

	Sede Operativa di Crema GIAC
---	---------------------------------

CONCESSIONE RIPALTA STOCCAGGIO

PROGETTO RIPALTA P> Pi

MANAGEMENT SUMMARY

0	<i>Emissione</i>		E. Cairo	D. Marzorati	Giugno 2012
REV.	DESCRIZIONE		PREPARATO	APPROVATO	DATA

SOMMARIO

- 1 - FINALITA' DEL PROGETTO**
- 2 - DESCRIZIONE DEL GIACIMENTO**
- 3 - RILIEVO SISMICO 3D E RELATIVE ELABORAZIONI**
- 4 - PERFORAZIONE POZZO RIPALTA 63 DIR**
- 5 - PROVE IN SITU**
- 6 - PROVE ED ANALISI DI LABORATORIO**
- 7 - STUDIO PETROFISICO INTEGRATO**
- 8 - MODELLIZZAZIONE GEOMECCANICA**
- 9 - MODELLIZZAZIONE STATICA E DINAMICA 3D**
- 10 - TENUTA MECCANICA DEI POZZI**
- 11 - ASSESSMENT DEGLI IMPIANTI DI SUPERFICIE**
- 12 – PROGRAMMA DI MONITORAGGIO**
- 13 – RISULTATI DEL MONITORAGGIO DURANTE LA SPERIMENTAZIONE**
- 14 - EVENTI SISMICI E TENUTA DEL GIACIMENTO**

1 - FINALITÀ DEL PROGETTO

L'esercizio dei giacimenti di stoccaggio in condizioni di sovrappressione, prassi già consolidata a livello internazionale, è ritenuta una soluzione tecnica conveniente ed efficace per conseguire un'ottimizzazione della gestione operativa, attraverso il miglioramento delle prestazioni iniettive ed erogative.

Nell'ambito di un piano di potenziamento complessivo dell'attività di stoccaggio il giacimento di Ripalta "Sabbie di Caviaga" è stato individuato fra quelli potenzialmente idonei per la realizzazione di un progetto di superamento della pressione originaria di giacimento ($P > P_i$). Il progetto fa seguito a quelli realizzati sperimentalmente da Stogit, a seguito di autorizzazione ministeriale, nelle Concessioni Settala Stoccaggio (operativo dal 2002) e Sergnano Stoccaggio (dal 2008).

I risultati degli studi condotti, ed in particolare lo studio geologico-strutturale dettagliato del campo, la caratterizzazione geomeccanica delle carote e la modellizzazione geomeccanica della roccia di copertura, assicurano la possibilità tecnica di raggiungere nel giacimento di Ripalta, in condizioni di totale sicurezza, un incremento di pressione statica fino al 120% della pressione di scoperta (S.B.H.P. da 181,2 barsa a 217,4 barsa).

Le analisi dei monitoraggi eseguiti nei due cicli sperimentali di iniezione in sovrappressione (2009/2010 e 2010/2011) indicano che le operazioni di stoccaggio non hanno comportato criticità nella gestione del campo di Ripalta e che tali operazioni si sono svolte nel rispetto delle prescrizioni indicate da MSE, con esercizio delle flow-lines a pressioni comunque inferiori a 178,6 barsa e con valori di pressioni in giacimento che non hanno superato 199,3 barsa, pari al 110% della pressione statica originaria di scoperta.

Sulla base di questi riscontri si richiede con apposita istanza ai sensi del D.M. 4 febbraio 2011 l'esercizio del giacimento ad una pressione massima pari al 110% (199,3 barsa) della pressione statica originaria (181,2 barsa), vincolo imposto dall'attuale limite tecnico di impianti e condotte di superficie.

Nelle condizioni attuali, con 35 pozzi attivi e allacciati, il *Working Gas* di campo @ 70 barsa in condizioni di $p = p_i$ risulta pari a 1.602 MSm^3 , mentre il *Working Gas* di campo @ 70 barsa in condizioni di $p = 110\% p_i$ risulta pari a 1.962 MSm^3 . La gestione del campo in condizioni di sovrappressione porterebbe quindi a un incremento della capacità di stoccaggio di poco inferiore a 360 MSm^3 .

Il progetto per valutare la fattibilità operativa si è articolato con una serie di studi e di interventi operativi, finalizzati in particolare ai seguenti obiettivi:

- descrizione del giacimento (geometria, litologia, petrofisica, proprietà dei fluidi, meccanismi di spinta, ecc.)
- interpretazione strutturale basata su una revisione sismica del rilievo 3D acquisito nel 2008
- limite di fratturazione della roccia-serbatoio
- tensioni e deformazioni del sistema roccioso (serbatoio, copertura)
- definizione di eventuali punti di trabocco (*spill-point*)
- tenuta idraulica della copertura
- assesement dei pozzi
- assesement delle facilities di superficie
- monitoraggio

Le informazioni acquisite sono state opportunamente integrate attraverso una modellizzazione dinamica, al fine di valutare correttamente l' idoneità tecnica del giacimento per gli obiettivi prefissati.

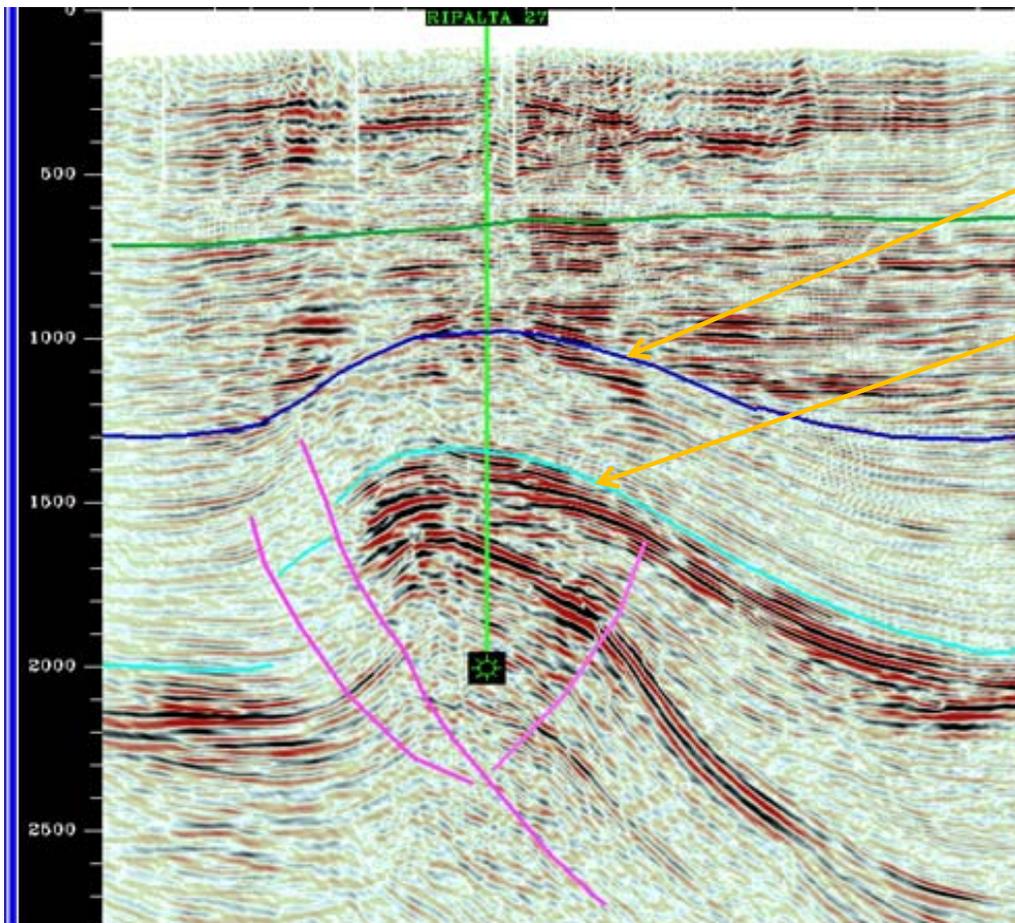
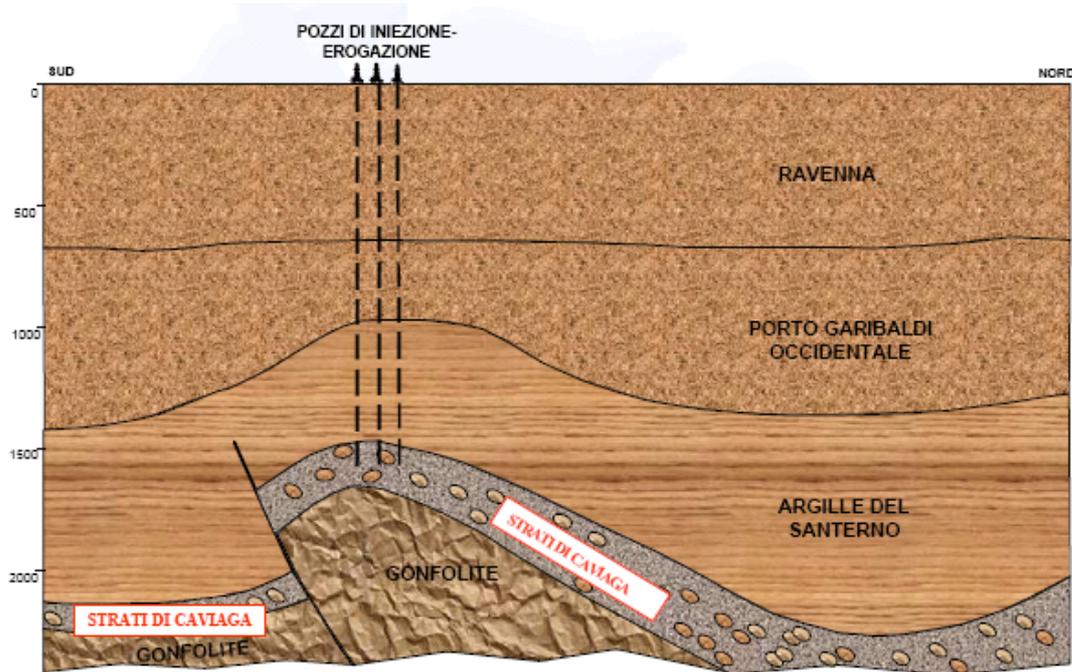
2 - DESCRIZIONE DEL GIACIMENTO

Inquadramento geologico

La scoperta del giacimento di Ripalta, ubicato in provincia di Cremona avvenne durante le prime fasi di esplorazione per ricerca di idrocarburi nel sottosuolo padano. La struttura indagata, collocata al centro della pianura lombarda, è posta in prossimità della fascia di convergenza tra i fronti sepolti legati alla tettonica alpina e quelli, più recenti, di pertinenza appenninica. In particolare la genesi della struttura di Ripalta è da ricondurre alle ultime fasi di deformazione legate all'orogenesi alpina, come testimoniano l'orientazione verso meridione del fronte strutturale e l'età dei sedimenti coinvolti.

Sud

Nord



La geometria del giacimento è determinata dall'interazione di fattori di tipo stratigrafico e strutturale. La mineralizzazione ad idrocarburi è associata alla presenza di corpi sedimentari porosi riferiti in massima parte al Messiniano (Miocene Superiore), rinvenuti a profondità di circa 1400 m. La chiusura idraulica del giacimento è assicurata da una trappola di tipo strutturale allungata in direzione est-ovest, delimitata a sud da un lineamento tettonico principale.

