

0	DIC. 2012	EMISSIONE			PROGER	PROGER	STOGIT	
REV. REV.	DATA DATE	DESCRIZIONE / DESCRIPTION			DISEGN. DRAFT.	CONTR. CHECK'D	APPROV. APPR'D	STATO REVIS. REV. STATUS
 STOGIT		CONCESSIONE FIUME TRESTE STOCCAGGIO Esercizio A Pmax=1,10 Pi LIVELLO C2 E SVILUPPO NUOVO LIVELLO F STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE			 PROGER			
CAMPO DI FIUME TRESTE – STUDIO GEOMECCANICO DELLE CONDIZIONI TENSO-DEFORMATIVE DELLA ROCCIA SERBATOIO E DELLA CAP-ROCK (POLITECNICO DI TORINO – DITAG, GIUGNO 2012)								
SCALA SCALE	SOSTITUISCE IL SUPERSEDES N.	SOSTITUITO DAL SUPERSEDED BY N.	AREA IMP. PLANT AREA	UNITA' IMP. PLANT UNIT	IDENTIFICATIVO DOCUMENTO DOCUMENT IDENTIFIER			FG. / DI SH. / OF
-					ALLEGATO 37c			-



**petroleum
engineering
group**

A graphic element consisting of three horizontal red bars stacked vertically, positioned below the word "group" in the logo.

POLITECNICO DI TORINO
DIATI - Dipartimento di Ingegneria dell'Ambiente,
del Territorio e delle Infrastrutture

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

CAMPO DI SAN SALVO
Concessione Fiume Treste
LIVELLO C2

STUDIO GEOMECCANICO

Giugno 2012



EXECUTIVE SUMMARY

Il superamento della pressione di scoperta del giacimento rappresenta il metodo più efficace per aumentare la capacità di uno stoccaggio sotterraneo di gas naturale e per migliorarne le prestazioni erogative. Va da sé che la possibilità di superare la pressione iniziale della formazione richiede la verifica sia della resistenza geomeccanica del sistema alle sollecitazioni indotte dalle attività di stoccaggio sia della tenuta idraulica della roccia di copertura che deve garantire il confinamento del gas naturale.

L'ipotesi di operare il livello di stoccaggio denominato C2 del campo di San Salvo – Concessione Fiume Treste – ad una pressione massima operativa pari al 110% o al 120% della pressione iniziale del giacimento ha, pertanto, richiesto l'analisi del comportamento tenso-deformativo della roccia serbatoio e delle formazioni incassanti negli scenari di esercizio previsti in futuro. A questo scopo è stato messo a punto un modello geomeccanico a larga scala basato su un modello geologico esteso che comprende il dettaglio di tutta la sequenza stratigrafica denominata Formazione Candela – Torrente Tona del giacimento di San Salvo. Oltre al livello C2, potenzialmente oggetto di una gestione futura ad una pressione operativa superiore a quella attuale, sono stati modellizzati anche i livelli mineralizzati che si trovano rispettivamente immediatamente al di sopra e al di sotto di esso, storicamente interessati da produzione primaria e in seguito da operazioni di stoccaggio di gas naturale. Il livello C2 è infatti incassato tra i livelli D,E,E0 a tetto e i livelli B,C,C1 a letto. Per valutare in modo corretto il comportamento meccanico del livello C2 oggetto del presente studio si è dunque tenuto conto della sovrapposizione degli effetti dovuti alle variazioni di pressione indotte dalle attività minerarie in tutta la sequenza mineralizzata. La caratterizzazione geomeccanica della formazione Candela – Torrente Tona e delle formazioni limitrofe è stata effettuata avvalendosi dei risultati forniti da prove di laboratorio condotte su campioni prelevati dal livello sabbioso C2 e dalla sua copertura argillosa, supportati e integrati sia da dati disponibili in letteratura sia da esperienze pregresse su formazioni analoghe.

La regione oggetto di studio è anche interessata da alcune faglie con estensione verticale limitata, ovvero che interessano la successione stratigrafica sepolta fino a circa 850 m dal piano campagna, e che non permettono il flusso dei fluidi, come si evince dall'analisi dei dati dinamici raccolti negli anni in corrispondenza dei livelli serbatoio. Poiché la caratterizzazione diretta delle faglie, che potrebbero rappresentare un elemento di debolezza del sistema, risulta estremamente difficile a causa della poca rappresentatività di eventuali indagini di laboratorio, i parametri geomeccanici che definiscono il comportamento delle faglie, ovvero la rigidità normale e di taglio e i parametri di resistenza a taglio, sono stati definiti secondo criteri molto cautelativi, in accordo con la prassi adottata nella meccanica delle rocce e con i dati reperiti dalla letteratura di settore.

Tenuto conto che gli sforzi deviatorici massimi (eventuali condizioni di *failure*) si raggiungono in corrispondenza delle massime variazioni di pressione, è stata valutata la



risposta del modello nelle seguenti condizioni: al termine della fase di produzione primaria (aprile 1982), ovvero al raggiungimento della minima pressione in giacimento; al termine di un ciclo di iniezione a pressione media pari alla pressione iniziale (novembre 2011); e, infine, ipotizzando una gestione del campo di stoccaggio in condizioni di sovrappressione a pressioni rispettivamente pari al 110%, al 120% e al 150% della pressione iniziale. In relazione al comportamento tenso-deformativo della roccia serbatoio e della *cap rock* le ipotesi di sovrappressione non hanno evidenziato criticità, in quanto in tutti i casi i fattori di sicurezza risultano elevati e le deformazioni si mantengono entro valori ritenuti accettabili. A causa delle caratteristiche di parziale o totale compartimentazione del livello C2, le faglie che lo attraversano risultano essere gli elementi sottoposti alle maggiori differenze di pressione e, di conseguenza, alle maggiori sollecitazioni indotte. Tuttavia, il comportamento delle faglie interne al giacimento si mantiene sempre in campo elastico e ampiamente lontano dal raggiungimento di condizioni di plasticità in tutti gli scenari analizzati. Le deformazioni indotte in corrispondenza delle faglie si mantengono sempre entro valori molto limitati, con valori massimi dell'ordine di 10^{-4} m/m anche nelle condizioni più critiche analizzate (faglie caratterizzate da scarse proprietà meccaniche e sovrappressione pari al 150% della pressione originale della formazione).

Lo spessore totale della copertura del livello C2 è di circa 20 metri e, dall'esame dei *log* registrati in tutti i pozzi del campo, risulta chiaro che i primi 15 metri della *cap rock*, a partire dal *top* del livello stesso, sono costituiti da argille schiette. Per quanto riguarda la loro tenuta idraulica, si è fatto riferimento alle proprietà petrofisiche (porosità e di permeabilità) e alle misure della pressione capillare di soglia (*threshold pressure*) ricavate mediante esperimenti di laboratorio condotti su campioni della copertura prelevati in alcuni pozzi chiave. Generalmente i valori di *threshold pressure* misurati sono considerevolmente elevati (50÷60 bar) e sono associati a valori di permeabilità dell'ordine di 10^{-6} ÷ 10^{-5} mD; queste caratteristiche evidenziano la presenza di argille schiette in grado di garantire un'ottima tenuta idraulica rispetto a eventuali processi di filtrazione del gas attraverso la copertura. Alcuni campioni hanno mostrato valori potenzialmente critici sia in termini di *threshold pressure* sia di permeabilità. Va tuttavia notato che altri campioni, prelevati negli stessi pozzi ma a diverse profondità, hanno fornito valori di *threshold pressure* molto più elevati e tali da garantire la completa tenuta idraulica della roccia di copertura; poiché, infatti, il processo di filtrazione dovrebbe avvenire attraverso tutto lo spessore della copertura, deve essere preso a riferimento il valore di *threshold pressure* più alto tra quelli misurati.

In conclusione, sulla base di tutti gli studi effettuati, la gestione del livello C2 ad una pressione operativa massima pari al 120% della pressione di scoperta appare del tutto compatibile con le caratteristiche del sistema sia in termini di resistenza geomeccanica sia in termini di assenza di filtrazione di gas attraverso la copertura.



INDICE

1	PREFAZIONE	1
2	DATI GENERALI DEL CAMPO	2
3	MODELLO STATICO A SCALA REGIONALE.....	4
3.1	Inquadramento geologico	4
3.1.1	Caratteristiche strutturali.....	5
3.1.2	Lineamenti tettonici	5
3.2	Dataset	5
3.3	Stratigrafia	6
3.4	Modello strutturale e correlazione stratigrafica.....	8
3.5	Ricostruzione geologica 3D	9
3.5.1	Volume di interesse.....	9
3.5.2	Grid	10
4	ANALISI DEL COMPORTAMENTO DINAMICO DEL GIACIMENTO	11
4.1	Tenuta idraulica della copertura.....	12
4.2	Misure di laboratorio su campioni di argille della copertura	13
4.2.1	Pozzo San Salvo 89 dir	13
4.2.2	Pozzo San Salvo 82 or	14
4.2.3	Pozzo San Salvo 83 dir	14
4.2.4	Pozzo San Salvo 88 dir	14
4.2.5	Pozzo San Salvo 92 dir A.....	15
4.3	Analisi delle misure di threshold pressure.....	15
4.3.1	Scenario di sovrappressione pari al 110% della pressione iniziale	16
4.3.2	Scenario di sovrappressione pari al 120% della pressione iniziale	17
4.4	Osservazioni.....	18
5	STUDIO GEOMECCANICO.....	19
5.1	Descrizione del software Visage	20



5.2	Definizione del modello.....	21
5.2.1	Grid	21
5.2.2	Classificazione geomeccanica.....	21
5.2.3	Caratterizzazione geomeccanica.....	22
5.2.3.1	Parametri di deformabilità dei mezzi porosi.....	23
5.2.3.2	Parametri di resistenza dei mezzi porosi	25
5.2.4	Faglie	25
5.3	Inizializzazione del modello	26
5.4	Principi di analisi.....	26
5.4.1	Analisi effettuate.....	28
5.5	Analisi dell'evoluzione del campo tensionale nel mezzo poroso.....	29
5.5.1	Evoluzione del campo delle pressioni.....	29
5.5.2	Produzione primaria	29
5.5.3	Gestione dello stoccaggio a $p=p_{in}$	31
5.5.4	Gestione dello stoccaggio in condizioni di sovrappressione	31
5.6	Analisi di sensitività sulle faglie	33
6	BIBLIOGRAFIA.....	37



INDICE DELLE TABELLE

- Tab. 1: Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 89 dir).
- Tab. 2: Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 89 dir).
- Tab. 3: Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 82 or).
- Tab. 4: Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 82 or).
- Tab. 5: Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 83 dir).
- Tab. 6: Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 88 dir).
- Tab. 7: Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 88 dir).
- Tab. 8: Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 92 dir A).
- Tab. 9: Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 92 dir A).
- Tab. 10: Definizione dei parametri geomeccanici per le classi geomeccaniche di riferimento.



INDICE DELLE FIGURE

- Fig. 1 - Ubicazione del campo.
- Fig. 2 - Schema stratigrafico (da “San Salvo, Studio di giacimento - Livelli di stoccaggio B+C e C2”, ENI GIAC 2000).
- Fig. 3 - Ubicazione dei pozzi disponibili esterni al *boundary* del livello C2 (evidenziato dalla linea blu).
- Fig. 4 - Confronto tra le sezioni geologiche della cartografia regionale (A: Festa et al., 2006; B: Vezzani et al., 2010 modificato) e il modello concettuale dell'area studiata (C). Le frecce in fig. 4C indicano le superfici utilizzate per le correlazioni stratigrafiche ai pozzi e per l'estensione del modello statico.
- Fig. 5 - Esempio di correlazione stratigrafica (*Petrel*) in direzione N-S che evidenzia la presenza dell'Alloctono nella parte meridionale dell'area.
- Fig. 6 - Dettaglio di Fig. 5. Esempio di correlazione stratigrafica (*Petrel*).
- Fig. 7 - Ubicazione delle principali faglie rappresentate nel modello statico esteso.
- Fig. 8 - Estensione dell'area modellizzata. La linea bianca evidenzia l'ubicazione del *boundary* del livello C2 rispetto al *grid*.
- Fig. 9 - A: Modello esteso a scala regionale. La linea rossa tratteggiata indica la traccia della sezione di fig. 9B. B: sezione trasversale rispetto ai principali elementi tettonici del modello di fig. 9A.
- Fig. 10 - Ubicazione dei 5 pozzi impiegati per la caratterizzazione delle argille di copertura rispetto al top strutturale del livello C2.
- Fig. 11 - Andamento in funzione della profondità della pressione interstiziale del gas e dell'acqua per il giacimento di Fiume Treste, livello C2.
- Fig. 12 - Andamento in funzione della profondità della differenza tra le pressione interstiziale dell'acqua e del gas per il giacimento di Fiume Treste, livello C2.
- Fig. 13 - Confronto tra i valori di *threshold pressure* misurati e il massimo livello atteso della differenza tra la pressione interstiziale del gas e dell'acqua (sovrappressione del gas pari al 110%).
- Fig. 14 - Confronto tra i valori di *threshold pressure* misurati e il massimo livello atteso della differenza tra la pressione interstiziale del gas e dell'acqua (sovrappressione del gas pari al 120%).
- Fig. 15 - Schema esplicativo per l'approccio *iteratively coupling* (a) e *one-way coupling* (b).



- Fig. 16 - Sequenza stratigrafica tipo e relative classi geomeccaniche associate.
- Fig. 17 - Correlazione tra tensione verticale efficace e compressibilità verticale (Teatini, 2011).
- Fig. 18 - Andamento del modulo elastico in funzione della profondità.
- Fig. 19 - Relazioni modulo elastico-profondità per differenti litotipi, assestato al dato di pozzo.
- Fig. 20 - Relazioni modulo elastico-profondità utilizzate per i differenti litotipi analizzati.
- Fig. 21 - Faglie caratterizzate ai fini dello studio geomeccanico.
- Fig. 22 - Criterio di Mohr-Coulomb sul piano delle tensioni principali (FJÆR, 2008).
- Fig. 23 - Evoluzione delle pressioni medie di campo per i livelli BCC1, C2, DEE0.
- Fig. 24 - Evoluzione media delle pressioni relativa al culmine La Coccetta - livello C2.
- Fig. 25 - *Top* livello C2: distribuzione delle pressioni iniziali (a) e al termine della produzione primaria (b).
- Fig. 26 - *Top* livello C2: distribuzione delle pressioni al termine della fase di iniezione a $p=p_{in}$ (a) e a $p=110\%p_{in}$ (b).
- Fig. 27 - *Top* livello C2: distribuzione delle pressioni al termine della fase di iniezione a $p=120\%p_{in}$ (a) e a $p=150\%p_{in}$ (b).
- Fig. 28 - Definizione delle regioni per il livello C2 (a) con ubicazione delle faglie (b).
- Fig. 29 - Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alle condizioni iniziali.
- Fig. 30 - Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine della produzione primaria.
- Fig. 31 - Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$.
- Fig. 32 - Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$.
- Fig. 33 - Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$.
- Fig. 34 - Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$.
- Fig. 35 - *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alle condizioni iniziali.
- Fig. 36 - *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine della produzione primaria.



- Fig. 37 - *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$.
- Fig. 38 - *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$.
- Fig. 39 - *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$.
- Fig. 40 - *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$.
- Fig. 41 - Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali.
- Fig. 42 - Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria.
- Fig. 43 - Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$.
- Fig. 44 - Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$.
- Fig. 45 - Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$.
- Fig. 46 - *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali.
- Fig. 47 - *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria.
- Fig. 48 - *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$.
- Fig. 49 - *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$.
- Fig. 50 - *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$.
- Fig. 51 - Livello C2: curve di egual livello dei valori di *failure* in funzione della pressione.



- Fig. 52 - Livello C2: curve di equal livello dei valori di *failure* in funzione della pressione.
- Fig. 53 - *Cap rock* C2: curve di equal livello dei valori di *failure* in funzione della pressione.
- Fig. 54 - *Cap rock* C2: curve di equal livello dei valori di *failure* in funzione della pressione.
- Fig. 55 - Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 56 - Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 57 - Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso *weak faults*).
- Fig. 58 - Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso *weak faults*).
- Fig. 59 - Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 60 - Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 61 - Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 62 - Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 63 - *Cap rock*: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 64 - *Cap rock*: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 65 - *Cap rock*: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso *weak faults*).
- Fig. 66 - *Cap rock*: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso *weak faults*).
- Fig. 67 - *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 68 - *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base).



- Fig. 69 - *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 70 - *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base).
- Fig. 71 - Livello C2: deformazione per scorrimento angolare nel mezzo poroso.
- Fig. 72 - Faglia Fault1: deformazione per scorrimento angolare.
- Fig. 73 - Faglia Fault2: deformazione per scorrimento angolare.



1 PREFAZIONE

Il presente rapporto descrive i risultati del lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino per verificare la risposta meccanica, in termini di tensioni e deformazioni, del campo di stoccaggio di San Salvo – Concessione Fiume Treste – Livello C2 e delle formazioni incassanti, in funzione di differenti scenari di esercizio.

Il lavoro si è articolato in due fasi. Sulla base di tutti i dati messi a disposizione da STOGIT S.p.A, la prima fase ha riguardato la realizzazione di un modello statico a scala regionale secondo un approccio mirato a soddisfare i requisiti della simulazione geomeccanica. Il modello statico è stato finalizzato alla ricostruzione dei corpi sedimentari che costituiscono il livello C2, e include anche l'intera sequenza stratigrafica sottostante e sovrastante, con particolare attenzione alla presenza dei livelli B,C,C1 e D,E,E0, rispettivamente a letto e a tetto del livello C2 e anch'essi utilizzati per attività di stoccaggio del gas naturale.

Nella seconda fase del progetto è stato definito e popolato il modello geomeccanico utilizzando e integrando le informazioni messe a disposizione da STOGIT S.p.A., i dati disponibili in letteratura e le considerazioni/informazioni derivanti dai precedenti studi dinamici. È stata quindi determinata ed analizzata la risposta meccanica del sistema secondo diversi possibili scenari, con particolare attenzione alla gestione del campo in condizioni di sovrappressione ipotizzata per migliorare le prestazioni future dello stoccaggio.

2 DATI GENERALI DEL CAMPO

Il campo di San Salvo, concessione Fiume Treste, è ubicato in provincia di Chieti, circa 50 km a nord di Campobasso (fig. 1), ed è costituito dall'insieme di più strutture, estese su un'area di circa 130 km²: San Salvo, Cupello, Trigno, Vusco, Lentella e La Coccetta.

I livelli mineralizzati, denominati da A a L per profondità decrescenti, sono distribuiti all'interno della successione terrigena pliocenica che costituisce parte del riempimento del Bacino Molisano e all'interno della sottostante successione carbonatica terziario-mesozoica di avampaese. La mineralizzazione del *reservoir* terrigeno è a gas dolce (livelli da B a L), mentre quella del *reservoir* carbonatico è a gas acido (livello A). Nella fig. 2 è riportata la colonna stratigrafica con l'ubicazione dei livelli mineralizzati.

La struttura del campo di San Salvo è stata definita nelle sue linee essenziali nel 1955 attraverso studi gravimetrici. Nel 1956 è stato perforato il pozzo di scoperta (S. Salvo 1). La definizione dell'assetto strutturale è stata successivamente integrata e ampliata dai rilievi sismici 3D del dicembre 1999 proposti da GIAC-DORT e PIEC (Rilievo Fiume Treste 3°) e dal nuovo rilievo sismico interpretato da APSI (ENI E&P) nel 2006. Gli aspetti geologico-strutturali e sedimentologici sono stati approfonditi nei lavori di Casnedi et al. (1981), Mostardini & Merlini (1986), Nielsen (1989), Baruffini et al. (1994), Riva et al. (1997) e Repossì et al. (1998).

Il presente studio ha riguardato il livello C2, che è costituito dalle alternanze pelitico-sabbiose della Formazione Candela-Torrente Tona del Pliocene medio-superiore. La trappola è di tipo stratigrafico; il livello chiude verso O-SO per *onlap* e verso S-SE per troncatura contro la "Colata del Trigno", mentre verso N-NE la chiusura avviene per pendenza strutturale. La mappa delle isobate del *top* del livello C2 evidenzia una generale risalita della struttura in direzione SO e la presenza di due zone di alto distinte: una nella porzione centrale del campo (culmine Cupello) ed una nell'area SO (culminazioni La Coccetta e Trigno). La struttura del *reservoir* terrigeno, elongata in direzione NO-SE, è interessata per quasi la sua intera lunghezza da un sistema di faglie orientate da NO-SE a NNO-SSE che presentano rigetti massimi dell'ordine di 30 metri in corrispondenza della faglia longitudinale che suddivide il campo nella zona La Coccetta e nella zona Cupello. Le principali discontinuità strutturali sarebbero il risultato di forze a prevalente componente compressiva.

Dalla revisione dei profili log è stato possibile apprezzare come i sedimenti presenti nell'area Cupello presentino spessori esigui, di ordine metrico, e forti variazioni di facies, con zone di argillificazione o di non deposizione. Nell'area La Coccetta, invece, gli accumuli hanno spessori più elevati (sino a 30 metri). La copertura del livello C2 è costituita dalle argille della Formazione Candela-Torrente Tona.

La pressione iniziale (statica di fondo) alla profondità (*datum depth*) di 1067 m ss era pari a 131.5 kg/cm²_a. (corrispondente a 128.96 barsa). Sulla base dei dati rilevati in



corrispondenza dei pozzi verticali perforati prima della messa in produzione del livello o acquisiti durante la prima fase della produzione è stato assunto un OGWC (*Original Gas Water Contact*) posto a 1127 m ss.

Il volume di gas originariamente in posto (GOIP) calcolato assumendo un fattore di volume del gas (B_g) rappresentativo della pressione alla profondità media di giacimento, è pari a $3970 \cdot 10^6 \text{ m}_{sc}^3$.

