




**petroleum
engineering
group**



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



SUPERAMENTO DELLA PRESSIONE INIZIALE DEL
GIACIMENTO PER IL CAMPO DI STOCCAGGIO DI RIPALTA

**MONITORAGGIO DELLO STOCCAGGIO
DURANTE LA FASE DI SUPERAMENTO DELLA
PRESSIONE INIZIALE DEL GIACIMENTO
(ANNO 2010)**

Gennaio 2011

INDICE

1	Introduzione	1
2	Storia produttiva del giacimento di Ripalta: quadro riepilogativo	2
3	Monitoraggio della pressione	5
3.1	Analisi delle registrazioni DPTT acquisite con sensore permanente a fondo pozzo	8
3.2	Analisi dei profili statici di pressione	9
4	Monitoraggio della saturazione in gas in prossimità del limite nord-occidentale del campo ..	17
5	Simulazione del comportamento dinamico del giacimento	19
6	Bibliografia	25

1 Introduzione

La presente relazione riassume ed analizza le informazioni trasmesse al Politecnico di Torino in seguito alla campagna di monitoraggio eseguita dalla società STOGIT durante la fase di ricostituzione del campo di stoccaggio di gas naturale di Ripalta del 2010, con particolare attenzione al periodo compreso tra fine luglio e metà novembre dello stesso anno, corrispondente alla condizione di superamento della pressione iniziale del giacimento.

Alla data della stesura della presente relazione erano disponibili i dati raccolti durante la fase di iniezione da aprile a novembre 2010, corrispondente al termine del ciclo di iniezione del gas ovvero al raggiungimento di una pressione operativa massima nell'area di culmine pari al 110% circa della pressione di scoperta.

L'analisi dei dati di pressione ha consentito di confermare che le operazioni di stoccaggio, durante il superamento della pressione iniziale della formazione, non hanno comportato criticità nella gestione del campo di Ripalta.

Dal punto di vista della sovrappressione statica, oggetto della campagna di monitoraggio in esame, il modello attualmente impiegato per la simulazione dinamica del giacimento si conferma in grado di descrivere sufficientemente bene il comportamento dello stoccaggio in quanto riproduce adeguatamente l'andamento della pressione quando quest'ultima si avvicina e supera la pressione originale. Tuttavia, come già riscontrato nello studio di monitoraggio del 2009, si segnala che il modello richiederebbe una revisione poiché, se da un lato è in grado di riprodurre in modo soddisfacente i dati reali nella fase in cui la pressione di giacimento si avvicina e supera quella iniziale, dall'altro le pressioni simulate appaiono talora sovrastimare i dati storici: questo si verifica in particolare per alcuni pozzi durante l'ultima parte della fase di erogazione e la prima parte della fase di iniezione, soprattutto in concomitanza di svassi elevati. Alla luce delle informazioni disponibili è ragionevole ritenere che la mancata corrispondenza tra i dati di pressione acquisiti e l'andamento di pressione simulato, riscontrata peraltro solo durante gli ultimi cicli di stoccaggio in cui i volumi erogati sono aumentati rispetto al passato, sia causata dalla presenza di eterogeneità locali, non debitamente tenute in conto nel modello, che influiscono sul grado di trasmissività della formazione. Ulteriori acquisizioni future consentiranno, unitamente ai dati già disponibili, di provvedere ad una revisione del modello in modo da poter cogliere il comportamento dinamico del giacimento anche in condizioni di particolare sollecitazione dello stoccaggio.

2 Storia produttiva del giacimento di Ripalta: quadro riepilogativo

Il giacimento di Ripalta, situato in provincia di Cremona, è stato scoperto nel 1947.

Il giacimento è ubicato al culmine di una anticlinale con asse principale della struttura orientato in direzione ovest-est ed è costituito da due livelli sabbiosi, con intercalazioni limose, separati da un livello di argilla di spessore relativamente modesto (3÷5 m) esteso su tutto il campo. I due principali livelli, mineralizzati a gas, sono denominati rispettivamente A1 e A2. All'interno di quest'ultimo si distinguono due stratificazioni con caratteristiche litologiche e petrofisiche piuttosto differenti: il livello A2 Superiore, più argilloso, e il livello A2 Inferiore, prevalentemente sabbioso, con caratteristiche petrofisiche mediamente migliori rispetto ai livelli sovrastanti.

Gli spessori medi delle formazioni sono di circa 30 m per il livello A1, di circa 25 m per il livello A2 Superiore e, infine, di circa 15 m per il livello A2 Inferiore.

La pressione originale del giacimento risulta pari a 181.2 Barsa alla profondità (*datum depth*) di 1470 m ssl. La temperatura di giacimento è pari a 54°C.

Il contatto gas/acqua originale è stato riconosciuto alla profondità di 1518 m ss. È presente un debole acquifero laterale, attivo nella parte nord e nord-ovest del campo.

La fase di produzione primaria, durante cui sono stati cumulativamente prodotti $3477 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ di gas, è stata avviata nel 1949 ed è terminata nel 1967. Al momento in cui venne arrestata la produzione primaria la pressione media di giacimento era scesa dal valore di scoperta fino a circa 52 Barsa. La produzione è avvenuta tramite pozzi completati nel solo livello A1, nel solo livello A2 o in entrambi i livelli. Non vi sono informazioni per stabilire se i due livelli fossero in origine idraulicamente separati; in ogni caso, i livelli sono stati messi e sono tuttora in comunicazione tramite i pozzi di produzione che erogano in *commingle*.

Nel 1967 il campo venne convertito allo stoccaggio del gas naturale in entrambi i livelli A1 e A2. Successivamente, venne ancora prodotto dalla riserva primaria un volume pari a $5.5 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, che nel marzo 1969 portò la produzione primaria complessiva a $3482.5 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Attualmente in tutto il campo vi sono 35 pozzi attivi (dei 63 complessivamente perforati), utilizzati per lo svasso e la ricostituzione del campo nei cicli di stoccaggio. Esistono inoltre alcuni pozzi spia, posti ai margini della struttura (zona nord e zona sud), per il monitoraggio della pressione di giacimento e un pozzo geognostico, pozzo Ripalta 63, utilizzato per prelievo carote e logs di pozzo. La maggior parte dei pozzi attivi (31 pozzi) sono raggruppati in quattro *cluster*, denominati A, B, C1-C2 e D; i restanti 4 pozzi sono invece isolati o sul fianco della struttura: due di essi sono collegati al *cluster* A e due al *cluster* B. Inoltre sono presenti il pozzo RIPALTA-6, allagatosi durante la fase di produzione primaria e attualmente impiegato per la reiniezione delle acque risultanti dal processo di disidratazione del gas, i pozzi RIPALTA-20 e RIPALTA-23, completati in livelli sovrastanti quelli utilizzati per lo stoccaggio, e i pozzi spia RIPALTA-9 e RIPALTA-18, ubicati in posizione marginale rispetto alla zona di culmine, nell'area est del campo e completati nel solo livello sommitale A1. Nel corso dell'anno 2006 nella zona ovest del campo è stato perforato il pozzo orizzontale RIPALTA-61, mentre nel corso dell'anno 2009 è stato perforato il pozzo RIPALTA-62 nella zona est del campo. Entrambi i pozzi sono stati completati nel livello A1 per aumentare la capacità di stoccaggio del livello.

Dei 35 pozzi attivi 10 sono completati in modo convenzionale con *tubing* da 3"½, 16 in O.H.G.P. (la maggior parte con *tubing* da 5", mentre i pozzi RIPALTA-61 e RIPALTA-62 con *tubing* da 5"½), 4 completati in I.C.G.P. e 5 sono attrezzati con completamenti misti O.H.G.P./I.C.G.P. (*tubing* da 5"). Nel corso dell'anno 2004 sono stati ricompletati in *gravel pack* i pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36 e RIPALTA-41.

Nel 2009 la società STOGIT avviò una campagna di iniezione di gas in giacimento mirata al superamento della pressione di scoperta della formazione allo scopo di incrementare la capacità di stoccaggio e di migliorare le prestazioni del campo di Ripalta.

Durante il ciclo di ricostituzione dell'estate 2009 venne iniettato un volume di gas naturale pari a $1076.27 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$, che portò la sovrappressione media di campo nella zona di culmine al 106% della pressione di scoperta della formazione.

Il ciclo di ricostituzione dello stoccaggio del 2010, iniziato il 18 marzo e terminato il 27 ottobre, ha portato al raggiungimento della pressione iniziale nell'area di culmine all'inizio di settembre, a seguito dell'iniezione di $1074.33 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{sc}}^3$ di gas naturale. Successivamente, a fine campagna di iniezione, nella zona di culmine è stata raggiunta una pressione statica media del 110% circa della pressione iniziale. Nel ciclo di ricostituzione del 2010 sono stati esclusi i pozzi RIPALTA-61 e RIPALTA-27 in attesa di autorizzazione UNMIG all'esercizio e aperto il pozzo RIPALTA-62.

Nella fig. 1 viene riportato l'andamento delle portate giornaliere relative ai cicli termici 2008-2009 e 2009-2010. Le fasi di ricostituzione nei due cicli termici si presentano continue e del tutto simili.

L'andamento simulato della pressione media del giacimento di Ripalta, riferita alla profondità del *datum* (1470 m ss) nel livello A1 e nel livello A2 tra il 1980 e la fine del periodo di ricostituzione del 2010 è riportato nella fig. 2. Il grafico permette di evidenziare il diverso regime di pressione dei due livelli ed il maggiore sfruttamento dal punto di vista dello stoccaggio del livello A2 che, come già ricordato, presenta migliori caratteristiche petrofisiche rispetto al sovrastante livello A1.

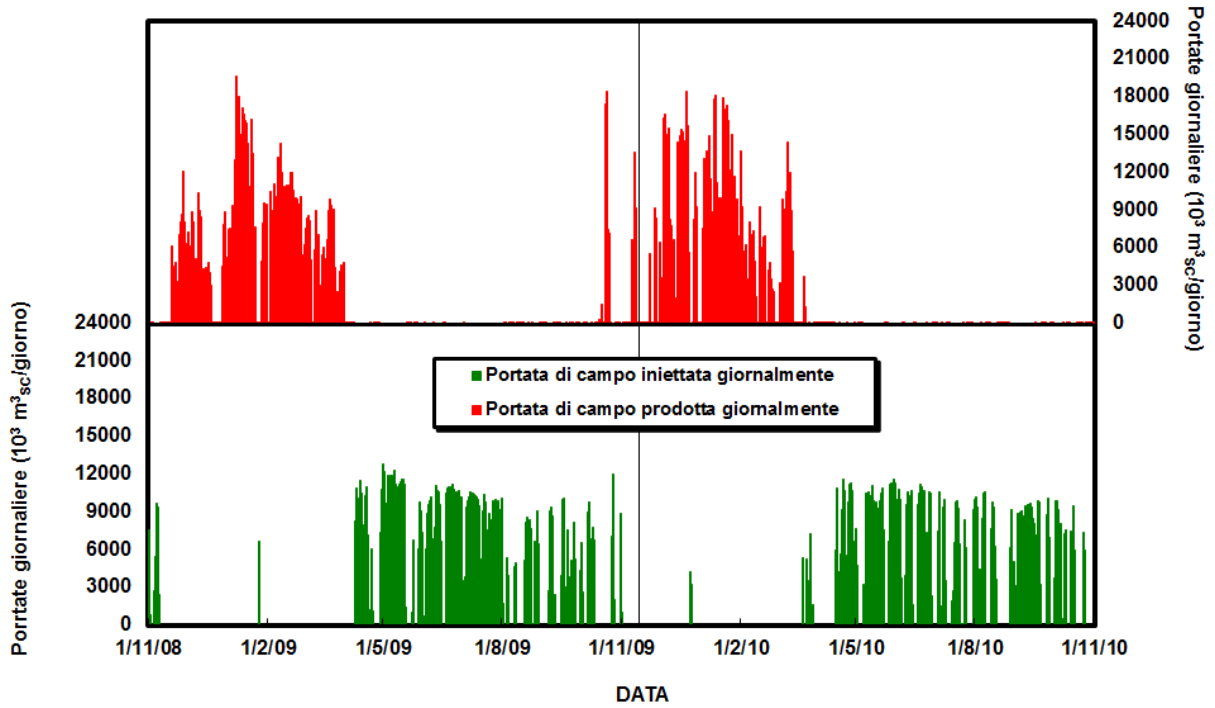


Fig. 1 - Andamento storico delle portate giornaliere di gas per i cicli termici 2008-2009 e 2009-2010

