione di fondo in corrispondenza del pozzo Minerbio 83 (DPTT) e dei pozzi Minerbio 35 e Minerbio 50 (*memory gauges*). Il monitoraggio è stato effettuato anche attraverso una serie di acquisizioni di profili statici di pressione e temperatura in corrispondenza degli stessi pozzi nonché dei pozzi Minerbio 45, Minerbio 47, Minerbio 53, Minerbio 55, Minerbio 65, Minerbio 68 e Minerbio 82. Questi ultimi pozzi risultavano attivi nella fase di ricostituzione del campo.

#### 3.1.1 *Analisi delle registrazioni della pressione con DPTT e memory gauges*

L'acquisizione in continuo delle pressioni di fondo è stata effettuata nel pozzo Minerbio 83 mediante l'utilizzo di un DPTT gauge (DPG PS Sapphire Permanent Gauge), posizionato alla quota di 1106.02 m TVDss. Il monitoraggio è iniziato il giorno 01/04/11 e si è protratto fino al giorno 04/11/11. Nei pozzi Minerbio 35 e Minerbio 50 gli *strain gauges* (di tipo *memory*) per la registrazione in continuo dei dati di pressione sono stati alloggiati a fondo pozzo per il periodo corrispondente alla fase di ricostituzione in sovrappressione. Il *memory gauge* posizionato nel pozzo Minerbio 35 è stato fissato alla quota di 1102.2 MD RT, mentre il *memory gauge* posizionato nel pozzo Minerbio 50 è stato fissato alla quota di 1244 MD RT. Gli strumenti sono stati collocati in pozzo rispettivamente il 23 e il 24 agosto 2011; l'estrazione degli strumenti per il recupero dei dati di pressione e temperatura registrati è avvenuta dopo la fine delle operazioni di iniezione (il 3 novembre per il pozzo Minerbio 35 e il 2 novembre per il pozzo Minerbio 50).

La tabella 1 riporta il periodo di registrazione in continuo delle pressioni di fondo in corrispondenza dei pozzi di controllo Minerbio 35 e Minerbio 50 (con *memory gauges*) e Minerbio 83 (con DPTT).

**Tab. 1: Quadro riepilogativo del monitoraggio in continuo delle pressioni di fondo nei pozzi di controllo**

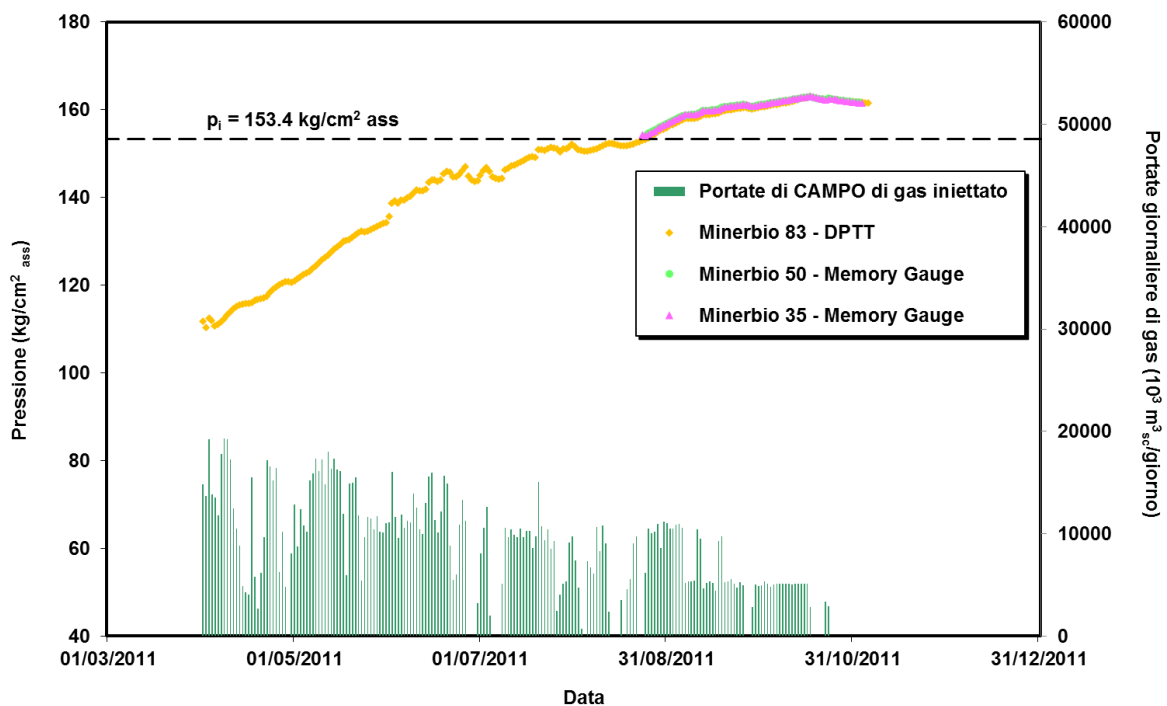
POZZI	mar-11	apr-11	mag-11	giu-11	lug-11	ago-11	set-11	ott-11	nov-11
Minerbio 35							Memory Gauge		
Minerbio 50							Memory Gauge		
Minerbio 83		DPTT							
INJ		■				■		■	■
PROD	■								

L'analisi dei dati grezzi, che consente di correggere eventuali effetti di deriva strumentale intercorsi durante la registrazione in pozzo e di riportare i valori di pressione misurati alla profondità di riferimento (*datum*), è stata effettuata da STOGIT – sezione AREP al termine del periodo di acquisizione.



La figura 5 illustra il confronto tra l'andamento delle pressioni di giacimento monitorate in corrispondenza dei pozzi Minerbio 35, Minerbio 50 e Minerbio 83 durante la fase di ricostituzione (aprile-novembre 2011) e la corrispondente portata di iniezione di gas a livello di campo.

La disponibilità di gas ha consentito di seguire una buona strategia di ricostituzione, con portate di gas più elevate nella fase iniziale e portate di gas più contenute una volta raggiunta e superata la pressione originale della formazione; inoltre, l'iniezione è avvenuta in modo sostanzialmente continuo, interrotta solo brevemente per consentire l'acquisizione dei profili statici nei pozzi di controllo. A partire da fine agosto e fino alla fine della fase di ricostituzione, ovvero durante il periodo di sovrappressione, i tre pozzi di monitoraggio non sono stati interessati dalle operazioni di iniezione, ma sono stati utilizzati unicamente come pozzi di controllo.



**Fig. 5 - Monitoraggio delle pressioni dinamiche misurate ai pozzi di controllo Minerbio 35, Minerbio 50 e Minerbio 83 nel periodo aprile – novembre 2011 in relazione alle portate di gas iniettato a livello di campo**

### 3.1.2 Analisi dei profili statici di pressione

Nel corso della fase di ricostituzione del 2011 sono state eseguite 4 campagne di registrazione di profili statici di pressione e temperatura.

La prima campagna è stata eseguita nei giorni 23, 24 e 25 marzo, all'inizio della fase di ricostituzione, ed ha interessato i pozzi Minerbio 45, Minerbio 47, Minerbio 50, Minerbio 53, Minerbio 55, Minerbio 65, Minerbio 68, Minerbio 82 e Minerbio 83.