Il livello C2 del campo di San Salvo è entrato in produzione nell'ottobre del 1963 attraverso il pozzo San Salvo 7. La produzione primaria è proseguita fino all'aprile 1982, quando il livello è stato convertito allo stoccaggio del gas naturale. Alla fine della fase di produzione primaria, effettuata attraverso l'impiego di 21 pozzi, la pressione statica di fondo era scesa al valore di 37.5 kg/cm_a^2 a fronte di una produzione cumulativa di gas pari a $2388 \cdot 10^6 \text{ m}_{sc}^3$. Nel luglio 1982 iniziò la fase di ricostituzione, con l'impiego di 14 pozzi. I pozzi San Salvo 6, San Salvo 7 e Furci 2 vennero ricompletati sul livello C2 con la funzione di pozzi di osservazione. Contemporaneamente vennero perforati 14 nuovi pozzi, entrati in esercizio allo stoccaggio nel 1985. Nel giugno 1986, dopo avere stoccato un volume di gas pari a circa $1420 \cdot 10^6 \text{ m}_{sc}^3$ (prima fase di ricostituzione) si diede inizio al normale esercizio dello stoccaggio, con cicli di svasso invernali e di ricostituzione estivi.

Il contatto gas/acqua è risalito di circa una decina di metri, in modo piuttosto uniforme nell'area sud-orientale del campo (che risultava solo parzialmente allagata alla fine della produzione primaria), mentre nell'area nord-occidentale non si registrano variazioni significative del fronte dell'acquifero rispetto alla quota originaria.

3 MODELLO STATICO A SCALA REGIONALE

3.1 *Inquadramento geologico*

L'area di studio è ubicata nel settore settentrionale dell'Avanfossa Bradanica post-messiniana corrispondente al Bacino Molisano a sviluppo NW-SE. La successione stratigrafica completa di riempimento del Bacino Molisano include la sequenza argillosa della Formazione Palino del Pliocene inferiore-medio, la sequenza torbidityca della Formazione Candela-Torrente Tona del Pliocene medio-superiore, la sequenza argillosa della Formazione Candela del Pliocene superiore e, infine, la successione prevalentemente argillosa (localmente a carattere torbidityco) del Pleistocene.

La successione di avanfossa plio-pleistocenica poggia in discordanza stratigrafica sulla successione terziario-mesozoica dell'Avampaese Apulo, caratterizzata da prevalenti calcari in *facies* di piattaforma (i.e., Calcari di Cupello del Giurassico-Cretaceo e Formazione Bolognano del Paleogene-Miocene) ed evaporiti messiniane (i.e., Formazione Gessoso-Solfifera). Verso sud la successione di avanfossa è interrotta dal cosiddetto Alloctono, un complesso caotico esteso tra il Fiume Sangro e il Fiume Biferno e tettonicamente sovrapposto ai sedimenti pliocenici o, nei settori più interni, direttamente al substrato carbonatico. A scala regionale l'Alloctono risulta costituito da un sistema di scaglie imbricate di Argille Scagliose (Cretaceo superiore), Unità Molisane (Oligocene-Miocene), depositi di *top-thrust* (Miocene-Pliocene) e depositi di avanfossa (Pliocene-Pleistocene) intensamente deformati da ripetuti sovrascorrimenti NE-vergenti (Festa et al., 2006; Vezzani et al., 2010).

Il presente studio ha riguardato il livello minerario C2 ma ha preso in considerazione, sia per la realizzazione del modello statico esteso sia per la simulazione geomeccanica, anche i sottostanti livelli B,C,C1 e i sovrastanti livelli D,E,E0. Tutti questi livelli appartengono alle alternanze pelitico-sabbiose della Formazione Candela-Torrente Tona del Pliocene medio-superiore, di cui rappresentano la porzione inferiore. I corpi sabbiosi sono organizzati in piccoli sistemi di lobo torbidityco, sviluppati alla transizione tra scarpata e piana di bacino, e sono caratterizzati da brusche variazioni di *facies* e di spessore nonché da aree di completa argillificazione. La profondità dei livelli mineralizzati varia da circa 1000 m TVDss a 1400 m TVDss. La copertura di ogni livello mineralizzato è costituita dalle peliti di scarpata della stessa Formazione Candela, all'interno delle quale sono intercalati gli strati sabbiosi. In particolare, il livello C2 è separato dai livelli B,C e D,E,E0 rispettivamente dall'interposizione di circa 100 m e 30 m di peliti argilloso-siltose.

3.1.1 *Caratteristiche strutturali*

La trappola di San Salvo è di tipo stratigrafico, definita dalla chiusura verso SW dei livelli sabbiosi in *onlap* sulle peliti alimentate dal fronte alloctono, verso S per troncatura contro l'Alloctono e nelle altre direzioni per pendenza strutturale.

Dal punto di vista strutturale il giacimento è ubicato sul margine nord-orientale dell'alto strutturale che delimita a sud il Bacino Molisano, sede della sedimentazione terrigena di avanfossa. La strutturazione del substrato carbonatico del Bacino è controllata da faglie normali a direzione NW-SE, attribuite alla flessurazione dell'avampaese tra il Miocene superiore e il Pliocene basale causata dal carico della catena Appenninica in avanzamento (Bolis et al., 2003; Vezzani et al., 2004; 2010). La morfologia risultante a *horst* e *graben* ha controllato la distribuzione delle aree depocentrali soprattutto durante le prime fasi di riempimento dell'avanfossa. Le successive fasi tettoniche plio-pleistoceniche hanno controllato l'attivazione di fronti di sovrascorrimento a vergenza appenninica che hanno coinvolto la successione di avanfossa e determinato la messa in posto dell'Alloctono. A scala regionale la successione deformata risulta scollata dal substrato carbonatico di avampaese al livello delle evaporiti messiniane (i.e., Formazione Gessoso-Solfifera).

3.1.2 *Lineamenti tettonici*

Nell'area studiata sono presenti due lineamenti tettonici principali, di importanza regionale. Il primo corrisponde al contatto basale dell'Alloctono, un sovrascorrimento a basso angolo a vergenza appenninica che interrompe verso sud la successione pliocenica. Il secondo corrisponde al fronte esterno sepolto della catena Appenninica, un sovrascorrimento ad alto angolo a vergenza appenninica che interseca la successione di plio-pleistocenica. L'ubicazione del *thrust* esterno è stata definita in accordo con la cartografia geologica regionale (Vezzani et al., 2004, 2010).

I livelli mineralizzati, incluso il livello C2 oggetto del presente studio, sono interessati per quasi tutta la loro lunghezza da un sistema di faglie inverse ad alto angolo, a vergenza appenninica e di modesti rigetti. Secondo l'interpretazione sismica del 2007 queste discontinuità strutturali sarebbero il risultato di forze a prevalente componente compressiva legate al regime tettonico regionale che ha controllato la dinamica dell'Alloctono in sovrascorrimento verso NE. Nella parte settentrionale del campo sono presenti anche lineamenti distensivi interpretati come il prodotto di locali riattivazioni di faglie del substrato carbonatico.

3.2 **Dataset**

Di seguito sono riportati i dati utilizzati nel presente studio:



- Profili 1:1000 dei pozzi: Cupello, Furci, La Coccetta, Lentella, Monte Vecchio, San Salvo, Scerni, Stingi, Trigno, Vasto, Vusco forniti da Stogit;
- Profili 1:1000 di pozzi reperiti presso il sito dell'UNMIG (pozzi Casa Borselli 001, Colle Scaella 003, Euridice 001, Guardiola 001, Gissi 001, Mafalda 001, Marzollo 001, Monte Antico 001, Monte Odorisio 001, Montecilfone 002, Montecilfone 004, Montenero di Bisaccia 001, Olmi, Paglieta 001, Paglieta 003, Petacciato 001, San Leucio 001, Scerni 02, Tavenna 002, Termoli 001, Tufillo 001, San Buono 001, Vallone 001, Vasto mare 001, Villalfonsina sud 001);
- Set di *log* di potenziale spontaneo, di *gamma ray* e di resistività in formato ASCII per i pozzi Cupello, Furci, La Coccetta, Lentella, Monte Vecchio, San Salvo, Scerni, Stingi, Trigno, Vasto, Vusco forniti da Stogit e per quelli reperiti presso il sito dell'UNMIG;
- Mappe di *bottom* e *well tops* dei livelli *reservoir*: C2; D,E,E0 e B,C,C1;
- Mappa di *bottom* dell'Alloctono relativa alla zona *reservoir*;
- Set di linee sismiche 3D fornite da Stogit.

Per quanto riguarda il modello geologico concettuale il presente studio fa riferimento anche alla cartografia geologica più recente e aggiornata alla scala 1:100.000 e 1:250.000 (Festa et al., 2006; Vezzani et al., 2004, 2010).

3.3 **Stratigrafia**

La stratigrafia generale dell'area è stata dedotta dai profili 1:1000 relativi a 40 pozzi interni e 43 pozzi esterni rispetto al *boundary* del livello C2 (fig. 3). Per la correlazione delle principali superfici stratigrafiche, la stratigrafia definita ai pozzi ubicati a sud del *thrust* esterno (in cui la successione stratigrafica è interrotta dall'Alloctono) è stata integrata con la stratigrafia definita ai pozzi ubicati a nord del *thrust* (in cui la successione è completa e indeformata).

A nord del *thrust* regionale la successione stratigrafica relativa al pozzo Casa Borselli 001 risulta così definita:

- -119 - -88 m: *Alluvium*. Età: Quaternario
- -88 - 915 m: Sabbie talora molto argillose con ghiaie e setti argillosi seguite da argille con sottili intercalazioni sabbiose e argille. Età: Quaternario
- 915 - 1089 m: Argille leggermente sabbiose (Form. Candela). Età: Pliocene superiore



- 1089 - 1490 m: bancate di sabbie con intercalazioni argillose (Form. Candela-Torrente Tona). Età: Pliocene medio-superiore
- 1490 - 1693 m: Argille con orizzonte basale di brecce calcaree poligeniche (Form. Palino). Età: Pliocene inferiore-medio
- 1693 – 1767 m: Gessi cristallini con intercalazioni marnose (Form. Gessoso-Solfifera). Età: Miocene superiore
- 1767 – 1840 m: Calcare e calcare marnoso talora molto fratturato (Form. Bolognano). Età: Oligocene-Miocene inferiore
- 1840 – 3336 m: Calcari, calcari dolomitici, dolomie, brecce calcaree, calcari detritici (Calcari di Cupello). Età: Giurassico superiore-Cretaceo superiore

A sud del *thrust* regionale la successione stratigrafica relativa al pozzo Cupello 01 risulta così definita:

- -285 - -268 m: *Alluvium*. Età: Quaternario
- -268 - 194 m: Argille sabbiose con livelli di ciottoli e sabbie. Età: Quaternario
- 194 – 275 m: Argille sabbiose (Form. Candela). Età: Pliocene superiore probabile
- 275 – 862 m: Argille con bancate sabbiose e livelli a ciottoli, ciottoli e sabbie con intercalazioni argillose (età: Pliocene inferiore-superiore probabile) seguite da argille sabbiose con livelli a ciottoli (età: Pliocene inferiore). Alloctono
- 862 – 1368 m: Argille e marne argillose con intercalazioni sabbiose talora arenacee (Form. Candela-Torrente Tona). Età: Pliocene medio-superiore.
- 1368 – 1755 m: Argille e marne argillose (Form. Palino). Età: Pliocene inferiore-medio
- 1755 – 1769 m: Gessi e marne con calcari alla testa (Form. Gessoso-Solfifera). Età: Miocene superiore

- 1769 – 1785 m: Calcare detritico organogeno (Form. Bolognano). Età: Miocene medio

3.4 **Modello strutturale e correlazione stratigrafica**

Il modello strutturale è stato definito sulla base di 7 superfici di riferimento di importanza regionale, selezionate dal modello geologico concettuale basato sulla cartografia geologica recente (Festa et al., 2006; Vezzani et al., 2004, 2010). Sono state prese in considerazione le superfici di *top* della successione di avampaese del Giurassico-Miocene, di *top* e *bottom* della sequenza torbidity pliocenica, di *bottom* della successione pleistocenica, di *bottom* delle Alluvioni recenti e le superfici di *top* e *bottom* dell'Alloctono (fig. 4). Le formazioni definite da queste superfici sono state estese utilizzando i profili 1:1000 dei pozzi disponibili nell'area di interesse e reperiti presso il sito dell'UNIMIG in modo da ricostruire l'assetto stratigrafico e strutturale regionale. Le mappe di *top* dei livelli *reservoir* B,C,C1, C2 e D,E,E0 sono state estese arealmente al di fuori delle zone mineralizzate in modo da mantenere i rapporti stratigrafici e strutturali con le altre formazioni e da garantire la loro continuità laterale all'interno del modello. Nelle figure 5 e 6 è riportato un esempio di correlazione delle formazioni geologiche principali in direzione N-S.

All'interno delle zone mineralizzate sono state introdotte solo le faglie che controllano le principali compartimentazioni idrauliche in corrispondenza dei livelli B,C,C1, C2 e D,E,E0. Queste faglie, interpretate come faglie inverse a vergenza appenninica, sono definite da diversi segmenti di faglia ad alto angolo coalescenti e, pertanto, sono state introdotte nel modello come faglie verticali. In particolare per il livello C2 si è fatto riferimento alle faglie già contemplate nel modello dinamico del 2006, dal quale sono state importate le mappe di pressione utilizzate per le successive simulazioni geomeccaniche. L'elemento tettonico principale è una faglia a direzione NW-SE che separa la zona Cupello a SW dalla zona La Coccetta a NE. Oltre a questo, sono presenti altri due elementi minori con orientazione NW-SE e, all'interno della zona Cupello, una faglia ortogonale che separa la zona "Lentella" nei livelli D,E,E0 (fig. 7). La maggior parte dei segmenti di faglia considerati corrisponde a sovrascorrimenti ad alto angolo a vergenza appenninica riferibili alle fasi di raccorciamento che hanno prodotto il sovrascorrimento dell'Alloctono. Alcuni segmenti minori, secondo l'interpretazione delle linee sismiche fornite da Stogit nel 2010, rappresentano faglie estensionali che ribassano verso nord le superfici stratigrafiche. Queste faglie dislocerebbero in parte anche l'Alloctono sovrastante, coinvolgendo però solo la sua porzione basale. Pertanto, considerato il carattere prevalentemente compressivo dei lineamenti tettonici presenti in questo settore, le faglie introdotte nel modello regionale sono state caratterizzate nel loro complesso come faglie prodotte da sovrascorrimenti appenninici, attive solo

all'interno della successione pliocenica senza coinvolgimento del substrato carbonatico e dell'Alloctono, fino a una profondità minima di circa 850 m da piano campagna.

Il *thrust* regionale ubicato a nord della zona *reservoir* (fig. 7) è stato conservativamente introdotto nel modello come faglia verticale; il contatto basale dell'Alloctono, a basso angolo, è stato invece modellizzato come orizzonte di tipo “*discontinuous*” che troncasse sia le superfici stratigrafiche sottostanti sia la superficie di *top* dell'Alloctono.

3.5 Ricostruzione geologica 3D

Il modello statico è stato generato utilizzando il software *Petrel* (ver. 2010.2.2) commercializzato dalla società *Schlumberger*.

Il modello geologico 3D a scala regionale è stato costruito in modo da rispettare l'andamento generale delle linee strutturali nell'area di interesse. Le mappe dei *top* dei livelli mineralizzati presenti nel progetto *Petrel* di riferimento sono state estese verso nord utilizzando le sezioni geologiche e le mappe geologiche-strutturali presenti in letteratura in modo da mantenere i rapporti stratigrafici e strutturali con le altre formazioni. Per esigenze di modellizzazione è stata assunta una semplificazione della topografia che è stata definita come una superficie orizzontale alla quota di 150 m s.l.m. che corrisponde alla quota media della topografia sopra la zona *reservoir*.

Per definire la porzione settentrionale del modello è stato interpretato il *thrust* esterno che interseca, ribassandole verso nord, le superfici stratigrafiche relative al Pliocene e Pleistocene. Per definire la porzione sud-occidentale è stato invece interpretato il *thrust* basale dell'Alloctono che interseca, troncandole, le superfici stratigrafiche relative al Pliocene e al *top* del Miocene.

3.5.1 Volume di interesse

Il modello statico è stato realizzato a scala regionale, includendo l'intera sequenza stratigrafica sottostante e sovrastante il livello C2, con particolare attenzione alla presenza dei livelli B,C,C1 e D,E,E0, anch'essi utilizzati per attività di stoccaggio del gas naturale. L'area modellizzata presenta un'estensione di circa 30 km in direzione N-S e 31 km in direzione E-W, per uno spessore complessivo di 4150 m che include l'intera sequenza litologica nell'area di interesse (fig. 8): il volume modellizzato risulta quindi sufficientemente esteso da garantire condizioni di bordo indisturbate in fase di simulazione geomeccanica.

Nella fig. 9 sono riportati il modello esteso 3D e una sezione N-S coerente con il modello geologico concettuale di riferimento.

3.5.2 Grid

Il *grid* del modello statico è stato generato in modo da soddisfare i requisiti della simulazione geomeccanica: per ottenere un buon livello di descrizione dei fenomeni fluido-dinamici e tenso-deformativi oggetto di studio si è ricorsi ad una discretizzazione piuttosto fitta della zona di *reservoir*, della *cap rock* e delle formazioni limitrofe, maggiormente interessate dalle variazioni di pressione indotte dalla produzione e dai cicli di stoccaggio. Un buon livello di dettaglio è stato mantenuto anche per la descrizione dei livelli B,C,C1 e D,E,E0, in considerazione del ruolo rilevante che essi giocano nell'analisi dei fenomeni tenso-deformativi. Nelle zone esterne del modello, invece, soprattutto in corrispondenza delle formazioni profonde e periferiche rispetto al livello C2, le quali non hanno particolare importanza per lo studio del comportamento del sistema, ma che servono a garantire condizioni di contorno indisturbate, si è adottata una discretizzazione decisamente più lasca. Inoltre, il *grid* è stato costruito in conformità a criteri che generassero celle con geometria sostanzialmente regolare in modo da agevolare la stabilità e convergenza delle simulazioni geomeccaniche.

Il *grid* adottato presenta una suddivisione regolare a maglie quadrate di 100x100 m in tutta la zona *reservoir* del livello C2 in modo da garantire al modello geomeccanico un buon grado di dettaglio per l'analisi dei fenomeni tenso-deformativi, ma anche di contenere i tempi di calcolo (fortemente influenzati dal numero totale di celle del modello). Una discretizzazione areale sufficientemente fitta è stata adottata anche nei livelli B,C,C1 e D,E,E0. Inoltre, l'integrazione degli elementi strutturali è stata effettuata in modo da non alterare la geometria regolare delle celle. Le zone periferiche del modello geomeccanico sono state descritte adottando celle di dimensioni crescenti, secondo una progressione geometrica a partire dalla zona *reservoir*. Il *grid* del modello a scala regionale risulta quindi costituito da 145x113 celle sul piano orizzontale (rispettivamente direzioni I e J).

Verticalmente la zonazione geologica è stata ricostruita a partire dai tagli stratigrafici dei pozzi in accordo con le sezioni geologiche e le mappe geologiche-strutturali presenti in letteratura. La zonazione è stata quindi raffittita allo scopo di poter descrivere adeguatamente il comportamento geomeccanico del livello C2, della relativa roccia di copertura e delle formazioni incassanti, ovvero i livelli B,C,C1 e D,E,E0. Complessivamente, sono stati definiti 37 livelli.

Il *grid* così definito risulta quindi costituito da 606*245 celle.



4 ANALISI DEL COMPORTAMENTO DINAMICO DEL GIACIMENTO

Per descrivere il comportamento dinamico del livello C2 sono stati utilizzati i risultati forniti dal modello numerico di giacimento messo a punto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino nel 2007 (“Campo di San Salvo, Concessione Fiume Treste – Livello C2. Modello statico e analisi del comportamento dinamico per l’ottimizzazione della gestione operativa”, gennaio 2007) e aggiornato alla data del 14/3/2012. Il modello dinamico è stato utilizzato per riprodurre il comportamento del giacimento storicamente osservato in fase di produzione primaria e per descrivere la risposta futura del sistema secondo differenti scenari di stoccaggio, con particolare riguardo alla gestione del campo in condizioni di sovrappressione (110% p_i , pari a 141.86 barsa; 120% p_i pari a 154.75 barsa e 150% p_i pari a 193.4 barsa).

Dallo studio del 2007 si evince la presenza di un acquifero, estremamente debole, che agisce sul contorno settentrionale del modello. Tale acquifero è stato definito per via numerica, assegnando alle celle in acqua che delimitano la zona mineralizzata opportuni moltiplicatori di porosità e di permeabilità, rispettivamente calibrati per definire le dimensioni dell’acquifero stesso e per modulare l’ingresso di acqua in giacimento. Nell’ambito di una valutazione del comportamento geomeccanico del sistema è in genere necessario ricorrere ad una modellizzazione dell’acquifero di tipo volumetrico in modo da poter determinare la propagazione del disturbo di pressione, sia a seguito della produzione primaria sia durante i cicli di stoccaggio, in tutta la porzione di roccia serbatoio occupata dall’acquifero che delimita il giacimento. Tuttavia, nel caso del giacimento in esame alcune analisi di sensitività hanno mostrato come l’estensione del raggio di influenza del disturbo di pressione all’interno dell’acquifero sia di entità assolutamente trascurabile rispetto alle dimensioni della zona mineralizzata. Pertanto, il ricorso ad una modellizzazione volumetrica dell’acquifero non è stato necessario.

Per descrivere il comportamento dinamico e, in particolare, l’evoluzione delle pressioni nei livelli D,E,E0 e nei livelli B,C,C1, tutti appartenenti al Campo di San Salvo e rispettivamente sovrastanti e sottostanti il livello C2 oggetto del presente studio, sono stati utilizzati i risultati forniti dagli studi effettuati dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino (“Campo di San Salvo, Concessione Fiume Treste, Livelli D,E,E0. Studio dinamico del giacimento e analisi del comportamento dello stoccaggio per l’ottimizzazione della gestione operativa” del gennaio 2011 e “Campo di San Salvo, concessione Fiume Treste, Livelli B,C,C1. Modello dinamico” del dicembre 2012). In linea con le strategie di sviluppo già analizzate nei relativi studi, per i livelli D,E,E0 e B,C,C1 sono stati ipotizzati degli scenari di stoccaggio futuri in condizioni di gestione del campo a pressione pari a quella di scoperta.

4.1 **Tenuta idraulica della copertura**

Il livello C2 è attualmente operato ad un livello massimo di pressione alla fine della fase di iniezione pari alla pressione di scoperta del campo, ma è prevista la possibilità di operare il campo in condizioni di sovrappressione per incrementare i volumi di *working gas* e, più in generale, migliorare le prestazioni del sistema di stoccaggio.