La successione stratigrafica dei pozzi di Ripalta si presenta sostanzialmente analoga a quella attraversata in altre strutture del sottosuolo lombardo. La serie è costituita da sedimenti marini che documentano le ultime fasi del riempimento del bacino di avanfossa padano, ad opera di apporti detritici provenienti dallo smantellamento delle adiacenti catene alpina ed appenninica.

I depositi più antichi del giacimento di Ripalta, attraversati solo nei pozzi più profondi, appartengono alla Formazione Gonfolite (Oligocene e Miocene Inferiore); essi sono costituiti da sedimenti di natura torbiditica in cui si intercalano litotipi sabbiosi, siltosi e argilloso-marnosi.

A questa fase deposizionale seguì un prolungato periodo di emersione subaerea, che comportò lo smantellamento del substrato oligo-miocenico, evidenziato nella successione da una importante discontinuità di tipo erosionale e da un'ampia lacuna stratigrafica.

La sedimentazione riprese nel corso del Messiniano, con prevalenti depositi deltizi, denominati Strati di Caviaga, comprendenti anche i livelli mineralizzati a gas. Si tratta di corpi di sabbie e ghiaie con subordinate intercalazioni argillose.

Nel Pliocene Inferiore, a seguito di un rapido innalzamento del livello marino generalizzato in tutta l'area padana e mediterranea, la zona fu interessata dalla sedimentazione di una potente successione di natura argillosa (Argille del Santerno), con sporadiche intercalazioni di corpi sabbiosi canalizzati. Durante questo periodo la zona risentì in parte anche delle spinte compressive di origine appenninica, responsabili delle ultime fasi di strutturazione che comportarono la riattivazione o la parziale dislocazione dei lineamenti precedenti.

La parte più recente della successione stratigrafica, di età pleistocenica, è costituita da litotipi prevalentemente sabbiosi. In questa serie, depositasi in un regime di blando basculamento tettonico, si individuano inferiormente depositi di natura torbiditica, relativi alla fase di maggior approfondimento del bacino; ad essi seguono verso l'alto corpi deltizi ad assetto progradante, con apporti sabbiosi e ghiaiosi che hanno determinato l'estinzione della sedimentazione marina e la formazione dell'attuale pianura alluvionale.

Caratteristiche geominerarie

I principali livelli mineralizzati del Campo di Ripalta sono racchiusi nell'intervallo stratigrafico di età messiniana appartenente alla Formazione Strati di Caviaga. In particolare si individuano due distinti orizzonti porosi, denominati Livelli A1 e A2, con differenti caratteristiche litologiche e petrofisiche. I due livelli sono separati da un sottile orizzonte poco permeabile di natura argilloso-siltosa. Alla produzione primaria del giacimento hanno contribuito in qualche misura anche alcuni livelli sabbiosi di modesto spessore e con geometria lenticolare presenti nella soprastante serie pliocenica.

Il Livello A1, posto nella parte superiore dell'intervallo produttivo, presenta uno spessore medio di 30-35 m; in gran parte dei pozzi questo livello evidenzia una ciclicità interna di natura sedimentaria ed una tendenza ad una maggiore sabbiosità nella parte superiore.

Il sottostante Livello A2 è a sua volta ripartito in due orizzonti:

- il Livello A2 Superiore, che presenta uno spessore medio di 25 m, è costituito da una fitta alternanza di sedimenti a diversa granulometria;
- il Livello A2 Inferiore, il cui spessore è mediamente di 15-20 m, presenta caratteristiche migliori, essendo rappresentato in molti pozzi da litotipi prevalentemente sabbiosi.

I valori medi di porosità (\emptyset), ricavati da analisi petrofisiche di laboratorio condotti su campioni provenienti da carote di fondo e da elaborazioni di registrazioni elettriche, si attestano attorno al 25%. La permeabilità media (Kh) varia da 53 mD (A1), a 219 mD (A2 Superiore), fino a circa 500 mD nel Livello A2 Inferiore.

Durante la fase di sviluppo del giacimento sono stati perforati 30 pozzi, 25 dei quali completati e allacciati per la messa in produzione. Gli studi condotti sul giacimento di Ripalta hanno evidenziato la presenza di un unico contatto gas-acqua (OGWC), originariamente posizionato ad una quota di 1518 m da l.m. e confermato a tale quota nel recente pozzo Ripalta 6 dir A. La fase di produzione primaria dal giacimento si è protratta dal 1949 al 1967, anno a partire dal quale si è avviata la riconversione a giacimento di stoccaggio del gas naturale, con la perforazione di nuovi pozzi organizzati in una serie di cluster. Nel corso degli ultimi anni sono stati infine perforati i pozzi a traiettoria suborizzontale Ripalta 61 Or e Ripalta 62 Or.

3 - RILIEVO SISMICO 3D E RELATIVE ELABORAZIONI

Il rilievo sismico 3D, acquisito nel corso del 2008, era finalizzato alla caratterizzazione del giacimento dal punto di vista geologico-strutturale. L'attività si è articolata nelle seguenti fasi:

- acquisizione su una superficie di circa 75 kmq

- elaborazione dei dati (“Processing”) con l’ausilio di software dedicati
- interpretazione geologica con elaborazione di mappe strutturali dei principali livelli che compongono il reservoir e di sezioni che rappresentano l’andamento degli strati lungo direzioni preferenziali

Il rilievo sismico 3D, grazie all’elevato potere di risoluzione, ha consentito di acquisire informazioni geologico-strutturali di grande dettaglio rispetto a quelle precedentemente disponibili.

Acquisizione

Il rilievo, eseguito con l’utilizzo di piccole cariche di esplosivo (circa 1 kg) brillate in appositi pozzetti con profondità di 9 m, ha riguardato una superficie complessiva di circa 75 km², riferita a 12 Comuni appartenenti alle provincia di Cremona.

L’acquisizione del rilievo, per il quale sono state ottenute 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, ostacoli naturali quali il Fiume Serio e numerosi canali, zone di vincolo ambientale, presenza di condotte interrate, 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 9 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 36 linee spaziate fra loro di 320 m

- registrazione degli shot-points programmati, pari complessivamente a 3274 disposti su 27 linee, 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.

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 sovramiglianza nella zona di

interesse.

Interpretazione geologica

L'obiettivo dello studio è stato quello di definire le geometrie della F.ne "Sabbie di Caviaga", che rappresenta la sequenza reservoir del campo, attraverso la mappatura dei tre livelli che lo costituiscono. Sono state prodotte le mappe strutturali dei seguenti livelli: top A1, top A2 superiore, bottom A2 inferiore, definendone l'assetto e le geometrie. Le mappe sono state calibrate sia ai pozzi verticali che a quelli direzionati.

Le interpretazioni e gli studi precedenti erano esclusivamente basati su linee sismiche 2D acquisite negli anni '70, '80 e nei primi anni '90 con segnale sismico di medio-bassa qualità.

L'analisi dei log e la correlazione sismica-pozzo hanno portato alla seguente caratterizzazione dei livelli di interesse:

Top A1: il livello A1 costituisce il primo livello delle Sabbie di Caviaga ed è immediatamente sottostante alle Argille del Santerno. Nei primi metri la componente sabbiosa è poco marcata e aumenta in maniera importante circa 8-10 m al di sotto del top stratigrafico. Ne consegue che il top stratigrafico non è espresso da un marcato contrasto di impedenza acustica, mentre il forte aumento della componente sabbiosa appena sottostante genera una diminuzione di impedenza acustica, la cui espressione sismica sul volume 3D è un picco di media intensità a 1323 msec. Si è ritenuto opportuno quindi interpretare il top livello A1 su tale picco che risulta evidente e continuo sull'intero volume. Inoltre la scelta di tracciare il livello seguendo un segnale sismico evidente ha consentito di individuare agevolmente le discontinuità, anche di piccola entità, generalmente attribuibili a faglie.

Top A2 superiore: il livello A2 superiore rappresenta la componente più argillosa dell'intero pacco A2; un setto argilloso lo separa dal livello A1. Il top del livello A2 non costituisce quindi un'interfaccia capace di generare forti contrasti di impedenza acustica; risulta invece più evidente l'aumento di impedenza acustica prodotto all'interfaccia tra il setto argilloso e la base delle sabbie del livello A1, la cui espressione sismica è una gola a 1340 msec immediatamente sottostante al picco interpretato come Top A1. Considerata l'esiguità dello spessore del setto argilloso, particolarmente nelle zone centrali del campo, si è scelto di tracciare il Top A2 superiore su tale gola per privilegiare la continuità del segnale sismico, fondamentale per la corretta individuazione delle geometrie e delle discontinuità.

Bottom A2 inferiore: il bottom del livello A2 inferiore segna il passaggio da un pacco a marcata componente sabbiosa ad un intervallo decisamente più argilloso. Tale interfaccia si riflette in un aumento di impedenza acustica, la cui espressione sismica è

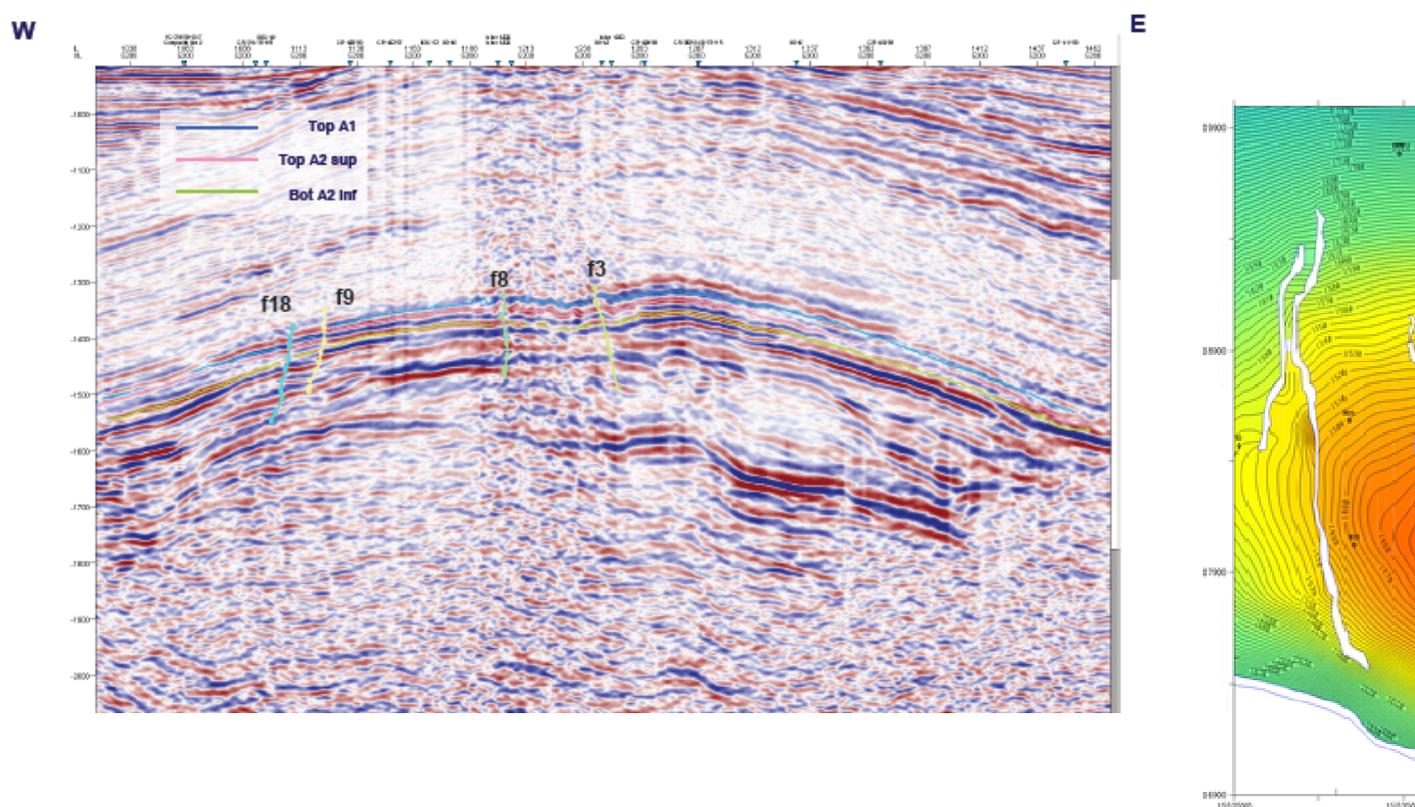
una gola marcata, individuata a 1364 msec, lungo la quale è stato interpretato il livello.