Successivamente, nei giorni 23 e 24 agosto, in corrispondenza di una pressione di giacimento nell'area di stoccaggio pari a circa  $153.9 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$  (prossima alla pressione iniziale), sono stati

registrati i profili statici in corrispondenza dei pozzi Minerbio 35, Minerbio 45, Minerbio 47, Minerbio 50, Minerbio 53, Minerbio 55, Minerbio 65, Minerbio 68, Minerbio 82 e Minerbio 83.

Un'ulteriore campagna di acquisizione è avvenuta nei giorni 27 e 28 settembre nei pozzi Minerbio 35, Minerbio 45, Minerbio 47, Minerbio 50, Minerbio 53, Minerbio 55, Minerbio 65, Minerbio 68, Minerbio 82 e Minerbio 83, quando la pressione di giacimento era pari a circa 160.7 kg/cm<sup>2</sup> ass (pari al 104.7% della pressione iniziale).

Infine nei giorni 2, 3 e 4 novembre, in corrispondenza di una pressione di giacimento nell'area di culmine pari a circa 161.5 kg/cm<sup>2</sup> ass (corrispondente a circa 105% p<sub>i</sub>), l'iniezione di gas è stata sospesa per acquisire i profili statici nei pozzi Minerbio 35, Minerbio 45, Minerbio 47, Minerbio 50, Minerbio 53, Minerbio 55, Minerbio 65, Minerbio 68, Minerbio 82 e Minerbio 83.

La tabella 2 riassume il calendario delle registrazioni dei profili statici di pressione in corrispondenza dei pozzi di tutti i pozzi di controllo.

**Tab. 2: Quadro riepilogativo dei profili statici di pressione registrati in corrispondenza dei pozzi di controllo**

POZZI	mar-11			apr-11	mag-11	giu-11	lug-11	ago-11		set-11		ott-11	nov-11			
	23	24	25					23	24	27	28		2	3	4	
Minerbio 35																
Minerbio 45																
Minerbio 47																
Minerbio 50																
Minerbio 53																
Minerbio 55																
Minerbio 65																
Minerbio 68																
Minerbio 82																
Minerbio 83																
INJ																
PROD																

Le figure 6, 7, 8 e 9 riportano i profili statici della pressione di giacimento registrati in corrispondenza dei pozzi di controllo rispettivamente alle condizioni di pressione presenti all'inizio della fase di ricostituzione del campo (fine marzo), a pressioni paragonabili alla pressione originale del giacimento (fine agosto), al superamento della pressione originaria di giacimento del 4.7% (fine settembre) e al termine della fase di iniezione (inizio novembre), quando la pressione media in giacimento ha raggiunto il 105% circa della pressione di scoperta. Dall'analisi dei dati è evidente come le pressioni siano piuttosto uniformi in tutta l'area del giacimento; anche i pozzi localizzati in posizione marginale (rispettivamente nella zona sud-est e nella zona nord-ovest del campo) mostrano un andamento della pressione paragonabile ai pozzi della zona di culmine.

Nella figura 10 sono riportati i profili di pressione misurati nell'area di culmine in funzione del tempo nel corso della campagna di iniezione 2011: l'andamento delle pressioni evidenzia ancora una volta come tutta l'area di stoccaggio si comporti in modo omogeneo durante la fase di ricostituzione del campo.

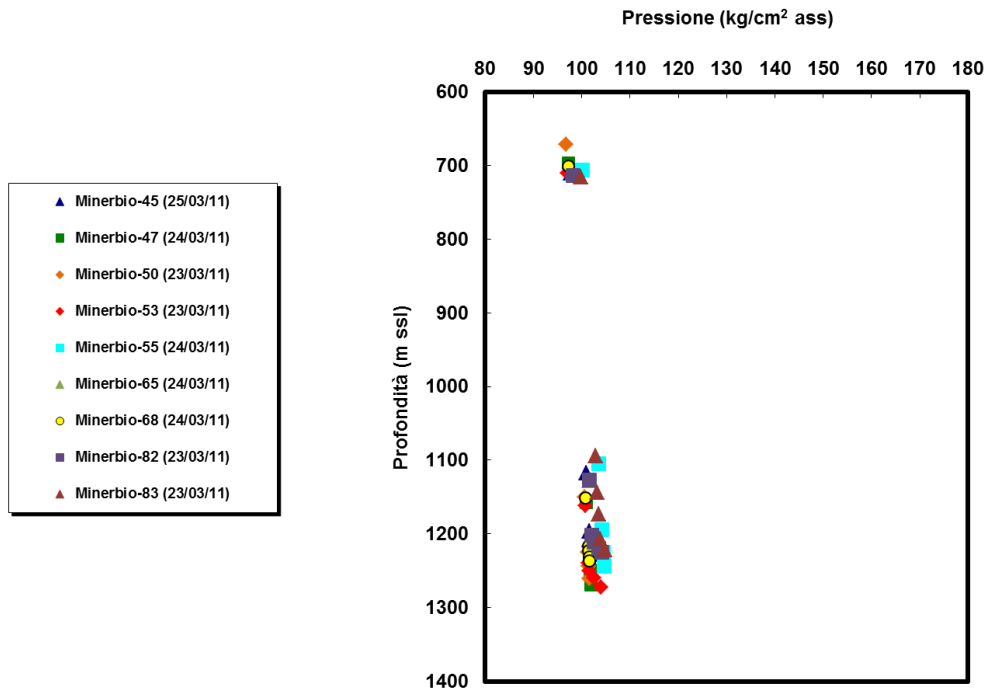


Fig. 6 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo all’inizio della fase di iniezione (marzo 2011)