Al di sopra della formazione mineralizzata, ad una profondità media di 1100 m ss, i dati disponibili indicano la presenza di una bancata argillosa, con spessore medio pari a circa 20 m, che costituisce la copertura (o *cap rock*) del livello C2 e che separa idraulicamente il giacimento dalle formazioni mineralizzate sovrastanti. Dall'esame dei *logs* registrati in corrispondenza di tutti i pozzi del campo, risulta chiaro che i primi 15 metri della *cap rock*, a partire dal *top* del livello C2, sono costituiti da argille schiette, mentre superiormente si rinvengono alcune lenti siltose o sabbiose sottili e non continue.

Per verificare la possibilità di eventuali fenomeni di *leakage* del gas all'interno della roccia di copertura a seguito del raggiungimento di condizioni di sovrappressione nel livello C2, i valori di pressione interstiziale attesi nella zona mineralizzata e nella roccia di copertura per due diversi possibili scenari di sovrappressione sono stati confrontati con le misure di *threshold pressure* (pressione capillare di soglia) ricavate da esperimenti di laboratorio condotti su campioni della copertura prelevati in alcuni pozzi chiave del campo.

All'interno della roccia di copertura, completamente satura in acqua, la pressione interstiziale varia secondo il gradiente idrostatico. La comunicazione tra la roccia serbatoio e la *cap rock* è regolata dalla *threshold pressure*, ovvero dal valore della pressione capillare di soglia, che determina la possibilità che l'acqua che satura le argille di copertura venga spiazzata da parte del gas contenuto nel giacimento. Solo quando la differenza tra la pressione interstiziale raggiunta in giacimento e la pressione interstiziale delle argille supera il valore di soglia il gas può defluire attraverso la roccia di copertura; in caso contrario il gas rimane confinato nel giacimento. Nel caso in cui la pressione di soglia venisse superata sarebbe quindi possibile che il gas si infiltrasse nella copertura, iniziando a spiazzare l'acqua in essa contenuta. Va tuttavia tenuto presente che, anche qualora la sovrappressione raggiunta in giacimento portasse al superamento della pressione capillare di soglia, l'arco temporale durante cui sussistono le condizioni di sovrappressione in un giacimento di stoccaggio di gas naturale è tipicamente molto limitato e dunque eventuali fenomeni di infiltrazione interesserebbero solo la porzione corticale della roccia di copertura immediatamente sovrastante il giacimento. Se la sovrappressione dovesse proseguire a lungo nel tempo sarebbe anche teoricamente possibile che la saturazione del gas nella copertura superasse il valore critico e che il gas incominciasse a filtrare attraverso lo spessore argilloso, ma il processo di filtrazione avverrebbe in modo estremamente lento, in virtù dei bassissimi valori di permeabilità che tipicamente competono alle argille. Inoltre l'interazione tra i

fluidi presenti nel giacimento e nella *cap rock* può essere sia di tipo irreversibile che di tipo reversibile. Nel caso di flusso irreversibile il gas che si infiltra nella copertura vi rimane intrappolato; nel caso di flusso reversibile, invece, l'eventuale infiltrazione del gas nelle argille di copertura, dovuta all'aumentare della pressione durante i cicli di iniezione, è seguita dall'espulsione dello stesso gas verso la roccia serbatoio durante i cicli di produzione, quando la pressione di giacimento diminuisce.

4.2 **Misure di laboratorio su campioni di argille della copertura**

Sulle carote prelevate in corrispondenza di alcuni pozzi chiave del campo di Fiume Treste sono state effettuate analisi petrofisiche e geomeccaniche. Una parte di queste analisi ha riguardato le carote prelevate dalle argille della copertura in modo da determinarne porosità e permeabilità, ma anche ottenere stime attendibili dei valori di *threshold pressure*.

I pozzi interessati da analisi specifiche sulle argille di copertura sono: San Salvo 89 dir (SS 89 dir), San Salvo 83 or (SS 83 or), San Salvo 83 dir (SS 83 dir), San Salvo 88 dir (SS 88 dir) e San Salvo 92 dir A (SS 92 dir A). La posizione degli *entry points* dei 5 pozzi al *top* del livello C2 è riportata in fig. 10. Si fa notare che i pozzi San Salvo 88 dir e San Salvo 89 dir, seppur ubicati in posizione di culmine strutturale, non hanno rinvenuto la mineralizzazione a causa di una progressiva argillificazione delle *facies* che costituiscono il livello C2 in direzione sud.

Di seguito vengono brevemente riepilogate e commentate, per ciascun pozzo, le analisi di laboratorio effettuate su campioni e *plugs* prelevati nelle argille di copertura. I valori di permeabilità dei diversi campioni selezionati sono stati tutti misurati per mezzo di un *pulse decay permeameter*, con risoluzione massima pari a 10^{-6} mD. Per le misure di *threshold pressure* tutti i *plugs* selezionati sono stati posti in celle tipo "Hassler" e sono stati confinati ad una pressione di 75 bar (*Net Overburden Pressure*). Quindi si è proceduto fluendo azoto a pressioni crescenti, partendo da 5 bar, fino ad arrivare alla pressione di sfondamento. Per ogni *step* di pressione applicata il tempo di stabilizzazione è stato di una settimana circa.

4.2.1 *Pozzo San Salvo 89 dir*

I risultati delle analisi di laboratorio delle carote prelevate negli intervalli argillosi del pozzo San Salvo 89 dir sono riportati nel documento "Pozzo: San Salvo 89 dir – Studio Integrato su campioni di roccia prelevati dalla carota n. 1 (1055 - 1067 m.)", redatto da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione (2011).

Ai fini della preparazione dei campioni per le analisi petrofisiche tutti i *plugs* sono stati posti in stufa a 60°C con umidità controllata (40%) per 48 ore. I valori di porosità e permeabilità misurati su 12 campioni provenienti dalle argille intercettate dal pozzo sono

riportati nella tabella 1. I valori di permeabilità sono risultati per tutti i campioni disponibili inferiori alla risoluzione del permeametro impiegato.

Le misure di *threshold pressure* sono state effettuate su 6 campioni (tab. 2). Di questi quattro si sono rotti a causa delle fratture indotte durante il carotaggio. I due campioni integri, invece, presentano una *threshold pressure* rispettivamente pari a 50 e 60 bar, che conferma una buona tenuta della roccia di copertura.

4.2.2 Pozzo San Salvo 82 or

Per il pozzo San Salvo 82 or i risultati delle analisi di laboratorio sono riportati nel documento “San Salvo 82 OR (Concessione Stoccaggio Fiume Treste) – Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, redatto da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione (2009).

I valori di porosità e permeabilità, misurati su 8 campioni, sono riportati in tab. 3. Le misure di *threshold pressure*, effettuate su 6 campioni, sono indicati nella tab. 4 e indicano).

4.2.3 Pozzo San Salvo 83 dir

I risultati delle analisi di laboratorio per il pozzo San Salvo 83 dir sono riportati nel documento “San Salvo 83 DIR (Concessione Stoccaggio Fiume Treste) – Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, redatto da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione (2008).

Nel caso del pozzo San Salvo 83 dir non sono state eseguite analisi di laboratorio per la determinazione dei valori di porosità e permeabilità nelle argille di copertura. Le misure di *threshold pressure* sono state effettuate su 6 campioni (tab. 5).

4.2.4 Pozzo San Salvo 88 dir

I risultati delle analisi di laboratorio per il pozzo San Salvo 88 dir sono riportati nel documento “San Salvo 88 DIR – Caratterizzazione petrofisica geomeccanica (Rapporto Integrato)”, redatto da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione (2008).

I valori di porosità e permeabilità misurati su 10 campioni provenienti dai livelli argillosi sono riportati nella tab. 6. In alcuni casi i valori di permeabilità sono risultati inferiori alla risoluzione del permeametro utilizzato (10^{-6} mD). Le misure di *threshold pressure* sono state effettuate su 6 campioni (tab. 7). Su sei campioni analizzati due si sono rotti, verosimilmente a seguito delle operazioni di carotaggio.

4.2.5 Pozzo San Salvo 92 dir A

I risultati delle analisi di laboratorio per il pozzo San Salvo 92 dir A sono riportati nel documento “Italia – pozzo San Salvo 92 Dir A – Studio petrofisico e geomeccanico”, redatto da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione (2011).

I valori di porosità e permeabilità misurati su 13 campioni provenienti dai livelli argillosi sono riportati nella tab. 8. I valori inferiori a 10^{-6} mD si intendono come valori al di sotto della capacità di misura dello strumento utilizzato.

Le misure di *threshold pressure* sono state effettuate su 10 campioni (tab. 9). In questo caso i campioni sono stati sottoposti ad una pressione di confinamento pari a 105 bar (*Net Overburden Pressure*). Per 7 *plugs* non è stato possibile determinare il valore di *threshold pressure*, perché si sono rotti durante l'esecuzione della prova.

4.3 Analisi delle misure di *threshold pressure*

Come precedentemente discusso, la possibilità di eventuali fenomeni di infiltrazione del gas all'interno della *cap rock* a seguito del raggiungimento di condizioni di sovrappressione in giacimento è necessariamente subordinata alla presenza di una differenza di pressione sufficientemente ampia tra la pressione interstiziale del gas nella roccia serbatoio e la pressione interstiziale dell'acqua nella roccia di copertura.

Sulla base delle densità del gas e dell'acqua misurate in superficie e dei fattori di volume dei due fluidi alla pressione di giacimento sono state definite le corrispondenti densità in condizioni di giacimento e, quindi, i valori dei gradienti di pressione. Per il gas naturale, che presenta una *gas gravity* pari a 0.618, è stato stimato un gradiente di pressione pari a 0.0103 bar/m, mentre il gradiente idrostatico è stato assunto pari a 0.11 bar/m sulla base della densità in condizioni *stock tank* dell'acqua di formazione (1100 kg/m³).

La fig. 11 mostra l'andamento in funzione della profondità della pressione interstiziale del gas e dell'acqua per il giacimento di Fiume Treste, livello C2. Nel caso del gas sono rappresentati tre diversi scenari, in funzione del livello di sovrappressione considerato:

1. pressione massima pari alla pressione di scoperta del giacimento (p_i) (linea rossa);
2. pressione massima pari al 110% della pressione di scoperta (110% p_i) (linea verde);
3. pressione massima pari al 120% della pressione di scoperta (120% p_i) (linea viola).

Sullo stesso grafico sono anche indicati, a scopo di riferimento, la pressione iniziale del campo (128.96 barsa alla profondità di 1067 m ss) e la quota del contatto originario gas-acqua (1127 m ss.)

La roccia di copertura, satura in acqua, è caratterizzata da una pressione interstiziale definita sulla base dello stesso gradiente idrostatico che descrive le pressioni nell'acquifero che delimita inferiormente il giacimento. La differenza tra la pressione interstiziale del gas (per uno specifico scenario di sovrappressione) e quella dell'acqua aumenta al crescere della distanza dal contatto, ovvero all'aumentare dell'altezza della colonna di gas. All'interfaccia tra la roccia di copertura e la roccia serbatoio mineralizzata esiste pertanto, per definizione, una differenza di pressione interstiziale tra i due fluidi che raggiunge il suo valore massimo in corrispondenza del culmine del giacimento, posto ad una profondità di circa 970 m ss.

La fig. 12 mostra l'andamento, in funzione della profondità, della differenza tra la pressione interstiziale dell'acqua e la pressione interstiziale del gas per i tre scenari di sovrappressione considerati. In corrispondenza del culmine è possibile stimare un valore massimo della differenza di pressione interstiziale tra acqua e gas all'interfaccia *cap rock*–roccia serbatoio pari a circa 28 bar per lo scenario che prevede un livello di sovrappressione del gas pari al 110% della pressione iniziale (linea verde), pari a circa 41 bar per lo scenario con livello di sovrappressione pari al 120% della pressione iniziale (linea viola). Confrontando i massimi valori attesi di differenza tra la pressione interstiziale nella zona mineralizzata e nella roccia di copertura con le misure disponibili di *threshold pressure* è possibile trarre alcune considerazioni sulla tenuta idraulica della *cap rock* e sulla possibilità di infiltrazione del gas nelle argille di copertura. Le conclusioni sono presentate separatamente nel seguito per lo scenario che prevede un livello di sovrappressione pari al 110% della pressione di scoperta e per lo scenario con sovrappressione del 120%. Lo scenario con sovrappressione massima pari al 150% della pressione di scoperta del giacimento (linea rossa) è stato escluso dall'analisi in quanto, in base ai valori di *threshold pressure* misurati in laboratorio, la tenuta idraulica della copertura potrebbe esserne compromessa.

4.3.1 Scenario di sovrappressione pari al 110% della pressione iniziale

La fig. 13 mostra i valori di *threshold pressure* misurati in corrispondenza dei 5 pozzi chiave rispetto al massimo livello di differenza tra la pressione interstiziale del gas e dell'acqua (Δp), riportato a scopo di riferimento (linea verde). I valori di *threshold pressure* sono riportati con il colore verde nel caso in cui la pressione di soglia misurata sia superiore al massimo livello di Δp atteso (impossibilità dell'instaurarsi di fenomeni di infiltrazione del gas nella roccia di copertura) e con il colore arancione nel caso in cui il massimo livello di Δp atteso sia superiore alla pressione di soglia misurata. Dall'analisi del grafico emerge che soltanto un valore di *threshold pressure* risulta potenzialmente critico ai fini del possibile innesco di fenomeni di infiltrazione di gas all'interno della roccia di copertura. Si tratta del valore di *threshold pressure* pari a 25 bar misurato in uno dei campioni prelevati dal pozzo San Salvo 92 dir A, alla profondità di 1066.90 m (MD). Si noti, però, che le analisi petrofisiche effettuate sulle carote prelevate alla stessa

profondità indicano valori di permeabilità bassissimi (10^{-6} mD), inferiori alla capacità di risoluzione del permeametro utilizzato. La validità del valore di *threshold pressure* misurato appare pertanto questionabile, in quanto associato ad un intervallo che ha mostrato valori di permeabilità indicativi della presenza di argille schiette, in grado di garantire una buona tenuta idraulica. In ogni caso, anche assumendo l'affidabilità del valore di pressione di soglia misurato, si fa notare che un altro campione prelevato dallo stesso pozzo alla profondità di 1062.50 m (MD), ovvero circa 4 metri al di sopra del campione in questione, ha registrato un valore di *threshold pressure* molto più elevato (45 bar) e tale da garantire la tenuta idraulica della roccia di copertura. Poiché, infatti, il processo di filtrazione dovrebbe avvenire attraverso tutto lo spessore della copertura, deve essere preso a riferimento il valore di *threshold pressure* più alto tra quelli misurati.

4.3.2 Scenario di sovrappressione pari al 120% della pressione iniziale

La fig. 14 mostra un analogo grafico per lo scenario che prevede un livello di sovrappressione del gas pari al 120% della pressione iniziale. Nella figura sono riportati i valori di *threshold pressure* misurati in corrispondenza dei 5 pozzi testati e, a scopo di riferimento, il massimo livello della differenza tra la pressione interstiziale del gas e dell'acqua (Δp) per lo scenario con sovrappressione al 120% (linea viola). In questo caso i punti critici in termini di pressione di soglia sono 3, due associati al pozzo San Salvo 92 dir A e uno al pozzo San Salvo 82 or. Nel caso del pozzo San Salvo 92 dir A, oltre al già citato campione prelevato alla profondità di 1066.90 m (MD), esiste un secondo *plug* alla profondità di 1071.15 m (MD) che ha evidenziato un valore di *threshold pressure* pari a 30 bar, potenzialmente critico nel caso di sovrappressione pari al 120% della pressione iniziale. A differenza del campionamento più superficiale questo valore di pressione di soglia risulta attendibile in quanto, alla stessa profondità, le analisi petrofisiche sulle carote indicano valori di permeabilità misurabili (0.12 mD), evidenziando quindi la presenza di una probabile eterogeneità locale. Tuttavia, anche in questo caso valgono le considerazioni espresse per lo scenario di sovrappressione al 110%: l'eventuale processo di filtrazione del gas è controllato dal massimo valore di *threshold pressure* misurato in ciascun pozzo che, in questo caso, è pari a 45 bar.

Considerazioni del tutto analoghe valgono per il terzo valore potenzialmente critico di *threshold pressure*, pari a 30 bar e misurato in uno dei campioni prelevati al pozzo San Salvo 82 or alla profondità di 1066.90 m (MD). Altri campionamenti effettuati nello stesso pozzo, a profondità sia maggiori che minori rispetto alla profondità del campione critico, hanno evidenziato valori di *threshold pressure* molto elevati (> 60 bar), che confermano la buona tenuta idraulica della roccia di copertura. Si fa inoltre notare che, a differenza del pozzo San Salvo 92 dir A, il pozzo San Salvo 82 or non è ubicato in culmine ma in una posizione più bassa dal punto di vista strutturale. In questa posizione il massimo livello di Δp atteso tra la pressione interstiziale nella zona mineralizzata e

nella roccia di copertura è più limitato e quindi la tenuta idraulica della copertura maggiormente garantita.

4.4 Osservazioni

Diverse analisi petrofisiche e geomeccaniche sono state effettuate su carote prelevate da alcuni pozzi chiave del campo di Fiume Treste, livello C2 nella sequenza comprendente le argille di copertura. I test di laboratorio hanno consentito di ottenere una caratterizzazione sufficientemente attendibile della roccia di copertura sia in termini di proprietà petrofisiche (porosità e di permeabilità) sia in termini di valori di *threshold pressure*.

Generalmente i valori di *threshold pressure* misurati sono considerevolmente elevati (50÷60 bar) e sono associati a valori di permeabilità dell'ordine di $10^{-6} \div 10^{-5}$ mD; queste caratteristiche evidenziano la presenza di argille schiette in grado di garantire un'ottima tenuta idraulica rispetto a eventuali processi di filtrazione del gas attraverso la copertura.

Alcuni campioni, in particolare quelli prelevati al pozzo San Salvo 92 dir A, mostrano valori potenzialmente critici sia in termini di *threshold pressure* (25÷30 bar) sia di permeabilità ($10^{-2} \div 10^{-1}$ mD). Va tuttavia notato che altri campioni, prelevati negli stessi pozzi ma a diverse profondità, hanno fornito valori di *threshold pressure* molto più elevati e tali da garantire la completa tenuta idraulica della roccia di copertura. Poiché, infatti, il processo di filtrazione dovrebbe avvenire attraverso tutto lo spessore della copertura, deve essere preso a riferimento il valore di *threshold pressure* più alto tra quelli misurati.

5 STUDIO GEOMECCANICO

L'obiettivo dello studio geomeccanico è stato quello di valutare l'evoluzione dei campi degli sforzi, delle deformazioni e degli spostamenti indotti dalla produzione primaria di gas e dalle attività di stoccaggio nel livello C2 del giacimento di San Salvo. Per questo scopo è stata condotta una modellazione ad elementi finiti in campo tridimensionale con il codice di calcolo *Visage*, previa la caratterizzazione geomeccanica delle formazioni interessate dalla produzione nonché di tutta la sequenza stratigrafica sovrastante e sottostante.

Oltre al livello C2 in esame, la Formazione Candela – Torrente Tona del giacimento di San Salvo comprende anche altri livelli mineralizzati oggetto di concessione mineraria, interessati prima da produzione primaria e in seguito da operazioni di stoccaggio di gas naturale. In particolare il livello C2 è incassato tra i livelli D,E,E0 a tetto e i livelli B,C,C1 a letto (fig. 2). L'analisi della sovrapposizione degli effetti dovuti alle variazioni di pressione indotte nelle suddette formazioni risulta fondamentale per valutare in modo corretto il comportamento geomeccanico del livello C2. Si è quindi tenuto conto dell'effetto delle operazioni di produzione primaria e di stoccaggio effettuate non solo nel livello C2, ma anche nei livelli D,E,E0 e nei livelli B,C,C1.

Per stimare le caratteristiche di deformabilità e resistenza delle formazioni interessate da operazioni di produzione o iniezione di gas naturale è indispensabile poter disporre di una caratterizzazione geomeccanica appropriata del sistema. La caratterizzazione della formazione Candela – Torrente Tona e delle formazioni limitrofe è stata effettuata avvalendosi dei risultati forniti da prove di laboratorio condotte su campioni prelevati dal livello mineralizzato C2 e dalla sua copertura argillosa, supportati e integrati sia da dati disponibili in letteratura sia da esperienze pregresse su formazioni analoghe.

La modellazione numerica dei fenomeni oggetto di studio ha richiesto la discretizzazione del volume di interesse secondo un reticolo sufficientemente fitto, particolarmente dettagliato nelle zone a maggior gradiente tensionale in modo tale da eliminare, o quantomeno minimizzare, eventuali problemi di convergenza numerica.

Nella prima fase della modellazione sono state assegnate alla struttura le tensioni iniziali gravitative e la distribuzione originaria della pressione. È stata quindi effettuata un'analisi parametrica relativa alla caratterizzazione geomeccanica delle faglie, finalizzata a valutare la risposta del sistema in termini di evoluzione del campo tensionale e delle deformazioni durante la produzione primaria e durante lo stoccaggio, anche in relazione a scenari di gestione futura differenti da quelli attuali. Infatti le faglie possono rappresentare l'elemento di maggior debolezza del sistema e, inoltre, la caratterizzazione tramite misure di laboratorio dei parametri di resistenza e deformabilità delle faglie risulta estremamente difficile dovendo effettuare per questa situazione delle prove a scala maggiore. L'analisi parametrica ha permesso di verificare la sicurezza del

sistema sia a livello globale (matrice porosa) sia, appunto, in relazione alle singolarità costituite dalle faglie.

5.1 **Descrizione del software Visage**

Il modello geomeccanico è stato realizzato con il simulatore *Visage*, commercializzato dalla società *Schlumberger*. Il *software* è stato concepito nell'ottica di una completa integrazione con gli studi di giacimento, poiché è totalmente compatibile con i *software Petrel ed Eclipse*, della stessa società, che consentono rispettivamente la costruzione del modello statico e la simulazione fluidodinamica.