Il segnale sismico è risultato di buona qualità soprattutto nelle aree di culmine del giacimento e ciò ha permesso l'interpretazione dei livelli e delle loro discontinuità con un buon grado di confidenza, mentre nelle aree più a nord il segnale sismico perde di intensità e definizione.

L'interpretazione strutturale è stata eseguita iniziando dal riconoscimento delle faglie e tracciando i rispettivi *fault sticks* sul volume sismico 3D. Sono state considerate solamente le faglie che presentano rigetto visibile o comunque caratterizzate da una forte perdita di continuità ed intensità del riflettore sismico esaminato.

La conversione in profondità fornisce risultati coerenti con il modello geologico dell'area ed in linea con quanto osservato in dominio tempi (figura sottostante). Le variazioni laterali di velocità intervallo dei livelli considerati non mostrano anomalie di rilievo.

Si ritiene che le velocità applicate possano essere considerate realistiche in termini di coerenza e variabilità laterale, e che le morfologie risultanti a livello profondo possano quindi avere un buon grado di affidabilità. L'uso integrato dei dati di pozzo e dei dati sismici consente pertanto di garantire affidabilità e coerenza tra mappe a scala di campo e quelle a scala di bacino.



4- PERFORAZIONE POZZO RIPALTA 63 DIR

Per l'acquisizione dei dati di pozzo si è fatto ricorso alla perforazione di un apposito

sondaggio geognostico e di monitoraggio, denominato Ripalta 63 dir (luglio - agosto 2007), il cui programma operativo prevedeva le seguenti attività:

- esecuzione di prove “in situ” finalizzate alla raccolta di dati per la caratterizzazione geomeccanica della formazione di copertura
- prelievo di un set di carote di fondo per analisi delle caratteristiche granulometriche, mineralogiche, petrofisiche e geomeccaniche della formazione di copertura e del livello di stoccaggio
- registrazione di log elettrici per valutazione delle caratteristiche geominerarie degli intervalli stratigrafici di interesse per le operazioni

5- PROVE IN SITU

Nel corso della perforazione del Pozzo Ripalta 63 dir sono stati eseguite prove finalizzate alla valutazione della pressione di fratturazione e del relativo gradiente, oltre che dello sforzo orizzontale in situ nella roccia di copertura. Per l’acquisizione di questi dati si è proceduto all’esecuzione di un “Microfrac Test” e di una serie di misure con attrezzature MDT (contrattista incaricata Schlumberger), attraverso il posizionamento del tool in intervalli argillosi individuati sulla base dei log elettrici precedentemente registrati.

Il test Microfrac pianificato è stato eseguito con successo, consentendo di valutare i valori delle pressioni di fatturazione e di chiusura delle fratture, corrispondenti al valore di minimo stress orizzontale in situ della roccia di copertura, stimato in 3544 psi.

Le prove di stress sono state realizzate come “MDT Mini-Frac test” utilizzando un dispositivo Dual Packer con lunghezza di un metro. Tale test ha come obiettivo di acquisire il valore di stress orizzontale minimo (Sh_{min}) nell’*overburden*, al fine di definire la pressione massima di reiniezione del gas in giacimento. Questo tipo di prova si può sostanzialmente considerare una misurazione degli stress basata sulla tecnica di fratturazione micro-idraulica: viene utilizzato il responso di pressione ottenuto durante la formazione, la propagazione e la chiusura di una frattura idraulica. Dall’analisi dei diversi cicli per ogni prova che ha conseguito fratturazione, si ottiene una buona ripetibilità dei parametri (curva di *fall-off*), che consente di valutare la pressione di chiusura della frattura indotta idraulicamente (“minimum stress”).

Per ottenere una portata di iniezione maggiore lo strumento utilizzato prevedeva due *pumpout* in combinazione, rispetto alla configurazione standard che ne prevede uno solo. Questo accorgimento ha permesso di raggiungere la fratturazione prima che prendesse il sopravvento la deformazione plastica.

Il posizionamento delle stazioni MDT è stato deciso analizzando ed integrando tutte le informazioni disponibili per il pozzo, tra cui principalmente:

- log convenzionali (porosità e resistività);
- masterlog (litologia e variazioni della velocità d'avanzamento);
- log FMI (giacitura degli strati e delle fratture, tipologia degli intervalli)
- log UBI (geometria del foro), in particolare per il posizionamento del packer.

Negli intervalli testati è stata raggiunta la fratturazione in un unico punto in corrispondenza di una frattura naturale preesistente, osservabile anche da carota, riaperta dal test eseguito nell'intervallo 1588-1589 m, alla base della formazione-reservoir "Sabbie di Caviaga").

Da quanto osservato si può concludere che le argille di copertura (Argille del Santerno) mostrano un comportamento francamente plastico, poiché non si è mai raggiunta la fratturazione con MDT e non si sono notate né fratture indotte né break out dall'analisi dei log di immagine.

Nell'intervallo 1588-1589 m, alla base delle Sabbie di Caviaga, è stato ottenuto un dato rappresentativo della pressione di chiusura della frattura indotta idraulicamente ("minimum stress"), che è risultato pari a 4500 Psia.

6- PROVE ED ANALISI DI LABORATORIO

La fase di caratterizzazione geomeccanica della copertura si è articolata attraverso l'esecuzione di varie analisi, fra cui prove triassiali per verifica del carico di rottura del sistema serbatoio-copertura e prove di pressione di soglia (threshold pressure) sulla roccia di copertura, per determinazione della tenuta idraulica.

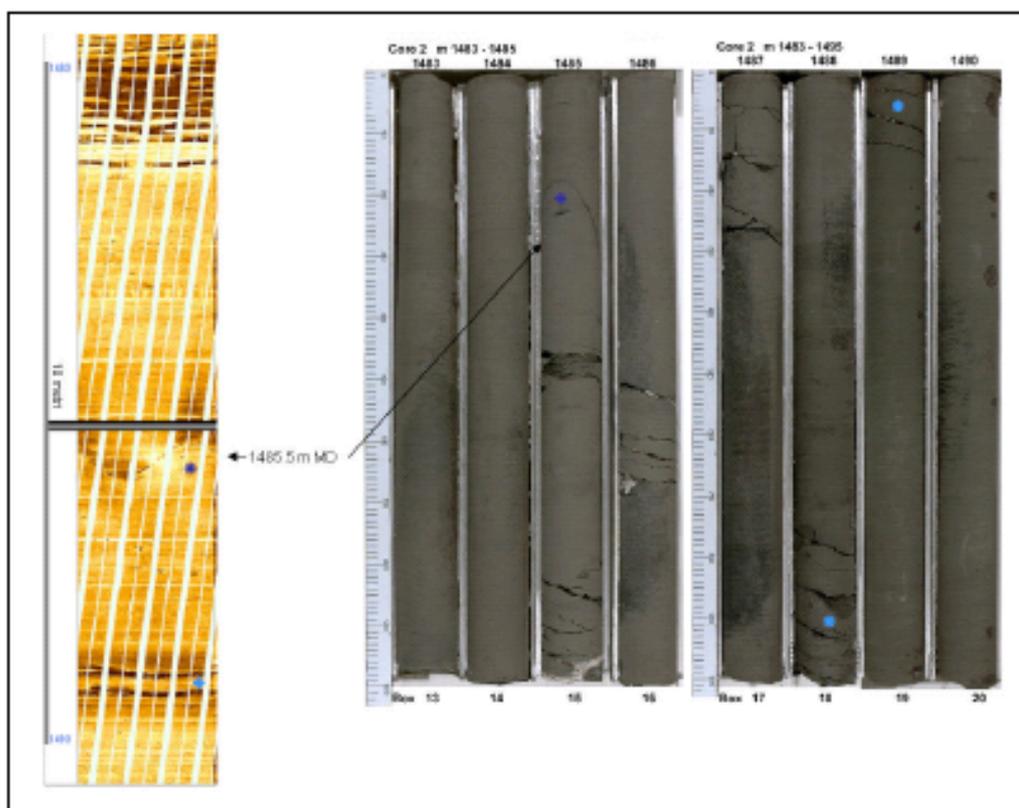
Le analisi sono state eseguite a cura dei Laboratori di Geomeccanica di ENI E&P. Gli esiti di queste indagini hanno permesso di caratterizzare le proprietà geomeccaniche dei terreni soprastanti al livello di stoccaggio, che sono risultate quelle tipiche di materiali poco permeabili (comportamento di barriera).

Dalle prove triassiali, eseguite su otto campioni, risulta che il modulo elastico e di taglio sono funzione decrescente della profondità e funzione crescente della pressione di confinamento usata. Il coefficiente di Poisson ha un andamento crescente con la profondità mentre sembra leggermente decrescere all'aumentare del confinamento. Per quel che riguarda i parametri di resistenza, si può dire che l'angolo di attrito sembra diminuire con la profondità mentre la coesione non mostra una tendenza definita. Per quanto riguarda i valori di threshold pressure le soglie di sfondamento variano tra 45 ed oltre 70 bar.

Nelle argille poste alla base del reservoir le prove triassiali, eseguite su quattro campioni, evidenziano che il modulo elastico e di taglio, come per le argille di copertura, sono funzione crescente della pressione di sconfinamento usata. Il coefficiente di Poisson sembra leggermente decrescere all'aumentare del confinamento. Per quel che riguarda i parametri di resistenza, l'angolo di attrito sembra diminuire con la profondità mentre la coesione non mostra una tendenza definita. Come per le argille di copertura, nelle prove eseguite per la determinazione della threshold pressure, la soglia di sfondamento è maggiore o uguale a 65 bar.

7- STUDIO PETROFISICO INTEGRATO

Lo studio petrofisico condotto ha inteso integrare in un quadro coerente le informazioni provenienti dall'analisi delle carote e dai log elettrici acquisiti nel pozzo Ripalta 63 dir (figura sottostante).



L'analisi dei log e la descrizione sedimentologica delle carote hanno permesso di distinguere un intervallo superiore prevalentemente argilloso, definito come "argille di copertura" (Argille del Santerno, 1440-1520 m MD) e un "intervallo inferiore" in cui livelli arenacei (da sottili fino a uno spessore massimo di circa 13 m) si alternano a livelli argillosi (Sabbie di Caviaga, 1520-1623 m MD).

Le “argille di copertura” sono costituite da argilla talvolta marnosa con sottili intercalazioni di livelli arenacei; esse mostrano piani di stratificazione che immergono prevalentemente a ESE con basso angolo di inclinazione (in media 2°). La componente argillosa in senso mineralogico è intorno al 40%, la porosità effettiva è mediamente del 10%, in accordo con i dati da carota. La saturazione in acqua è prevalentemente di tipo irriducibile.