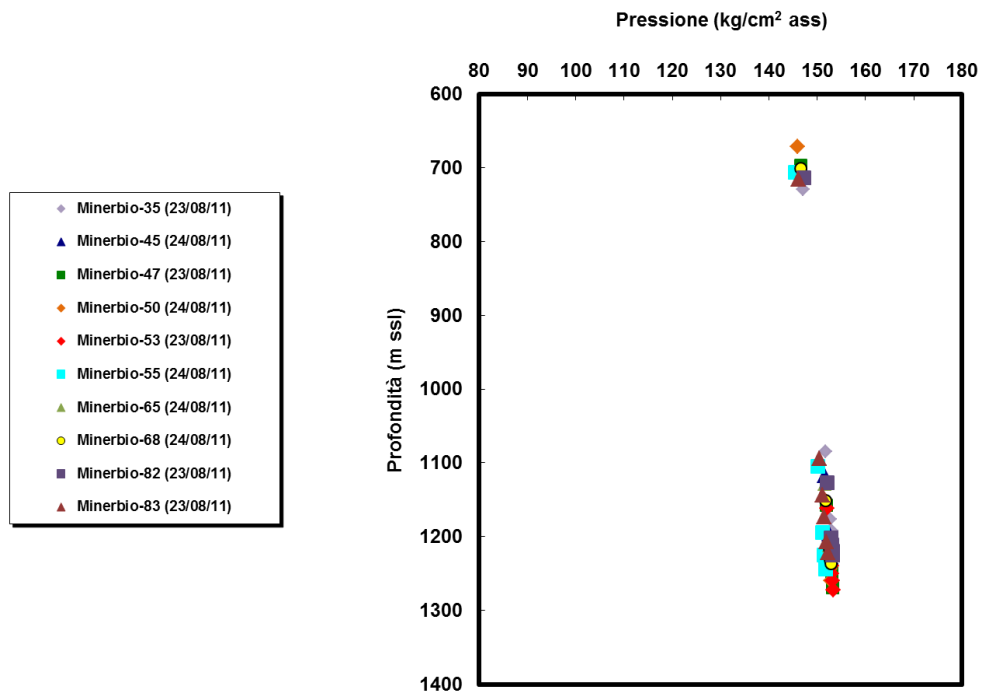
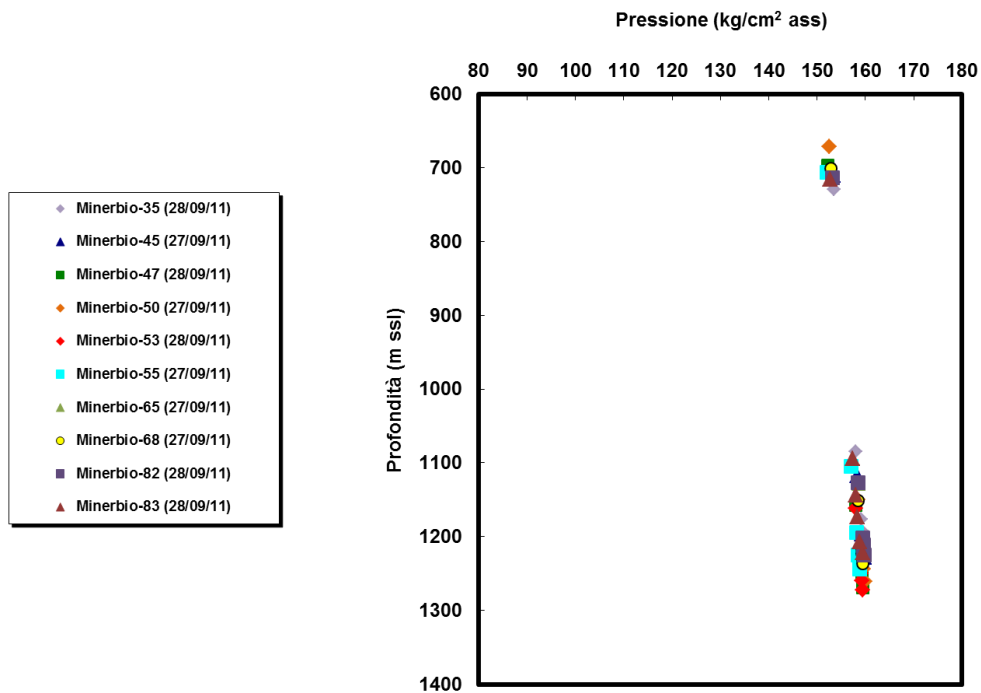
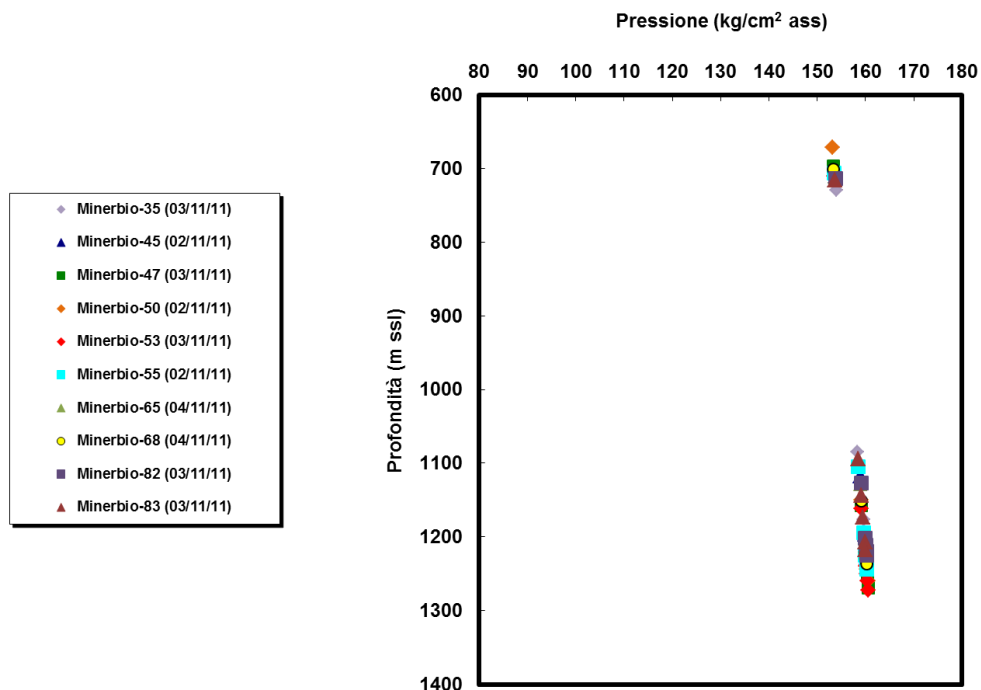


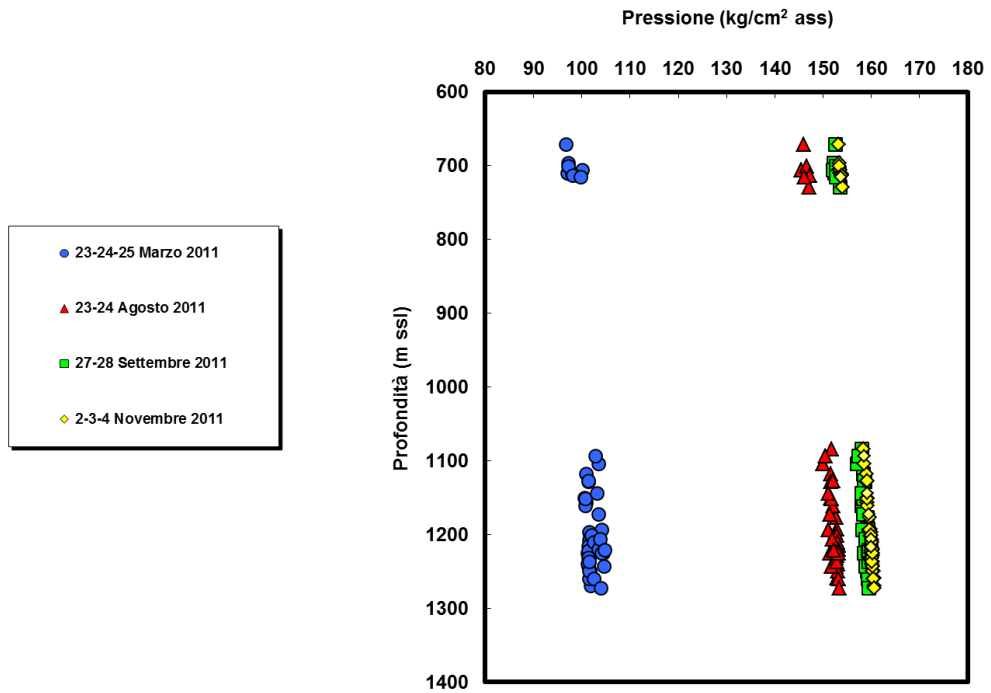
Fig. 7 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo al raggiungimento della pressione iniziale (agosto 2011)