Basandosi su un approccio ad elementi finiti (FEM), *Visage* consente di generare modelli numerici per analisi sia di tipo puramente geomeccanico, sia di tipo accoppiato geomeccanico-fluidodinamico. L'approccio accoppiato è in grado di simulare la risposta di una formazione mineralizzata combinando l'aspetto dinamico, per l'analisi del moto dei fluidi nel mezzo poroso, e l'aspetto geomeccanico, per lo studio del comportamento tenso-deformativo dello stesso ammasso roccioso. L'accoppiamento avviene attraverso alcuni parametri, quali porosità e permeabilità, sensibili alle variazioni sia di pressione interstiziale, sia dello stato tensionale della formazione. L'approccio accoppiato risulta quindi particolarmente utile nel settore petrolifero poiché permette di valutare gli effetti delle attività di produzione e di stoccaggio sia sullo stato tensionale della rocce, allo scopo di verificare che non venga compromessa l'integrità delle formazioni, in particolare della copertura, e che non si raggiungano condizioni critiche in corrispondenza delle discontinuità del sistema (ovvero le faglie), sia sulle caratteristiche petrofisiche (in particolare, permeabilità e porosità) della roccia serbatoio.

Visage consente di considerare differenti livelli di interazione tra fenomeni geomeccanici e fluidodinamici, ovvero: analisi di tipo *iteratively coupling* o analisi di tipo *one-way coupling*. L'approccio *iteratively coupling* prevede la soluzione separata e sequenziale delle equazioni di modello: per ogni *time-step* di analisi si determina con *Eclipse*, tramite la soluzione delle equazioni di flusso, la caduta di pressione dovuta alla produzione; la distribuzione delle pressioni così calcolata viene usata in *Visage* per determinare, in funzione della legge costitutiva selezionata, il nuovo stato di tensione che si instaura negli ammassi rocciosi e per aggiornare i valori delle variabili di accoppiamento (ovvero permeabilità e/o porosità). Al *time-step* successivo, si esegue nuovamente l'analisi fluidodinamica con *Eclipse* utilizzando i valori aggiornati di permeabilità/porosità (fig. 15a). Secondo l'approccio *one-way coupling*, invece, ad ogni *time-step* selezionato si determina con *Visage* lo stato tenso-deformativo indotto nel sistema a seguito di una determinata variazione di pressione calcolata mediante *Eclipse* (fig. 15b). Anche se l'interazione tra l'aspetto tensionale e fluidodinamico sussiste, con differenti gradi di importanza, in ogni formazione mineralizzata, è generalmente riconosciuta la necessità di ricorrere ad un approccio complesso, quale quello di tipo

iteratively coupling, solo laddove l'interconnessione tra l'aspetto geomeccanico e quello fluidodinamico risulti imprescindibile per riprodurre il comportamento del sistema e, quindi, parte essenziale del processo di *history match* (per esempio, nel caso di formazioni fortemente comprimibili).

5.2 **Definizione del modello**

5.2.1 *Grid*

Il *grid* utilizzato nello studio geomeccanico è quello ricavato dallo studio geologico e descritto al paragrafo 3.5.

5.2.2 *Classificazione geomeccanica*

Si è assunto che il sistema fosse assimilabile ad un mezzo continuo equivalente alla scala del problema in esame; le faglie che lo attraversano sono state considerate come discontinuità singolari.

Le litologie riscontrate sono state distinte in 10 differenti classi, identificate in funzione del litotipo e dei parametri geomeccanici e finalizzate alla descrizione del comportamento sforzi–deformazioni dell'ammasso roccioso. Sulla base di considerazioni litologiche derivanti dall'analisi dei profili 1:1000 dei pozzi perforati all'interno dell'area modellizzata sono stati individuati tre litotipi dominanti: argille, sabbie e marne-calcarei. Si è quindi introdotta una certa semplificazione, rispetto alla descrizione stratigrafica del paragrafo 3.3, che permette di effettuare la caratterizzazione meccanica dei litotipi considerati nel modello senza introdurre alcun errore apprezzabile. I termini "argille" e "sabbie" si riferiscono a terreni che si trovano a profondità superiori a 1000 m e che quindi sono naturalmente soggetti a sforzi orizzontali (tensioni intermedie e minime) di ordine superiore a 10 MPa. Per questo motivo le caratteristiche meccaniche di questi terreni sono più assimilabili a quelle delle rocce che a quelle dei terreni sciolti.

I depositi alluvionali superficiali sono descritti dalla prima classe geomeccanica.

Il Pleistocene, discretizzato in tre *layers*, è descritto dalla seconda classe geomeccanica.

La sottostante formazione Candela (livelli numerici 6 e 12) è descritta dalla classe 3, che tiene soprattutto conto della componente argillosa.

La formazione Candela – Torrente Tona (livelli numerici da 13 a 31) è stata suddivisa in cinque differenti classi, che consentono sia di distinguere l'alternanza tra livelli sabbiosi mineralizzati e *interlayer* argillosi sia di descrivere la compattazione crescente delle formazioni sabbioso-argillose in funzione della profondità. In particolare, le torbiditi

sommitali (livelli numerici da 13 a 15) sono identificate dalla classe 4. La classe 5 (livelli numerici 17, 18, 20, 22, 24, 25, 27, 29) e la classe 7 (livello numerico 31) definiscono i livelli sabbiosi mineralizzati a gas, mentre la classe 3 (livelli numerici 16, 19, 21, 23, 26, 28) e la classe 6 (livello numerico 30) caratterizzando gli *interlayer* con maggior componente argillosa mineralizzati ad acqua.

I livelli numerici 32-33 che descrivono i livelli argillosi della formazione Palino, sono identificati dalla classe 8.

Le formazioni basali calcaree del modello (livelli numerici dal 34 al 37), fino a una profondità di circa 4 km, sono definite dalla classe 9.

Infine, l'Alloctono (livelli numerici 7, 8, 9, 10, 11), che si estende dal piano campagna fino ad una profondità di circa 2700 m, è descritto dalla classe 10.

Nella fig. 16 è riportata una rappresentazione schematica della sequenza stratigrafica tipo ricavata nell'area di interesse e riprodotta nel modello geomeccanico, con le relative classi geomeccaniche.

Ad ogni classe sono stati assegnati i parametri di deformabilità e di resistenza e la legge di comportamento sforzi – deformazioni, assunto di tipo elastico – perfettamente plastico. Le proprietà assegnate ai terreni e alle rocce di ogni classe sono quindi:

- i. Proprietà pseudo-elastiche
- ii. Parametri di inizializzazione
- iii. Parametri di resistenza a taglio, assumendo come criterio di resistenza quello di Mohr-Coulomb

Per la fase elastica isotropa sono stati definiti i moduli di Young, i rapporti di Poisson e i coefficienti di Biot. I parametri di inizializzazione consentono di determinare lo stato tensionale della formazione indisturbata. Per l'applicazione del criterio di Mohr-Coulomb sono stati inoltre definiti la coesione e l'angolo di resistenza a taglio. I criteri adottati per definire le proprietà pseudo-elastiche e i parametri relativi al criterio di resistenza di Mohr-Coulomb sono illustrati nel seguito.

5.2.3 Caratterizzazione geomeccanica

La caratterizzazione geomeccanica della formazione Candela-Torrente Tona si è avvalsa dei risultati forniti dalle prove di laboratorio condotte su provini prelevati sia dalla roccia serbatoio (livello C2) sia dalla formazione argillosa sovrastante. In particolare si fa riferimento ai seguenti documenti forniti dalla società Stogit:

- 1) "Pozzo San Salvo – 89 Dir, Studio integrato su campioni di roccia prelevati dalla carota n. 1 (1055 – 1067 m)", Eni S.p.A. Divisione Esplorazione & Produzione, 5 maggio 2011;

- 2) “San Salvo 82 OR (Concessione Stoccaggio Fiume Treste). Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, Eni S.p.A., Divisione E&P, 22 gennaio 2009;
- 3) “San Salvo 83 Dir (Concessione Stoccaggio Fiume Treste). Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, Eni S.p.A., Divisione E&P, 31 gennaio 2008;
- 4) “San Salvo 88 Dir (Concessione Stoccaggio Fiume Treste). Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica (rapporto integrato)”, Eni S.p.A., Divisione E&P, 31 gennaio 2008;
- 5) “Pozzo San Salvo 92 Dir A: studio petrofisico e geomeccanico”, Eni S.p.A. Exploration & Production Division, 20 maggio 2011.

In tutti i pozzi sopra elencati sono stati prelevati ed analizzati, sia da un punto di vista petrofisico sia geotecnico, campioni di roccia provenienti dalla formazione argillosa di copertura del livello C2. Solo per il pozzo San Salvo 92 dirA sono disponibili i risultati delle prove condotte anche sulle sabbie del giacimento.

5.2.3.1 Parametri di deformabilità dei mezzi porosi

Il comportamento sforzi-deformazioni dei terreni duri, o rocce tenere, che costituiscono il giacimento e le rocce limitrofe è fortemente non lineare e dipendente dal comportamento meccanico del mezzo poroso.

Il campo di esistenza del modulo elastico del mezzo poroso può essere definito in funzione della profondità del mezzo e del livello di deformazione indotta dalla produzione o dallo stoccaggio. La situazione iniziale, in cui le deformazioni massime sono dell'ordine delle unità di millesimi di m/m, è prevalentemente governata dai moduli elastici dinamici, meglio stimati da prove geofisiche. Con l'aumentare delle deformazioni principali massime, i valori dei moduli elastici diminuiscono progressivamente, fino a raggiungere, a deformazioni dell'ordine del centesimo di m/m, quelli statici. In questa fase il modulo elastico può essere determinato da prove meccaniche di laboratorio, quali la compressione uniassiale o triassiale consolidata, con misura delle deformazioni. Con un ulteriore aumento delle deformazioni principali massime, il comportamento del mezzo poroso diventa ancora più marcatamente non lineare fino al raggiungimento delle condizioni di plasticità, dove il valore del modulo elastico diventa trascurabile, se si assume un comportamento del mezzo elastico – perfettamente plastico, o pari a valori dell'ordine del decimo del modulo elastico statico iniziale, se si assume un comportamento incrudente.

Analisi preliminari hanno permesso di verificare come le variazioni di pressione imposte al livello C2 e ai sovrastanti e sottostanti livelli mineralizzati, generino deformazioni dell'ordine del millesimo di m/m sia in giacimento sia nelle formazioni limitrofe. Risulta quindi appropriato caratterizzare le formazioni oggetto di studio con i

moduli elastici statici stimati da prove meccaniche di laboratorio (compressione uni- e tri-assiale).

I risultati delle prove statiche di laboratorio disponibili sono stati attentamente valutati al fine di individuare i valori più rappresentativi delle caratteristiche geomeccaniche delle rocce di interesse. In particolare, per quanto riguarda la definizione del modulo elastico si è fatto riferimento a prove triassiali con un valore di confinamento prossimo alle condizioni del livello C2 e della sua roccia di copertura, ovvero circa 10 MPa. Oltre alle prove granulometriche, da cui è stato possibile classificare i terreni, le prove geotecniche relative ai campioni provenienti dalla *cap rock* nei pozzi S. Salvo 82 or, S. Salvo 83 dir, e S. Salvo 89 dir sono essenzialmente edometriche e triassiali. Le prove edometriche, probabilmente a causa del disturbo dei campioni, non consentono di valutare quantitativamente il valore del σ'_p (ovvero la tensione efficace di preconsolidazione); tuttavia, si può evidenziare il comportamento normalconsolidato o debolmente sovraconsolidato dei terreni. Inoltre il coefficiente di rigonfiamento mostra un notevole recupero della deformazione. Dalle prove triassiali, tenendo conto della legge di comportamento elastica adottata, è stato possibile determinare un valore medio del coefficiente di Poisson pari a 0.37. I risultati delle prove triassiali hanno permesso anche di stimare un valore rappresentativo del modulo elastico (*bulk modulus*), compreso nell'intervallo 1.1-1.6 GPa, per le argille di copertura. Per la definizione del modulo elastico della formazione mineralizzata si è invece fatto riferimento alla prova triassiale disponibile per il pozzo S. Salvo 92 dir A, effettuata a confinamento di 10 MPa, che ha fornito un valore di 2.5 GPa, in linea con i valori adottati in studi pregressi.

Per integrare ed estendere alla scala del modello le informazioni puntuali ricavate dalle prove di laboratorio è stata utilizzata la seguente relazione tra la tensione efficace verticale e la compressibilità verticale, ricavata da Teatini et al. (2011) (fig. 17):

$$C_M = 1.3696 \cdot 10^{-2} \sigma_V^{-1.1347} \quad (1)$$

Tale legge è il frutto di studi a carattere sia sperimentale sia teorico effettuati presso il Dipartimento di Metodi e Modelli Matematici per le Scienze Applicate (DMMMSA) dell'Università di Padova, tesi a valutare la compressibilità delle *cap rock* e degli acquiferi salini profondi nel territorio italiano.

La relazione di tipo lineare riportata nella fig. 18 esprime, in accordo con i dati proposti da Teatini, l'andamento del modulo pseudo-elastico statico in funzione della profondità. E' da notare che questi studi non introducono differenze dei valori dei moduli elastici tra le formazioni arenacee e argillose. Questa semplificazione può ritenersi corretta dal momento che la differenza dei moduli pseudo-elastici è piuttosto limitata, soprattutto se confrontata con la dipendenza di entrambi i moduli dalla profondità a cui si trovano le formazioni argillose e arenacee. La fig. 19 mostra l'andamento del modulo elastico in funzione della profondità sia per le sabbie sia per le argille, riportati al dato di

pozzo. Per quanto riguarda la caratterizzazione delle formazioni basali, ovvero i calcari, la fig. 20 riporta l'andamento dei moduli pseudo-elastici in funzione della profondità.

Poiché in fase di ri-pressurizzazione le formazioni sono soggette a sollecitazioni assimilabili a condizioni di scarico, i moduli elastici delle sabbie e delle argille sono stati quadruplicati, sia in linea con gli studi condotti da Teatini et al. (2011) sia con i risultati delle prove edometriche che restituiscono mediamente un rapporto di 4 o maggiore tra le compressibilità a carico e quella a scarico.

5.2.3.2 Parametri di resistenza dei mezzi porosi

La determinazione della coesione drenata e dell'angolo di resistenza a taglio di argille e sabbie è stata effettuata sulla base dei risultati delle prove geotecniche di laboratorio disponibili. Le prove triassiali, effettuate per livelli di tensione efficace di confinamento compresi tra 2 e 15 MPa, hanno permesso di tracciare inviluppi di rottura che danno risultati piuttosto omogenei e racchiusi in intervalli limitati. I valori adottati in fase di modellizzazione, leggermente più cautelativi dei valori misurati in laboratorio, sono riportati in tabella 10: per le sabbie di giacimento si è assunta una coesione drenata pari a 1.3 MPa e un angolo di resistenza a taglio di 30°, mentre per le argille degli *interlayers* la coesione drenata è stata posta pari a 0.8 MPa e l'angolo di resistenza a taglio pari a 28°.

5.2.4 *Faglie*

Dal punto di vista geomeccanico le faglie interne al giacimento rappresentano un potenziale elemento di debolezza del sistema, mentre le faglie che concorrono a definire l'assetto strutturale del modello statico esteso non risentono di variazioni tensionali apprezzabili.

Nella fig. 21 sono mostrate le faglie di giacimento prese in considerazione nel corso dell'analisi geomeccanica. I parametri che ne definiscono il comportamento sono la rigidità normale e di taglio e i parametri di resistenza a taglio. Poiché la resistenza di tipo coesivo diminuisce fortemente anche per valori molto limitati degli spostamenti relativi tra le pareti delle faglie, al contatto tra le pareti delle faglie si è imposta una brusca riduzione della resistenza di tipo coesivo.

La rigidità di taglio è stata determinata simulando, come è consuetudine nella meccanica delle rocce, un fenomeno di scorrimento a grande scala, mentre la rigidità normale è stata assunta da 2.5 a 4 volte maggiore della rigidità di taglio, in accordo con i dati reperiti in bibliografia (Roest et al., 1999). Essendoci comunque un certo grado di aleatorietà nella caratterizzazione delle faglie, si è optato per un'analisi parametrica, mirata a valutare la risposta delle stesse al decrescere dei parametri di resistenza e rigidità che le caratterizzano. In particolare sono stati adottati i seguenti intervalli di analisi:



- Rigidezza normale: [30000 – 5000] (bar/m)
- Rigidezza al taglio: [12000 – 1200] (bar/m)
- Coesione: [6 – 2] (bar)
- Angolo d'attrito: [30 – 28] (°)

5.3 **Inizializzazione del modello**

Il modello, popolato secondo i criteri definiti nei paragrafi precedenti, permette di calcolare sia il campo tensionale sia la distribuzione delle pressioni interstiziali che competono alle formazioni indisturbate in funzione della profondità, della tipologia della formazione e dei fluidi saturanti.

Il campo delle pressioni originali è stato definito in funzione dei valori misurati in corrispondenza del livello C2 al momento della scoperta. La pressione originale della formazione mineralizzata era pari a 128.96 barsa alla profondità (*datum depth*) di 1067 m TVD ss; la sequenza mineralizzata risulta quindi sottoposta ad un regime di pressione idrostatico. La falda idrica superficiale è stata ipotizzata coincidente con il livello del mare. Sulla base di questi dati tutte le celle del modello mineralizzate ad acqua sono state popolate con valori di pressione calcolati secondo il gradiente idrostatico, mentre le pressioni delle celle nei livelli mineralizzati a gas sono state calcolate secondo il gradiente del gas, definito sulla base della *Gas Gravity* e delle curve di B_g del gas prodotto, delle profondità dei contatti gas-acqua originali e del valore di pressione iniziale al *datum*.

Per quanto concerne il campo tensionale originale, il modello è stato inizializzato assegnando alla struttura una tensione iniziale di tipo gravitativo.

L'MDT *stress test* effettuato in *open hole* al pozzo San Salvo 81dir (rapporto interno Eni-Stogit, 2006) nelle argille di copertura ha fornito uno sforzo principale minimo pari a 4105 psi (circa 283 bar) alla profondità di 1152.6 m, denotando un elevato gradiente di fratturazione, prossimo al gradiente di *overburden*. Anche sulla base delle informazioni fornite dallo *stress test*, è stato ipotizzato un campo tensionale isotropo sul piano orizzontale, con un rapporto tra la tensione minima, ovvero orizzontale, e quella massima, ovvero verticale, pari a 0.9.

5.4 **Principi di analisi**

L'analisi delle variazioni del campo tensionale e deformativo indotte dalla produzione primaria e dalle operazioni di stoccaggio è stata effettuata avvalendosi dell'approccio geomeccanico-fluidodinamico di tipo *one-way coupling*. Questa metodologia di analisi

consente di studiare il comportamento geomeccanico delle formazioni profonde in base all'evoluzione delle pressioni nel tempo.

Secondo l'approccio *one-way coupling* ad ogni *time-step* di analisi viene calcolata la distribuzione delle pressioni interstiziali indotte dalla produzione di gas nella formazione mineralizzata e nell'acquifero circostante. La pressione nella formazione indisturbata resta costante ed uguale al valore iniziale. Sulla base della variazione delle pressioni rispetto al passo temporale precedente si determina la corrispondente variazione dello stato tenso-deformativo del sistema mediante simulazione geomeccanica. Sulla base del nuovo equilibrio geomeccanico raggiunto, per ogni *time-step* di analisi, vengono quindi verificate le condizioni di sicurezza del sistema in termini di resistenza meccanica agli sforzi di taglio e di trazione e vengono calcolate le deformazioni e quindi gli spostamenti delle rocce in profondità, nonché come tali deformazioni si propaghino in superficie.

Lo studio geomeccanico è stato effettuato considerando una legge costitutiva di tipo elasto-plastico al fine di evidenziare eventuali fenomeni di plasticizzazione. Poiché l'analisi è condotta in campo tridimensionale, la funzione di plasticità è definita sui tre assi degli sforzi principali ($\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$). La funzione di plasticità, definita dal criterio di Mohr-Coulomb, è identificata dalla superficie di una piramide a base esaedrica, che ha come asse la retta $\sigma_1=\sigma_2=\sigma_3$. In corrispondenza del punto $\sigma_2=\sigma_3=0$, σ_1 è il valore della resistenza a compressione uniassiale assegnata alla massa rocciosa. Allo stesso modo σ_2 , in corrispondenza del punto $\sigma_1=\sigma_3=0$, e σ_3 , in corrispondenza del punto $\sigma_1=\sigma_2=0$, assumono il valore della resistenza a compressione monoassiale. L'inclinazione dei sei spigoli della superficie è pari a:

$$\frac{1 + \sin\varphi}{1 - \sin\varphi} \quad (2)$$

dove φ è l'angolo di attrito.

La relazione (3) esprime la relazione, nel criterio di Mohr-Coulomb, tra la resistenza a compressione semplice, σ_c la coesione, c , e l'angolo d'attrito, φ :

$$\sigma_c = \frac{2c \cos\varphi}{1 - \sin\varphi} \quad (3)$$

Gli stati tensionali elastici si trovano all'interno del solido mentre i punti che si trovano sulla sua superficie rappresentano una condizione di plasticità (fig. 22). Dal momento che il modello costitutivo scelto è elastico-perfettamente plastico, non si ha né incrudimento né rammollimento, per cui tutti gli stati tensionali rappresentati da punti che si trovano al di fuori di detto solido sono non compatibili con l'equilibrio del sistema.

Per verificare la condizione di stabilità dello stato tensionale in un punto, si determina la minima distanza dalla superficie di plasticità, denominata *failure*. Per ogni analisi è

possibile rappresentare, per ogni elemento o cella del sistema, il valore della corrispondente *failure*: valori negativi di *failure* denotano un comportamento stabile, mentre valori prossimi allo zero segnalano una possibile evoluzione verso la plasticità (Fjær et al., 2008).

5.4.1 *Analisi effettuate*

Poiché eventuali condizioni di *failure* (raggiungimento degli sforzi deviatorici massimi disponibili) si manifesterebbero in corrispondenza delle massime variazioni di pressione, è stata valutata la risposta del modello nelle seguenti situazioni: al termine della fase di produzione primaria (aprile 1982), ovvero al raggiungimento della minima pressione in giacimento; al termine di un ciclo di iniezione a pressione media pari alla pressione iniziale (novembre 2011); ipotizzando una gestione del campo di stoccaggio in condizioni di sovrappressione, in particolare a $p=110\%p_{in}$, $p=120\% p_{in}$ e $p=150\% p_{in}$.