Dai log d’immagine non sono stati identificati né fenomeni di break-out né fratture indotte, pertanto non è stato possibile ottenere alcuna indicazione dello stress in situ. Sono state invece individuate nove fratture naturali (di cui una di taglio) che mostrano un trend principale di fratturazione con direzione NNE-SSW.

L’ “intervallo inferiore” comprende livelli arenacei (reservoir) costituiti da arenarie massive, con gradazione da medie a fini, e da sottili livelli di arenaria fine o molto fine; sono presenti clasti prevalentemente carbonatici. Le arenarie molto fini mostrano spesso un “fining upward” verso livelli argillosi che si alternano a quelli arenacei. La stratificazione mostra le stesse caratteristiche di direzione e immersione delle argille di copertura.

Dal punto di vista petrofisico, l’intervallo reservoir principale (1570- 1582.5 m) mostra una porosità effettiva media del 25%, in accordo con i valori da carota, e saturazioni medie in acqua intorno al 20%. La saturazione in acqua irriducibile da NMR è invece mediamente più bassa (circa 10%), indicando presenza di acqua libera. L’intervallo reservoir 1609-1613 m mostra analoga porosità ma una saturazione in acqua tra il 60 e l’80%.

Come per la copertura, non sono stati identificati fenomeni di break-out o fratture indotte da log d’immagine. Sono state riconosciute quattro fratture naturali (di cui una di taglio), che non evidenziano un’orientazione dominante, e una faglia a circa 1549 m. L’analisi dell’anisotropia acustica evidenzia una zona di anisotropia nell’intervallo delle sabbie a gas con valori compresi tra il 4 e l’8% e con un fast shear azimuth con andamento NE. La permeabilità ricavata dall’onda Stoneley nel reservoir mostra andamento e valore simile a quello delle carote (600-700 mD) ed alla permeabilità ricavata dai dati NMR.

8- MODELLIZZAZIONE GEOMECCANICA

Lo studio geomeccanico ha avuto come scopo l’individuazione delle condizioni tensionali e deformative che si realizzano nel giacimento di stoccaggio di Ripalta e nella sovrastante *cap rock* in relazione a differenti pressioni di esercizio. Le analisi del comportamento tenso-deformativo sono state effettuate con un metodo numerico 2D alle differenze finite, inizialmente secondo un approccio di tipo disaccoppiato, e sono

state riferite a quattro sezioni ritenute rappresentative del giacimento.

Lo studio è stato sviluppato in campo elastico, visto che sulla base di analisi preliminari non è stato riscontrato il raggiungimento del limite elastico in nessun punto del modello numerico. L'analisi ha consentito di simulare la risposta tensionale e deformativa del giacimento e della *cap rock* in relazione a quattro scenari di esercizio che consentono di ripercorrere temporalmente l'evoluzione del campo durante la sua vita operativa:

- pressione iniziale (18,1 MPa): corrispondente alle condizioni indisturbate;
- pressione minima (5,2 MPa): corrispondente alla fine della fase di produzione primaria;
- pressione di esercizio pari al 110% della p_i (19,93 MPa);
- pressione di esercizio pari al 120% della p_i (21,74 MPa).

I risultati forniti dalla modellizzazione numerica sono stati valutati in termini di fattori di sicurezza, ottenuti confrontando lo stato tensionale determinato dal calcolo con l'inviluppo a rottura definito dal criterio di Mohr-Coulomb.

Dall'analisi delle tensioni e dei fattori di sicurezza risulta che la roccia al contorno del giacimento permane in ogni fase in campo elastico, con tensioni di confinamento sempre molto elevate. Le tensioni di confinamento minime si rilevano nella *cap rock* in prossimità del culmine del giacimento: scendono ad un valore minimo di 12,3 MPa per una pressione del gas pari al 120 % del valore originario. Anche i fattori di sicurezza nella *cap rock* sono sempre molto elevati. Ovviamente si riducono al crescere della pressione interna del gas, ma risultano comunque sempre maggiori di 11 in ogni fase analizzata e in ognuna delle quattro sezioni studiate. Più in particolare raggiungono i seguenti valori minimi per una pressione interna del gas pari al 120% della pressione originaria: 15,8 nella sezione I - 16,7 nella sezione II - 12,7 nella sezione III - 11,4 nella sezione IV.

Tab. 4: Tabella riassuntiva dei valori di tensione efficace orizzontale (tensione di confinamento) in MPa nella zona di culmine per le tre sezioni studiate in tutte le fasi dell'analisi

	SEZ 1	SEZ 2	SEZ 3	SEZ 4
FASE 1	13,7	13,3	13,2	13,3
FASE 2	23,7	23,8	23,2	26,1
FASE 3	13,2	12,8	12,7	12,8
FASE 4	13	12,6	12,4	12,6

Le deformazioni orizzontali medie nella *cap rock* sono di soli 4 mm/100 m (distensione)

in condizioni di stoccaggio pari al 110% della pressione originaria (P_i), e di 9 mm/100 m (distensione) in condizioni di stoccaggio pari al 120% della P_i .

La successiva analisi di dettaglio attraverso una più sofisticata modellazione numerica accoppiata bifasica ha permesso di rilevare come i fattori di sicurezza minimi nella zona di contatto tra roccia serbatoio e *cap rock* siano comunque superiori (20 nella condizione 3 e 15 nella condizione 4) a quelli ottenuti dall'analisi disaccoppiata; quest'ultima, quindi, è da ritenersi conservativa e a favore di sicurezza.

Dall'analisi tensionale e deformativa e sulla base dell'andamento dei fattori di sicurezza al variare della pressione di stoccaggio del gas, si può rilevare la tenuta della roccia al contorno del serbatoio durante lo stoccaggio in sovrappressione fino ad un valore della pressione di esercizio pari al 120% di quello originario, massimo valore considerato nella modellazione numerica.

9 - MODELLIZZAZIONE STATICA E DINAMICA 3D

Il modello numerico del giacimento di Ripalta è stato messo a punto in collaborazione con il *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino.

Modello statico 3D

Il modello geologico-strutturale di Ripalta è stato costruito utilizzando le mappe strutturali elaborate sulla base del rilievo sismico 3D del 2008 e le informazioni acquisite in corrispondenza dei 63 pozzi finora perforati all'interno della struttura. Il lavoro svolto, oltre a rappresentare un aggiornamento del precedente modello geologico ha fornito le basi per la costruzione del nuovo modello dinamico, sulla base del quale si intendono ottimizzare le future attività di stoccaggio.

La definizione del modello strutturale ha richiesto l'analisi di tutti i *log* disponibili e la digitizzazione dei *log* litologici di potenziale spontaneo (SP) per la verifica dei tagli stratigrafici e per la corretta messa in profondità delle mappe sismiche.

Il modello strutturale è stato definito mediante gli orizzonti sismici e i poligoni di faglia. Sulla base di tali informazioni è stato possibile modellizzare solamente la faglia normale N-S, ubicata ad ovest della zona di culmine, poiché risulta essere l'unica discontinuità che presenta un rigetto visibile all'interno dell'area mineralizzata. Le altre discontinuità strutturali non sono state modellizzate in quanto non ritenute significative ai fini dello studio sia per il loro modesto rigetto che per l'incertezza legata all'ubicazione dei piani di faglia nella zona di culmine della struttura, che potrebbe indurre ad interpretazioni in grado di falsare la successiva calibrazione del modello dinamico.

Il *grid* è stato generato mediante un processo in più fasi allo scopo di ottenere una

discretizzazione orizzontale che permettesse di descrivere adeguatamente l'assetto strutturale del giacimento, di mantenere una geometria delle celle il più possibile regolare e di ottenere un dettaglio sufficiente a descrivere correttamente l'ubicazione dei pozzi nell'area di culmine della struttura; in particolare, si è adottata una discretizzazione orizzontale a maglie quadrate con dimensioni di 50x50 metri.

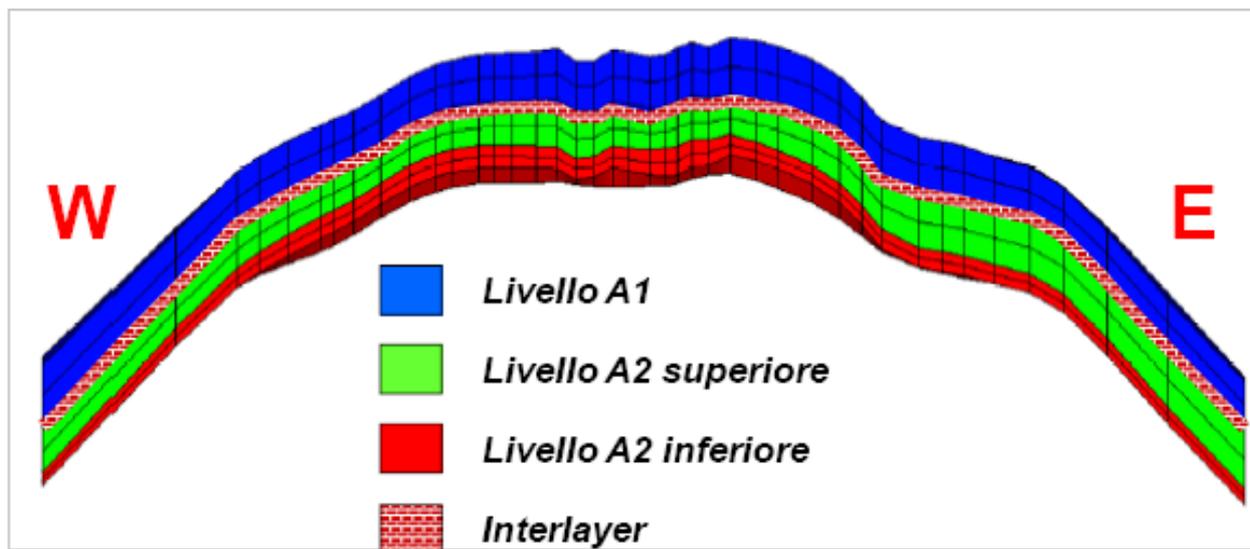
Dal punto di vista petrofisico il modello è stato caratterizzato mediante le proprietà definite nello studio statico eseguito da ENI nel 1998. Il rapporto *net to gross* (NTG) è stato revisionato sulla base dei *log* di potenziale spontaneo e di resistività. La mappatura del NTG è stata eseguita mediante l'interpolazione dei valori medi calcolati per ciascun pozzo in corrispondenza agli intervalli stratigrafici principali.

Il GOIP statico del livello A è risultato pari a 4.127 MSm³, di cui 1.730 distribuiti nella zona A1, 726 nella zona A2 superiore e 1.672 nella zona A2 inferiore.

Modello dinamico 3D

Il modello dinamico del campo è stato realizzato sulla base del modello statico finalizzato nel dicembre 2011, che ha recepito la nuova interpretazione strutturale basata sui risultati dell'interpretazione del rilievo sismico 3D (2008) e delle informazioni raccolte nell'ultimo decennio.

La pressione iniziale del campo alla profondità (*datum depth*) di 1470 m ss era pari a 181.3 Barsa (184.9 kg/cm²_a). In accordo con lo studio geologico, il modello dinamico del giacimento indica che i due livelli A1 e A2 utilizzati per lo stoccaggio sono separati da un setto argilloso continuo su tutta l'estensione del campo, ma risultano attualmente in comunicazione idraulica attraverso i pozzi completati non selettivamente su entrambi.



La parte superiore del pool di stoccaggio (Livello A1) è caratterizzata da una distribuzione areale delle sabbie molto variabile sia in termini di spessore che di permeabilità, mentre la parte inferiore (Livello A2) è caratterizzata dalla presenza di sabbie a permeabilità medio-alta. Nella zona di stoccaggio le permeabilità del giacimento variano da 20 mD del livello A1 fino a 150 mD del livello A2 inferiore, ma assumono valori più bassi nelle zone marginali del campo.