**Fig. 8 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo al raggiungimento di una pressione pari al 104.7% della pressione iniziale (settembre 2011)**

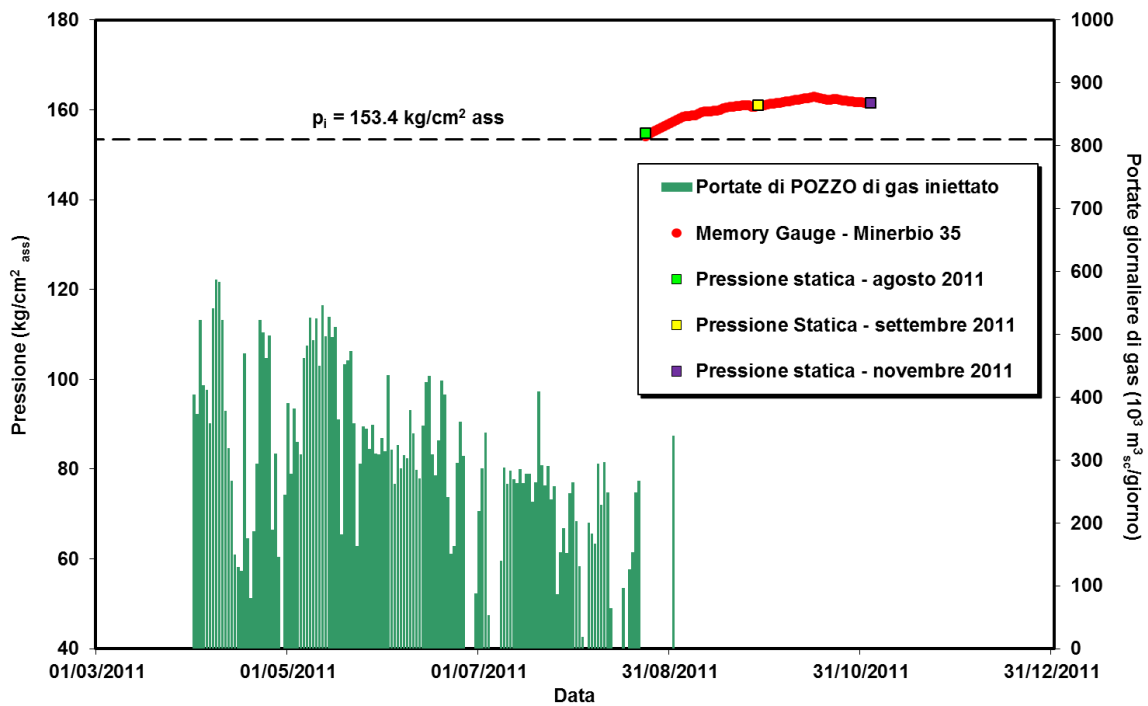


**Fig. 9 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo al raggiungimento di una pressione di giacimento pari a circa il 105%  $p_i$  (novembre 2011)**



**Fig. 10 - Confronto tra i profili di pressione registrati ai pozzi di controllo durante la fase di ricostituzione del campo**

Le figure 11-13 riportano il confronto tra le misure di pressione ricavate dai profili statici e le registrazioni in continuo, entrambe riferite al *datum*, per i pozzi Minerbio 35, Minerbio 50 e Minerbio 83. Dall'analisi dei dati è evidente che le registrazioni DPTT e dei *memory gauges* e i profili statici risultano in ottimo accordo.



**Fig. 11 - Confronto tra profili statici e registrazione *memory gauge* per il pozzo Minerbio 35**

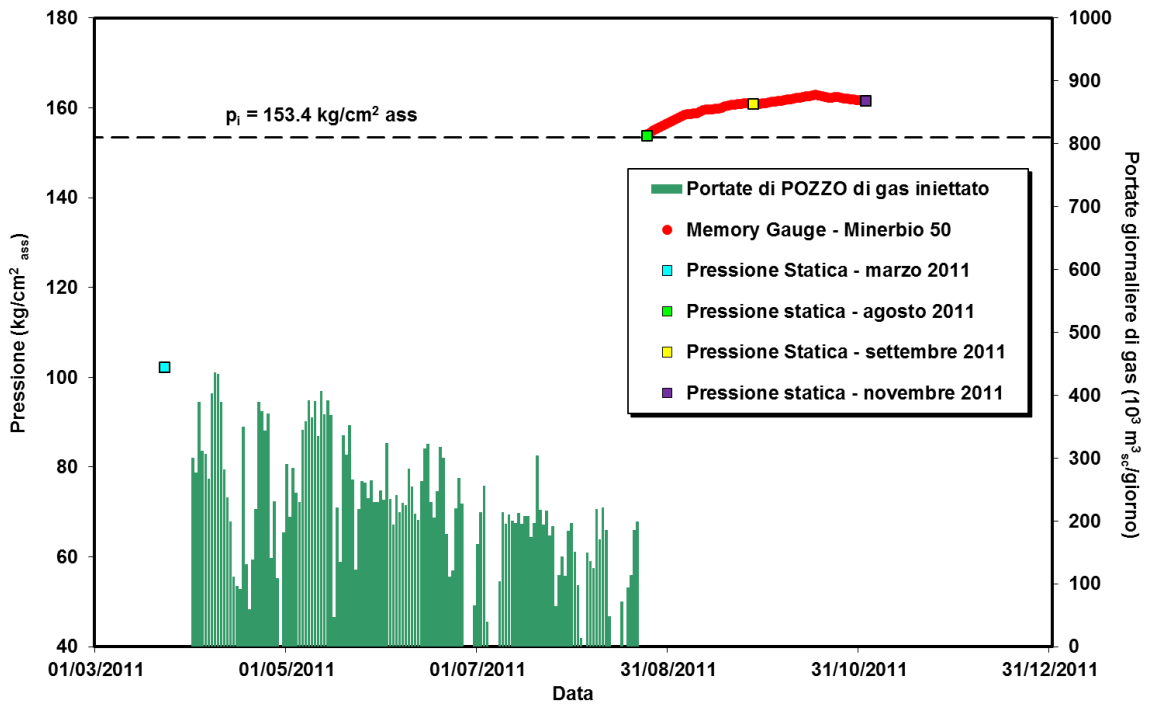


Fig. 12 - Confronto tra profili statici e registrazione *memory gauge* per il pozzo Minerbio 50