Va tenuto presente che la produzione del gas determina un aumento delle tensioni efficaci in giacimento. Conseguentemente, dal punto di vista della stabilità, la coltivazione induce stati tensionali ancora più lontani dalla superficie di plasticità rispetto alle condizioni iniziali, con un aumento in valore assoluto dei valori di *failure* del mezzo poroso (che, seguendo le convenzioni di segno della Scienza delle Costruzioni sono negativi). Viceversa, le operazioni di iniezione, soprattutto in condizioni di sovrappressione, determinano una diminuzione delle tensioni efficaci all'interno dello stoccaggio con conseguente diminuzione in valore assoluto dei valori di *failure* relativi alla roccia intatta. Tuttavia, a causa della variazione non omogenea della pressione nel livello C2, imputabile sia alle strategie di coltivazione e di stoccaggio sia alla presenza di faglie all'interno del sistema, la modellizzazione numerica 3D diventa fondamentale per controllare che non si verifichino fenomeni di plasticità locali. In particolare risulta determinante, ai fini della verifica di sicurezza del sistema, analizzare l'evoluzione dello stato tensionale delle faglie: queste, in qualità di barriere parziali o totali al flusso, risultano essere elementi di potenziale criticità in quanto sottoposte alle maggiori sollecitazioni.

Come precedentemente accennato, per completezza di analisi nel presente studio si è tenuto conto dell'effetto delle operazioni di produzione primaria e di stoccaggio effettuate non solo nel livello C2, ma anche nei livelli D,E,E0 e nei livelli B,C,C1. In fase di previsione del comportamento futuro del sistema per i livelli D,E,E0 e B,C,C1 si è ipotizzata una gestione dello stoccaggio a pressione paria alla pressione di scoperta. La fig. 23 mostra l'evoluzione delle pressioni medie di campo per i sopracitati livelli, evidenziando gli intervalli temporali analizzati. Come si evince dal grafico, la fine della produzione primaria dal livello C2 (aprile 1982) corrisponde al raggiungimento delle pressioni minime di campo anche per i livelli sottostanti e sovrastanti.

La fig. 24 mostra in dettaglio l'evoluzione media delle pressioni relative al culmine La Coccetta – livello C2 sia durante la produzione primaria e le successive attività di stoccaggio sia in relazione agli scenari futuri di iniezione in condizioni di sovrappressione.

5.5 *Analisi dell'evoluzione del campo tensionale nel mezzo poroso*

5.5.1 *Evoluzione del campo delle pressioni*

Nelle figure 25, 26 e 27 sono riportate le distribuzioni delle pressioni al *top* del livello C2, rispettivamente alla scoperta del giacimento, al termine della produzione primaria e al termine della fase di iniezione per differenti scenari di stoccaggio.

Da un punto di vista dinamico, il giacimento risulta internamente compartimentato, a causa della presenza delle tre faglie, indicate con Fault1, Fault2 e Fault3, con direzione NW-SE e della faglia denominata Fault4 con direzione NE-SW. In particolare, facendo riferimento alla fig. 28, la zona La Coccetta (regione 2) è in comunicazione idraulica con la porzione del culmine Cupello interessata dalla presenza dei pozzi SS06 e SS80or (regione 4) poiché la faglia Fault2 costituisce solo un blando ostacolo al flusso. Il culmine Cupello, invece, risulta internamente compartimento dalla stessa faglia Fault2 che costituisce una barriera totale al flusso e isola la regione 4 dalla restante porzione occidentale di Cupello. Inoltre, la zona interessata dalla presenza dei pozzi FU02 e CU04 (regione 3) è isolata da un punto di vista dinamico sia dalla faglia Fault3 che dalla faglia Fault4.

5.5.2 *Produzione primaria*

Le strategie produttive adottate, unitamente alla presenza di barriere di flusso che rallentano o impediscono la comunicazione idraulica tra i diversi blocchi, hanno portato ad una variazione di energia non omogenea all'interno del giacimento. In particolare la zona La Coccetta è stata storicamente interessata da una massiccia produzione di gas e, in seguito, dalla movimentazione di rilevanti volumi di gas durante le operazioni di stoccaggio: ne consegue una notevole variazione della pressione media nel tempo. La regione 4, in comunicazione idraulica con La Coccetta, ne condivide lo stesso andamento di pressione. La restante porzione del culmine Cupello, invece, è stata storicamente interessata da una produzione di gas esigua attraverso il solo pozzo CU26C2: di conseguenza le pressioni medie si sono mantenute pressoché costanti e molto prossime ai valori iniziali. Questa situazione storica di disomogeneità del campo di pressione si manterrà ovviamente anche durante le future fasi di stoccaggio, poiché le operazioni di iniezione ed erogazione interessano il solo culmine La Coccetta. Dal

quadro sovra delineato, la faglia Fault2 risulta l'elemento sottoposto alle maggiori differenze di pressione e, di conseguenza, alle maggiori sollecitazioni indotte.

A fine produzione primaria la pressione media della zona La Coccetta era diminuita di circa 95 bar; il disturbo di pressione, propagandosi nell'adiacente regione 4, ha indotto una diminuzione di pressione variabile tra 95 e 50 bar. La pressione media è rimasta praticamente inalterata nella restante porzione del culmine Cupello, fatta eccezione per una diminuzione localizzata di qualche bar indotta dalla produzione del pozzo CU26C2 (fig. 25).

Le figure 29 e 30 riportano le curve di ugual livello delle tensioni σ'_{yy} , σ'_{xx} e σ'_{zz} , rispettivamente in condizioni indisturbate e alla fine della produzione primaria, al *top* del livello C2. Dal punto di vista dell'evoluzione dello stato tensionale in giacimento, la diminuzione della pressione dei fluidi contenuti nella roccia determina un aumento delle tre componenti delle tensioni efficaci, i cui valori massimi sono compresi tra 196 e 265 bar. La variazione delle tensioni efficaci non è ovviamente costante nel livello poiché riflette le disomogeneità del campo delle pressioni presenti alla fine della produzione primaria (fig. 41): in particolare, l'incremento tensionale risulta maggiore nel culmine La Coccetta. Inoltre la variazione del campo tensionale, così come la variazione del campo delle pressioni, interessa anche una porzione del culmine Cupello, ovvero la regione 4. Nelle altre zone, invece, non si hanno sensibili variazioni delle tensioni efficaci.

Dal momento che lo sforzo deviatorico rimane pressoché costante con l'aumentare delle pressioni efficaci, si raggiungono stati tensionali che, rappresentati nello spazio cartesiano (σ_1 , σ_2 , σ_3), sono teoricamente ancora più distanti dalla superficie di plasticità. Dato che il giacimento non ha forma geometrica regolare e, a maggior ragione, quindi non si verifica un aumento delle tensioni efficaci costante in tutta l'area, può avvenire che lo sforzo deviatorico vari proprio a causa della geometria del sistema. Queste variazioni non sono però significative se confrontate con il valore dello sforzo deviatorico a plasticità. Inoltre si può evidenziare che, dal momento che lo stato tensionale è semplicemente gravitativo, le tensioni principali massime, minime e intermedie hanno, a parte le zone di contatto con le faglie, direzioni praticamente uguali rispettivamente a y (che rappresenta la direzione verticale), a z e a x (che rappresentano le due direzioni orizzontali ortogonali).

Le figure 35 e 36 mostrano le curve di ugual livello delle tensioni σ'_{yy} , σ'_{xx} e σ'_{zz} , rispettivamente in condizioni indisturbate e alla fine della produzione primaria, nella *cap rock*: lo stato tensionale si mantiene praticamente inalterato, come evidenzia anche dalla fig. 46.

La fig. 51 riporta l'evoluzione, a seguito della produzione primaria, delle curve di ugual valore della funzione *failure* relativamente *top* del livello C2. La *failure* rappresenta, in ogni punto, la distanza tra lo stato di tensione limite (punto di coordinate σ_1 , σ_2 e σ_3) sulla superficie di plasticità e quello esistente al termine della fase di produzione. La riduzione delle pressioni interstiziali causata dalla produzione di gas

induce una maggior stabilizzazione soprattutto nella zona La Coccetta (*failure*: -9251) e nella regione 4 (*failure*: -8285). I valori di *failure* diminuiscono in valore assoluto subito alle spalle della faglia 2 verso sud: nella regione 1 e nella porzione meridionale del culmine La Coccetta, corrispondente alla zona di chiusura del livello per progressiva argillificazione, si raggiungono valori massimi di circa -5389. Questo comportamento è imputabile alla forte differenza di pressione che sussiste a ridosso della faglia e alla struttura del giacimento. Nella restanti porzioni del campo i valori si mantengono pressoché inalterati.

All'interno della *cap rock* (fig.53) le curve di ugual valore della funzione *failure* si mantengono sostanzialmente inalterate, fatta eccezione per l'alto strutturale alle spalle del culmine La Coccetta e per la porzione centro-meridionale del livello interessata dal passaggio della faglia Fault2: in queste zone si assiste ad un blando e circoscritto peggioramento, con valori di *failure* massimi di circa -5000. Tuttavia, poiché i valori calcolati risultano sempre ampiamente negativi, è evidente che per gli stati di tensione esistenti sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero di fattori di sicurezza (rapporti tra gli sforzi di taglio resistenti massimi mobilitabili e mobilitati) puntuali ampiamente maggiori dell'unità.

5.5.3 Gestione dello stoccaggio a $p=p_{in}$

Al termine di un ciclo di stoccaggio a pressione pari a quella di scoperta, nel culmine La Coccetta vengono sostanzialmente ripristinate le condizioni di pressione iniziali e, quindi, anche di tensioni efficaci, come si evince dalle figure 26, 31 e 42. Nella porzione settentrionale della regione 4, a causa della presenza della faglia Fault1, si assiste solo ad un parziale recupero della pressioni interstiziali e, di conseguenza, le tensioni efficaci si mantengono leggermente maggiori rispetto all'equilibrio originario. Anche in termini di *failure* (fig. 51) si assiste ad un ripristino dei valori iniziali, tranne nella porzione settentrionale della regione 4 che conserva in parte le condizioni di maggior stabilizzazione raggiunte alla fine della produzione primaria.

Le figure 37, 47 e 53, che mostrano, rispettivamente, le curve di ugual livello delle tensioni σ'_{yy} , σ'_{xx} e σ'_{zz} e la loro variazione in funzione della pressione, nonché le curve di ugual valore della funzione *failure* nella *cap rock*, evidenziano come le operazioni di stoccaggio a pressione pari alla pressione di scoperta inducano variazioni trascurabili del campo tensionale della roccia di copertura e, di conseguenza, della sua stabilità meccanica.

5.5.4 Gestione dello stoccaggio in condizioni di sovrappressione

La distribuzione non omogenea del campo di pressioni evidenziata al termine della produzione primaria e dello stoccaggio a $p=p_{in}$ si mantiene e si amplifica in condizioni di gestione del sistema in sovrappressione. Infatti le operazioni di stoccaggio si

concentrano nel culmine La Coccetta, causando una sensibile fluttuazione ciclica delle pressioni medie che interessa anche l'adiacente regione 4, seppur in modo attenuato nella porzione più settentrionale. Nella restante zona del culmine Cupello le pressioni, invece, si mantengono inalterate e pari alla pressione iniziale, a causa della presenza delle faglie che la isolano idraulicamente (figg. 26, 27). Questa situazione si riflette, inevitabilmente, in una distribuzione non omogenea del campo delle tensioni nel livello C2 e il grado di disomogeneità diventa più marcato con l'aumentare delle pressioni di iniezione. In particolare, le figure 32, 33 e 34 mostrano l'evoluzione del campo delle tensioni efficaci all'aumentare delle pressioni di iniezione, rispettivamente al 110% p_{in} , al 120% p_{in} e al 150% p_{in} , e le figure 43, 44 e 45 ne evidenziano gli incrementi progressivi. All'aumentare della pressione interstiziale, le tensioni efficaci tendono a diminuire fino a raggiungere valori minimi di 60 bar per pressioni di iniezione di 193.4 barsa. Al termine della fase di iniezione a $p=110\% p_{in}$ i valori minimi delle tensioni efficaci nella zona La Coccetta sono compresi tra 114 e 93 bar, mentre nella porzione settentrionale della regione 4 si mantengono valori leggermente più elevati e compresi tra 183 e 147 bar. Aumentando la pressione di iniezione fino a 154.75 barsa (ovvero 120% di p_{in}), le tensioni efficaci diminuiscono fino a raggiungere valori minimi compresi tra 100 e 85 bar nella zona di stoccaggio, 177 e 143 nella zona marginale settentrionale della regione 4. Infine, considerando una gestione del campo pari a 150% di p_{in} , si raggiungono valori minimi di tensioni efficaci di circa 60 bar in zona La Coccetta, e compresi tra 169 e 140 nella porzione settentrionale della regione 4. Dall'evoluzione del campo tensionale si evince come nella zona del culmine La Coccetta vengano raggiunti i valori minimi delle tensioni efficaci. Questo è dovuto sia alla forte concentrazione dei pozzi di stoccaggio sia a cause strutturali, poiché tale zona costituisce un alto strutturale alle spalle dal quale la formazione mineralizzata chiude in *pinch*.

Con il diminuire delle tensioni efficaci si raggiungono stati tensionali che, rappresentati nello spazio cartesiano (σ_1 , σ_2 , σ_3), sono più prossimi alla superficie di plasticità anche se, a causa della morfologia del livello, nella zona di culmine La Coccetta lo sforzo deviatorico tende progressivamente a diminuire, muovendosi in questo caso a favore di stabilità.

L'evoluzione dello stato di *failure* all'aumentare della pressione di iniezione rispecchia la variazione del campo tensionale descritta, come evidenziano le curve di uguale valore della funzione *failure* mostrate nella fig. 52. I valori di *failure* più elevati si raggiungono sempre in corrispondenza del culmine di stoccaggio, andando ad interessare le porzioni più meridionali delle faglie Fault1 e Fault2. Per pressioni di iniezione pari a 141.86 barsa, nella porzione centro-settentrionale della zona La Coccetta si assiste ad una blanda diminuzione del valore assoluto delle *failure*. Andando ad incrementare le pressioni di iniezione, una porzione sempre maggiore della zona viene coinvolta da una diminuzione del valore assoluto delle *failure* di entità sempre più rilevante. Infine, una gestione del campo pari al 150% rispetto alle condizioni iniziali comporterebbe una marcata evoluzione del mezzo continuo verso la superficie di plasticità. Infatti in condizioni di

$p=110\%p_{in}$ il valore minimo è di -5212, a $120\% p_{in}$ si raggiunge una *failure* minima di -4901, mentre a pressioni pari al $150\% p_{in}$ il valore minimo è di -3825.

È importante sottolineare come i valori calcolati risultano sempre ampiamente negativi, e quindi per tutti gli stati tensionali indotti dalle operazioni di stoccaggio in condizioni di sovrappressione sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero di fattori di sicurezza puntuali ampiamente maggiori dell'unità.

Per quanto riguarda il culmine Cupello, nella porzione nord della regione 4, la pressione media tende ad aumentare progressivamente fino a raggiungere valori prossimi a quella di scoperta e quindi, da un punto di vista delle *failure*, si assiste ad un progressivo ripristino delle condizioni di *failure* iniziali. I valori di *failure* nelle restanti porzioni del culmine Cupello si mantengono praticamente inalterati rispetto alle condizioni iniziali.

Le figure 38, 39 e 40 mostrano le curve di ugual livello delle tensioni σ'_{yy} , σ'_{xx} e σ'_{zz} nella *cap rock* per pressioni di iniezione pari a, rispettivamente $110\% p_{in}$, $120\% p_{in}$ e $150\% p_{in}$; le figure 48, 49 e 50 ne evidenziano la progressiva variazione all'aumentare della pressione di iniezione. Tali figure mostrano come le variazioni del campo tensionale della roccia di copertura indotte dalle operazioni di stoccaggio siano di entità trascurabile, variando di valori non apprezzabili. Ne consegue che la sua stabilità meccanica risulta praticamente inalterata, come evidenziato dalle curve di ugual valori di *failure* della figura 54. Solo per pressioni di iniezione di 193.4 barsa si inizia ad apprezzare una diminuzione dei valori assoluti di *failure* nella porzione meridionale del culmine di stoccaggio, in vicinanza delle faglie Fault1 e Fault2.

5.6 **Analisi di sensitività sulle faglie**

L'analisi parametrica ha consentito di valutare la risposta delle faglie in termini di stabilità al variare delle loro caratteristiche meccaniche in tutte le condizioni di sovrappressione ipotizzate, inclusa la condizione più critica di pressione massima operativa pari al 150% della pressione originale della formazione. Partendo da un modello base, in cui le faglie sono state caratterizzate assumendo valori realistici rispetto alle tipologia e alle condizioni del sistema oggetto di studio, si è proceduto ad un progressivo peggioramento degli elementi faglia in termini sia di resistenza sia di rigidità. Di seguito verranno analizzati i risultati relativi a due casi particolarmente significativi, ovvero:

- 1) Caso base:
 - Rigidità normale: 30000 (bar/m)
 - Rigidità al taglio: 12000 (bar/m)
 - Coesione: 6 (bar)



- Angolo d'attrito: 30 (°)
- 2) Caso *weak faults*:
- Rigidezza normale: 5000 (bar/m)
 - Rigidezza al taglio: 1200 (bar/m)
 - Coesione: 2 (bar)
 - Angolo d'attrito: 28 (°)

Da un punto di vista generale, il comportamento delle faglie interne al giacimento si mantiene sempre in campo elastico, lontano dalla superficie di plasticità, lungo tutta l'estensione che le contraddistingue ed in tutti gli scenari analizzati. In entrambi i casi analizzati la *failure* minima in valore assoluto si raggiunge nel livello C2 nella porzione meridionale della faglia Fault1, in condizioni di stoccaggio a pressione pari al 150% di p_{in} ; in particolare, nel caso base la *failure* minima è di -4543 mentre nel caso *weak faults* è di -4215.

Il limite sud-occidentale del culmine La Coccetta è interessato sia dalla presenza delle faglie Fault1 e Fault2, che rappresentano locali barriere al flusso, sia dalla chiusura del livello mineralizzato per *pinch-out* e progressiva argillificazione. Tale zona risulta quindi potenzialmente il punto più debole del sistema poiché all'effetto strutturale vanno a sommarsi le sollecitazioni dovute a una distribuzione non omogenea delle pressioni interstiziali.

Per quando riguarda le deformazioni indotte negli elementi faglia, in entrambi i casi i valori sono molto limitati e in particolare, nel caso base le deformazioni massime raggiunte all'interno del livello C2 sono dell'ordine di 10^{-5} m/m, mentre nel caso *weak faults* si raggiungono valori massimi dell'ordine di 10^{-4} m/m.

Le figure 55-56 e 57-58 riportano la variazione della *failure* per taglio nel livello C2 in funzione dell'evoluzione delle pressioni, rispettivamente per il caso base e per il caso *weak faults*. In entrambi i casi analizzati, alla fine della produzione primaria in giacimento si assiste ad un netto miglioramento della *failure* nella porzione meridionale della faglia Fault1 (che delimita la zona di stoccaggio, rallentando ma non ostacolando la propagazione del disturbo di pressione) che, quindi, raggiunge condizioni più stabili. In fase di stoccaggio in condizioni di sovrappressione, all'aumentare della pressione di iniezione si assiste ad un progressivo peggioramento in termini di *failure* della porzione meridionale sia della faglia Fault1 sia della faglia Fault2, ovvero degli elementi sottoposti alle maggiori sollecitazioni indotte dalle differenze di pressione. In particolare, la fig. 59 mostra, per la faglia Fault1, la differenza in termini di *failure* per taglio tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali e tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria. Al termine della produzione si assiste ad un peggioramento in termini di *failure* della porzione settentrionale della faglia e ad un miglioramento nella parte meridionale; il ripristino delle pressioni iniziali in giacimento

comporta un sostanziale ripristino anche dello stato originale di *failure* della faglia. Aumentando le pressioni di iniezione (fig. 60), le condizioni di *failure* nella porzione settentrionale della faglia Fault1 si mantengono praticamente prossime a quelle indisturbate, mentre nella porzione meridionale si assiste ad un progressivo peggioramento delle condizioni di stabilità. L'evoluzione dello stato di *failure* della faglia Fault1 è uguale sia nel caso base sia nel caso *weak faults*, ma nel primo si raggiungono valori massimi pari a -4543, mentre nel secondo il valore massimo di *failure* scende a -4215.

La fig. 61 mostra, per la faglia Fault2, la differenza in termini di *failure* per taglio tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali e tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria. Al termine della produzione si assiste a un miglioramento delle condizioni di stabilità negli elementi faglia che appartengono alla regione 4, mentre alle spalle della faglia (regione 1) e nella sua porzione meridionale i valori di *failure* tendono ad aumentare, ovvero ad avvicinarsi alla superficie di plasticità. Anche in questo caso, il ripristino delle pressioni iniziali in giacimento comporta un sostanziale ripristino anche dello stato originale di *failure* della faglia. Aumentano le pressioni di iniezione (fig. 62), il comportamento della faglia Fault2 si sposta sostanzialmente verso condizioni di minor stabilità, raggiungendo i valori massimi di *failure* negli elementi faglia centrali che appartengono alla regione 4. Per entrambi i casi analizzati i valori massimi di *failure* vengono raggiunti in concomitanza dello scenario di stoccaggio pari al 150% della pressione iniziale e valgono -4986 nel caso base e -4671 nel caso *weak faults*.

Le figure 63-64 e 65-66 riportano la variazione della *failure* per taglio nella *cap rock* in funzione dell'evoluzione delle pressioni, rispettivamente, per il caso base e per il caso *weak faults*. In entrambi i casi analizzati, la variazione di stato di *failure* degli elementi faglia nella *cap rock* risulta di entità estremamente limitata rispetto alle variazioni degli elementi faglia in giacimento. In particolare, si assiste ad un blando e localizzato (zone centrale e meridionale) peggioramento della faglia Fault2 alla fine della produzione primaria, con valori massimi di *failure* pari a -6718 per il caso base e -5815 per il caso *weak faults*. Considerando una gestione del sistema a $p=150\%p_{in}$, la porzione più meridionale della faglia Fault1 si sposta verso condizioni di minor stabilità ed in particolare nel caso base si raggiungono valori di *failure* massimi pari a -6921, mentre nel caso *weak faults* si arriva a -5950. A titolo di esempio, le figure 67-68 e 69-70 riportano le differenze in termini di *failure* per taglio rispettivamente nella faglia Fault1 e nella faglia Fault2 all'interno della *cap rock* al variare delle pressioni in giacimento.