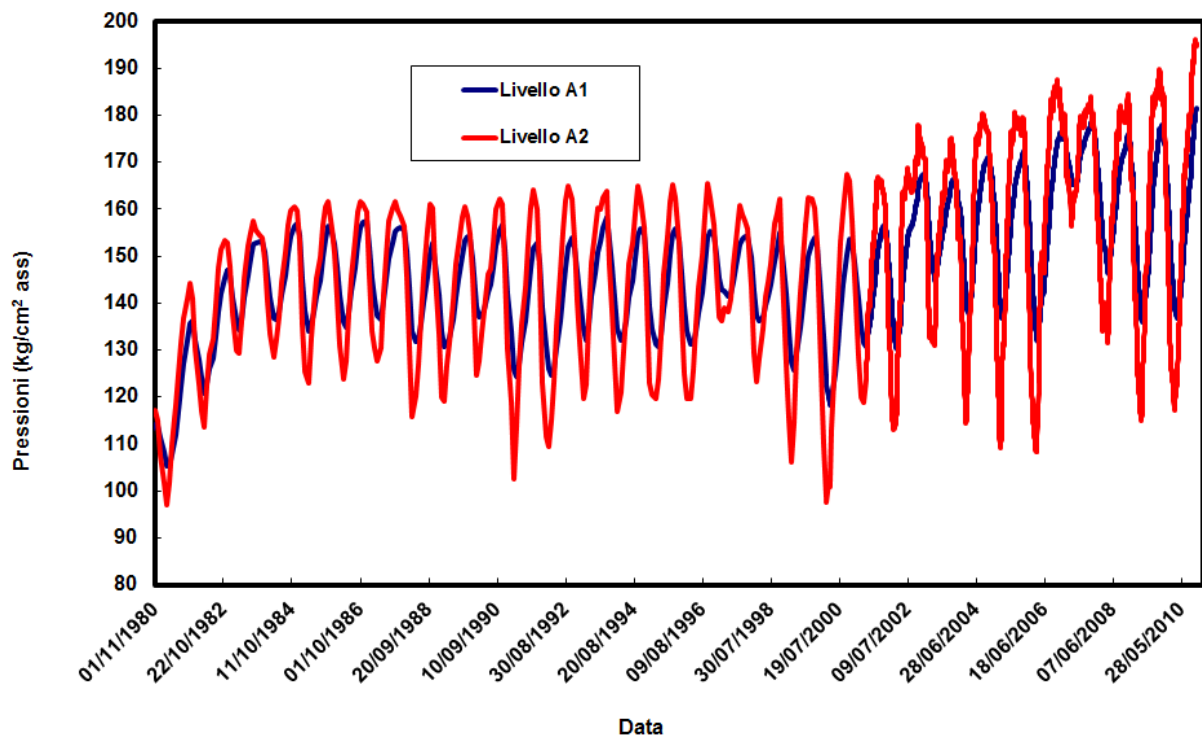


Fig. 2 - Andamento della pressione media simulata riferita al datum nel livello A1 e nel livello A2

3 Monitoraggio della pressione

La campagna di acquisizione dati condotta per monitorare il comportamento del campo di Ripalta è stata ispirata 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 gli ultimi mesi di ricostituzione del campo, ovvero in condizioni di pressione uguale e superiore alla pressione iniziale del giacimento (periodo settembre-novembre 2010) il monitoraggio della pressione del campo è stato effettuato mediante acquisizione in continuo di dati di pressione di fondo pozzo in corrispondenza dei pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61 (pozzo orizzontale). Tali pozzi risultano tutti destinati allo stoccaggio e attivi nella fase di ricostituzione in esame. Il monitoraggio è stato effettuato anche attraverso una serie di campagne di acquisizione di profili statici di pressione e temperatura in corrispondenza degli stessi pozzi nonché dei pozzi RIPALTA-9, RIPALTA-18, RIPALTA-24, RIPALTA-43 e RIPALTA-44. I pozzi RIPALTA-43 e RIPALTA-44 sono destinati allo stoccaggio ed erano attivi nella fase di ricostituzione 2010, mentre i pozzi RIPALTA-9, RIPALTA-18 e RIPALTA-24 sono pozzi spia ubicati nella zona est (RIPALTA-9, RIPALTA-18) e nella zona sud-ovest del campo (RIPALTA-24), in posizione marginale.

In corrispondenza del pozzo RIPALTA-6dir, dedicato alla reiniezione dei fluidi derivanti dalla separazione dei liquidi di strato e dal processo di disidratazione del gas di stoccaggio in un intervallo al di sotto del contatto gas-acqua originario, 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, interessa una struttura anticlinale ed è delimitato inferiormente da un acquifero che si trovava originariamente alla profondità di 1518 m TVD ss.

La mappa del top del livello A1 del campo di Ripalta con la sovrapposizione del *grid* del modello dinamico è riportata nella fig. 3. Nella fig. 4 è visibile l'ubicazione dei pozzi del campo rispetto al *top* del modello dinamico; nella stessa figura sono stati evidenziati i pozzi utilizzati per il monitoraggio del giacimento.

Nel corso della fase di ricostituzione del 2010 sono state eseguite 4 campagne di registrazione di profili statici di pressione e temperatura.

La prima campagna di misure è stata eseguita all'inizio della fase di ricostituzione, nei giorni 17, 18 e 19 marzo 2010, ed ha interessato i pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-9, RIPALTA-18, RIPALTA-35, RIPALTA-41 e RIPALTA-44.

Successivamente, nei giorni 25 e 26 agosto 2010, in corrispondenza di una pressione di giacimento nell'area di culmine pari a $181.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$ (prossima alla pressione iniziale), sono stati registrati i profili statici in corrispondenza dei pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-18, RIPALTA-24, RIPALTA-35, RIPALTA-43, e RIPALTA-61.

Nei giorni 23 e 24 settembre, in corrispondenza di una pressione di giacimento nell'area di culmine pari a $194.8 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$ (corrispondente a circa il 105% della pressione iniziale del

giacimento), l'iniezione di gas è stata sospesa per acquisire i profili statici nei pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-18, RIPALTA-24, RIPALTA-35, RIPALTA-43 e RIPALTA-61.

L'ultima campagna di acquisizione dei profili statici è stata eseguita nei giorni 27, 28 e 29 ottobre, in corrispondenza di una pressione di giacimento nell'area di culmine pari a $200.1 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$ (corrispondente a circa 110% della pressione iniziale del giacimento) ed ha riguardato i pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-18, RIPALTA-24, RIPALTA-35, RIPALTA-43 e RIPALTA-61.

Il monitoraggio in continuo della pressione di giacimento è stato effettuato nei pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61 (pozzo orizzontale).

L'acquisizione in continuo delle pressioni di fondo pozzo è iniziata per tutti i pozzi di monitoraggio il giorno 12/03/10 e si è protratta fino al giorno 27/10/10. Non sono disponibili i dati di pressione relativi ai giorni 14/03/10 – 17/03/10. Durante il periodo di osservazione le misure di pressione sono state acquisite mediante l'utilizzo di strumenti DPTT (*DPG PS Sapphire Permanent Gauge*) posizionato alla quota di 1216.1 m TVD ss nel caso del pozzo RIPALTA-5, alla quota di 1340.9 m TVD ss nel caso del pozzo RIPALTA-35, alla quota di 1363.8 m TVD ss nel caso del pozzo RIPALTA-36, alla quota di 1344.0 m TVD ss nel caso del pozzo RIPALTA-41 e infine alla quota di 1418.8 m TVD ss nel caso del pozzo RIPALTA-61.

Alle misure grezze sono state apportate opportune correzioni, sia per tener conto di effetti di deriva intercorsi durante la registrazione in pozzo sia per riportare i valori di pressione alla profondità di riferimento (*datum*).

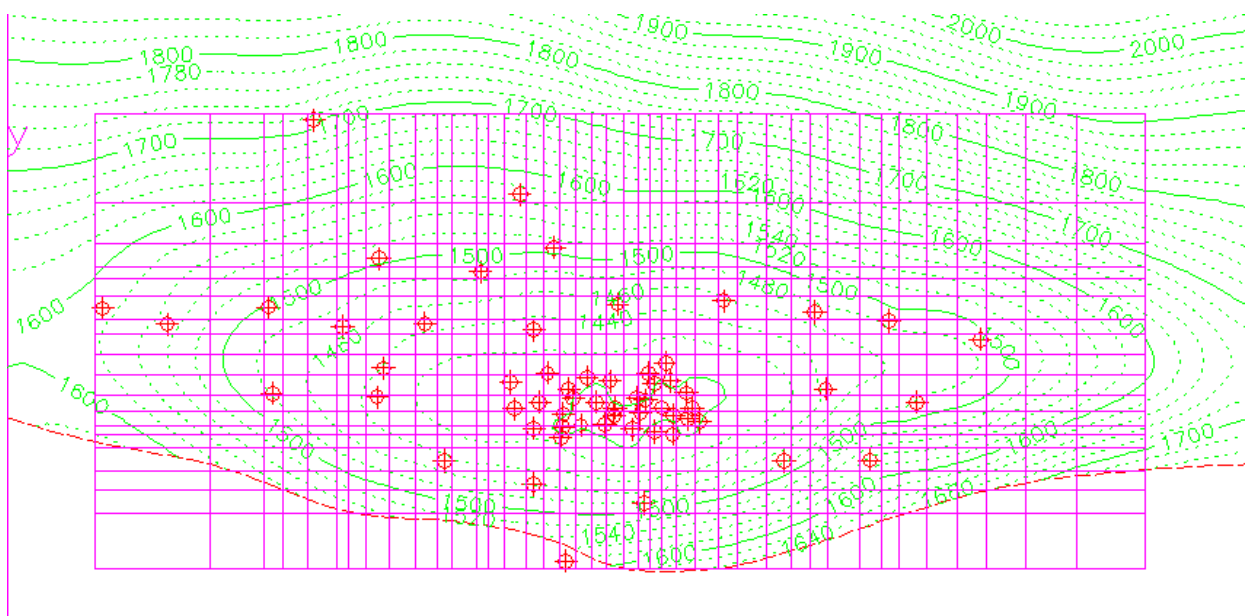


Fig. 3 - Rappresentazione in pianta della mappa del *top* del livello A1 e del *grid* del modello dinamico

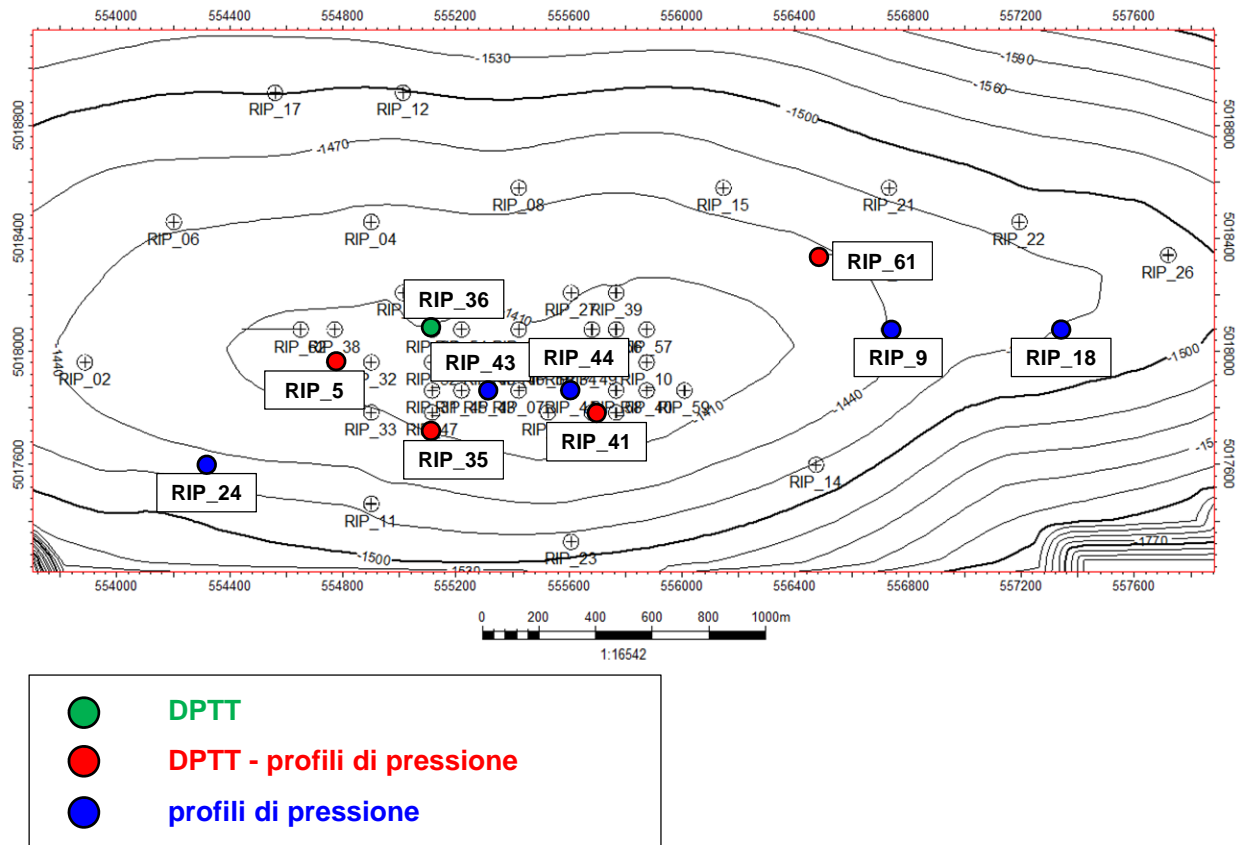


Fig. 4 - Ubicazione dei pozzi utilizzati per il monitoraggio del giacimento

La tab. 1 riporta il calendario delle registrazioni dei profili statici di pressione in corrispondenza dei pozzi di controllo RIPALTA-5, RIPALTA-18, RIPALTA-24, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41, RIPALTA-43 e RIPALTA-61.