Dalle simulazioni dinamiche effettuate si può ragionevolmente ritenere che il giacimento di Ripalta sia caratterizzato dalla presenza di un acquifero con spinta debole. Inoltre il contatto gas/acqua è risalito, dalla profondità originaria di 1.518 m ssl, di circa 30 metri nell'area nord-occidentale del campo (che risultava pertanto parzialmente allagata alla fine della produzione primaria).

Sulla base delle informazioni fornite dagli orizzonti sismici e dai poligoni di faglia è stato possibile modellizzare solamente la faglia normale N-S, ubicata ad ovest della zona di culmine, poiché risulta essere l'unica discontinuità che presenta un rigetto visibile all'interno dell'area mineralizzata.

Al termine del processo di calibrazione del modello, il GOIP dinamico del campo è risultato pari a $4.052 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Nelle condizioni attuali, con 35 pozzi attivi e allacciati, il *Working Gas* di campo @ 70 barsa in condizioni di $p = p_i$ risulta pari a $1.602 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$, mentre il *Working Gas* di campo @ 70 barsa in condizioni di $p = 110\% p_i$ risulta pari a $1.962 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. La gestione del campo in condizioni di sovrappressione porterebbe quindi a un incremento della capacità di stoccaggio di poco inferiore a $360 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Lo studio ha evidenziato che l'efficienza dello stoccaggio potrebbe essere incrementata, in termini di capacità massima giornaliera, mediante la realizzazione di nuovi pozzi, in particolare orizzontali, che consentirebbero un drenaggio più uniforme ma anche una più rapida ricostituzione dello stoccaggio. Si è quindi ipotizzata la perforazione di 4 nuovi pozzi, di cui 2 orizzontali perforati nel livello A2 inferiore, 1 orizzontale perforato nel livello A1 e 1 direzionato aperto su entrambi i livelli A1 e A2. L'aggiunta di questi nuovi pozzi garantirebbe un incremento della portata di punta, che raggiungerebbe così una portata massima di campo di $35 \cdot 10^6 \text{ m}^3_{\text{sc}}$ di gas al giorno.

10- TENUTA MECCANICA DEI POZZI

Nell'ambito del progetto sono state eseguite verifiche sulle attrezzature dei pozzi, mirate all'accertamento delle condizioni di sicurezza degli stessi in previsione dell'esercizio a pressioni superiori a quella originaria del giacimento.

Lo studio di assessment è stato eseguito prevedendo un incremento della pressione di stoccaggio per il giacimento di Ripalta (Livelli A1 e A2) fino ad un massimo del +20% rispetto a quella originaria, pari a 181,3 bar (185 kg/cmq). Nei calcoli si è quindi considerato un valore di pressione di stoccaggio pari a 217,7 bar (222 kg/cmq), ed una pressione di testa di 205 bar (209 kg/cmq), al fine di avere una indicazione sulla fattibilità di tale incremento per quanto riguarda l'integrità meccanica dei pozzi. Lo studio ha riguardato i seguenti aspetti:

- Verifica della resistenza dei casing di produzione
- Verifica della resistenza dei completamenti

Verifica del casing di produzione

Lo studio è stato effettuato sui soli casing di produzione considerando tre diverse tipologie di pozzo rappresentative dei differenti profili di tubaggio presenti nel campo di Ripalta.

Per quanto riguarda i gradienti di pressione delle formazioni, sono stati presi dei valori medi rappresentativi del campo, ricavati dalle informazioni disponibili nel Database SIDAP e da quelle fornite dalla Società Stogit.

In particolare è stata considerata la pressione di reservoir di 217.7 bar (222 kg/cm²), corrispondente a quella originale di 181.3 bar (185 kg/cm²) aumentata del 20%, come indicato da Stogit. Per le verifiche dei Casing di produzione è stata utilizzata una Pressione Massima di Iniezione di 205 bar (209 kg/cm²).

Le verifiche eseguite sono quelle prescritte dal Manuale di Casing Design (STAP-P-1-M-6110) e sono state calcolate con l'ausilio del software Stresscheck della Landmark

selezionando le opzioni prescritte da STAP-P-1-N-13568.

Il risultato dei calcoli secondo i criteri su esposti è che tutti i casing ed i Liner di produzione sono verificati. Il valore minimo del Safety Factor a Burst è pari a 1.33 per il casing 6- $\frac{5}{8}$ " (pozzi tipo 1) ed il valore minimo del Safety Factor a Collasso è pari a 1.10 per il casing 5" (pozzi tipo 3).

Va osservato comunque che nell'ipotesi di uno svuotamento totale del casing di produzione (come previsto dalle procedure aziendali di verifica a collasso), la contemporanea presenza nell'intercapedine casing di produzione – casing intermedio, di pressioni maggiori dei valori limiti indicati nello studio (variabili da 27 a 40 bar a seconda della tipologia di pozzo) porterebbe al collasso del casing di produzione in una sezione che va da 1200 m a 1500 m circa. Pur nella remota improbabilità di questa evenienza, poiché attualmente alcuni pozzi del campo presentano nelle intercapedini casing di produzione- casing intermedio dei valori di pressione maggiori dei valori limite suindicati, si ritiene utile procedere ad una campagna di controllo e di scarico delle pressioni di tali intercapedini sotto i valori limite.

Verifica del completamento

Lo Studio è stato effettuato analizzando individualmente i 39 pozzi del campo, e la Tubing Stress Analysis effettuata, ha preso in considerazione le differenti dimensioni dei Tubing, dei diversi tipi di Packer, le Densità dei brine di completamento, le deviazioni dei pozzi, l'effettiva procedura di Completamento e le Pressioni presenti nell'annulus tubing - casing di produzione di ogni pozzo del campo. Sono state inoltre considerate le Temperature dei valori di reologia dei fluidi, la Pressione dei Pori, quella di Fatturazione della formazione, la Permeabilità del layer e i Safety Factors di ogni pozzo.

I carichi considerati sono i più conservativi in tutto il ciclo di lavoro del completamento e sono gli stessi concordati con STOGIT, considerando il limite di valore delle teste-pozzo (3000 psiWP).

Le verifiche sono state eseguite con il programma Wellcat della Landmark (software aziendale) e hanno tenuto in considerazione quanto prescritto dal "Completion Design Manual" documento STAP P-1-M-7100.

Sono stati analizzati i carichi dovuti a:

- Produzione
- Shut-in
- Iniezione
- Iniezione iniziale

Inoltre sono stati considerati i seguenti carichi di malfunzionamento:

- Perdita di gas durante l'iniezione
- Svuotamento della string

Le portate di produzione considerate sono 750.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 2-7/8" e 3-1/2" e 1.500.000 Nm³/g per i Tubing 5".

Le portate di iniezione considerate sono 400.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 2-7/8"; 550.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 3-1/2" e 1.600.000 Nm³/g per i pozzi con Tubing 5".

Dove applicabile, per tutte le condizioni di produzione e di iniezione gas si è considerata al fondo la pressione massima pari a 217.7 bar circa (corrispondente a quella originale di 185 bar aumentata del 20% circa), tenendo come limite la massima Pressione di lavoro delle teste pozzo di 205 bar in superficie.

Pertanto, in fase di Iniezione gas, come pressione di testa si è considerata per i pozzi con Tubing 2-7/8" e 3-1/2" la massima pressione possibile, ossia la Working Pressure delle teste pozzo pari a 205 bar (le portate considerate sono quelle per cui si è ottenuto tale valore con la simulazione con il programma di calcolo) e per i pozzi con Tubing 5" il valore ottenuto con la simulazione WellCAT imputando una Pressione di 217.7 bar al fondo. Per il pozzo 6, adibito allo smaltimento acqua, si è ipotizzata e verificata l'operazione di iniezione acqua con una portata di 15 m³/g.

Per tutte le condizioni di carico sono stati calcolati i Safety Factors triassiali, il Safety Factor a collasso secondo le norme API 5C3, le reazioni vincolari sul Packer o gli accorciamenti delle string.

Dall'esame dell'analisi eseguita risulta che tutti i Safety Factor Triassiali sono accettabili per le condizioni di carico esaminate e le reazioni Tubing-Packer sono minori di quelle ammissibili, per cui si può concludere che i completamenti del campo di Ripalta sono verificati per le condizioni di carico esaminate.

11- ASSESSMENT DEGLI IMPIANTI DI SUPERFICIE

Nell'ambito del progetto sono stati compiuti gli opportuni accertamenti volti a verificare l'idoneità degli impianti di superficie (facilities di centrale e condotte di adduzione del gas) alle prestazioni richieste.

Il risultati delle verifiche delle linee in oggetto, dall'aspirazione compressori fino alle aree pozzo di stoccaggio, sono stati riportati nella tabella seguente:

TRATTO TUBAZIONE	DN (NPS)	Materiale Linea	Spc. linea/ Spess. eff. (mm)	P. op. max calcolata (bar)	P.progetto P.collaudo (bar)
LINEE DA COLLETTORE ASPIRAZIONE STOCCAGGIO A GRUPPI DI COMPRESSIONE TC-1 E TC-2					
Linea aspir. compressore TC-1/2	24"	API 5LX60	17Z/26.312	204.09	185 277.5
Linea aspir. compressore TC-1/2	20"	API 5LX60	17Z/21.896	203.93	185 277.5
LINEE DA GRUPPI DI COMPRESSIONE TC-1 E TC-2 A COLLETTORE MANDATA A STOCCAGGIO					
Linea mand. compressore TC-1/2	20"	API 5LX60	17Z/21.896	203.93	185 277.5
Linea mand. compressore TC-1/2	24"	API 5LX60	17Z/26.312	204.09	185 277.5
COLLETTORE MANDATA STOCCAGGIO A CENTRALE DI TRATTAMENTO					
Collettore da gruppi di Compressione a C.le Tratt.	26"	API 5LX65	17Z/24.13	187.19	185 277.5
Tratto ingresso C.le di Trattamento	24"	API 5LX65	-/22.632	189.96	180 270
LINEE CENTRALE DI TRATTAMENTO					
Collettore (area misura fiscale)	24"	API 5LGrB	E04/41.338	186.63	180 270

TRATTO TUBAZIONE	DN (NPS)	Materiale Linea	Spc. linea/ Spess. eff. (mm)	P. op. max calcolata (bar)	P.progetto P.collaudo (bar)
LINEE DI DISTRIBUZIONE GAS A CLUSTERS					
Collettore da C.le Trattam. a Clusters	24"	API 5LX65	-/22.632	189.96	180 270
Da Collettore 24" a Cluster A	16"	API 5LGrB	E04/26.09	176.8	180 270
Da Collettore 24"	16"	API 5LX60	-/18.025	209.8	180

a Cluster B					270
Da Collettore 24" a Cluster C1	16"	API 5LX60	-/18.025	209.8	180 270
Da Collettore 24" a Cluster C2	16"	API 5LX60	-/18.025	209.8	180 270
Da Collettore 24" a Cluster D	16"	API 5LX60	-/18.025	209.8	180 270
NUOVI ALLACCIAMENTI AI POZZI 5 – 32 – 62 – 27					
(*: il collaudo idraulico sarà effettuato a fine installazione delle nuove linee)					
Linee esistenti da pozzi 5 e 32 a Cluster A	4"	API 5LX52	6.49	231.6	180 270
Linee nuove da pozzi 5 e 32 a Cluster A	4"	API 5LX65	4.26	238.9	210 315*
Linea nuova da pozzo 62 a Cluster A	6"	API 5LX65	6.64	252.5	210 315*
Linea nuova da pozzo 62 a Cluster A	10"	API 5LX65	10.11	237.0	210 315*
Linea nuova da pozzo 27 a Cluster B	4"	API 5LX65	4.26	238.9	210 315*
Linea nuova da pozzo 27 a Cluster B	6"	API 5LX65	6.64	252.5	210 315*
LINEE DI COLLEGAMENTO POZZI ISOLATI 10 – 61 A CLUSTER B					
Linea esistente da pozzo 10 a Cluster B	4"	API 5LX52	6.49	231.6	210 320
Linea esistente da pozzo 61 a Cluster B	8"	API 5LGrB	17.04	214.1	210 315

La valutazione è stata eseguita sulla base dei documenti Stogit (P&I, Planimetrie, Manuale operativo C.le di Ripalta, etc.) e collaudi di tutte le linee e condotte.