In conclusione, la gestione dello stoccaggio a pressione maggiore di quella di scoperta implica, inevitabilmente, un aggravio in termini di sollecitazioni indotte sulle faglie dalle differenze di pressione, anche se in assoluto non sono le zone di faglia ad avere i fattori di sicurezza minori. Inoltre, in tutti gli scenari analizzati i valori di *failure* calcolati risultano sempre ampiamente negativi, e quindi, per gli stati di tensione

esistenti, sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero di fattori di sicurezza puntuali ampiamente maggiori dell'unità.

La presenza di faglie, che rappresentano elementi di debolezza, sia per scorrimento, sia per apertura, dell'intero sistema, non determina in tutti i casi esaminati un peggioramento delle condizioni di stabilità né globali né locali.

I motivi per cui le faglie, anche quando sono loro assegnate caratteristiche piuttosto conservative, non peggiorano né la stabilità globale né quella locale sono i seguenti:

1. il campo di sforzi indotto dalla produzione o dall'iniezione di gas naturale determina un aumento o una riduzione delle tensioni efficaci nei giacimenti coltivati. Questi aumenti, o riduzioni, sono legati alla diminuzione o al ripristino di una parte della fase gassosa che è presente nel giacimento. Se si esamina l'ordine di grandezza di variazione di sforzo nella struttura modellata ci si può rendere conto che questo è di almeno un ordine di grandezza inferiore a quello che si ha in Meccanica delle rocce quando si scavano vuoti anche a profondità superiori a quella del giacimento di Fiume Treste. Nel caso del problema di scavi a elevate profondità, che è completamente diverso da quello in esame, si inducono sovente plasticizzazioni locali e la presenza di faglie può enfatizzare le plasticizzazioni che si verificano nell'ammasso roccioso scavato;

2. le variazioni di tensioni efficaci indotte dalla coltivazione o dallo stoccaggio hanno valori massimi in corrispondenza dei pozzi. Le faglie che non costituiscono barriere al flusso, come la faglia Fault1, risultano sottoposte ad un gradiente di tensione efficace estremamente basso tra le due pareti e quindi mostrano spostamenti e deformazioni molto basse. Viceversa, nel caso in cui la faglia rappresenti una barriera al flusso, come la faglia Fault2, il gradiente di tensione che agisce su di essa risulta decisamente maggiore. Tuttavia, la lontananza della faglia Fault2 dal culmine di stoccaggio fa sì che l'incremento di scorrimento che ne deriva sia minore rispetto alle massime deformazioni per scorrimento angolare che si verificano nel mezzo poroso integro in corrispondenza dei pozzi di stoccaggio. A titolo di esempio si confrontino i risultati in termini di deformazioni in una sezione orizzontale del modello posta nel giacimento a contatto con la *cap rock* (Figura 71) e in una sezione verticale della faglia Fault1 (figura 72) e della faglia Fault2 (figura 73). Come si può notare, la massima deformazione per scorrimento angolare nella direzione che giace nel piano yz è pari a $8 \cdot 10^{-4}$, mentre la massima deformazione per scorrimento del sistema di faglie è, nella faglia 1, pari a $7.8 \cdot 10^{-6}$, mentre nella faglia 2 è $2.3 \cdot 10^{-5}$.

6 BIBLIOGRAFIA

- AGIP (1963). Campo di Cupello – Vusco – Lentella: Valutazione delle riserve. Servizio Geologico del Sottosuolo.
- Baruffini L., Bigoni F., Castradori D. (1994). Bacino Molisano: studio stratigrafico-sedimentologico della successione terrigena plio-pleistocenica (PETR-STIG).
- Bolis G., Carruba S., Casnedi R., Perotti C.R., Ravaglia A., Tornaghi M. (2003). Compressional tectonics overprinting extensional structures in the Abruzzo Periadriatic Foredeep (Central Italy) during Pliocene times. *Bollettino della Società Geologica Italiana*, 122, 251-266.
- Campo di San Salvo – Studio di Giacimento e possibilità di Stoccaggio”. Agip – GIAI. Ottobre 1993.
- “Campo di San Salvo - Studio di giacimento - Livelli di stoccaggio B+C e C2, Modello statico”, ENI – GIAC, Novembre 2000.
- Casnedi R., Crescenti U., D’Amato C., Mostardini F., Rossi U. (1981). Il Plio-Pleistocene nel sottosuolo Molisano. *Geologica Romana*, 20, 1-42.
- Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione: “Pozzo: San Salvo 89 dir – Studio Integrato su campioni di roccia prelevati dalla carota n. 1 (1055 - 1067 m.)” (2011).
- Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione: “San Salvo 82 OR (Concessione Stoccaggio Fiume Treste) – Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, (2009).
- Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione: “San Salvo 83 DIR (Concessione Stoccaggio Fiume Treste) – Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica” (2008).
- Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione: “San Salvo 88 DIR – Caratterizzazione petrofisica geomeccanica (Rapporto Integrato)” (2008).
- Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione: “Italia – pozzo San Salvo 92 Dir A – Studio petrofisico e geomeccanico” (2011).
- Festa A., Ghisetti F., Vezani L. (2006). Carta Geologica del Molise. Scala 1:100.000 – Note Illustrative. Regione Molise – Presidenza della Giunta, Litografia GEDA, Nichelino (TO). ISBN: 88-902635-0-4
- Fjær, P., Raaen A. M., Horsrud E., Risnes R., Holt R.M. (2008). *Petroleum Related Rock Mechanics*. Elsevier (2nd Edition). ISDN 978-0-444-50260-5
- Gambolati G., Teatini P., Ferronato M., 2007. Linee guida per lo studio dei fenomeni di subsidenza nell’ambito di progetti di sviluppo sostenibile di campi ad olio o gas. Rapporto tecnico 1/2007. Dipartimento di Metodi e Modelli Matematici per le Scienze Applicate.
- Lancellotta R. (2004). *Geotecnica*, III Edizione Zanichelli.

- Mostardini F., Merlini, S. (1986). Appennino Centro Meridionale. Sezioni geologiche e proposta di modello strutturale. *Memorie della Società Geologica Italiana*, 35, 177-202.
- Nielsen B.L. (1989). S.Salvo Field, Pool B+C+C1. A geological-structural contribution to the understanding of the past history dynamic behaviour of the reservoir (GISA).
- Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino, relazione “Campo di San Salvo, concessione Fiume Treste – livello C2. Modello statico ed analisi del comportamento dinamico per l’ottimizzazione della gestione operativa”, gennaio 2007.
- Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino, relazione “Campo di San Salvo, concessione Fiume Treste, livelli D, E, E0. Studio dinamico del giacimento e analisi del comportamento dello stoccaggio per l’ottimizzazione della gestione operativa”, gennaio 2011.
- Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino, relazione “Campo di San Salvo, concessione Fiume Treste, livelli B, C, C1. Modello dinamico”, dicembre 2012.
- Pozzo San Salvo – 89 Dir, Studio integrato su campioni di roccia prelevati dalla carota n. 1 (1055 – 1067 m), Eni S.p.A. Divisione Esplorazione & Produzione, 5 maggio 2011.
- Rapporto interno: “San Salvo 82 OR (Concessione Stoccaggio Fiume Treste). Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, Eni S.p.A., Divisione E&P, 22 gennaio 2009.
- Rapporto interno: “San Salvo 83 Dir (Concessione Stoccaggio Fiume Treste). Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica”, Eni S.p.A., Divisione E&P, 31 gennaio 2008.
- Rapporto interno: “San Salvo 88 Dir (Concessione Stoccaggio Fiume Treste). Caratterizzazione petrofisica e geomeccanica (rapporto integrato)”, Eni S.p.A., Divisione E&P, 31 gennaio 2008.
- Rapporto interno: “Pozzo San Salvo 92 Dir A: studio petrofisico e geomeccanico”, Eni S.p.A. Exploration & Production Division, 20 maggio 2011
- Reposi P., Redaelli M., Giuliani E., Nobile R., Visentin C., Grammatico G. (1998). Campo di San Salvo: potenziamento stoccaggio livelli D+E+E0 (GIAC).
- Riva M., Castadori D., Catrullo D. (1997). Concessione Fiume Treste: revisione biostratigrafica (PIEC-STIG).
- Roest J.P.A., Mulders F.M.M., Kuilman W. (1999). Data-limited geomechanical modelling for investigating induced seismicity mechanisms. Delft University of Technology, Delft, Netherlands. ISRM-Congress, Paris, August 1999.
- Schlumberger, “VISAGE User’s Guide”, 2009.



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

Teatini P., Gambolati G., Ferronato M., Settari A., Walters D. (2011). Land uplift due to subsurface fluid injection, *Journal of Geodynamics* 51, 1–16.

Teatini P., Castelletto N., Ferronato M., Gambolati G., Janna C., Cairo E., Marzorati D., Colombo D., Ferretti A., Bagliani A., Bottazzi F. (2011). Geomechanical response to seasonal gas storage in depleted reservoirs: A case study in the Po River basin, Italy. *Journal of Geophysical Research*, 116, F02002. Doi: 10.1029/2010JF001793

Vezzani L., Ghisetti F., Festa A. (2004). *Carta Geologica del Molise*. Scala 1:100.000. Ed. S.El.CA. Firenze.

Vezzani, L., Festa, A., Ghisetti, F. (2010). Geology and Tectonic evolution of the Central-Southern Apennines, Italy. *Geological Society of America Special Paper*, 469, 58, accompanying by a CD-ROM including the “Geological-Structural Map of the Central-Southern Apennines (Italy)” at 1:250,000 scale, Sheets 1 and 2. Doi:10.1130/2010.2469



TABELLE



Tabella 1 – Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 89 dir)

Profondità campione	Permeabilità	Porosità
(m MD)	(mD)	(%)
1057.30	< 10 ⁻⁶ mD	16.9
1058.40	< 10 ⁻⁶ mD	17.0
1058.50	< 10 ⁻⁶ mD	17.9
1060.65	< 10 ⁻⁶ mD	17.9
1060.90	< 10 ⁻⁶ mD	18.6
1061.50	< 10 ⁻⁶ mD	17.7
1062.40	< 10 ⁻⁶ mD	24.1
1063.60	< 10 ⁻⁶ mD	19.1
1064.50	< 10 ⁻⁶ mD	17.8
1064.75	< 10 ⁻⁶ mD	16.8
1065.10	< 10 ⁻⁶ mD	18.2
1065.20	< 10 ⁻⁶ mD	17.0



Tabella 2 – Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 89 dir)

Profondità campione	Pressione di confinamento	<i>Threshold pressure gas-brine</i>
(m MD)	(bar)	(bar)
1058.60	75	50
1059.80	75	> 60
1060.85	75	<i>rotto</i>
1061.45	75	<i>rotto</i>
1062.30	75	<i>rotto</i>
1063.50	75	<i>rotto</i>



Tabella 3 – Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 82 or)

Profondità campione	Permeabilità	Porosità
(m MD)	(mD)	(%)
1220.65 – 1220.80	--	14.0
1221.15 – 1221.30	$3.0 \cdot 10^{-5}$	26.6
1223.15 – 1223.30	--	23.9
1223.35 – 1223.50	$6.3 \cdot 10^{-5}$	--
1224.50 – 1224.65	$2.3 \cdot 10^{-5}$	10.4
1224.85 – 1225.00	$2.7 \cdot 10^{-5}$	--
1227.15 – 1227.30	$3.2 \cdot 10^{-5}$	9.8
1227.50 – 1227.70	$2.6 \cdot 10^{-5}$	28.5



Tabella 4 – Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 82 or)

Profondità campione	Pressione di confinamento	<i>Threshold pressure</i> <i>gas-brine</i>
(m MD)	(bar)	(bar)
1220.85 – 1221.00	75	> 60
1221.35 – 1221.50	75	> 60
1223.15 – 1223.30	75	> 60
1224.50 – 1224.65	75	45 – 50
1226.50 – 1226.65	75	30 – 35
1227.15 – 1227.30	75	> 60



Tabella 5 – Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 83 dir)

Profondità campione	Pressione di confinamento	<i>Threshold pressure gas-brine</i>
(m MD)	(bar)	(bar)
1132.20 – 1132.30	75	> 60
1133.00 – 1133.10	75	> 60
1133.20 – 1133.30	75	> 60
1134.20 – 1134.30	75	> 60
1135.00 – 1135.10	75	> 60
1136.10 – 1136.20	75	55 – 60



Tabella 6 – Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 88 dir)

Profondità campione (m MD)	Permeabilità (mD)	Porosità (%)
1102.60 – 1102.70	$4.0 \cdot 10^{-6}$	23.8
1103.00 – 1103.15	$4.0 \cdot 10^{-6}$	28.2
1103.65 – 1103.75	--	15.7
1103.85 – 1104.00	$< 10^{-6}$	16.5
1104.80 – 1104.90	$3.0 \cdot 10^{-3}$	23.2
1104.90 – 1105.00	$< 10^{-6}$	22.2
1105.75 – 1105.85	--	17.3
1105.85 – 1106.00	--	15.8
1106.00 – 1106.15	--	25.1
1106.40 – 1106.55	--	19.3



Tabella 7 – Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 88 dir)

Profondità campione	Pressione di confinamento	<i>Threshold pressure gas-brine</i>
(m MD)	(bar)	(bar)
1103.15 – 1103.25	75	> 60
1103.65 – 1103.75	75	<i>rotto</i>
1104.10 – 1104.20	75	50
1105.10 – 1105.25	75	50
1105.75 – 1105.85	75	<i>rotto</i>
1106.40 – 1106.55	75	50



Tabella 8 – Porosità e permeabilità (pozzo San Salvo 92 dir A)

Profondità campione	Permeabilità	Porosità
(m MD)	(mD)	(%)
1060.55	$2.8 \cdot 10^{-2}$	13.9
1061.70	$9.1 \cdot 10^{-2}$	14.3
1062.60	$8.8 \cdot 10^{-2}$	15.1
1063.80	$4.2 \cdot 10^{-2}$	13.6
1064.30	$< 10^{-6}$	13.6
1065.70	$< 10^{-6}$	14.2
1066.52	$< 10^{-6}$	13.7
1067.15	$< 10^{-6}$	--
1068.05	$< 10^{-6}$	14.8
1069.25	$< 10^{-6}$	18.1
1069.39	$8.6 \cdot 10^{-2}$	14.1
1070.40	$1.2 \cdot 10^{-1}$	17.2
1070.70	--	16.4



Tabella 9 – Valori di *threshold pressure* (pozzo San Salvo 92 dir A)

Profondità campione	Pressione di confinamento	<i>Threshold pressure</i> <i>gas-brine</i>
(m MD)	(bar)	(bar)
1061.00	105	<i>rotto</i>
1062.05	105	45
1063.05	105	<i>rotto</i>
1064.05	105	<i>rotto</i>
1065.00	105	<i>rotto</i>
1066.90	105	25
1067.50	105	<i>rotto</i>
1068.70	105	<i>rotto</i>
1070.80	105	<i>rotto</i>
1071.15	105	30



Tabella 10 – Definizione dei parametri geomeccanici per le classi geomeccaniche di riferimento

Classi Geomeccaniche	Elastic Properties			Initialization Properties					Mohr-Coulomb			
	Young's Modulus (bar)	Poisson's Ratio (-)	Biot's Coeff. (-)	Tot Vertical Stress Grad. (bar/m)	Max Horizontal Stress Coeff.** (-)	Min Horizontal Stress Coeff.** (-)	Horiz Stress Azimuth (°)	Vertical Stress inclination (°)	Cohesion [bar]	Friction Angle (°)	Dilation Angle (°)	Tensile stress cut off (bar)
1	(E vs depth) per i differenti litotipi	0.37	1	0.23	0.9	0.9	0	90	4	38	5	1
2									4	30		
3									8	28		
10									6	30		
4									6	30		
5*									13	30		
6									10	28		
7									15	30		
8									30	35		
9				40					45	0.25		

(*) classi che corrispondono ai livelli mineralizzati

(**) rapporto tra stress efficace orizzontale massimo e stress efficace verticale

(***) rapporto tra stress efficace orizzontale minimo e stress efficace verticale



FIGURE



Figura 1 – Ubicazione del campo

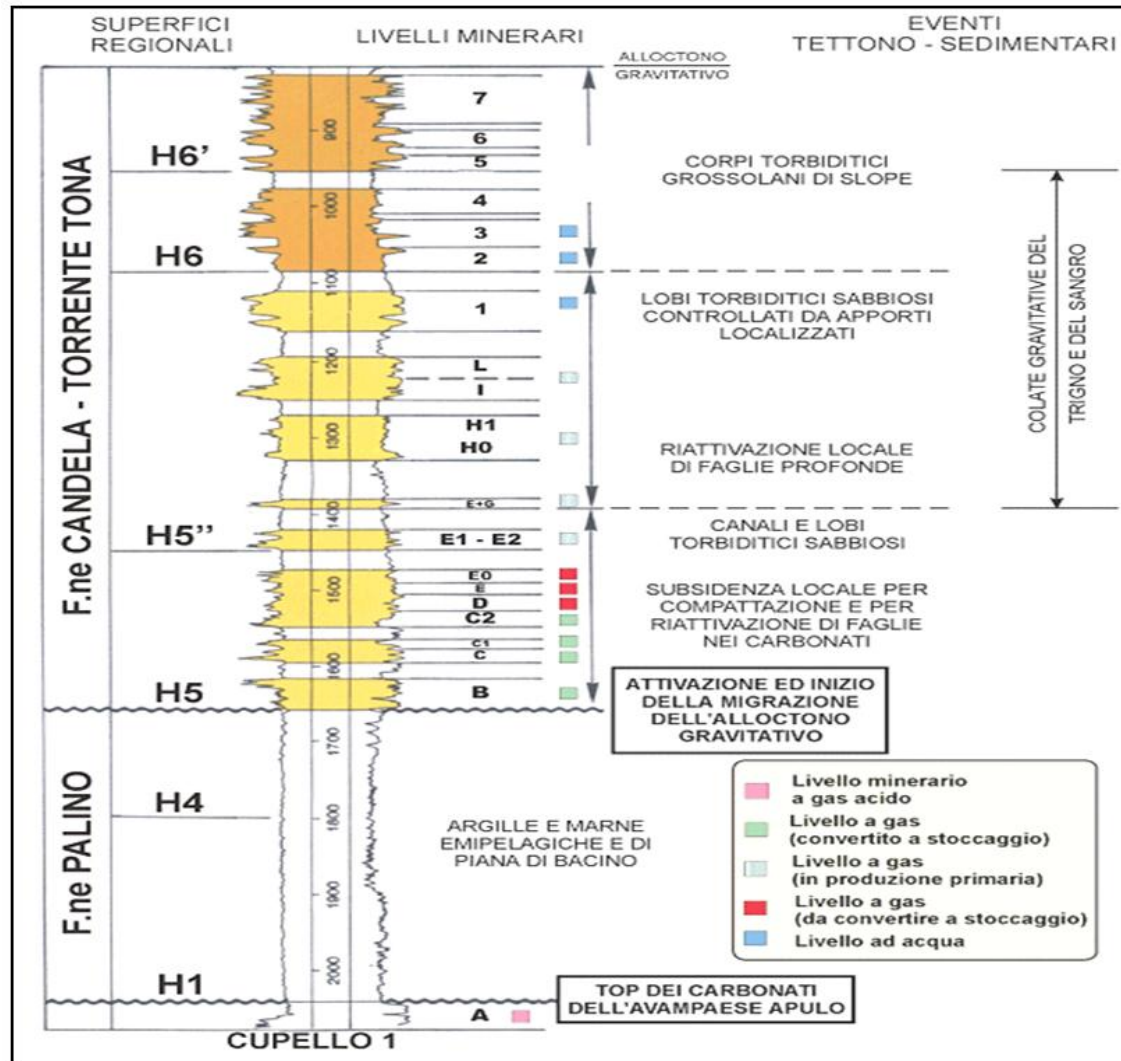


Figura 2 – Schema stratigrafico (da “San Salvo - Studio di giacimento livelli di stoccaggio B+C e C2”, ENI – GIAC 2000)

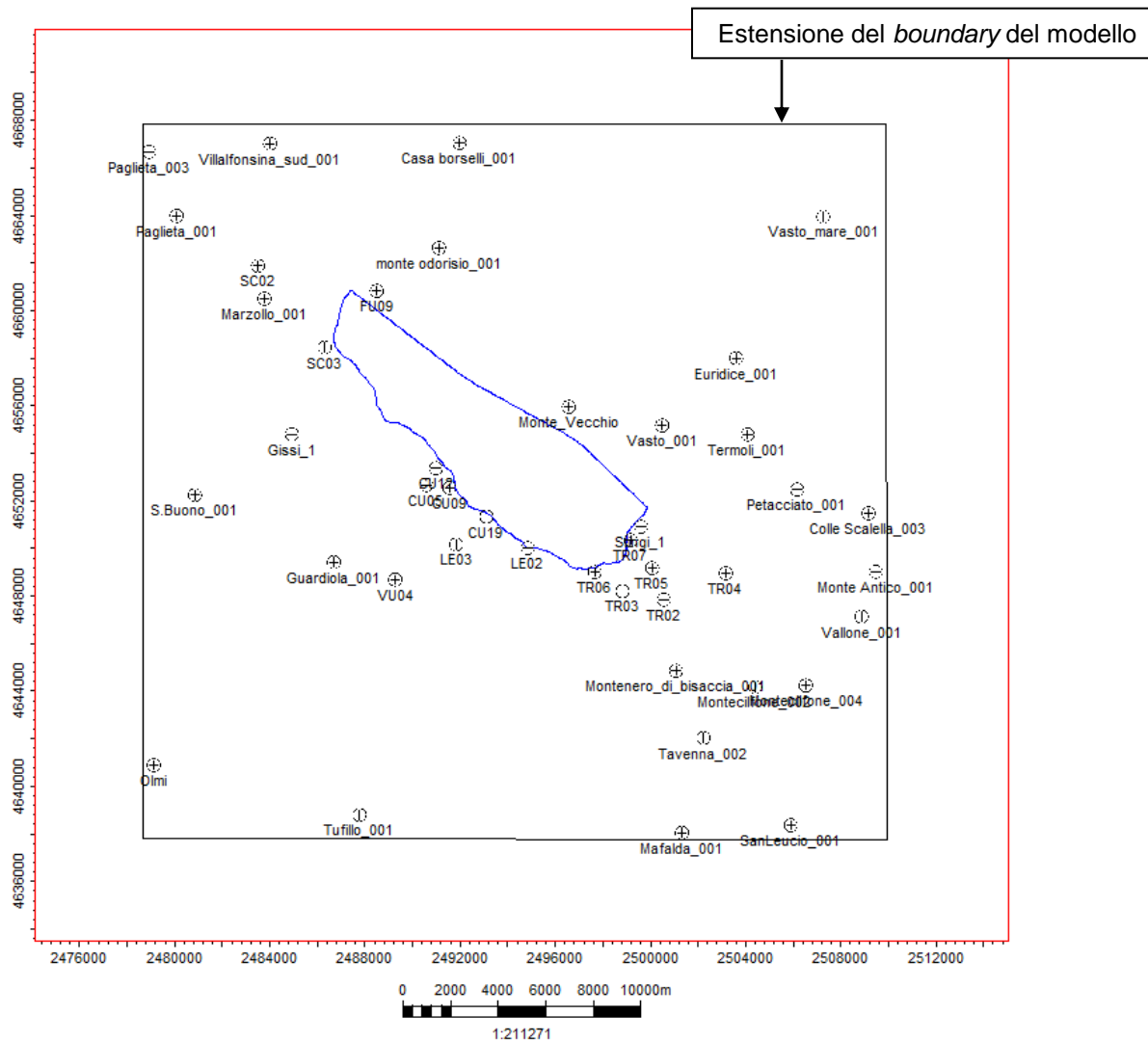


Figura 3 – Ubicazione dei pozzi disponibili esterni al *boundary* del livello C2 (evidenziato dalla linea blu)