Tab. 1: Quadro riepilogativo dei profili statici di pressione registrati in corrispondenza dei pozzi di controllo

POZZI	mar-10			apr-10		mag-10		giu-10		lug-10		ago-10		set-10		ott-10			nov-10	
	17	18	19								25	26	23	24	27	28	29			
RIPALTA-5																				
RIPALTA-9																				
RIPALTA-18																				
RIPALTA-24																				
RIPALTA-35																				
RIPALTA-36																				
RIPALTA-41																				
RIPALTA-43																				
RIPALTA-44																				
RIPALTA-61																				
INJ																				
PROD																				

La tab. 2 riporta i periodi di registrazione in continuo delle pressioni di fondo in corrispondenza dei pozzi di controllo RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61.

Tab. 2: Quadro riepilogativo del monitoraggio in continuo delle pressioni di fondo nei pozzi di controllo.

POZZI	mar-10			apr-10	mag-10	giu-10	lug-10	ago-10		set-10		ott-10			nov-10
	17	18	19					25	26	23	24	27	28	29	
RIPALTA-5															
RIPALTA-35															
RIPALTA-36															
RIPALTA-41															
RIPALTA-61															
INJ															
PROD															

Registrazione dal 12 marzo 2010 al 27 ottobre 2010

3.1 Analisi delle registrazioni di pressione acquisite con sensore permanente a fondo pozzo

La fig. 5 illustra l'andamento della portata di iniezione di gas a livello di campo e delle corrispondenti pressioni di giacimento monitorate in corrispondenza dei pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61 durante il periodo marzo-novembre 2010.

I valori di pressione registrati ai pozzi RIPALTA-35, RIPALTA-36 e RIPALTA-41, tutti completati sia nel livello A1 sia nel livello A2, possono essere considerati rappresentativi dell'andamento medio della pressione di campo nella zona di culmine. I valori di pressione misurati al pozzo RIPALTA-5, pur essendo completato solo sul livello A2, si allineano all'andamento medio della pressione nella zona di culmine. I valori di pressione registrati al pozzo orizzontale RIPALTA-61 si discostano dall'andamento medio della zona principale del giacimento in quanto il pozzo, oltre ad essere stato escluso dalla campagna di iniezione 2010, si trova in una posizione marginale rispetto all'area di culmine e risulta completato nel solo livello A1, la cui comunicazione con il livello A2 sottostante è molto limitata. In particolare, come già riscontrato nel 2009, il pozzo orizzontale RIPALTA-61 mostra un livello di pressione statica più alto al termine della fase di svaso ma più basso durante e al termine della fase di iniezione rispetto ai pozzi verticali completati su entrambi i livelli. La zona del pozzo RIPALTA-61 risente dunque della ripressurizzazione del livello A1, dovuta allo stoccaggio nei pozzi di culmine completati in *commingle* sia nel livello A1 sia nel livello A2, ma mostra chiaramente come la partecipazione allo stoccaggio avvenga in misura limitata e con sensibile ritardo rispetto alla zona di culmine.

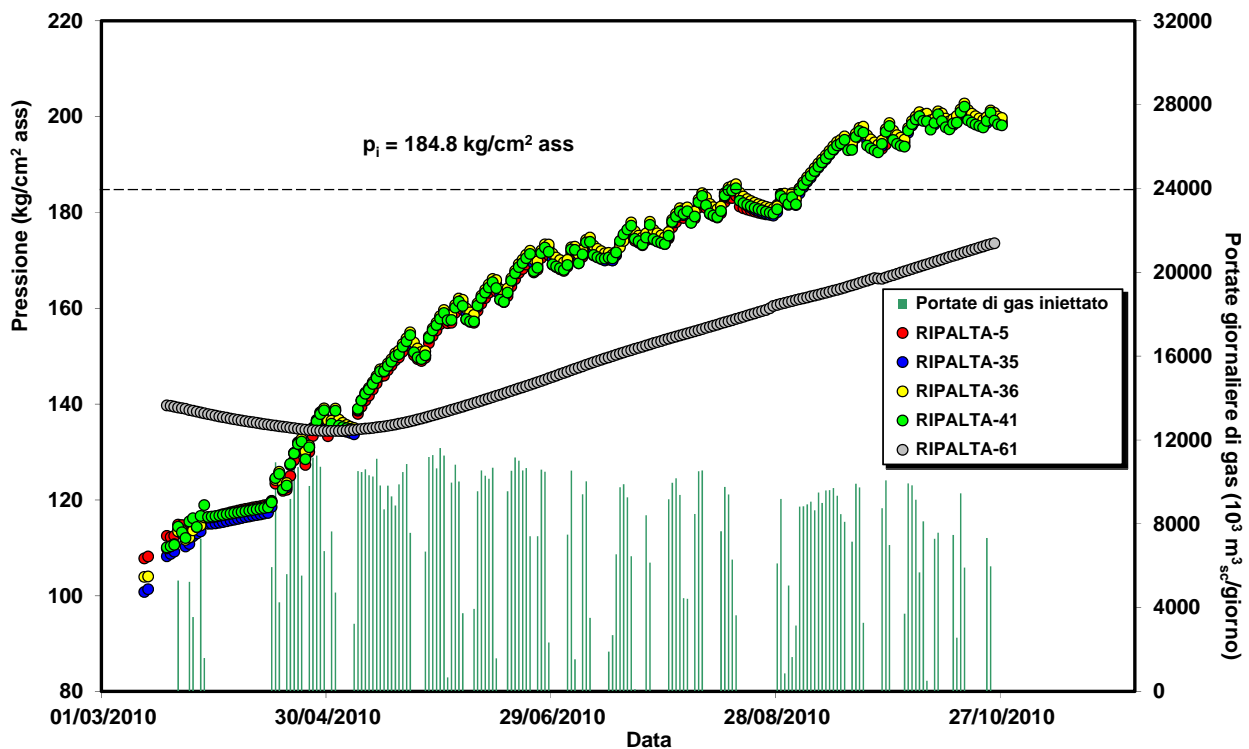


Fig. 5 - Monitoraggio delle pressioni dinamiche misurate ai pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61 nel periodo marzo – ottobre 2010 in relazione alle portate di gas iniettato a livello di campo

3.2 Analisi dei profili statici di pressione

Le figg. 6-9 riportano i profili statici della pressione di giacimento registrati in corrispondenza dei pozzi di controllo rispettivamente alle condizioni di pressione all'inizio della fase di ricostituzione del campo (fine marzo), a pressioni uguali alla pressione originale del giacimento (fine agosto), a pressioni superiori del 5% circa rispetto al valore iniziale (fine settembre) e al termine della fase di iniezione (fine ottobre), quando la pressione media in giacimento ha raggiunto il 110% circa della pressione di scoperta. Dall'analisi dei dati è evidente come le pressioni siano piuttosto uniformi in tutta l'area di culmine del giacimento in cui sono localizzati RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-43. Il risultato è peraltro in linea con la precedente campagna di misura del 2009. Come già evidenziato nella studio di monitoraggio del 2009, il profilo statico registrato al pozzo orizzontale RIPALTA-61 mostra uno scostamento dei valori di pressione media, in quanto il pozzo si trova in una posizione leggermente marginale rispetto all'area di culmine e risulta completato nel solo livello A1, che presenta caratteristiche petrofisiche peggiori e che è quindi meno efficacemente partecipe allo stoccaggio rispetto al livello A2. Anche i pozzi spia RIPALTA-9, RIPALTA-18 e RIPALTA-24, localizzati in posizione molto marginale (rispettivamente nella zona est e nella zona sud-ovest del campo) e completati nel solo livello A1, mostrano un andamento della pressione media più basso rispetto a quello della zona di culmine.

Nella fig. 10 sono riportati tutti i profili di pressione misurati nei pozzi localizzati nell’area di culmine e completati nei livelli A1 e A2 (RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-41, RIPALTA-43 e RIPALTA-44) in funzione del tempo nel corso della campagna di iniezione 2010: l’andamento delle pressioni evidenzia ancora una volta come tutta l’area centrale di stoccaggio si comporti in modo omogeneo durante la fase di ricostituzione del campo.

Nella fig. 11 è riportato il confronto tra i profili di pressione acquisiti durante le ricostituzioni del 2009 e del 2010. La differenza di circa 10 kg/cm² ass tra i profili di pressione registrati ad inizio ricostituzione e a fine ricostituzione nel 2009 e nel 2010 è dovuta principalmente alla differente quantità di gas prodotto nelle rispettive fasi di svaso, a parità di volumi iniettati durante la ricostituzione. Infatti nel 2009, al termine della fase di svaso, erano stati prodotti 944.34 10⁶ m³_{SC} di gas, raggiungendo una pressione media di campo di 95 barsa, mentre nel 2010 ne sono stati prodotti 885.73 10⁶ m³_{SC}, con una pressione media di campo a fine svaso pari a 107.7 barsa. Inoltre si fa notare che, mentre a settembre 2009 il campo era già stato ricostituito e a novembre 2009 la pressione era rimasta invariata, nello stesso periodo del 2010 la ricostituzione non era ancora completata e dal 25 agosto 2010 al 27 ottobre 2010 la pressione al pozzo è notevolmente aumentata.

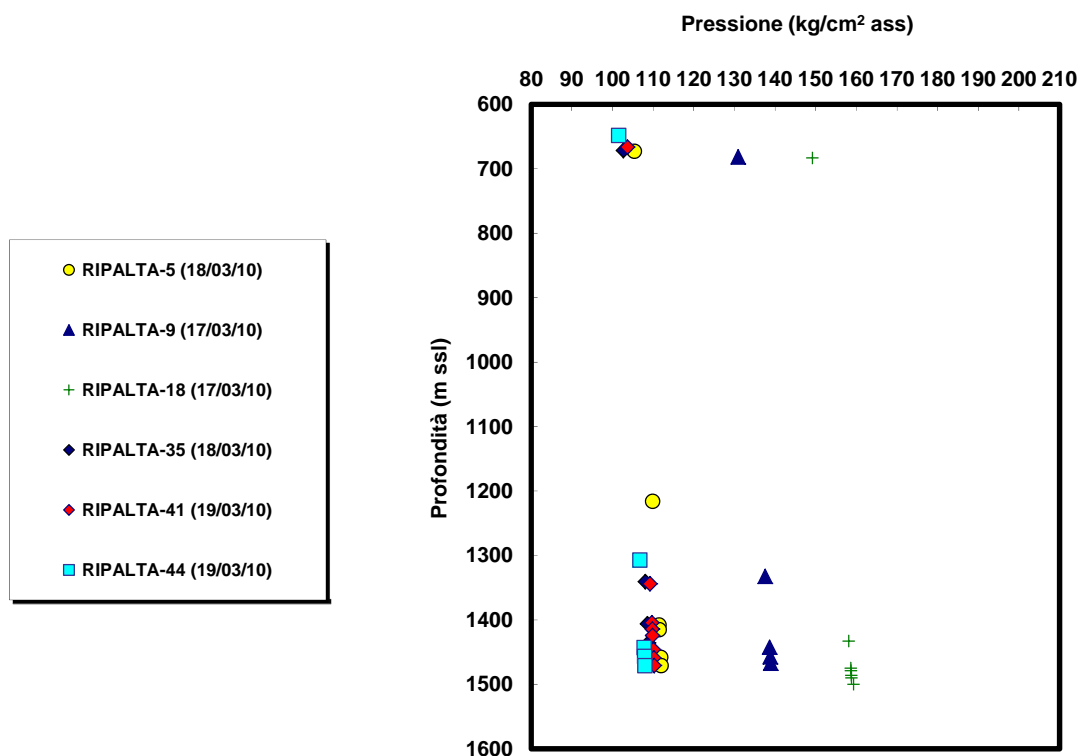


Fig. 6 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo all’inizio della fase di iniezione (marzo 2010)

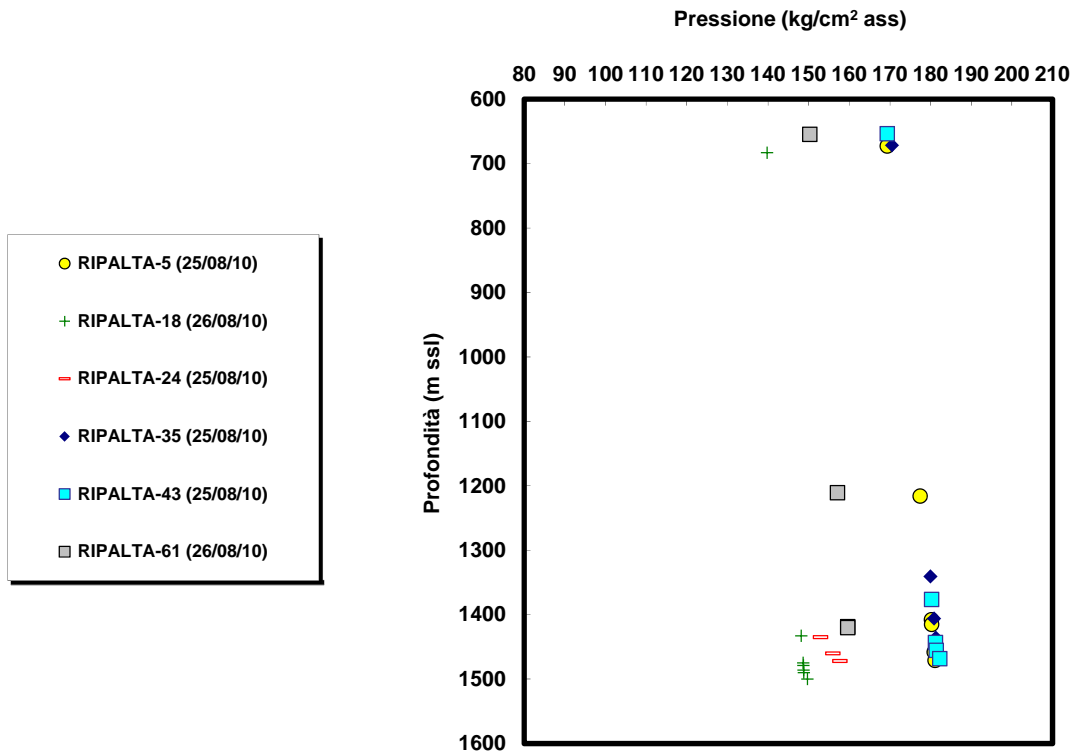


Fig. 7 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo prima del raggiungimento della pressione iniziale (agosto 2010)