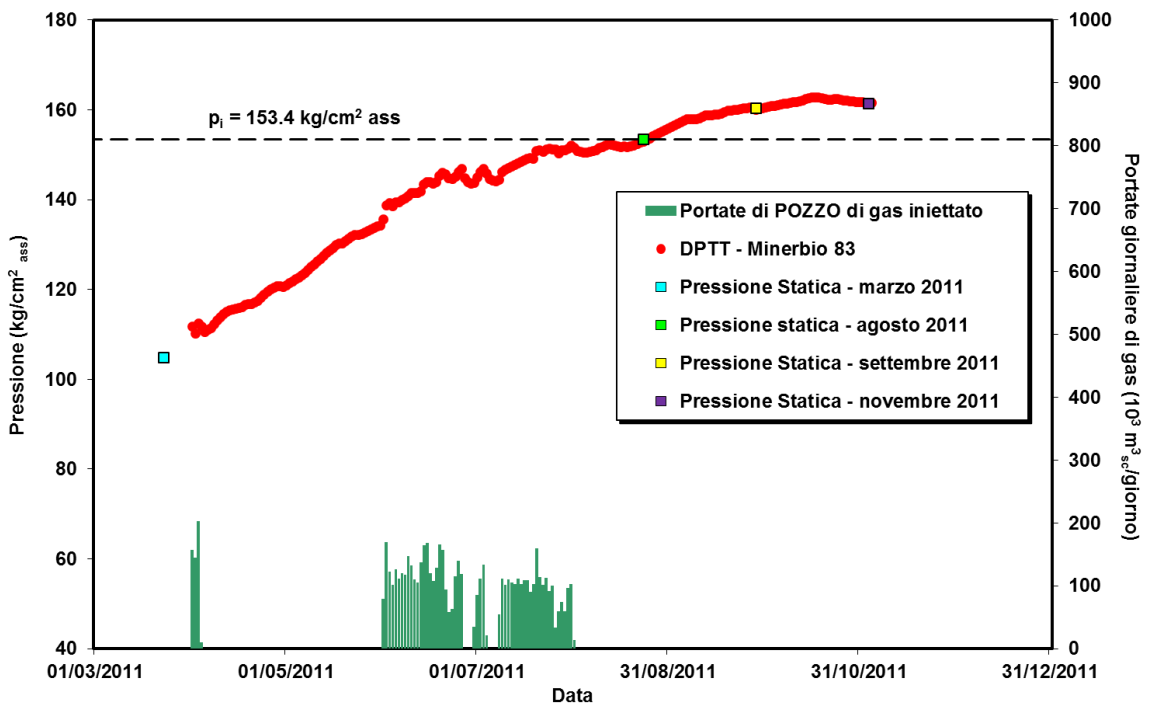


Fig. 13 - Confronto tra profili statici e registrazione DPTT per il pozzo Minerbio 83

### 3.2 Monitoraggio della saturazione in gas al limite nord-occidentale del campo

I risultati e i commenti relativi all'acquisizione e all'interpretazione delle registrazioni RST riportati in questo paragrafo sono stati tratti dalla relazione "Interpretazione RST al pozzo Minerbio 21 – Anno 2011" di Galli e Guglielmelli, ENI, Divisione E&P, PEAFF-PERC.

Il pozzo Minerbio 21 è stato perforato nel marzo 1958 ed ha raggiunto la profondità di 1471 m MD. Il pozzo ha prodotto fino a maggio 1963; dal dicembre 1981 è stato autorizzato l'utilizzo del pozzo come pozzo di reiniezione per lo smaltimento dell'acqua derivante dalla separazione dei liquidi di strato e dal processo di disidratazione del gas stoccato. Il livello utilizzato per lo smaltimento delle acque è compreso nell'intervallo 1378 – 1471 m MD e si trova al di sotto del contatto gas-acqua originale. Va notato che, anche dopo il raggiungimento delle condizioni di esercizio dello stoccaggio a  $p=p_i$ , la quota del contatto si è mantenuta inferiore al valore originale.

Per verificare eventuali variazioni della saturazione in gas in corrispondenza del pozzo Minerbio 21 sono stati utilizzati i log *openhole* registrati nel 1958 e le acquisizioni RST effettuate il 25 agosto 2011 e l'8 novembre 2011. Tutte le registrazioni prese in considerazione manifestano un buon livello di qualità.

Per quanto riguarda i log *openhole* acquisiti nel 1958 è stata eseguita un'interpretazione *quick look*. Le curve utilizzate per l'interpretazione comprendono: *IRAT (Far/Near Inelastic Ratio)*, *BSAL (Borehole Salinity from RST)*, *SIGM (Formation SIGMA)*, *TPHI (Thermal Neutron Porosity e CIRN/CIRF (Capture to Inelastic Ratio Near/Far)*. Data l'assenza di log di porosità è stata eseguita una caratterizzazione petrofisica iniziale del *reservoir* utilizzando le curve *openhole* disponibili (SP, LN e SN) integrate con la curva di porosità (TPHI) acquisita durante le recenti registrazioni RST.

I risultati dell'interpretazione qualitativa dei dati RST di agosto e novembre 2011 hanno evidenziato variazioni minime della curva SIGMA (figura 14) tra il mese di agosto e novembre 2011, che non permettono di valutare significative differenze di saturazione in gas a seguito della campagna di iniezione.