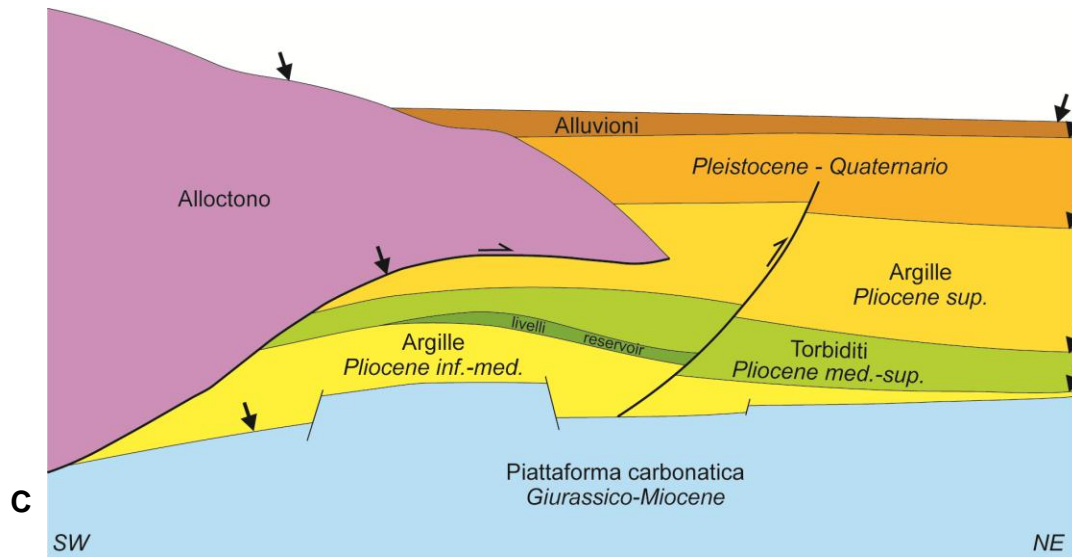
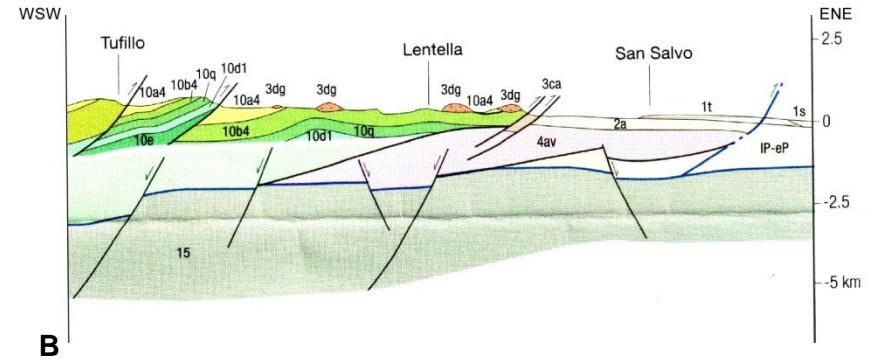
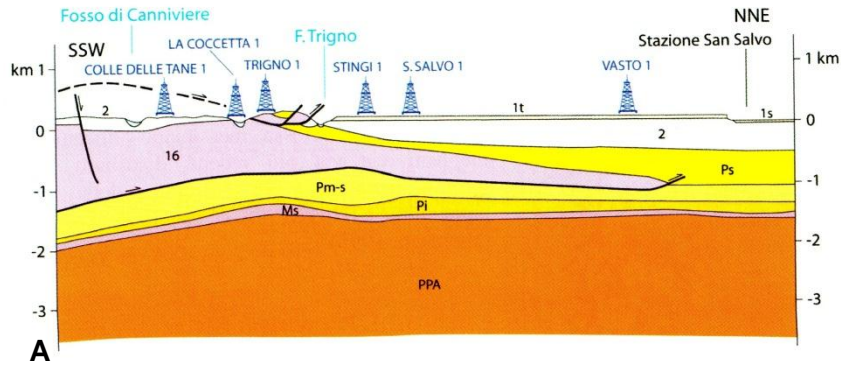


Figura 4 - Confronto tra le sezioni geologiche della cartografia regionale (A: Festa et al., 2006; B: Vezzani et al., 2010 modificato) e il modello concettuale dell'area studiata (C). Le frecce in fig. 4C indicano le sette superfici regionali utilizzate per le correlazioni stratigrafiche ai pozzi e per l'estensione del modello statico

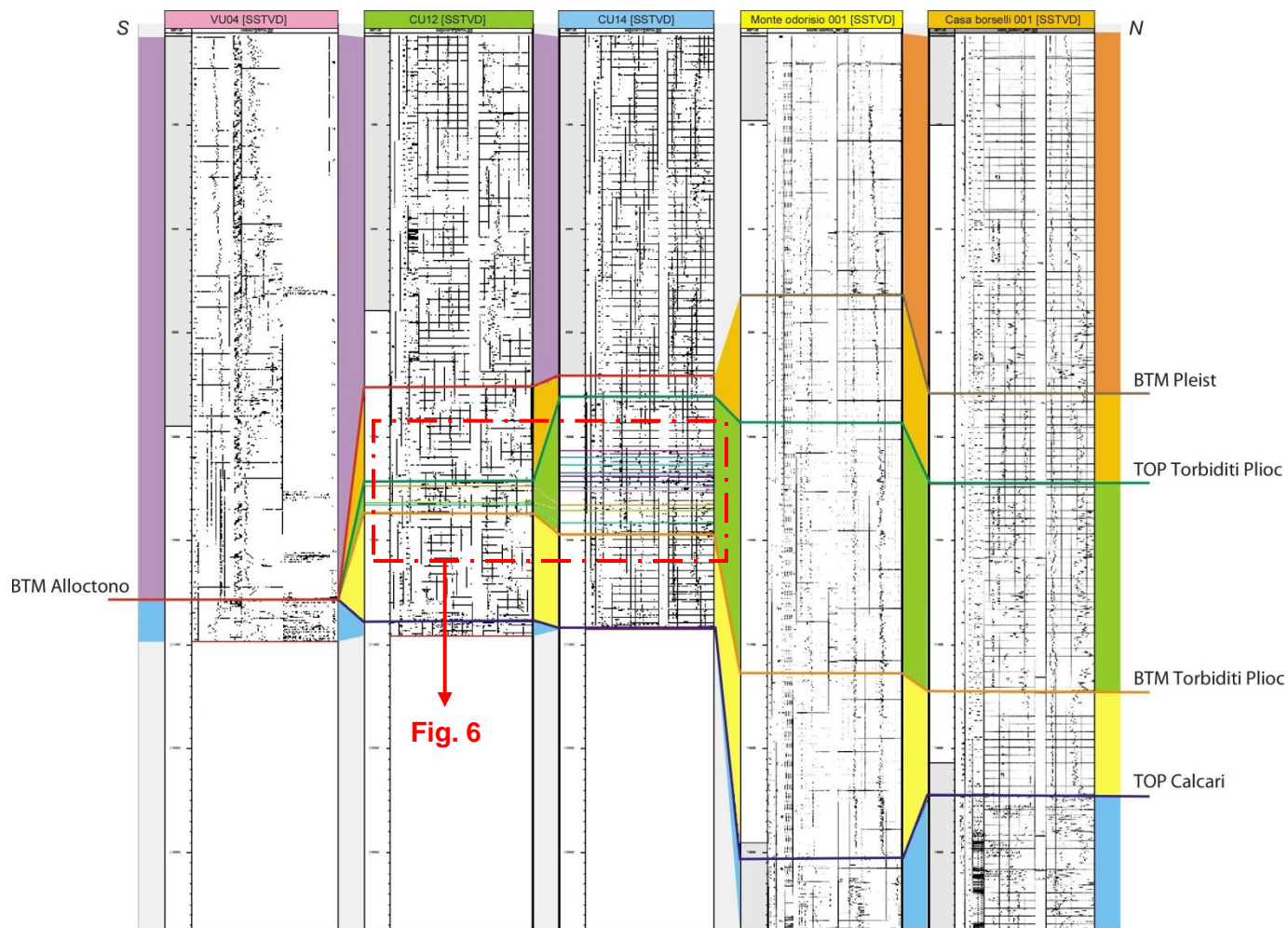


Figura 5 – Esempio di correlazione stratigrafica (*Petrel*) in direzione N-S che evidenzia la presenza dell'Alloctono nella parte meridionale dell'area

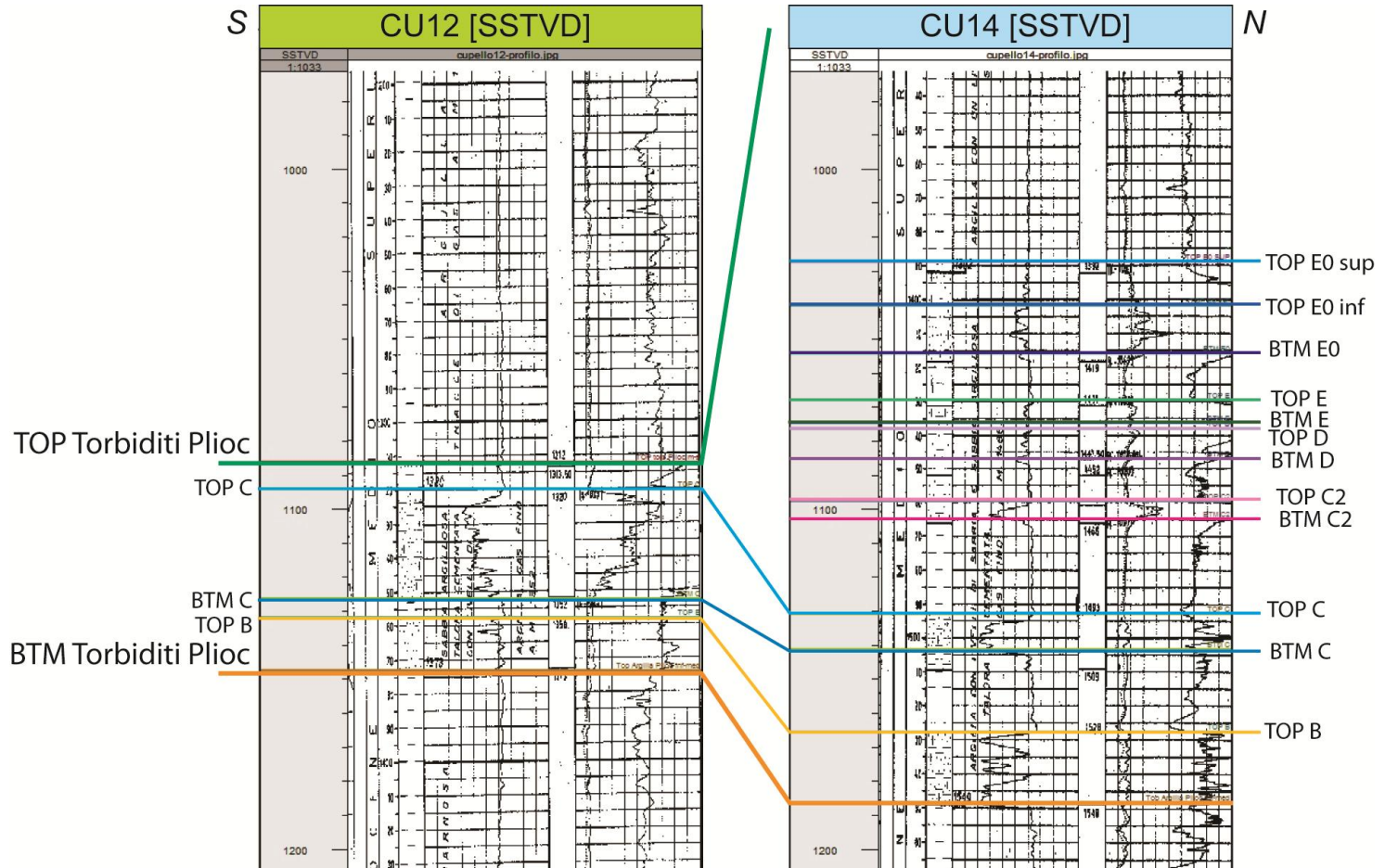


Figura 6 – Dettaglio di Fig. 5. Esempio di correlazione stratigrafica (Petrel)

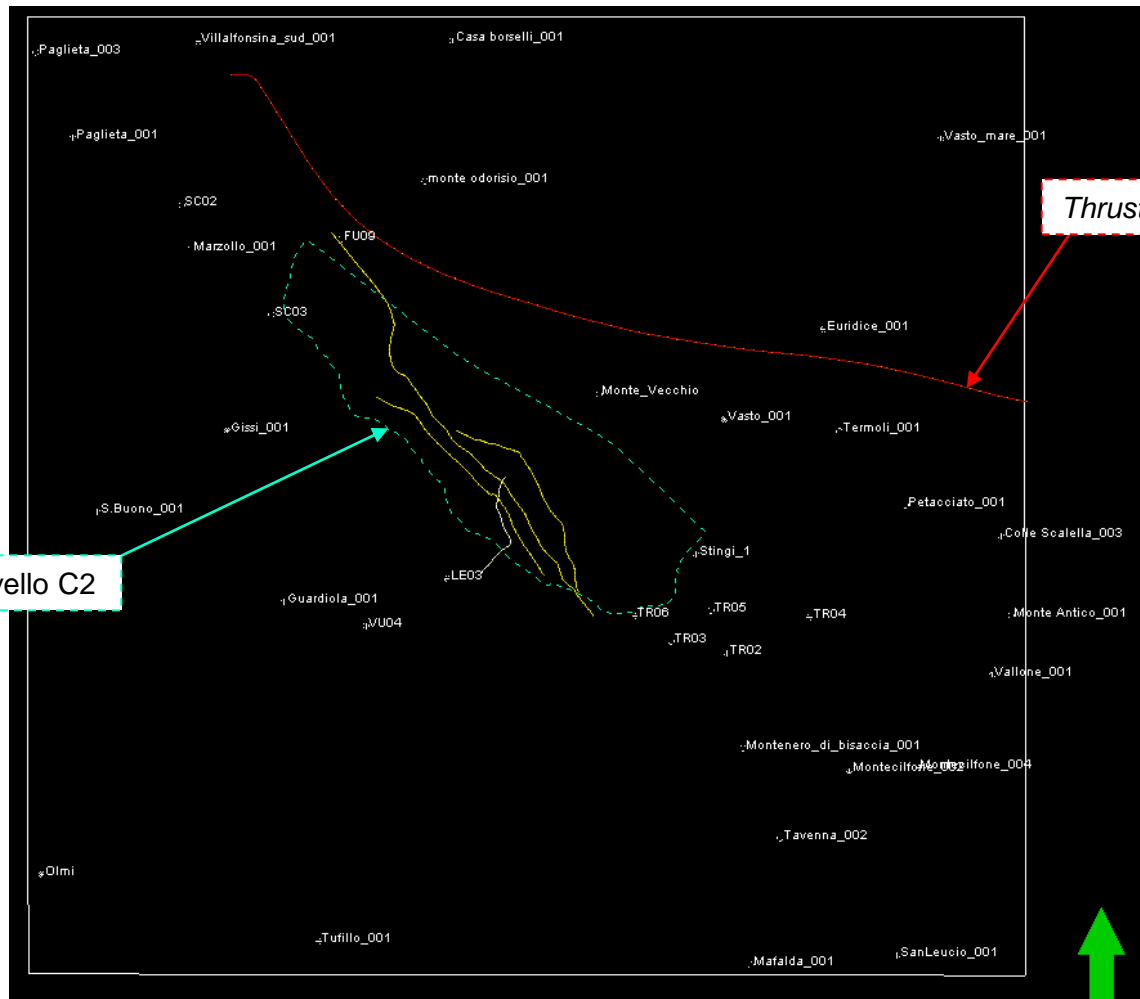


Figura 7 – Ubicazione delle principali faglie rappresentate nel modello statico esteso

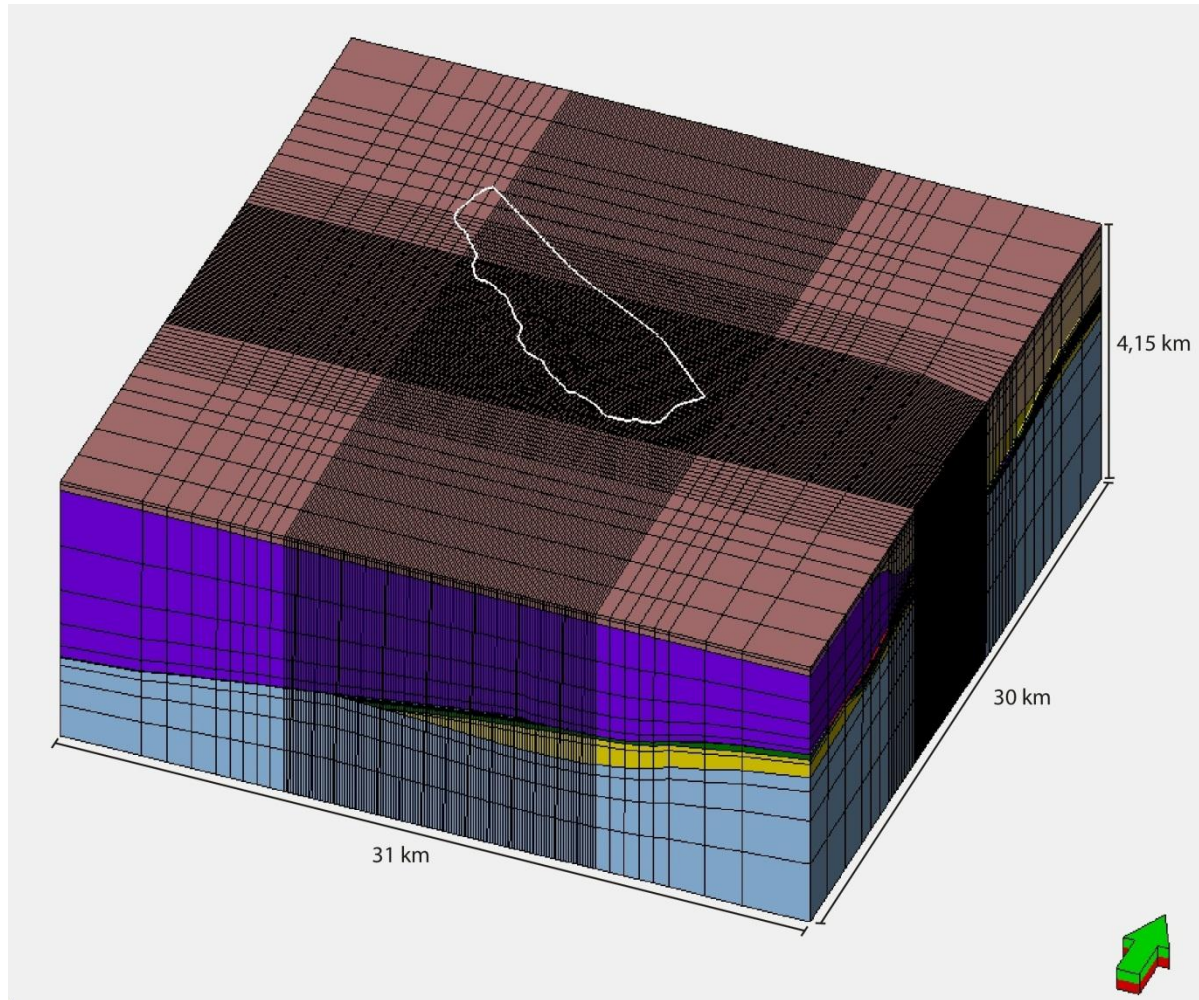
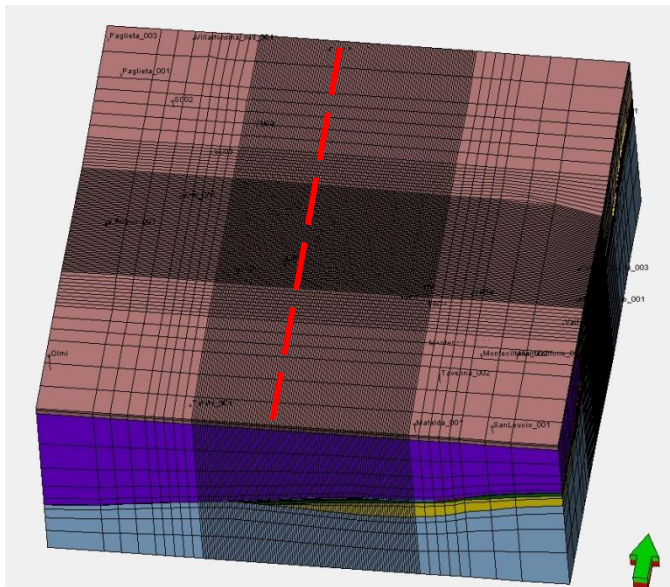