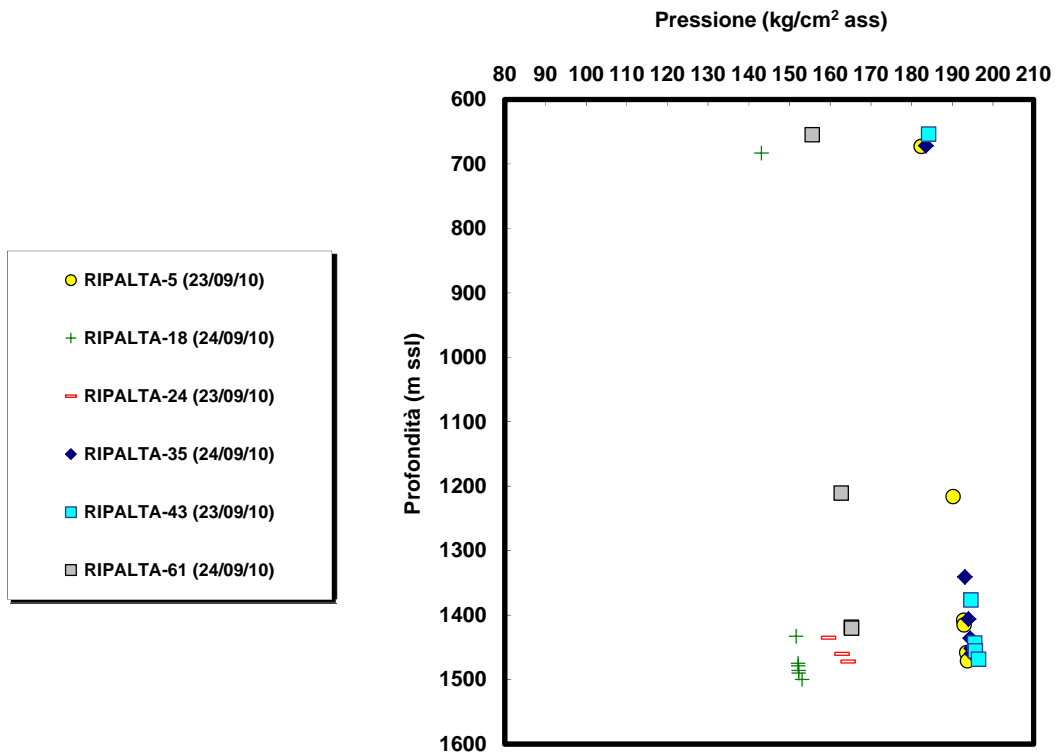


Fig. 8 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo al raggiungimento di una pressione di giacimento pari a circa il 105% p_i (settembre 2010)

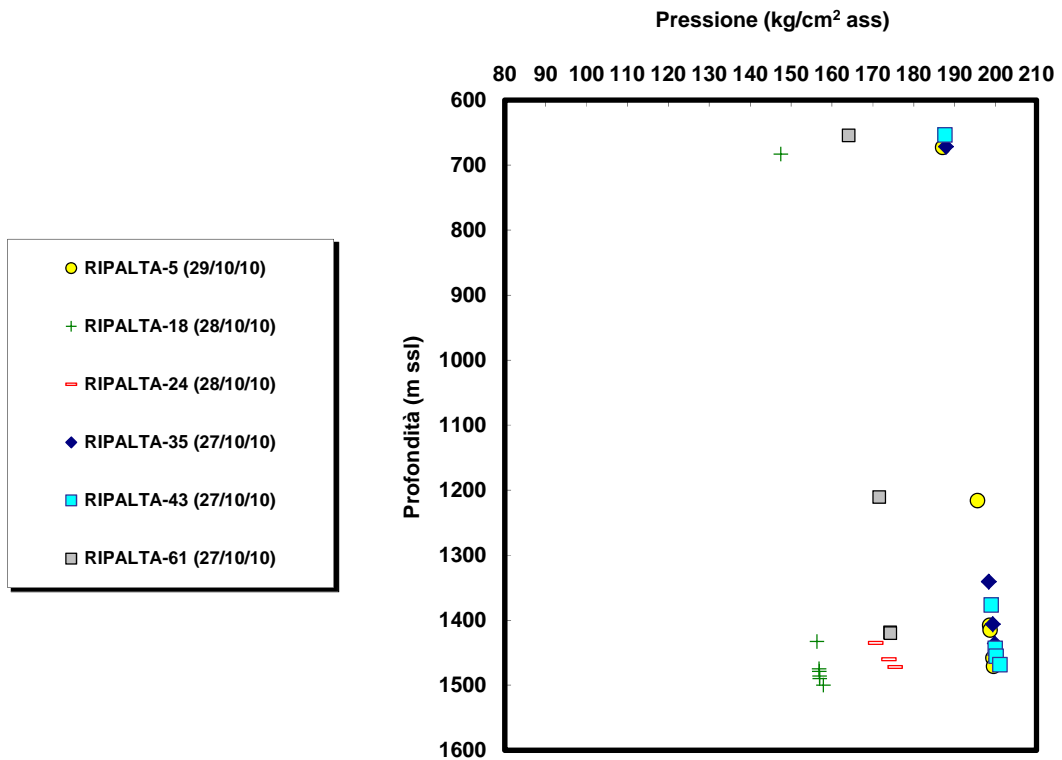


Fig. 9 - Profili di pressione registrati nei pozzi di controllo al termine della fase di iniezione al raggiungimento di una pressione di giacimento pari a circa il 110% p_i (ottobre 2010)

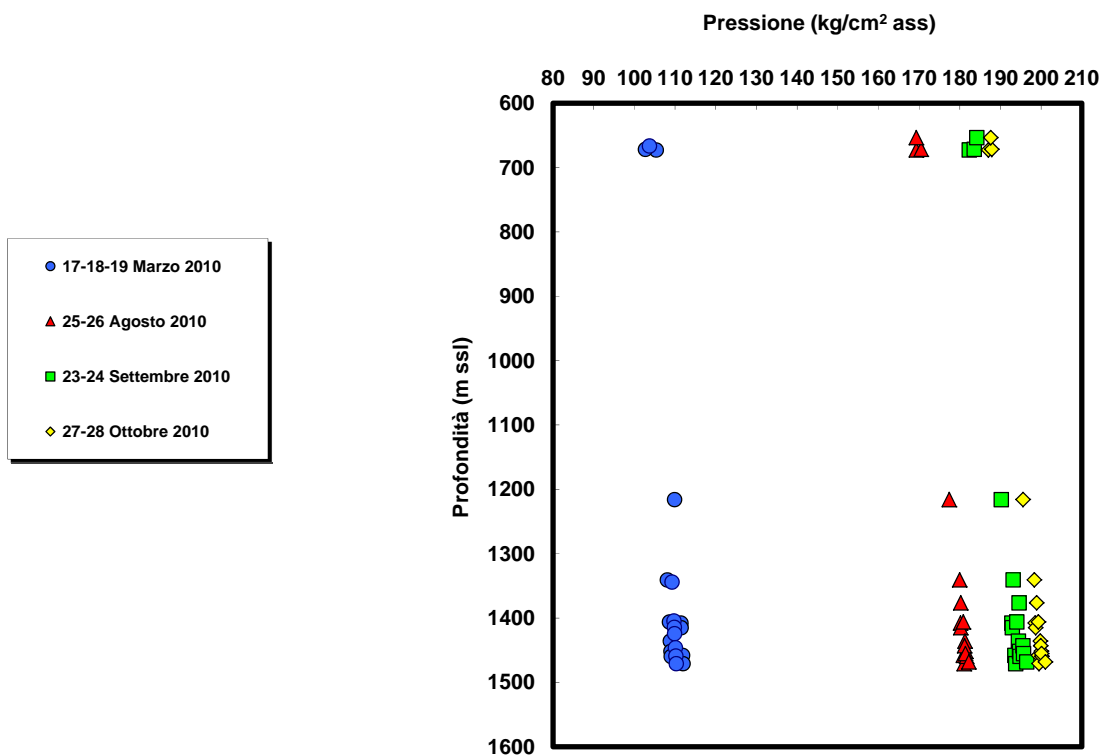


Fig. 10 - Confronto tra i profili di pressione registrati nei pozzi localizzati nell'area di culmine e completati nei livelli A1 e A2 durante tutta la fase di ricostituzione del campo

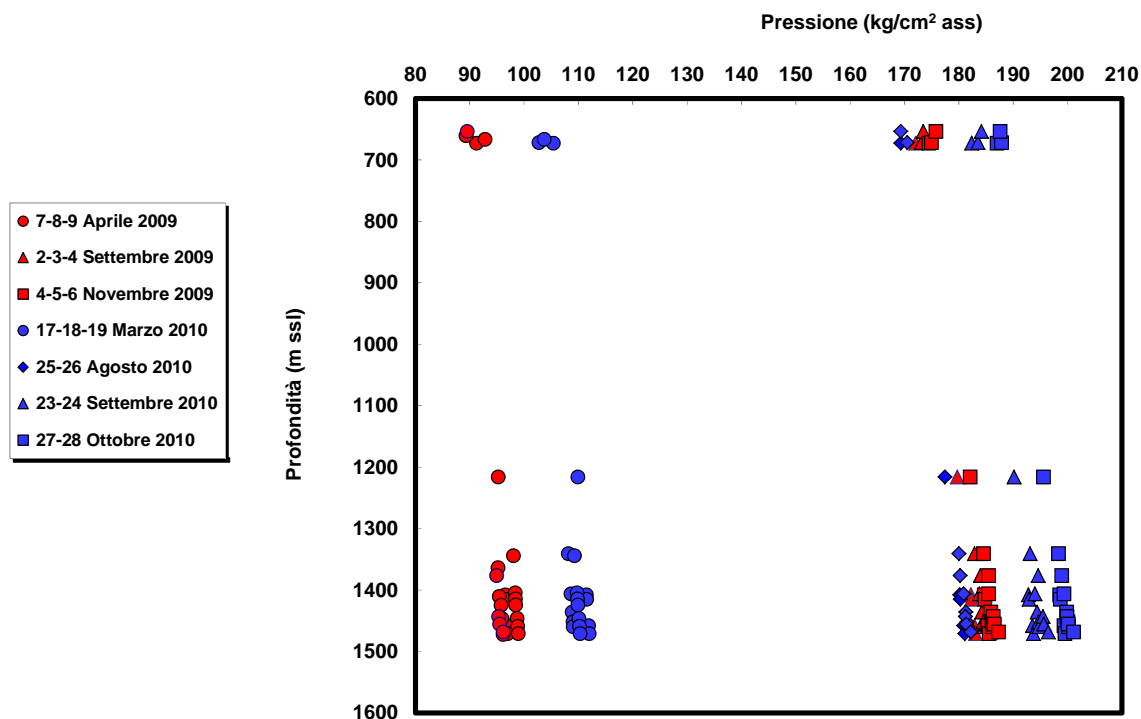


Fig. 11 - Confronto tra i profili di pressione registrati nel 2009 e nel 2010 nei pozzi localizzati nell'area di culmine e completati nei livelli A1 e A2 durante la fase di ricostituzione del campo

Le figg. 12-16 riportano le registrazioni continue con DPTT per i pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61 in relazione alle portate di gas iniettato e prodotto per ciascun pozzo. Il periodo temporale di riferimento è compreso tra marzo e ottobre 2010. Nei grafici sono anche riportate le misure di pressione ricavate dai profili statici e riportate al *datum*, sempre in perfetto accordo con le registrazioni DPTT.