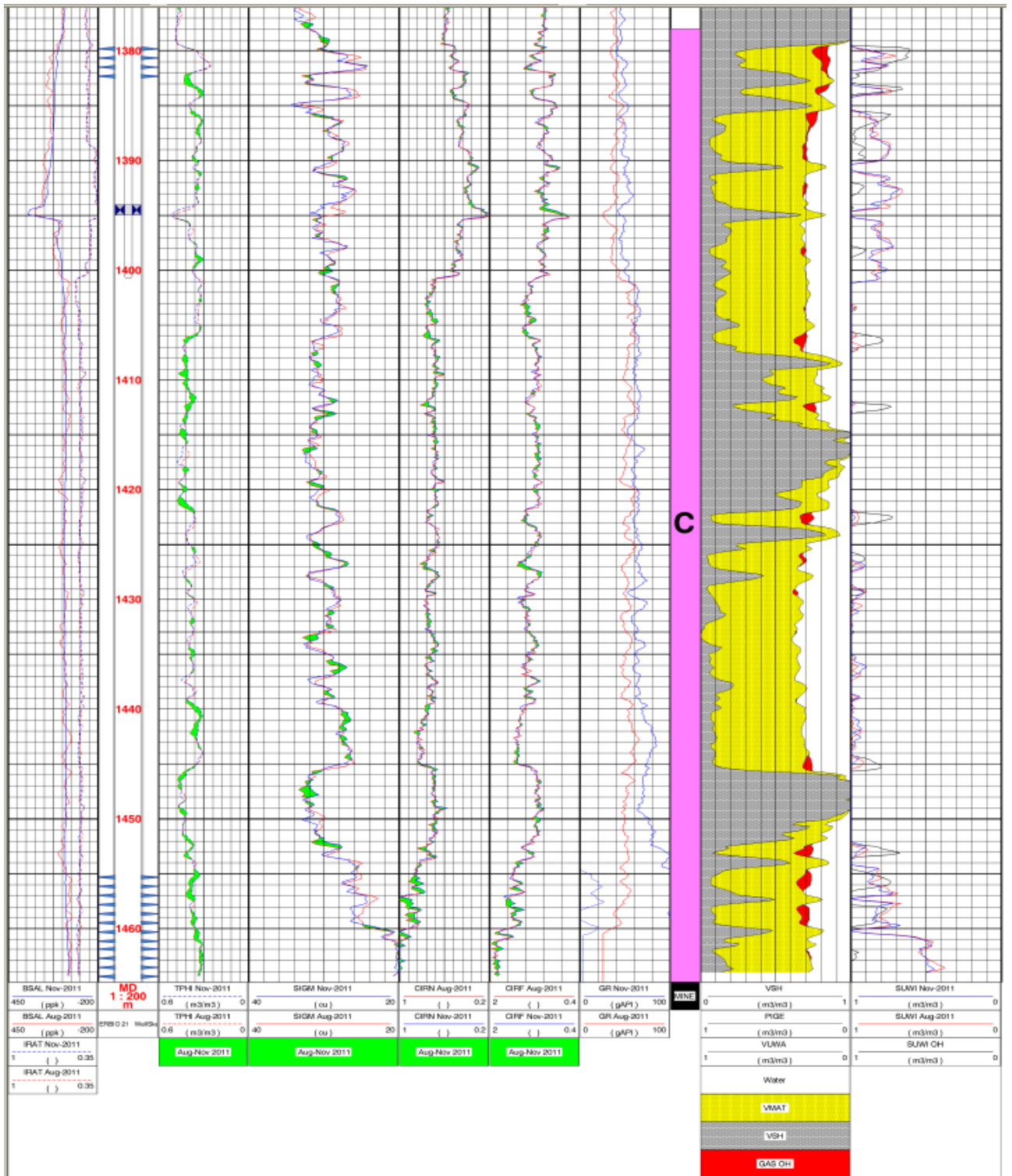


Fig. 14 - Composite plot – Risultati dell'interpretazione RST ad agosto e a novembre 2011



#### 4 Simulazione del comportamento dinamico del giacimento

Il modello dinamico del giacimento è stato aggiornato fino al 15 gennaio 2012.

Per la simulazione dell'andamento delle pressioni medie di giacimento è stato utilizzato il modello messo a punto nel 2006, ma effettuando una opportuna calibrazione della compressibilità della roccia serbatoio. La compressibilità della roccia, infatti, è stata moderatamente aumentata rispetto al valore utilizzato in fase di produzione primaria e per la simulazione dei cicli di stoccaggio precedenti la ricostituzione del 2011. L'ordine di grandezza adottato ( $10^{-4}$  barsa $^{-1}$ ) è in linea con i valori desunti dall'analisi del comportamento produttivo di altri giacimenti utilizzati per lo stoccaggio, in particolare durante il primo ciclo in condizioni di sovrappressione.

Dal confronto tra dati misurati e quelli simulati si può concludere che il modello numerico attualmente impiegato riproduce i dati reali in modo abbastanza soddisfacente, soprattutto nella fase di superamento della pressione iniziale.

Le figure 15-17 riportano il confronto tra l'andamento della pressione simulata e le pressioni misurate (DPTT/*memory gauges* e statiche) ai pozzi Minerbio 35, Minerbio 50 e Minerbio 83 a partire dal 2001; le figure 18 - 20 mostrano lo stesso confronto per il solo periodo di monitoraggio del 2011.

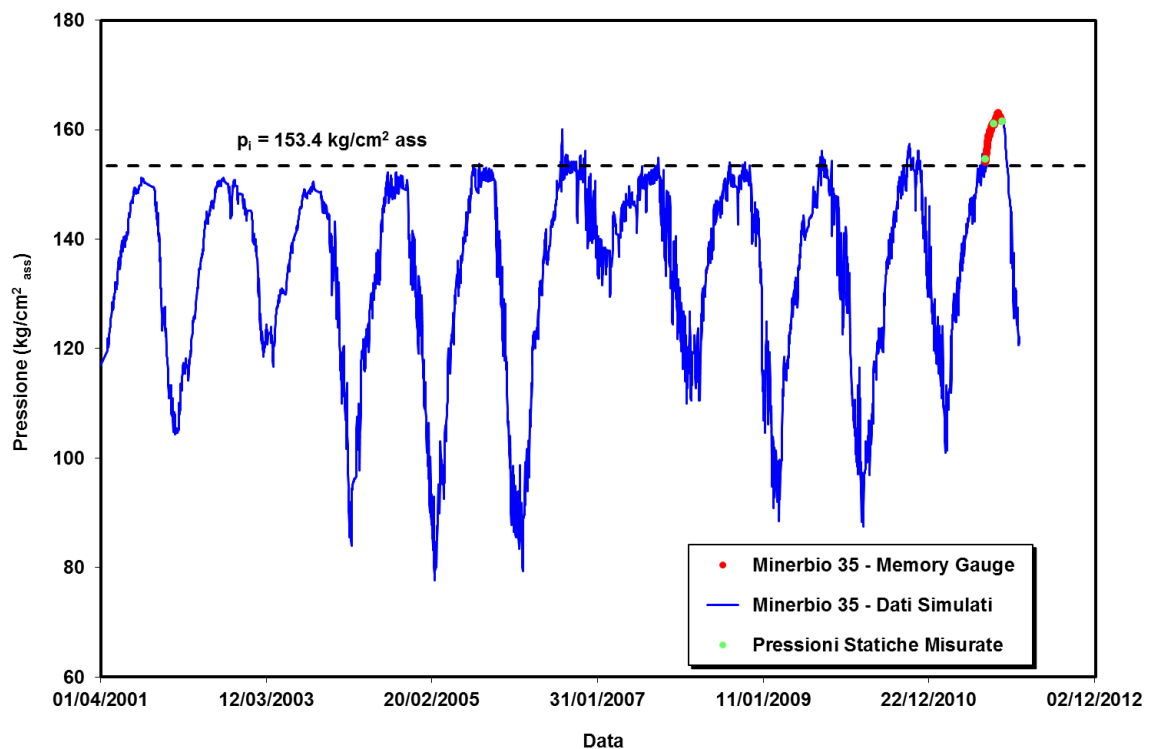


Fig. 15 - Confronto tra i dati simulati e i valori misurati di pressione (*memory gauge* e statica) per il pozzo Minerbio 35