Sulla base di tali verifiche impiantistiche risulta fattibile una gestione del giacimento di Ripalta a P>Pi fino al 120% della pressione statica originaria di scoperta, articolata in fasi temporalmente successive:

- 1) una fase iniziale di running sperimentale $P=110\%P_i$, fino ad un valore di pressione nelle flow-lines non superiore a 178.64 barsa (S.T.H.P).
- 2) una seconda fase $P=120\%P_i$, dopo una verifica dei criteri di progettazione delle linee e condotte, verifica up-grading delle unità di compressione e sostituzione delle parti non adeguate all'incremento di pressione, al fine di consentire la gestione del campo fino ad una pressione di 194.88 barsa.

12 – PROGRAMMA DI MONITORAGGIO

Le attività di monitoraggio sono finalizzate alla verifica del corretto esercizio del giacimento a pressione superiore a quella originaria di scoperta, attraverso l'esecuzione di un piano di controlli mirati.

Il sistema di monitoraggio intende verificare il contenimento del gas all'interno del giacimento di stoccaggio in tutte le condizioni di funzionamento previste ed in base alle principali criticità geostrutturali e dinamiche.

Premessa

Le metodologie prese in considerazione, in parte già consolidate nel progetto sperimentale messo a punto da alcuni anni nell'ambito della Concessione Settala Stoccaggio, ma in molti casi innovative e ad elevato contenuto tecnologico, sono inserite in un progetto integrato in grado di fornire un panorama completo sia per quanto riguarda il contesto geologico che quello ambientale ed antropico.

Il programma di monitoraggio, calibrato anche in base alle principali caratteristiche geostrutturali e dinamiche del giacimento e alla massima pressione di esercizio prevista, si inquadra nell'ottica perseguita da Stogit di coniugare l'incremento delle prestazioni operative con elevati standard di sicurezza.

Il programma operativo messo a punto per l'esercizio a $P > P_i$, distinto in una fase di attuazione immediata (**monitoraggio di base**) e in una successiva e integrativa, a maggiore contenuto tecnologico, in parte sperimentale, (**monitoraggio avanzato**), si avvale delle seguenti metodologie di indagine:

MONITORAGGIO DI BASE

(operatività immediata)

- MISURE DI PRESSIONE E DI SATURAZIONE GAS-ACQUA
- MONITORAGGIO DEI MOVIMENTI DEL SUOLO

MONITORAGGIO AVANZATO

(operatività in parte immediata e in parte a medio termine)

- MONITORAGGIO SISTEMA POZZI
- MONITORAGGIO GEOCHIMICO-AMBIENTALE

- MONITORAGGIO MICROSISMICO E GEODETICO DI POZZO

MONITORAGGIO DI BASE

Monitoraggio di pressione e saturazione in gas-acqua

Il programma messo a punto intende acquisire una serie di informazioni finalizzate alla misurazione dell'incremento di pressione, della saturazione in gas-acqua nel livello in alcuni pozzi appositamente predisposti per le operazioni

Il programma operativo di monitoraggio riguardante le acquisizioni di dati di pressione e di saturazione gas/acqua è suddiviso nelle seguenti fasi:

- fase 1: raggiungimento pressione originaria ($P=P_i$)
- fase 2: raggiungimento + 5% della pressione originaria ($P=105\% P_i$)
- fase 3: raggiungimento + 10% della pressione originaria ($P=110\% P_i$)

I pozzi interessati dalle operazioni sono i seguenti:

- pozzo Ripalta 6 dir A: pozzo ubicato in posizione strutturale propizia per il monitoraggio del livello di stoccaggio, con acquisizione di log RST
- pozzi Ripalta 5 – 35 dir – 36 dir – 41 dir – 61 or: dotati di strumentazione per monitoraggio continuo in tempo reale dei valori di pressione di fondo pozzo con strumentazione DPTT wireline; acquisizione di informazioni di riferimento per la cadenza delle operazioni programmate
- pozzi Ripalta 24 - 5 – 35 dir – 43 dir – 61 or - 18: monitoraggio dei valori di pressione con registrazione di profili statici lungo un allineamento ideale W-E, conforme all'assetto strutturale del giacimento

Fase 1: $P=P_i$

- Acquisizione log RST: pozzo Ripalta 6 dir A
- Registrazione valori di pressione:
 - pozzi Ripalta 5 – 35 dir – 36 dir – 41 dir – 61 or (DPTT wireline)
 - Ripalta 24 - 5 – 35 dir – 43 dir – 61 or - 18 (registrazione profilo statico)

Fase 2: $P= + 5\% P_i$

- Registrazione valori di pressione:
 - pozzi Ripalta 5 – 35 dir – 36 dir – 41 dir – 61 or (DPTT wireline)
 - Ripalta 24 - 5 – 35 dir – 43 dir – 61 or - 18 (registrazione profilo statico)

Fase 3: P= + 10% Pi

- Acquisizione log RST: pozzo Ripalta 6 dir A
- Registrazione valori di pressione:
 - pozzi Ripalta 5 – 35 dir – 36 dir – 41 dir – 61 or (DPTT wireline)
 - Ripalta 24 - 5 – 35 dir – 43 dir – 61 or - 18 (registrazione profilo statico)

13 – RISULTATI DEL MONITORAGGIO DURANTE LA SPERIMENTAZIONE

I risultati dei monitoraggi effettuati durante la sperimentazione all'esercizio in sovrappressione nei cicli di stoccaggio 2009-2010 e 2010-2011 indicano che le operazioni di stoccaggio non hanno comportato criticità nella gestione del campo di Ripalta e che tali operazioni si sono svolte nel rispetto delle prescrizioni indicate nelle rispettive autorizzazioni di MSE.

Monitoraggio delle pressioni

Nel corso dei due cicli sperimentali, in condizioni di pressione uguale e superiore alla pressione originaria di scoperta pari a $184,8 \text{ kg/cm}^2_a$, il monitoraggio della pressione è stato effettuato mediante:

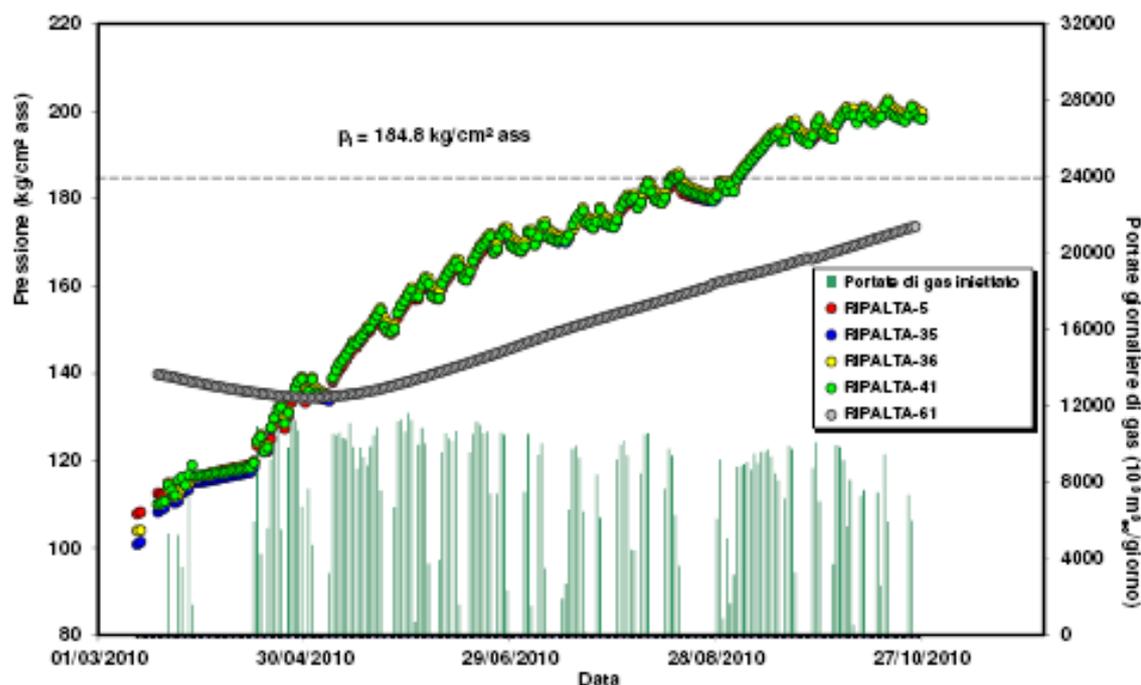
- acquisizione in continuo di dati di pressione di fondo pozzo in corrispondenza dei pozzi Ripalta 5, 35, 36, 41 e 61 Or
- campagne di acquisizione di profili statici di pressione e temperatura in corrispondenza dei pozzi citati e dei pozzi Ripalta 18, 24 e 43

In corrispondenza del pozzo Ripalta 6 dir A, dedicato alla reiniezione dei fluidi derivanti dal processo di disidratazione del gas di stoccaggio, sono stati inoltre acquisiti profili RST al fine di monitorare i movimenti dei fluidi in giacimento ed eventuali spostamenti della tavola d'acqua.

Sono qui sintetizzati in particolare i dati relativi al ciclo di stoccaggio 2010-2011, in cui, nella zona di culmine del giacimento, è stata raggiunta a fine campagna di iniezione una pressione statica media pari a circa il 110% della pressione originaria.

Analisi delle registrazioni DPTT acquisite con sensore permanente a fondo pozzo

La figura sottostante illustra per ciascun pozzo l'andamento della portata di iniezione a livello di campo e le corrispondenti pressioni di giacimento misurate nel periodo marzo-ottobre 2010.