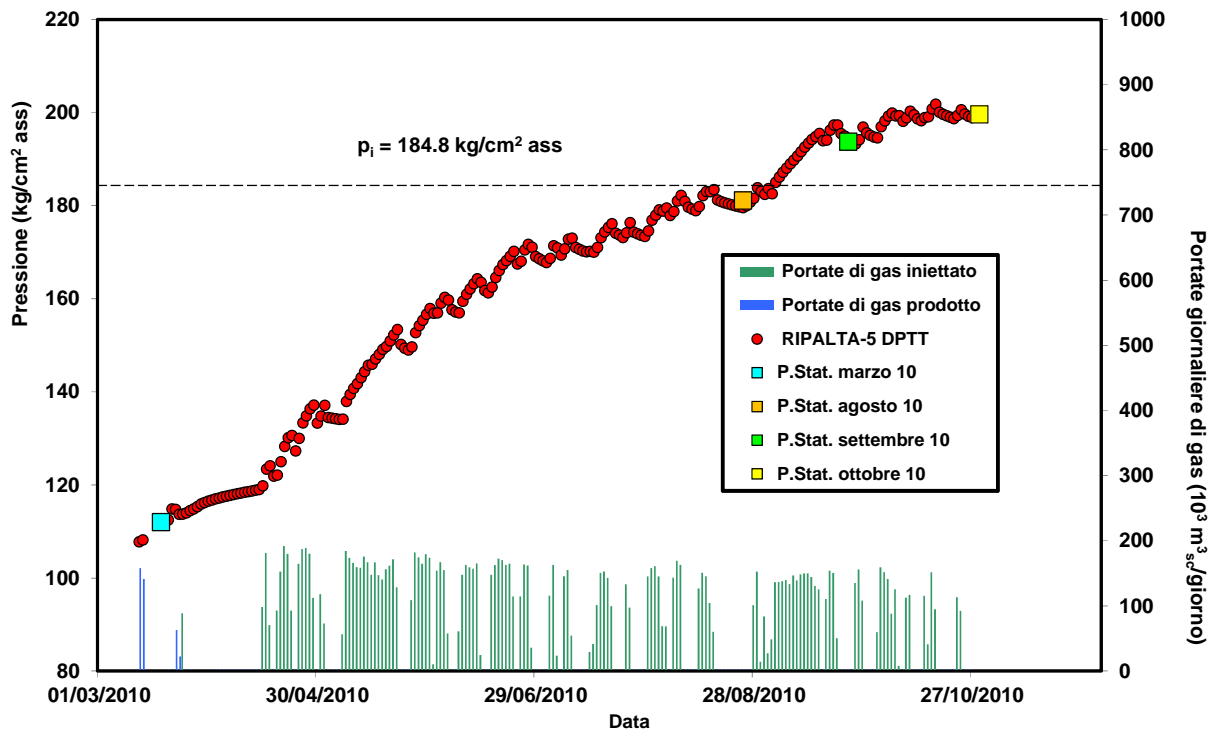


Fig. 12 - Confronto tra profili statici e registrazione DPTT per il pozzo RIPALTA-5

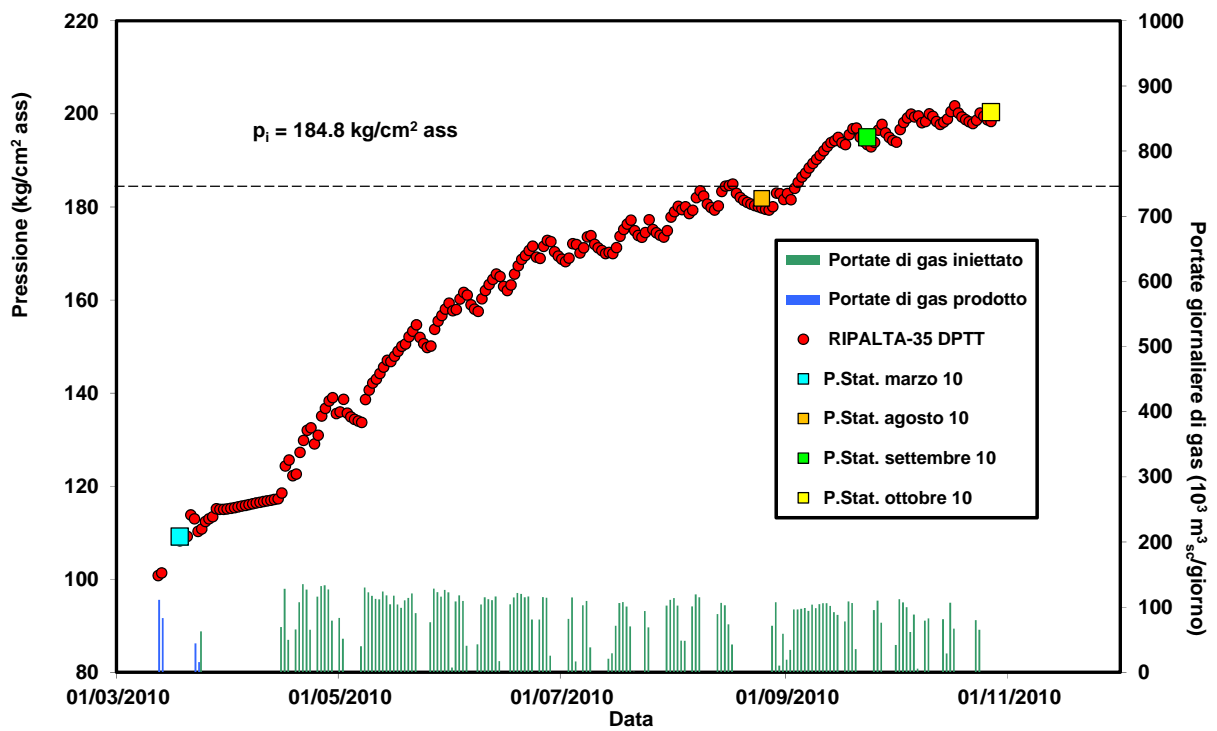


Fig. 13 - Confronto tra profili statici e registrazione DPTT per il pozzo RIPALTA-35

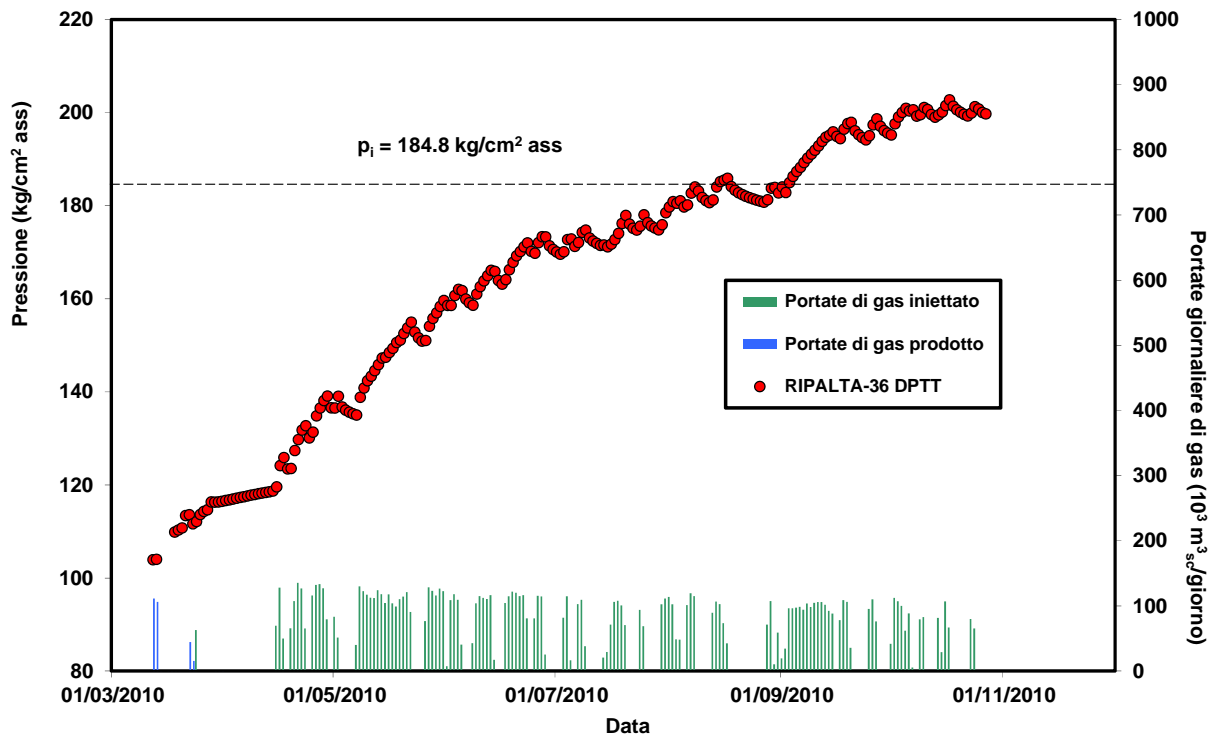


Fig. 14 - Registrazione DPTT per il pozzo RIPALTA-36

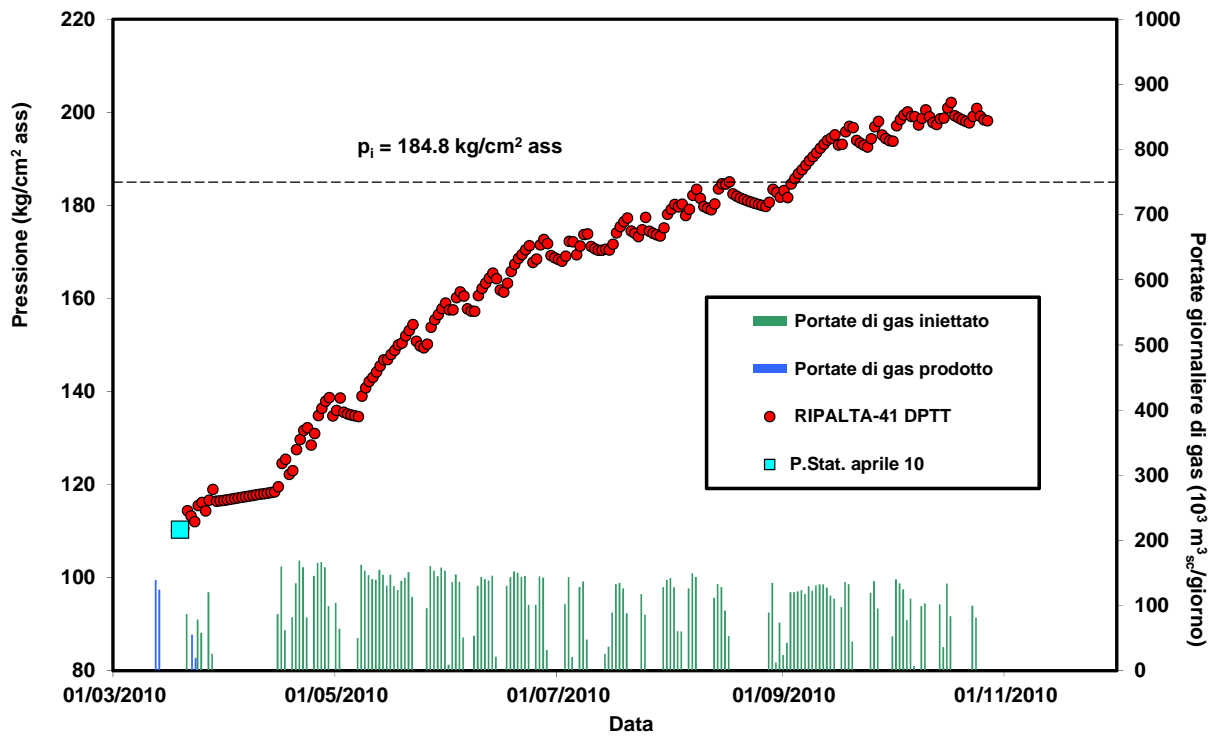


Fig. 15 - Confronto tra profilo statico e registrazione DPTT per il pozzo RIPALTA-41

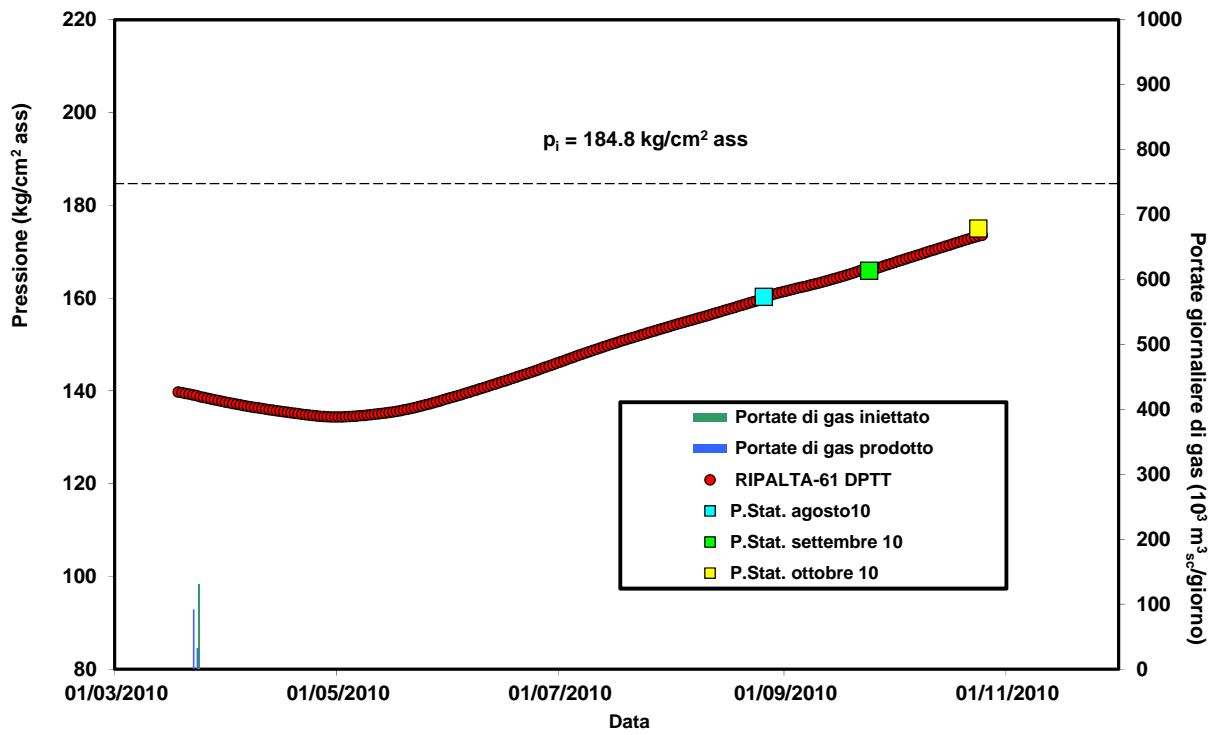


Fig. 16 - Confronto tra profili statici e registrazione DPTT per il pozzo RIPALTA-61

4 Monitoraggio della saturazione in gas in prossimità del 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 Ripalta 6 dir A – Anno 2010" di Galli e Guglielmelli, ENI, Divisione E&P, RESM.