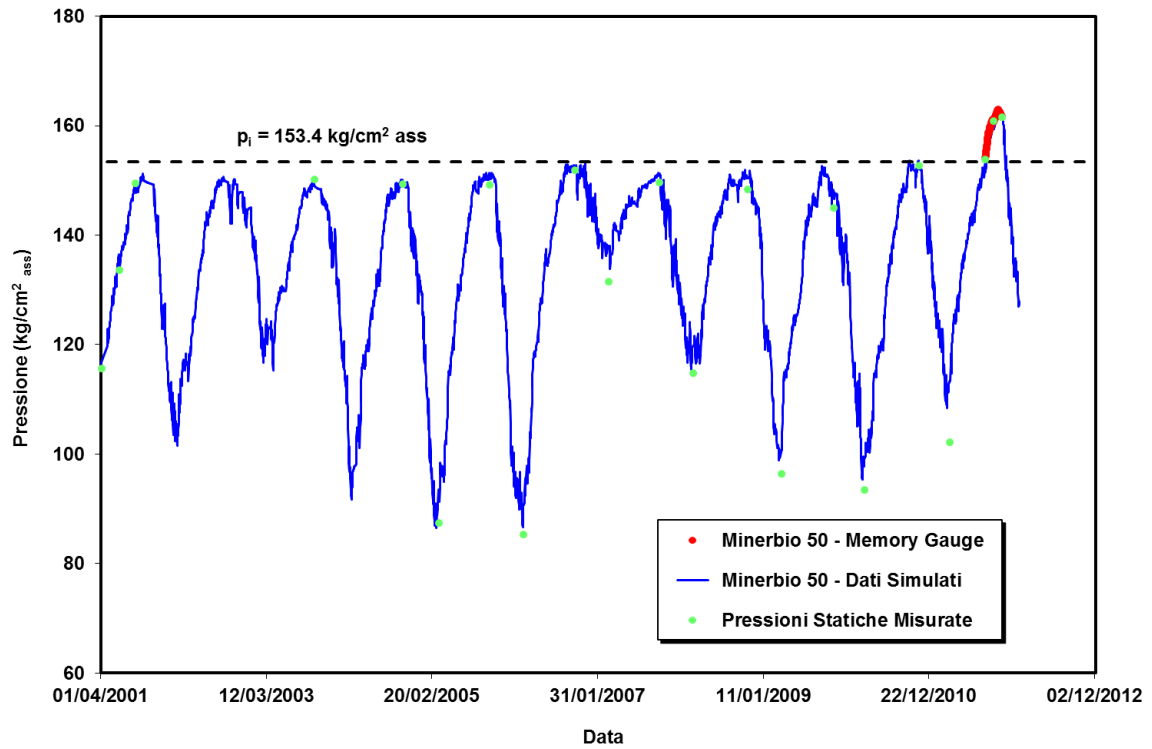


Fig. 16 - Confronto tra i dati simulati e i valori misurati di pressione (*memory gauge* e statica) per il pozzo Minerbio 50

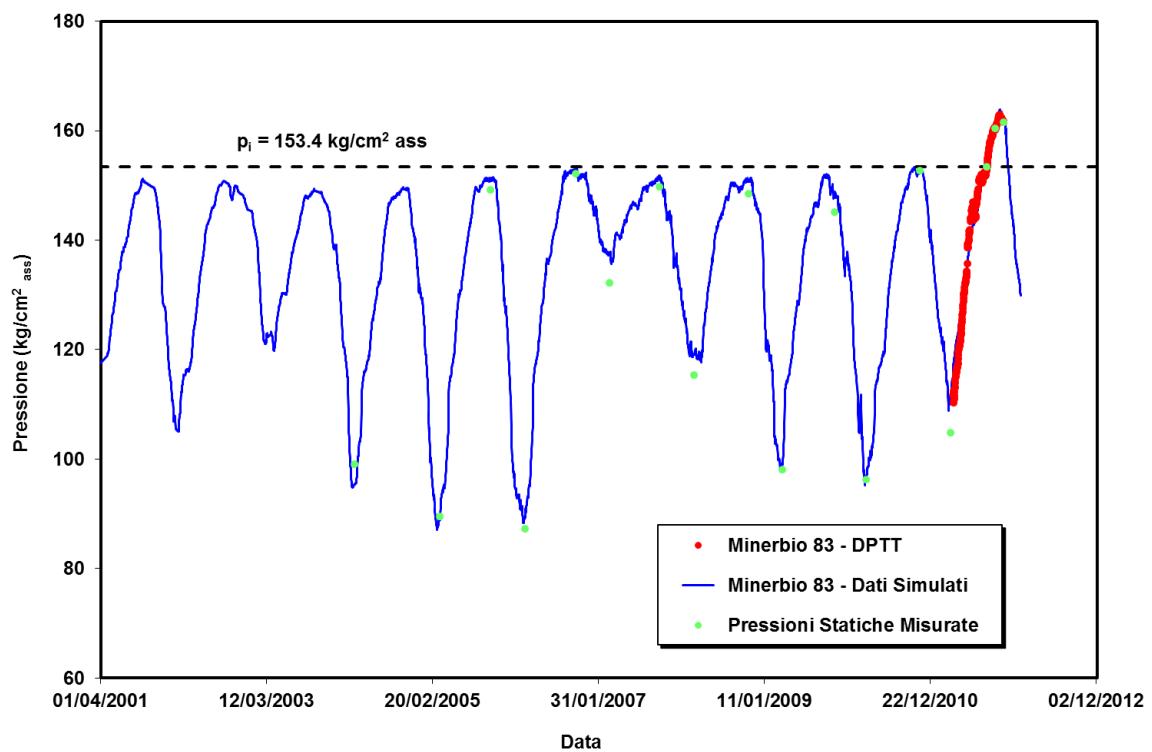


Fig. 17 - Confronto tra i dati simulati e i valori misurati di pressione (DPTT e statica) per il pozzo Minerbio 83

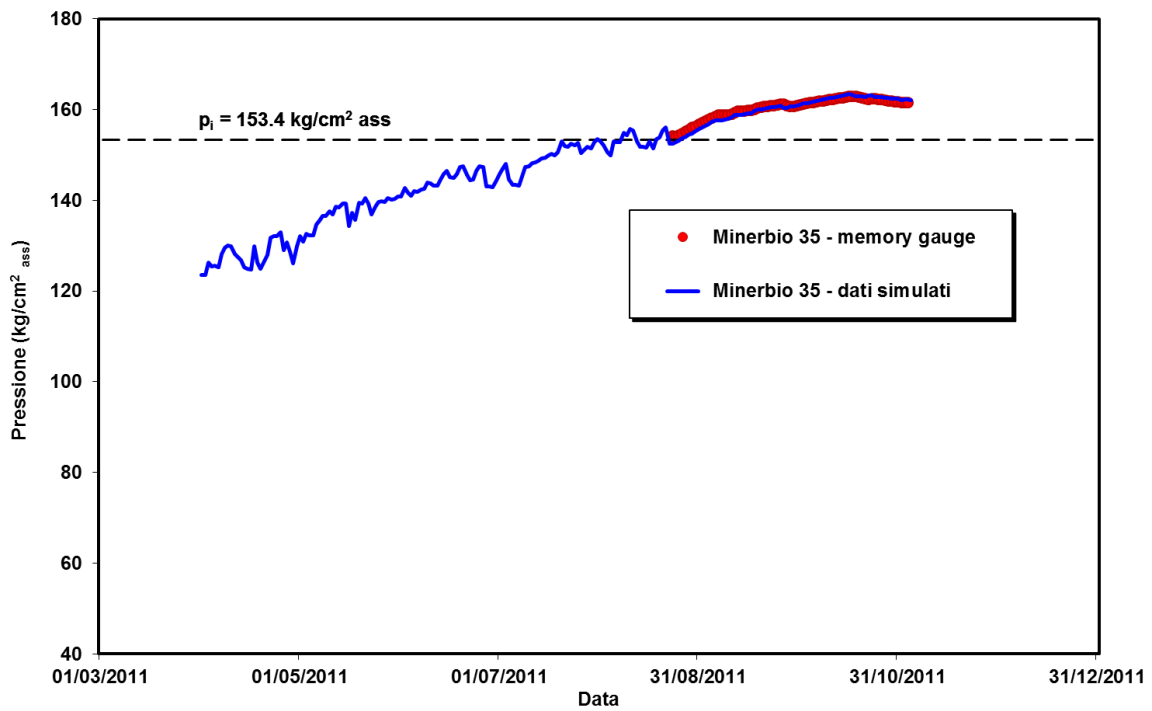


Fig. 18 - Confronto tra i dati simulati e i valori misurati di pressione per il pozzo Minerbio 35