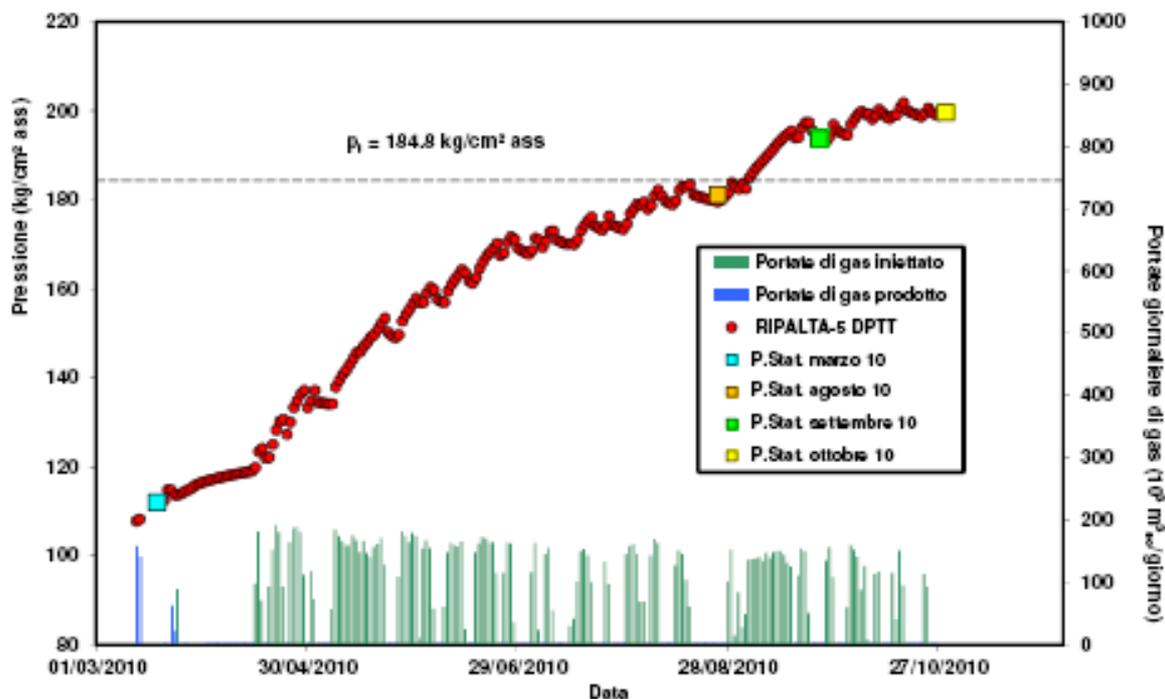
I valori di pressione registrati ai pozzi 5, 35, 36 e 41 possono essere considerati rappresentativi dell'andamento medio della pressione di campo nella zona di culmine. I valori registrati al pozzo 61 Or si discostano dall'andamento medio della zona principale del giacimento in quanto il pozzo si trova in posizione marginale rispetto all'area di culmine.

Analisi dei profili statici di pressione

Nel corso della fase di iniezione del ciclo 2010/2011 sono state eseguite quattro campagne di registrazione di profili statici di pressione e temperatura, che hanno interessato i pozzi Ripalta 5, 18, 24, 35, 36, 41, 43 e 61 Or.

L'analisi dei dati mostra che le pressioni risultano piuttosto uniformi nell'area di culmine del giacimento, mentre i profili statici registrati nei pozzi in posizione marginale (9, 18, 24, 61 Or) presentano un andamento della pressione media inferiore a quella della zona di culmine, fenomeno imputabile alla variazione laterale delle caratteristiche petrofisiche dei livelli.

La figura sottostante riporta a titolo esemplificativo il confronto tra le misure di pressione rilevate dai profili statici, riportate al *datum*, e le registrazioni DPTT per il pozzo Ripalta 5. Il grafico riporta inoltre le portate di gas iniettato ed erogato dal pozzo. Si evidenzia che le registrazioni DPTT e i corrispondenti profili statici risultano in perfetto accordo.

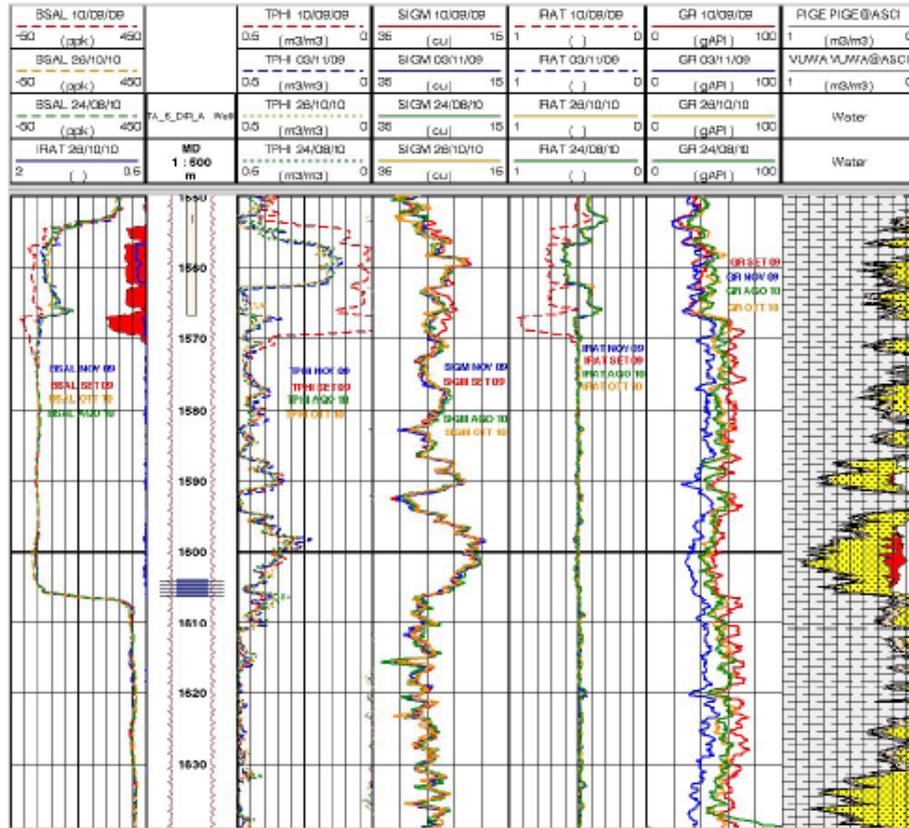


Monitoraggio della saturazione in gas in prossimità del limite nord-occidentale del campo

Al fine di verificare le variazioni della saturazione in gas in corrispondenza del pozzo Ripalta 6 dir A, collocato nel settore nord-occidentale del giacimento, sono stati acquisiti, durante entrambi i cicli sperimentali di iniezione, due log RST, rispettivamente a $P=P_i$ e in corrispondenza del massimo invaso.

L'interpretazione eseguita è stata unicamente di tipo qualitativo, poiché in presenza di acqua con valori di salinità molto bassa (il pozzo è autorizzato alla reiniezione dei fluidi derivanti dal processo di disidratazione del gas), i dati di Sigma non forniscono valori attendibili di saturazione.

Il confronto fra le due curve Sigma registrate nel ciclo 2009/2010 mostra una notevole analogia reciproca, mentre quelle del ciclo 2010/2011 evidenzia variazioni minime, indicative di un panorama in termini di giacitura di fluidi alle spalle del casing praticamente immutato. Dal confronto completo tra le curve Sigma acquisite nei due cicli, riportato nella figura seguente, appare una sostanziale stabilità delle condizioni di saturazione nel pozzo Ripalta 6 dir A.

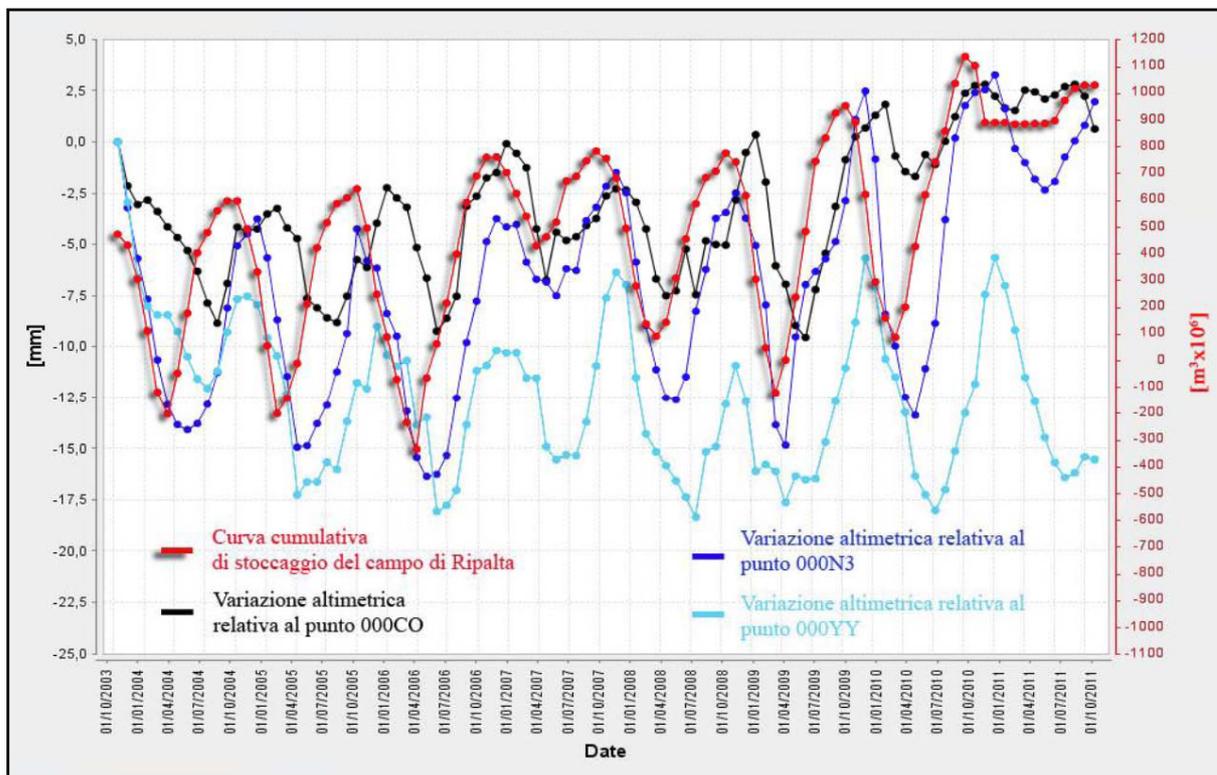


Monitoraggio dei movimenti del suolo

Nel campo di Ripalta Treste viene eseguito fin dal 2003 un regolare monitoraggio dei movimenti del suolo attraverso l’analisi interferometrica dei dati Radarsat con la tecnica dei Permanent Scatterers. La metodologia utilizzata si basa sull’analisi di dati acquisiti ripetutamente nel tempo sulla medesima area di interesse, attraverso sensori radar satellitari che consentono l’individuazione di alcuni bersagli al suolo, denominati Permanent Scatterers (PS), su cui risultano possibili misure di spostamento molto accurate. L’immagine che segue mette in evidenza il perimetro della proiezione in superficie del giacimento di Ripalta.

L’analisi interferometrica dei dati Radarsat attraverso la tecnica dei Permanent Scatterers sul campo di Ripalta per il periodo ottobre 2003 – ottobre 2011 evidenzia una velocità verticale media all’interno del giacimento coerente con quanto registrato dal CGPS di Crema. Le serie storiche dei punti selezionati all’interno del giacimento presentano un’elevata periodicità, con punti di massimo e minimo correlabili temporalmente con i picchi della curva di stoccaggio, come evidenziato nella figura sottostante. Tale comportamento non viene per contro riscontrato per i punti esterni ai limiti del campo.

Nel complesso si riscontra, come mostrato nella seguente tabella di sintesi, che le variazioni altimetriche locali rispetto al trend regionale sono contenute in valori nell'ordine di +0,1 mm/anno; tali valori sono indicativi di una sostanziale stabilità dell'area esaminata.



Variazioni Altimetriche +/- (mm/anno)	
Trend regionale (valori CGPS Crema)	Relative rispetto al trend regionale
- 0.1 mm/y	~ (+ 1.0 mm/y)

Correlazione con il ciclo di stoccaggio (punti interni)		
Ampiezza delle curve	SHIFT Temporale	Correlazione (con la curva di stoccaggio)
~ 5-15 mm	30-60 gg	ELEVATA

14 - EVENTI SISMICI E TENUTA DEL GIACIMENTO

Con riferimento agli aspetti in grado di influenzare le condizioni di sicurezza dei giacimenti di stoccaggio in relazione alla sismicità naturale, si evidenziano alcuni elementi propri dei giacimenti depletati utilizzati da Stogit, tra cui il giacimento di Ripalta.