Il pozzo RIPALTA-6 è stato perforato nel periodo 19/11/1950 - 21/1/1951, raggiungendo la profondità di 1616 m MD. A partire dall'agosto 1971 il pozzo, è stato utilizzato come pozzo di reiniezione per lo smaltimento dell'acqua di giacimento. Il *side track* RIPALTA-6 dir A è stato perforato a partire dal pozzo verticale RIPALTA-6 (da 848 m). Lo scostamento totale a fondo pozzo (1663 m) è di circa 84 m verso Nord. Tenuto conto della vicinanza fra i due pozzi, il profilo litostratigrafico di RIPALTA-6 dir A non si discosta significativamente da quello di riferimento. Il prelievo di una carota di fondo nella parte alta del giacimento ha però evidenziato che, nella direzione in cui è stato lanciato il pozzo, il livello A1 mostra un generale peggioramento per argillificazione delle caratteristiche petrofisiche. Il livello A2 sottostante (obiettivo principale dell'intervento del pozzo), costituito da sabbie fini con locali livelli di ciottoli, mostra invece buone caratteristiche petrofisiche con valori di porosità che possono raggiungere anche 24-25%.

Lo scopo della perforazione del *side track* RIPALTA-6 dir A (maggio-luglio 2005) era la possibilità di reiniezione dei fluidi derivanti dalla separazione dei liquidi di strato e dal processo di disidratazione del gas stoccato in un intervallo posto sotto il contatto gas-acqua originario. L'intervento era mirato a risolvere le criticità derivanti dalla presenza di gas evidenziate nel pozzo RIPALTA-6, riconducibile al fatto che, a seguito delle condizioni di esercizio dello stoccaggio a $p=p_i$, il contatto gas-acqua si era nuovamente abbassato sino alle condizioni originarie. Le operazioni di sparo (m 1604-1606.5) e i test d'iniezione sono stati condotte nell'acquifero alla base del livello A2, in modo da garantire una migliore gestione delle successive operazioni di reiniezione d'acqua.

Per verificare eventuali variazioni della saturazione in gas in corrispondenza del pozzo RIPALTA-6 dir A sono stati utilizzati i log openhole registrati nel 2005, le acquisizioni RST effettuate nel 2009 (10 settembre e 3 novembre) e le registrazioni degli RST del 2010, avvenute nel momento di ricostituzione dello stoccaggio con pressione di giacimento ($p \approx p_i$ agosto 2010) e con pressione di giacimento ($p \approx 110\% p_i$, ottobre 2010). Tutte le registrazioni prese in considerazione mostrano un buon livello di qualità.

Per quanto riguarda i log *openhole* acquisiti nel 2005 è stata eseguita un'interpretazione *quick look*. Le curve utilizzate per l'interpretazione comprendono: GR (Gamma Ray), IRAT (Far/Near Inelastic Ratio), BSAL (Borehole Salinity from RST), SIGM (Formation SIGMA) e TPHI (Thermal Neutron Porosity).

Si noti che, come avvenuto nel 2009, l'acqua iniettata nel pozzo RIPALTA-6 dir A, derivante dalla separazione dei liquidi di strato e dal processo di disidratazione del gas, presenta un valore di salinità compreso tra 1000 e 6000 ppm e che con questo intervallo di salinità non è possibile valutare la saturazione in acqua del giacimento. Pertanto la discussione dei risultati include solamente una valutazione qualitativa, basata sul confronto dei dati registrati durante le quattro acquisizioni.

I risultati dell'interpretazione qualitativa dei dati RST, registrati nell'Agosto-Ottobre 2010, hanno evidenziato la situazione discussa nel seguito. Il confronto tra le curve di SIGMA di agosto e ottobre 2010 mostra variazioni minime ad indicare un panorama in termini di giacitura di fluidi alle spalle del casing praticamente immutato (Fig. 17). Inoltre dal confronto tra le curve di SIGMA registrate nel 2009 e quelle registrate nel 2010 è evidente come dal novembre 2009 le condizioni al pozzo Ripalta 6 Dir A siano rimaste stabili.

Si segnala la presenza di un cuscino di gas sotto il packer posto a 1553.7 m MD e fino alla profondità di circa 1570 m MD. La presenza di questo cuscino è evidenziata dalla curva BSAL (Borehole Salinity), IRAT (far/near inelastic ratio) e TPHI (Thermal Neutron Porosity).

Il livello di acqua in pozzo è più alto a novembre, come si può anche vedere dal comportamento del TPHI tra settembre e novembre (a novembre ha valori maggiori). Inoltre, dalla curva di BSAL si può notare come l'acqua in pozzo fino alla profondità spari (1605.5 m MD) sia sostanzialmente acqua dolce, in accordo con i valori di salinità dell'acqua iniettata. A profondità maggiori, invece, sembrerebbe esserci solo fluido di completamento a salinità più elevata (la curva di BSAL si sposta verso valori maggiori).

Per le future acquisizioni si consiglia di mantenere l'omogeneità del dato, cioè di utilizzare sempre il tool RST, al fine di sfruttare al meglio le potenzialità che la tecnica *time lapse* consente.

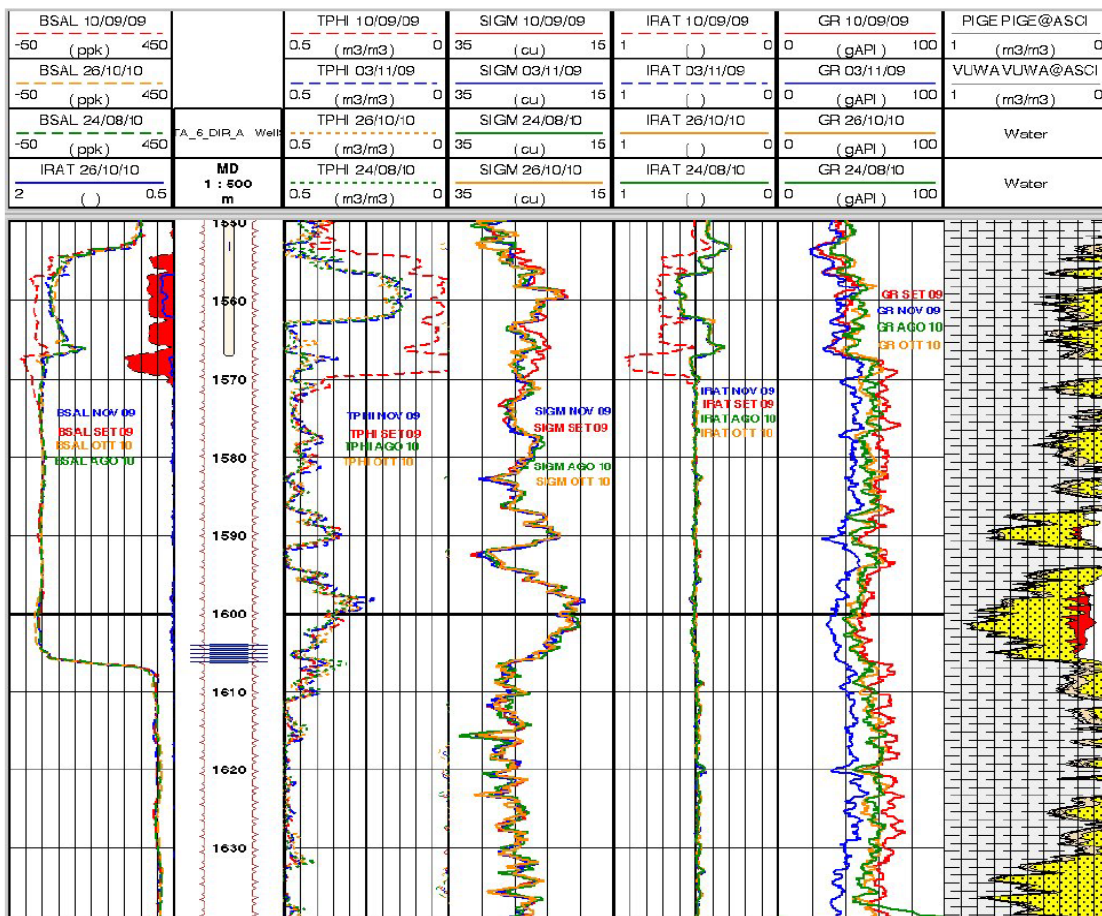


Fig. 17 - Composite plot – Risultati interpretazione RST Settembre/Novembre 2009 e Agosto/Ottobre 2010

5 Simulazione del comportamento dinamico del giacimento

Il modello dinamico del giacimento è stato aggiornato in termini di storia produttiva fino al 31 ottobre 2010 ed è stato leggermente ricalibrato, pur mantenendo le variazioni effettuate nello studio del 2009. In particolare, nel 2009 si era assegnata di una leggera variazione del fattore di volume del gas, compatibile con lo stoccaggio di un gas leggermente più pesante (componente metano al 92%) rispetto a quello nativo, e mediante la taratura della produttività simulata dei pozzi RIPALTA-41, RIPALTA-61 e RIPALTA-62, in modo da riprodurre l'andamento della pressione a fondo pozzo registrato nel corso dell'acquisizione dei DPTT.

Nella revisione del modello del 2010 è stata apportata una leggera modifica alla compressibilità della formazione, assegnando una compressibilità della roccia pari a $1 \cdot 10^{-5}$ 1/barsa per valori inferiori alla pressione di scoperta e pari a $8 \cdot 10^{-5}$ 1/barsa per valori superiori. Inoltre è stata ridotta la trasmissività della formazione in prossimità del pozzo RIPALTA-61 al fine di riprodurre correttamente la minore partecipazione allo stoccaggio della zona intercettata dal pozzo stesso.

Come dimostrato dalle figure 18-21, che riportano l'andamento delle pressioni simulate e le pressioni misurate per tre pozzi rappresentativi del campo (RIPALTA-44, RIPALTA-7 e RIPALTA-41), localizzati nell'area di culmine e completati nei livelli A1 e A2, il comportamento del modello attualmente utilizzato appare in grado di descrivere molto efficacemente l'andamento storico delle pressioni almeno fino al 2003. Inoltre il modello è in grado di riprodurre in modo molto soddisfacente le pressioni reali nella fase in cui la pressione di giacimento si avvicina e supera quella iniziale, ma le pressioni simulate appaiono generalmente sovrastimare i dati storici durante l'ultima parte della fase di erogazione e la prima parte della fase di iniezione, in particolare durante gli svassi più intensi (quali quelli degli anni 2006 e 2008). Per spiegare lo scostamento tra i dati simulati e quelli reali, si deve tener conto che l'allocatione delle portate di gas tra pozzi appartenenti ad uno stesso cluster rappresenta una criticità ai fini di poter correttamente riprodurre l'andamento pressioni misurate ai singoli pozzi. Tuttavia è anche verosimile che la calibrazione del modello, effettuata prima del 2003, non abbia colto la presenza di eterogeneità locali di piccola entità che influiscono sul grado di trasmissività della formazione solo in condizioni di particolare sollecitazione del sistema stoccaggio.

Dal punto di vista della sovrappressione statica, oggetto della campagna di monitoraggio in esame, il modello non evidenzia alcuna criticità in quanto riproduce in modo adeguato il comportamento dinamico del campo in fase di iniezione, quando la pressione in giacimento si avvicina e supera la pressione originale.

Le figure 22-26 riportano il confronto tra gli andamenti della pressione di fondo pozzo simulata (WBHP) e i valori di pressione registrati da DPTT rispettivamente per i pozzi RIPALTA-5, RIPALTA-35, RIPALTA-36, RIPALTA-41 e RIPALTA-61. Si fa notare che la pressione risulta leggermente sovrastimata per il pozzo RIPALTA-41 e sovrastimata in misura non trascurabile per il pozzo RIPALTA-61, nonostante il peggioramento delle caratteristiche petrofisiche imposto al modello per ridurre la discrepanza tra dati reali e simulati.

Ulteriori acquisizioni future, unitamente ai dati già disponibili, consentiranno di verificare la calibrazione del modello e di introdurre quelle modifiche necessarie per tener conto delle eterogeneità delle formazioni e per cogliere il comportamento dinamico del giacimento anche nelle fasi di svasso più marcato dello stoccaggio.