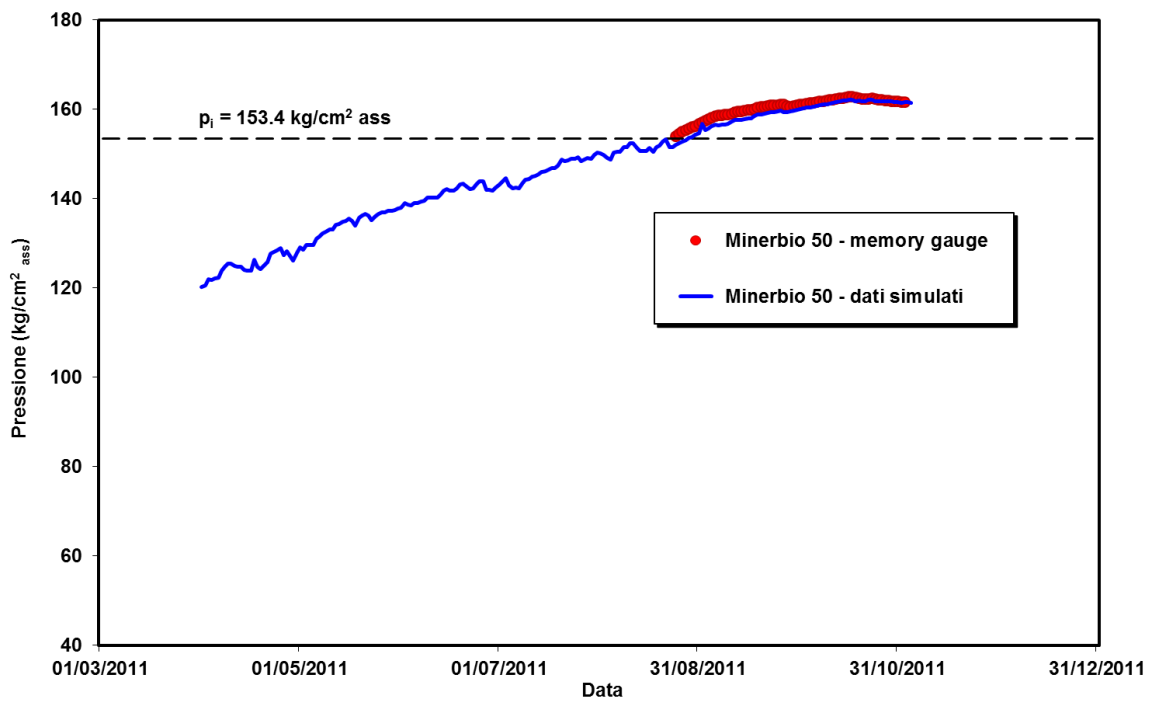


Fig. 19 - Confronto tra i dati simulati e i valori misurati di pressione per il pozzo Minerbio 50

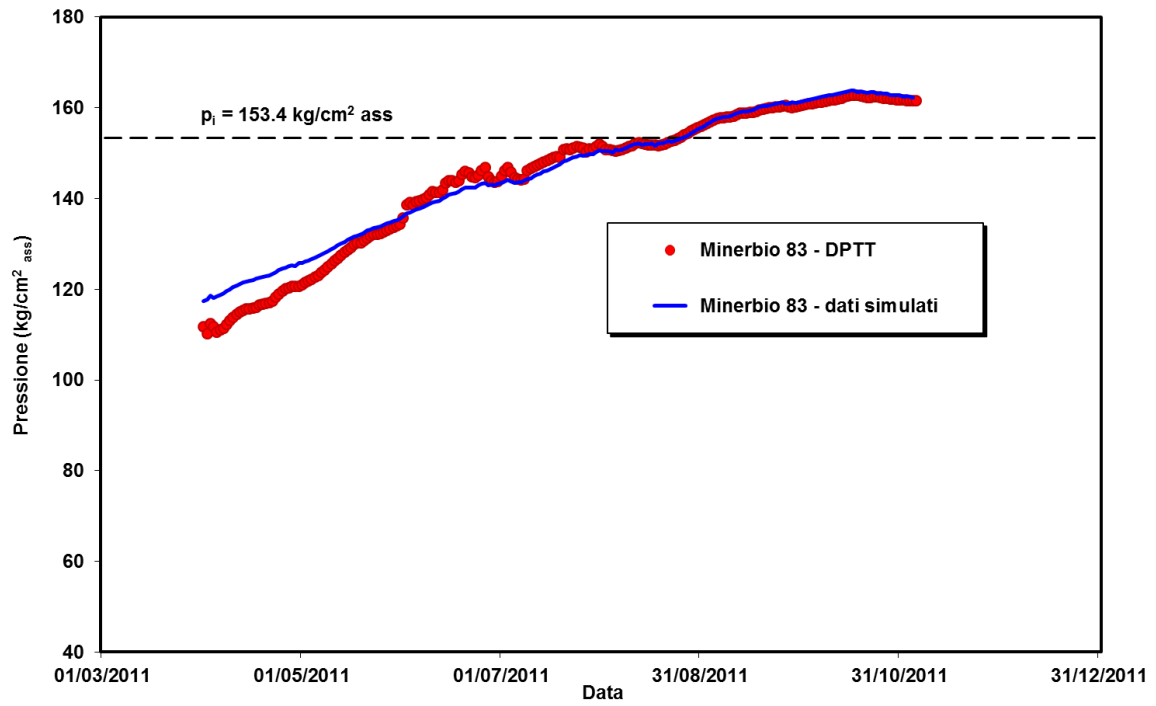


Fig. 20 - Confronto tra i dati simulati e i valori misurati di pressione per il pozzo Minerbio 83

## 5 Bibliografia

G. Galli, A. Guglielminelli, “INTERPRETAZIONE RST AL POZZO MINERBIO 21 – ANNO 2011”, ENI, Divisione E&P, PEAF-PERC. Formation evaluation Report, Dicembre 2011.

“CAMPO DI MINERBIO – MODELLO STATICO ED ANALISI DEL COMPORTAMENTO DINAMICO PER L’OTTIMIZZAZIONE DELLA GESTIONE OPERATIVA DEL LIVELLO DI STOCCAGGIO POOL C”, Politecnico di Torino – DITAG, Ottobre 2006.