Efficienza della trappola geologica

I giacimenti utilizzati in Italia per l'attività di stoccaggio sono il risultato di una complessa evoluzione geologica dei bacini sedimentari in cui sono inseriti, che ha permesso la formazione e la preservazione di accumuli di idrocarburi rimasti intrappolati nel sottosuolo per milioni di anni. Questa considerazione evidenzia la comprovata efficienza

geologica delle trappole associate a questi giacimenti, che hanno superato indenni le complesse vicende legate agli eventi sismici e tettonici succedutisi in questo lungo arco di tempo.

Assetto strutturale

Tali giacimenti sono associati a contesti strutturali privi di faglie sismogenetiche, cioè in grado di generare terremoti. Le trappole che ospitano il gas sono infatti legate a semplici elementi stratigrafici (variazioni laterali di porosità dei sedimenti) o sono delimitati al margine delle strutture da faglie la cui attività sismica si è espletata solo nel lontano passato geologico, durante la generazione della trappola.

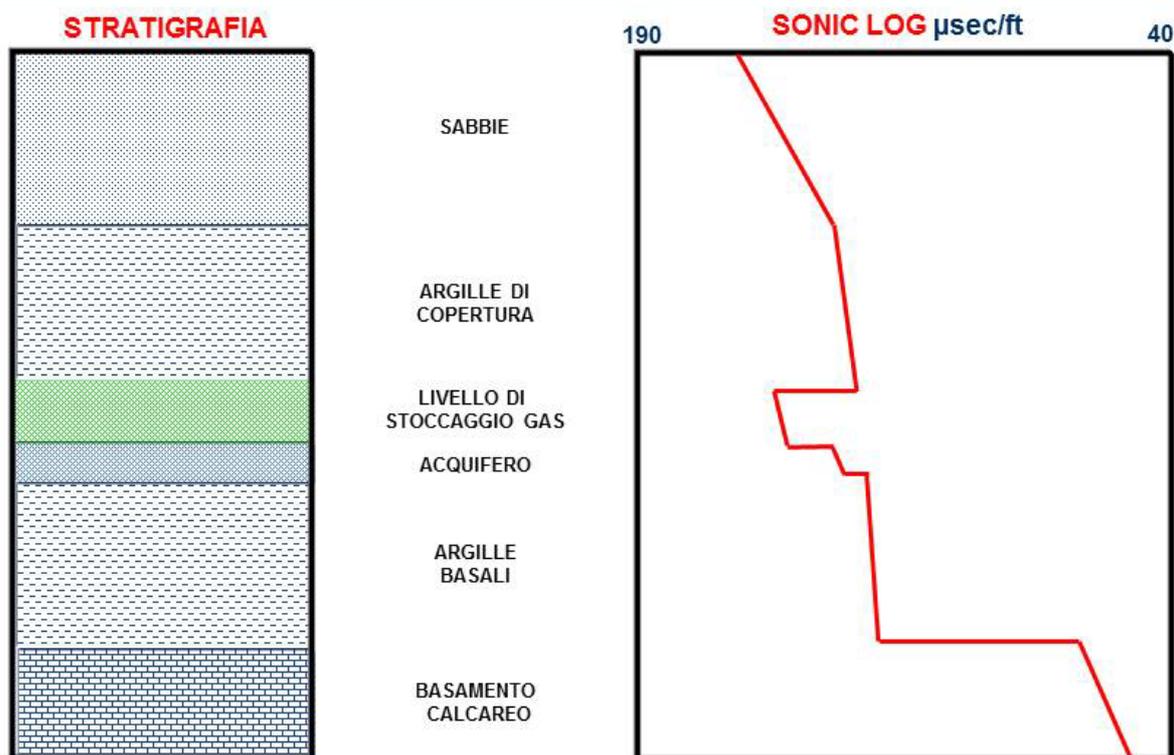
Argille di copertura e argille basali

I giacimenti utilizzati da Stogit sono caratterizzati dalla presenza al di sopra del reservoir di una formazione di copertura impermeabile di natura argillosa, che presenta spessori elevati (fino ad alcune centinaia di metri) ed è dotata di proprietà geomeccaniche che assicurano un comportamento di tipo elastico, comprovato sia dalle analisi eseguite in laboratorio su campioni di carote che dai monitoraggi tramite satellite relativi ai movimenti del suolo. Queste caratteristiche geomeccaniche inibiscono l'innescò di fenomeni di microfratturazione in grado di generare eventuali fughe di gas verso l'alto.

Anche alla base dei giacimenti è presente una formazione di tipo argilloso di elevato spessore, che contribuisce ulteriormente ad isolare dal punto di vista geodinamico la roccia-serbatoio utilizzata per lo stoccaggio del gas, preservandola anche da sollecitazioni legate ad eventi sismici generati in profondità.

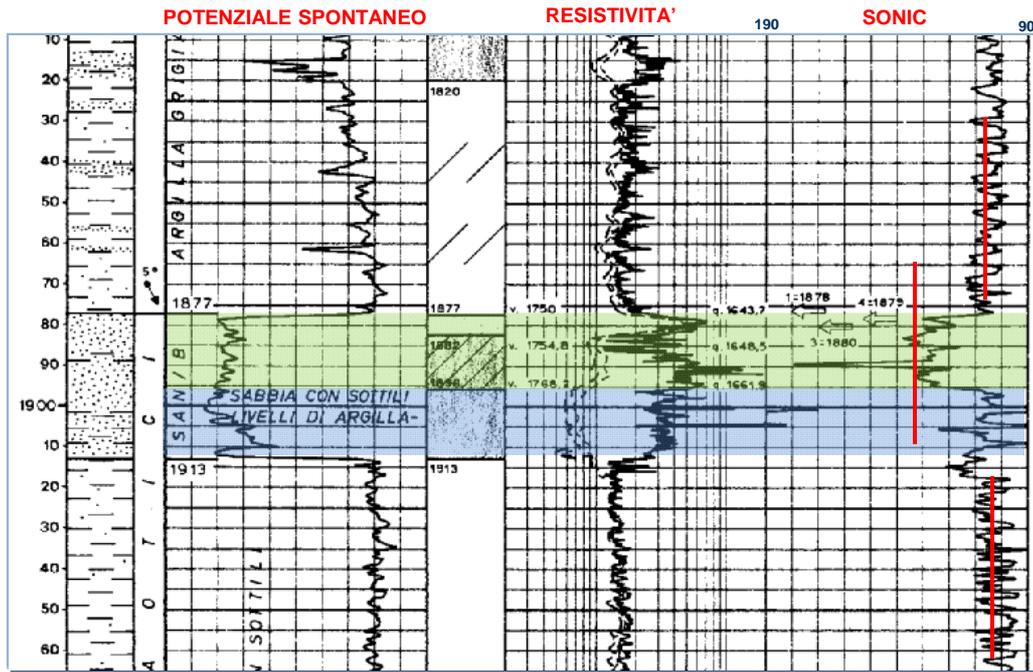
Presenza di livelli a gas

La presenza di livelli porosi saturi in gas esercita un effetto di attenuazione di velocità e di propagazione dell'energia delle onde acustiche generate dai sismi naturali. Queste proprietà dei fluidi gassosi intrappolati nei sedimenti si evidenziano in particolare a seguito della registrazione di log geofisici denominati "Sonic Log". Queste misurazioni, che sono state eseguite in alcuni pozzi per acquisire informazioni sulle caratteristiche geologiche dei livelli attraversati, si basano sull'emissione e sulla ricezione di onde acustiche ad opera di piccoli sensori appositamente calati in pozzo.



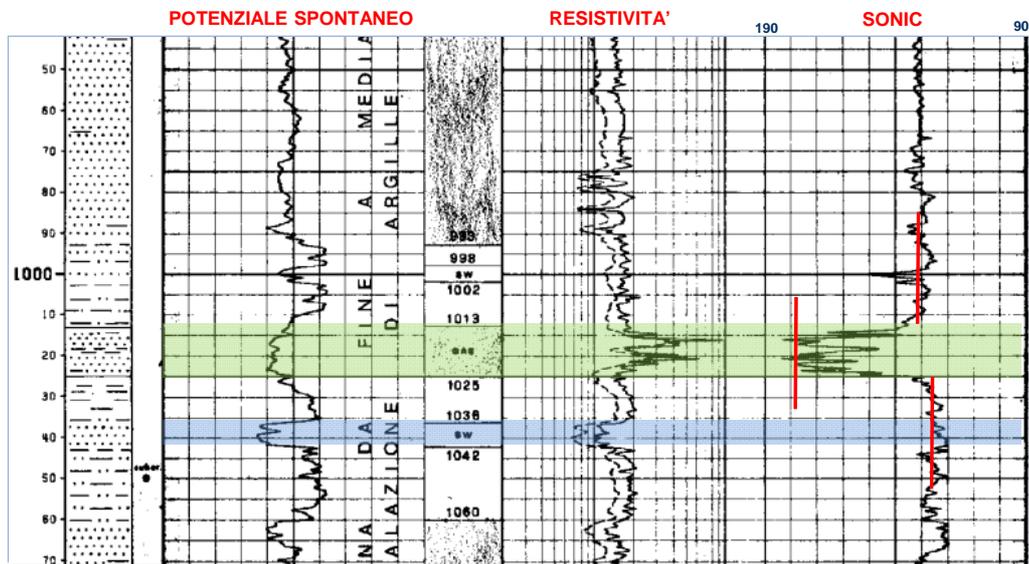
In particolare i Sonic Log misurano le velocità di transito delle onde acustiche attraverso una formazione geologica, condizionata da fattori quali litologia, grado di compattazione e di cementazione, tipologia dei fluidi interstiziali (acqua, gas). Nella figura seguente è riportato uno schema stratigrafico semplificato dei giacimenti di stoccaggio della Pianura Padana, con una successione composta dalle seguenti formazioni (a partire dal basso): substrato carbonatico, argille basali, formazione porosa con acquifero, livello sabbioso utilizzato per lo stoccaggio del gas, formazione argillosa di copertura, livelli porosi superficiali. Per ogni unità stratigrafica sono riportate indicativamente le misure medie fornite dai Sonic Log, l'unità di misura utilizzata è solitamente espressa in una scala inversa alla velocità, cioè in $\mu\text{sec}/\text{ft}$ = microsecondi /piede. Si evidenzia come i livelli porosi utilizzati per lo stoccaggio del gas (colore verde) presentino valori di Sonic più elevati, che indicano tempi di transito delle onde acustiche inferiori sia rispetto ai livelli soprastanti che a quelli sottostanti del basamento.

A titolo esemplificativo nelle figure seguenti sono riportati gli stralci di due Sonic Log acquisiti in pozzi di giacimenti nelle concessioni di stoccaggio di Settala (pozzo Merlino 4X dir) e di Alfonsine (pozzo Valle Dane 1). Dall'analisi dei log si nota come in corrispondenza del livello sabbioso mineralizzato a gas (verde) si verifichi un marcato rallentamento delle onde acustiche, sia rispetto ai livelli argillosi che lo includono, generando un fenomeno di attenuazione dell'energia associata alle onde acustiche



■ GAS
■ ACQUA | Trend velocità delle onde acustiche

MERLINO 4X DIR



■ GAS
■ ACQUA | Trend velocità delle onde acustiche

VALLE DANE 1