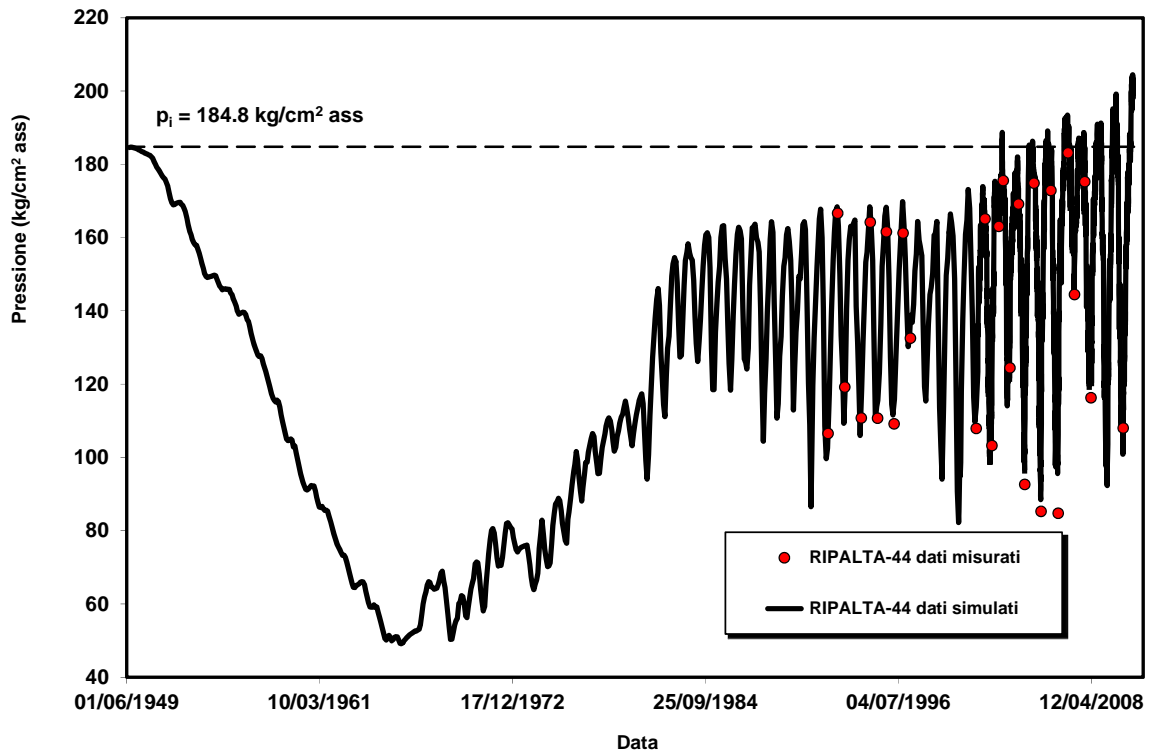


Fig. 18 - RIPALTA-44 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata e misurata

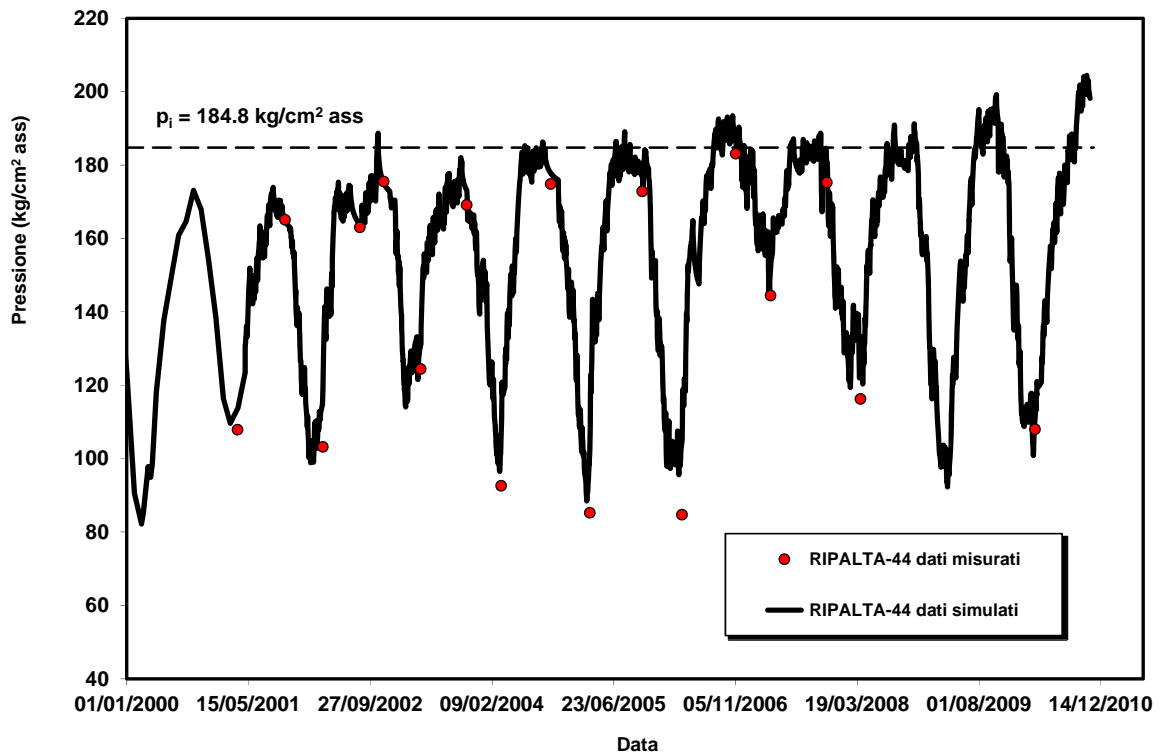


Fig. 19 - RIPALTA-44 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata e misurata (zoom)

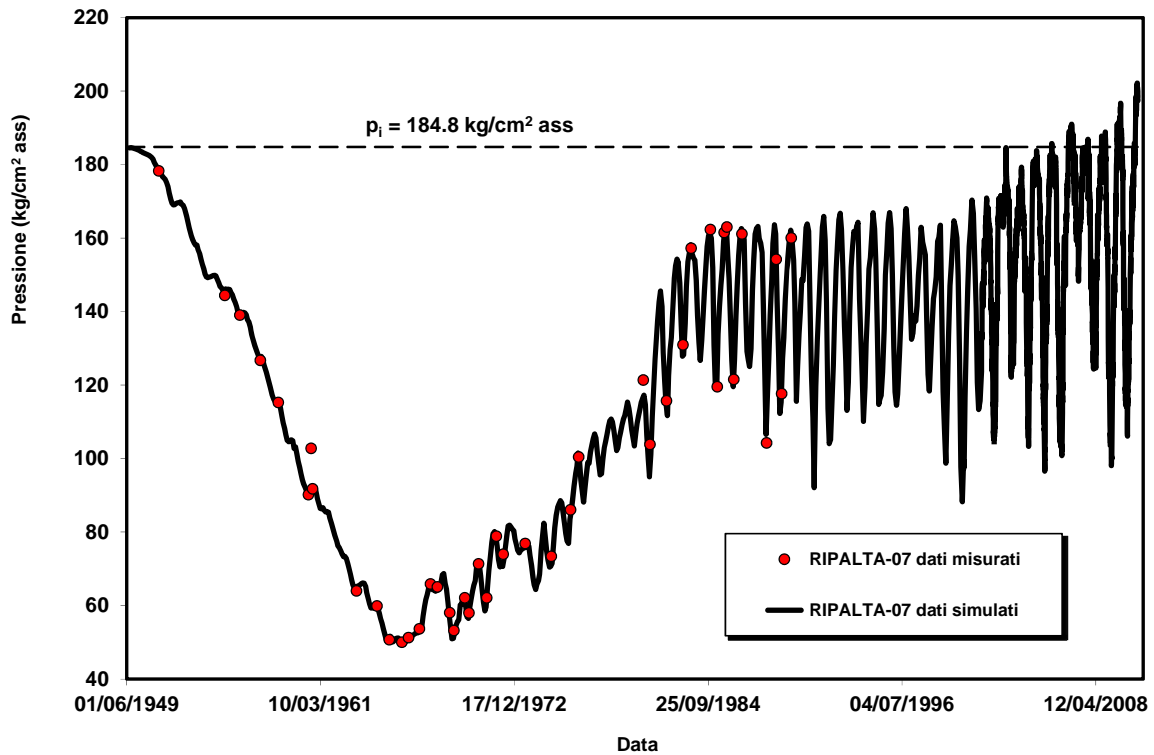


Fig. 20 - RIPALTA-7 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata e misurata

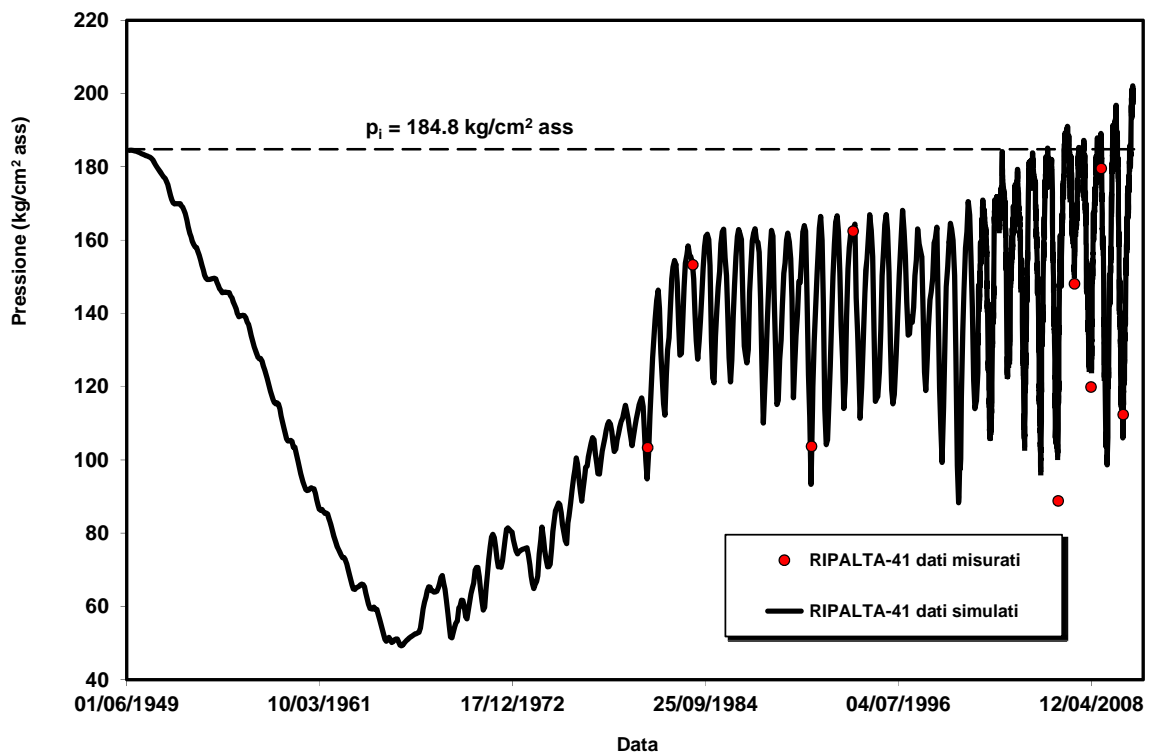


Fig. 21 - Pozzo RIPALTA-41 – Confronto tra pressione di fondo pozzo simulata e misurata

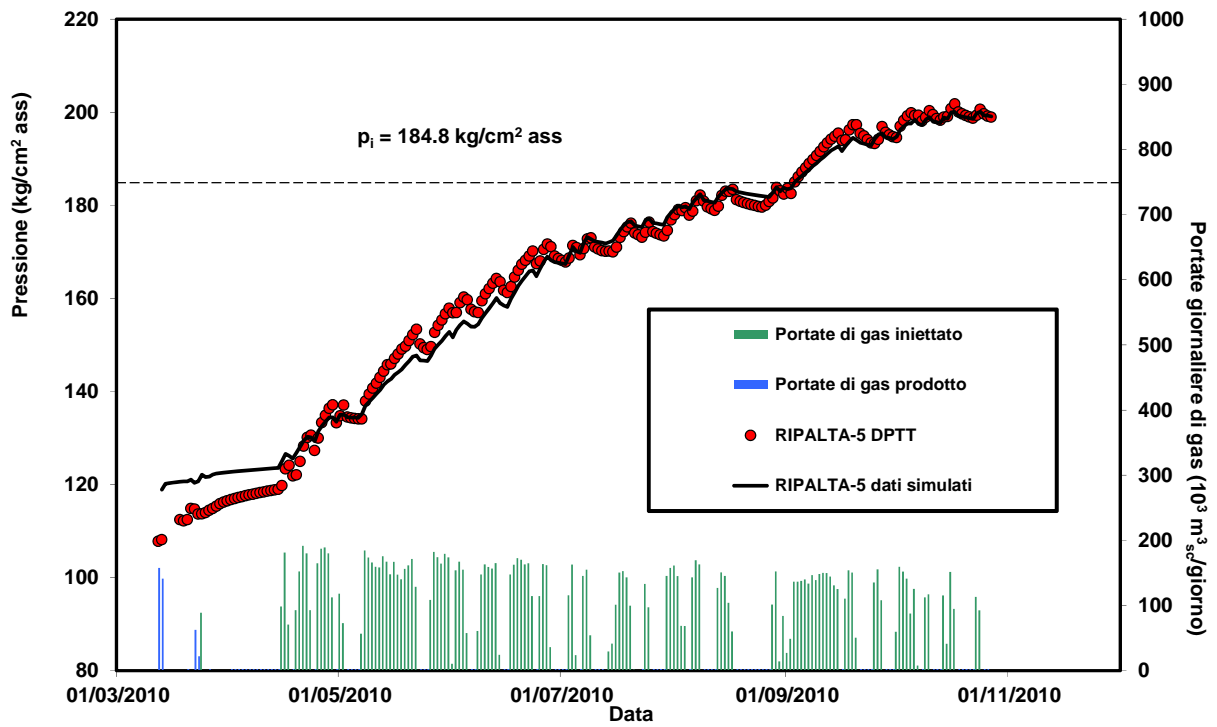


Fig. 22 - Confronto tra l'andamento simulato e i valori misurati di pressione per il pozzo RIPALTA-5

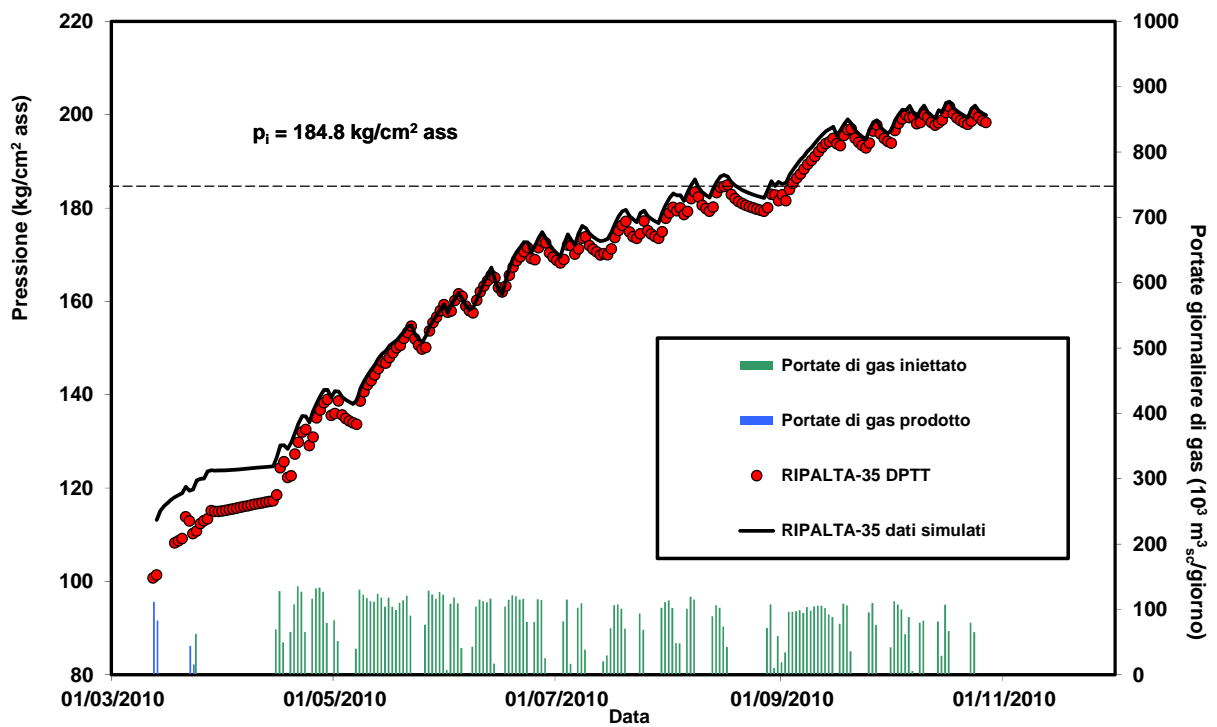


Fig. 23 - Confronto tra l'andamento simulato e i valori misurati di pressione per il pozzo RIPALTA-35

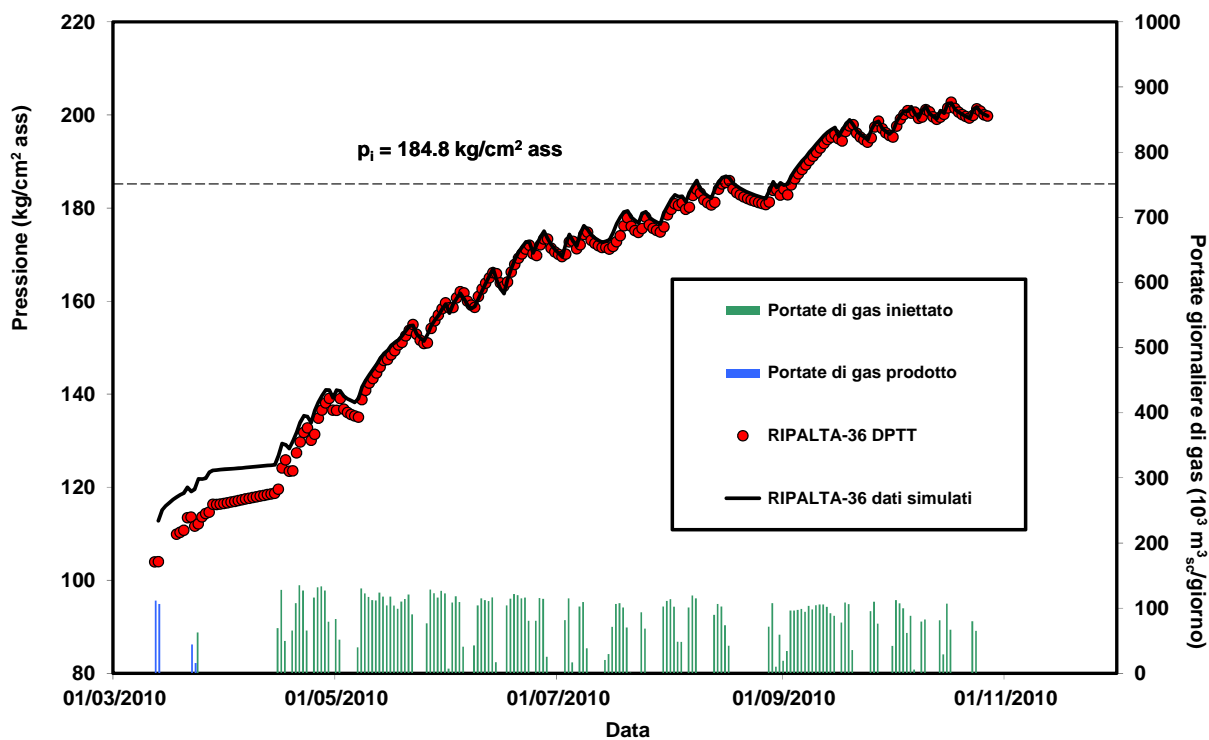


Fig. 24 - Confronto tra l'andamento simulato e i valori misurati di pressione per il pozzo RIPALTA-36

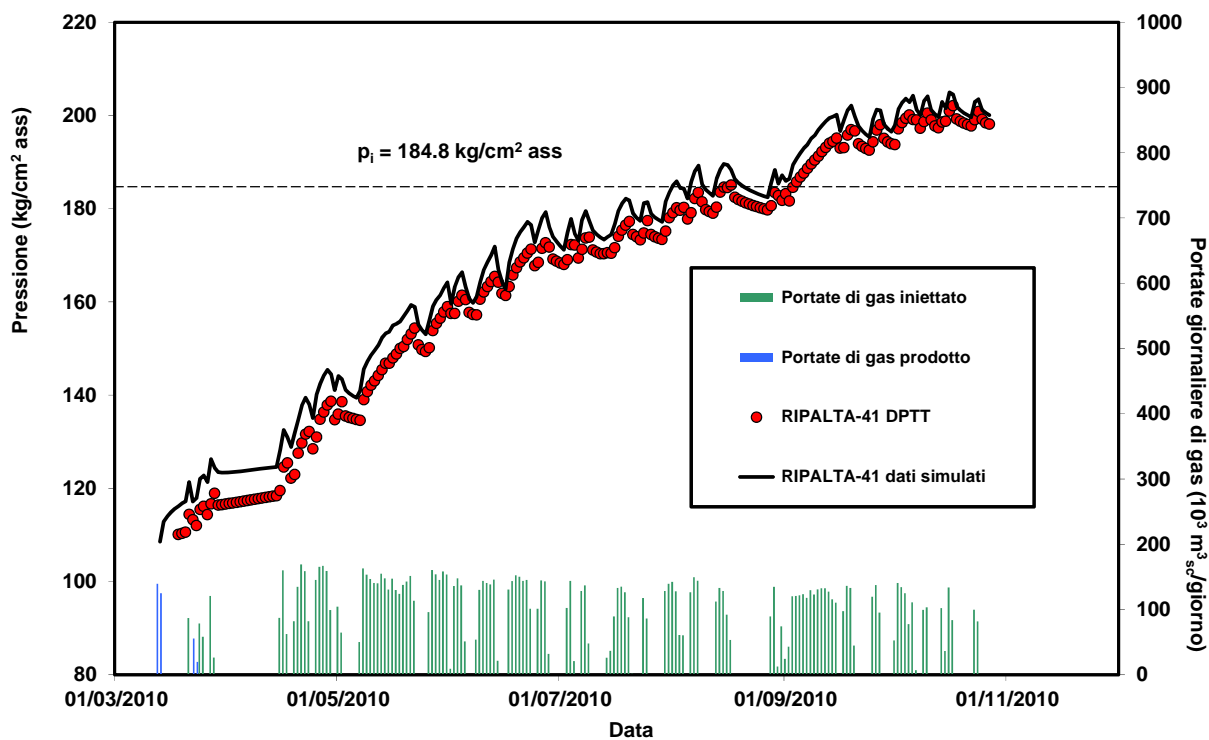


Fig. 25 - Confronto tra l'andamento simulato e i valori misurati di pressione per il pozzo RIPALTA-41

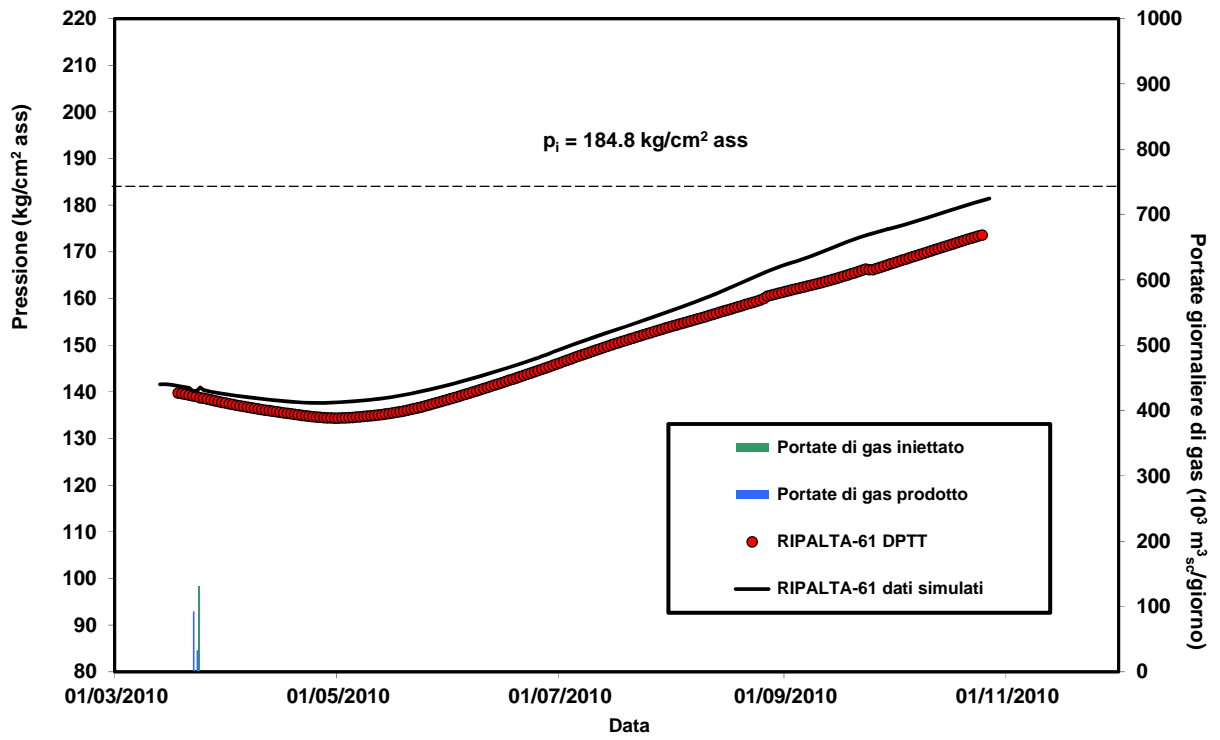


Fig. 26 - Confronto tra l'andamento simulato e i valori misurati di pressione per il pozzo RIPALTA-61

6 Bibliografia

G. Galli, A. Guglielmelli, “Interpretazione RST al pozzo Ripalta 6 dir A – Anno 2010”, ENI, Divisione E&P, RESM. Formation Evaluation Report, Novembre 2010.