Figura 8 – Estensione dell'area modellizzata. La linea bianca evidenzia l'ubicazione del *boundary* del livello C2 rispetto al *grid*



A



B

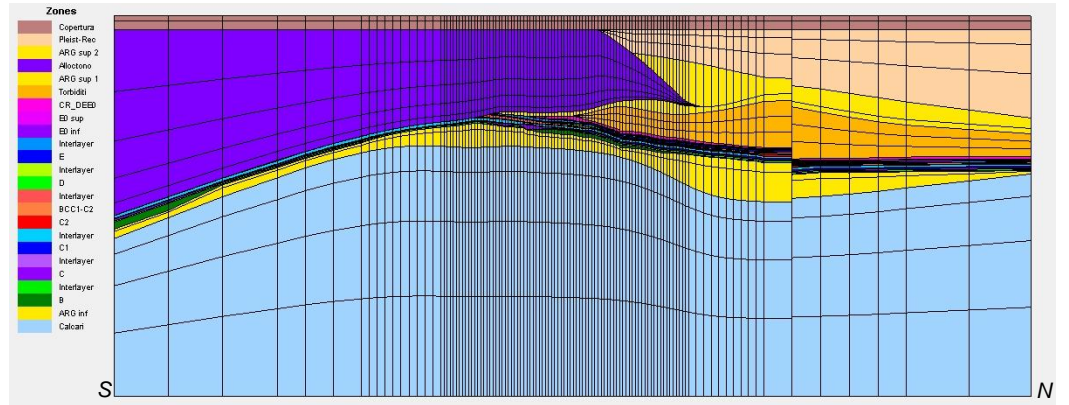


Figura 9 – A: Modello esteso a scala regionale. La linea rossa tratteggiata indica la traccia della sezione di Fig. 9B). B: sezione trasversale rispetto ai principali elementi tettonici del modello di Fig. 9A

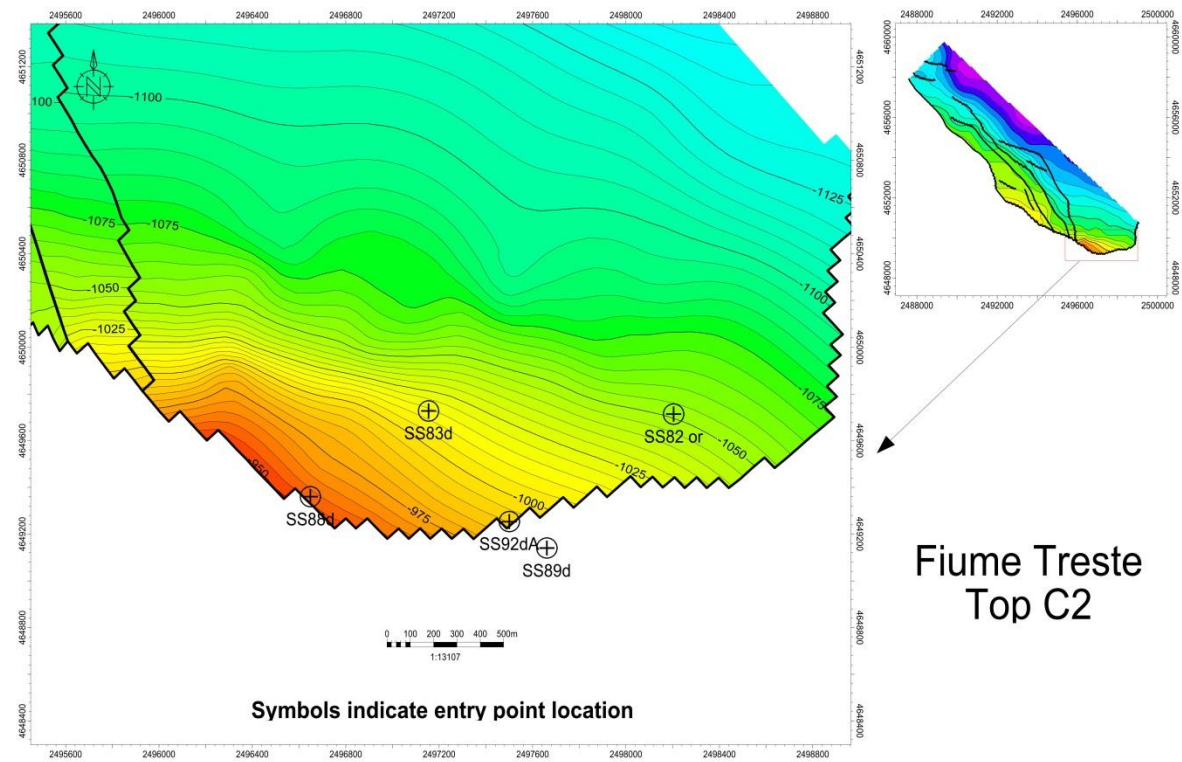


Figura 10 – Ubicazione dei 5 pozzi impiegati per la caratterizzazione delle argille di copertura rispetto al top strutturale del livello C2

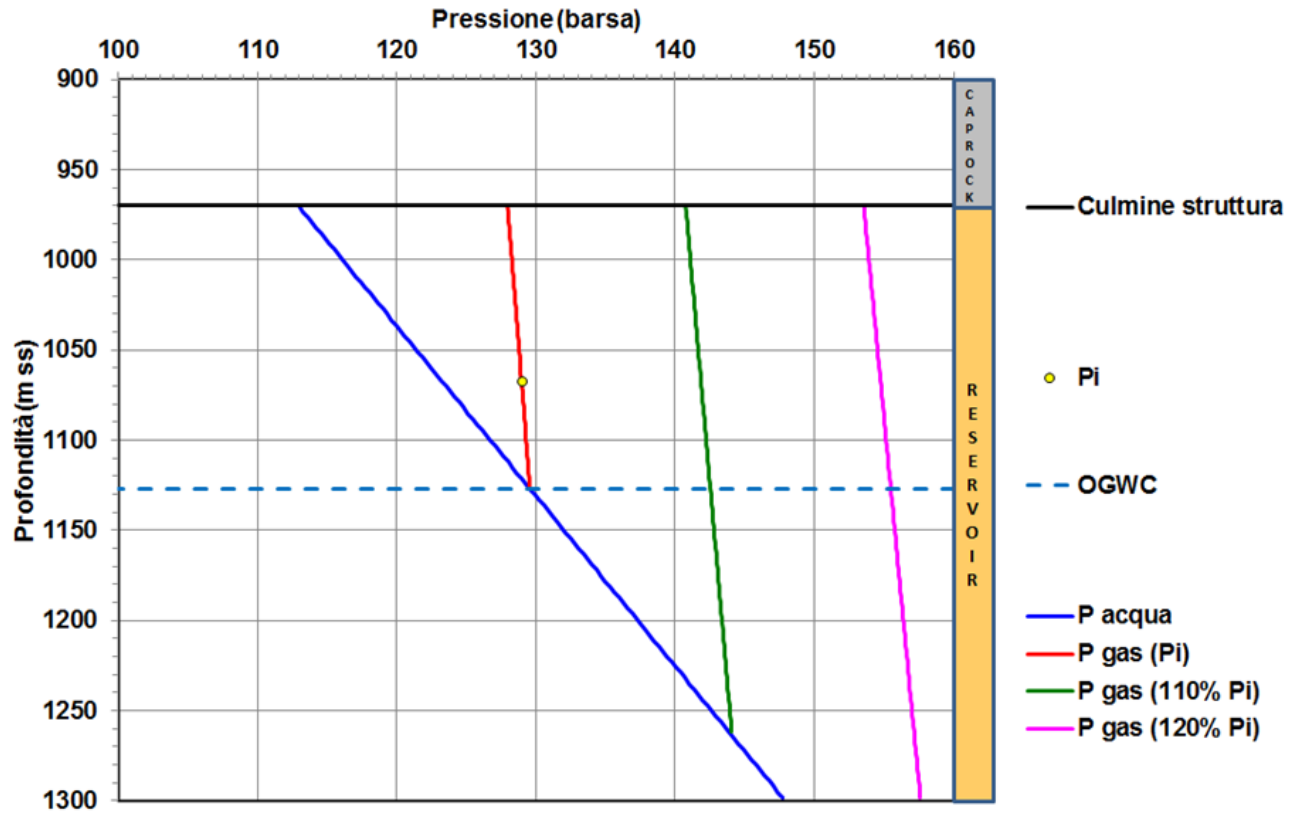


Figura 11 – Andamento in funzione della profondità della pressione interstiziale del gas e dell'acqua per il giacimento di Fiume Treste, livello C2

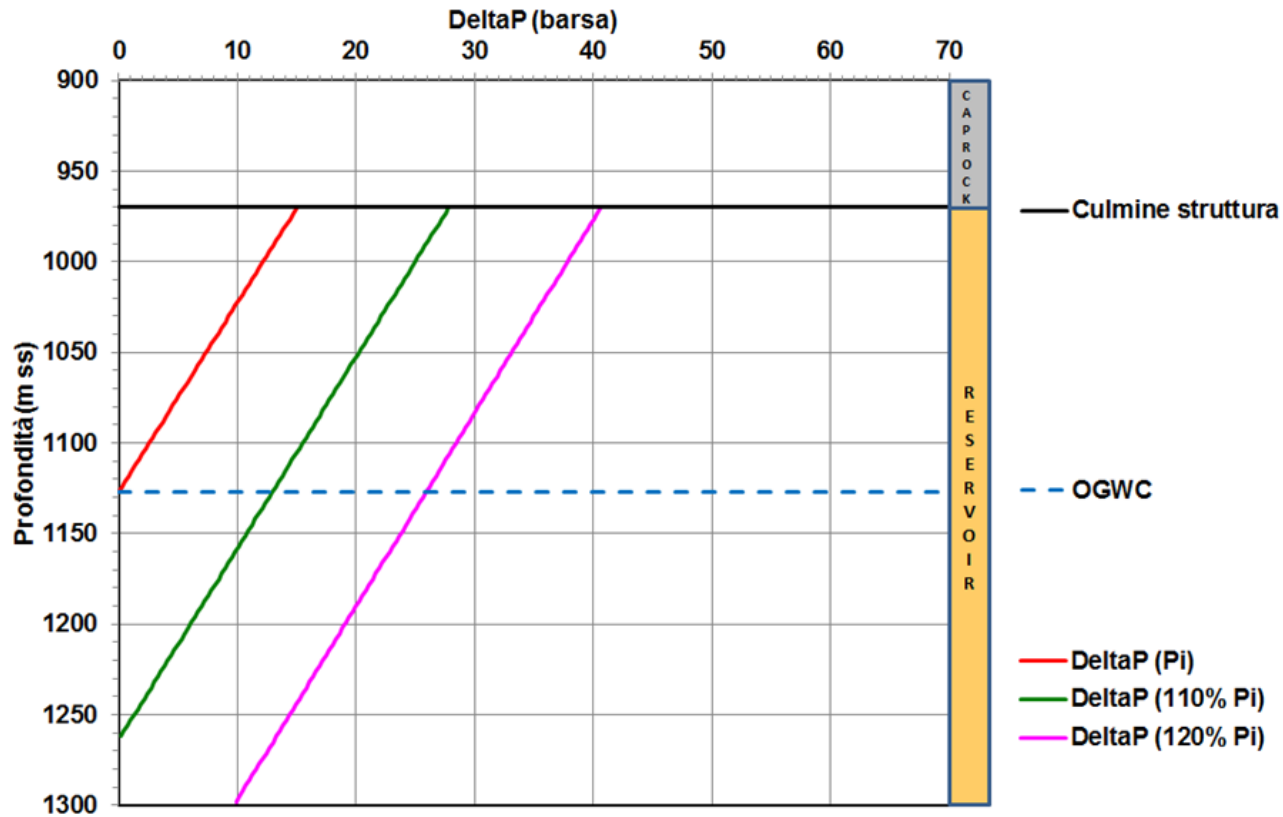


Figura 12 – Andamento in funzione della profondità della differenza tra la pressione interstiziale dell'acqua e del gas per il giacimento di Fiume Treste, livello C2

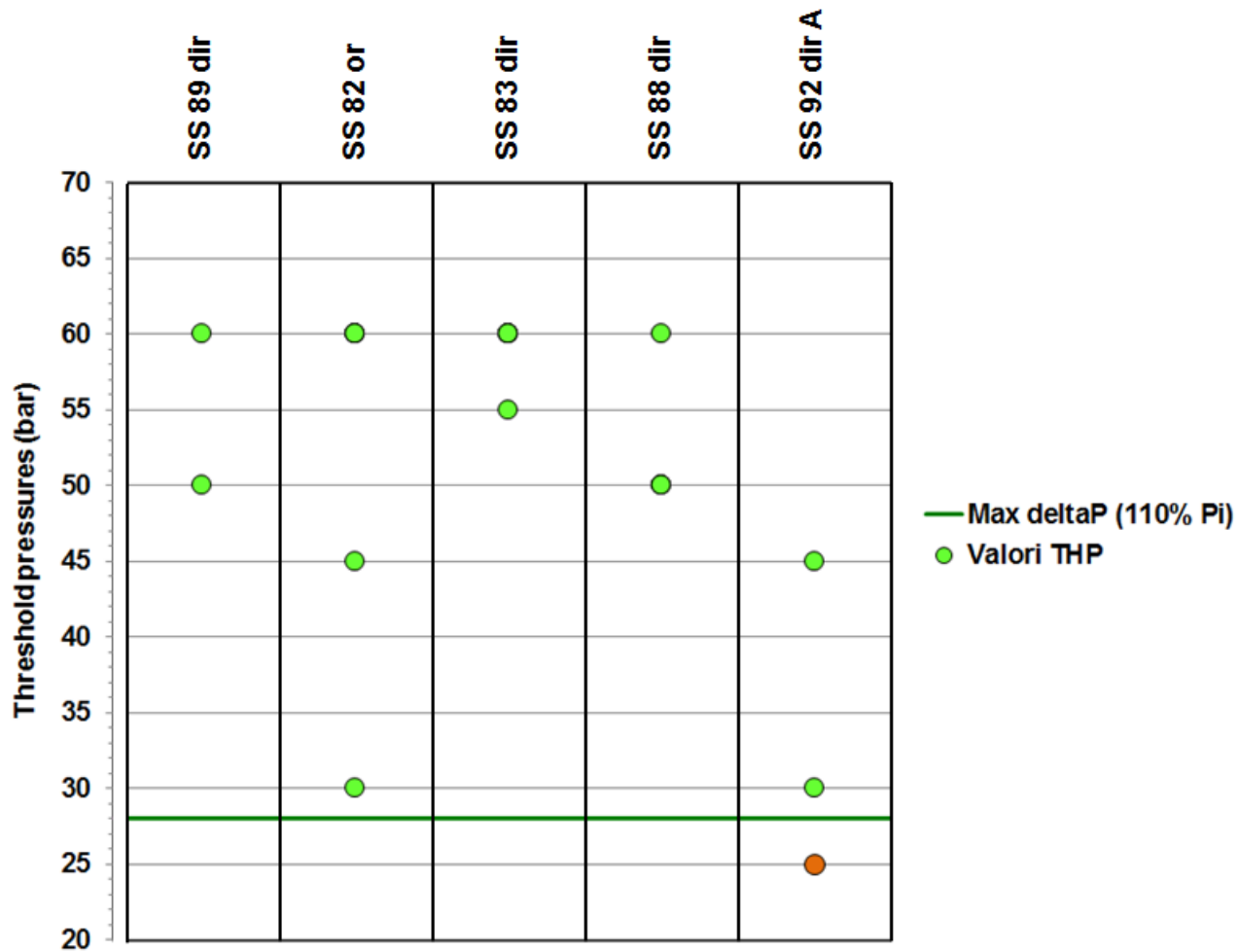


Figura 13 – Confronto tra i valori di *threshold pressure* misurati e il massimo livello atteso della differenza tra la pressione interstiziale del gas e dell'acqua (sovrappressione del gas pari al 110%)

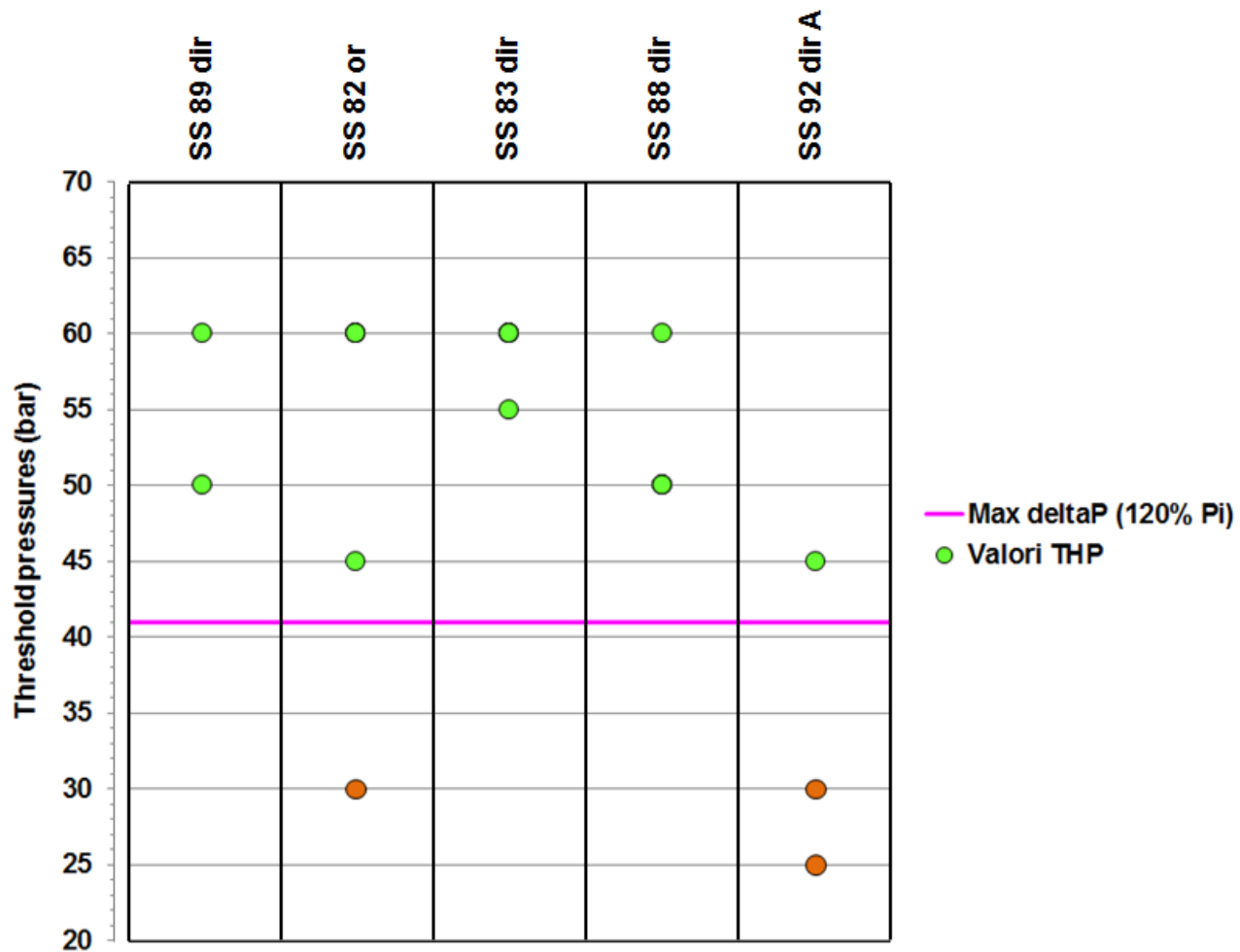
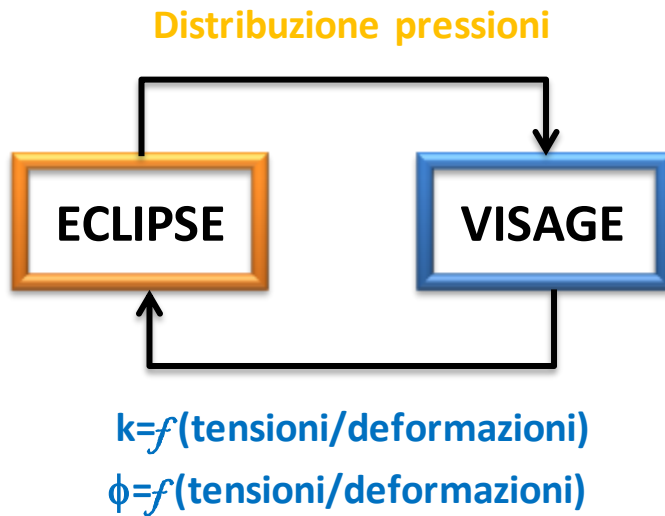
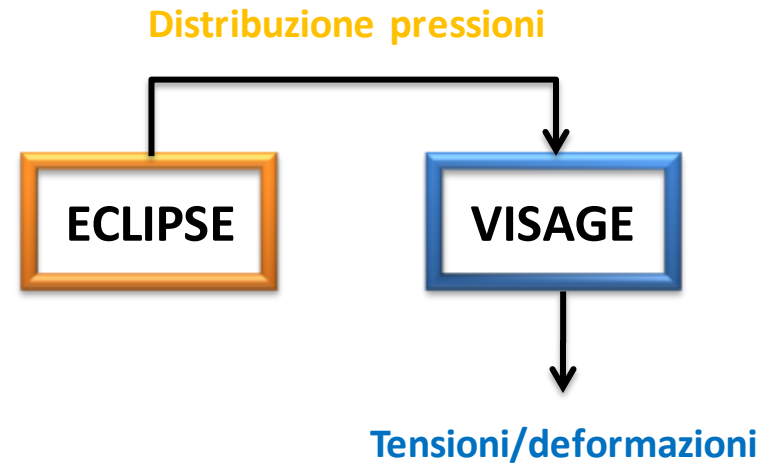


Figura 14 – Confronto tra i valori di *threshold pressure* misurati e il massimo livello atteso della differenza tra la pressione interstiziale del gas e dell'acqua (sovrappressione del gas pari al 120%)



(a)



(b)

Figura 15 – Schema esplicativo per l'approccio *iteratively coupling* (a) e *one-way coupling* (b)

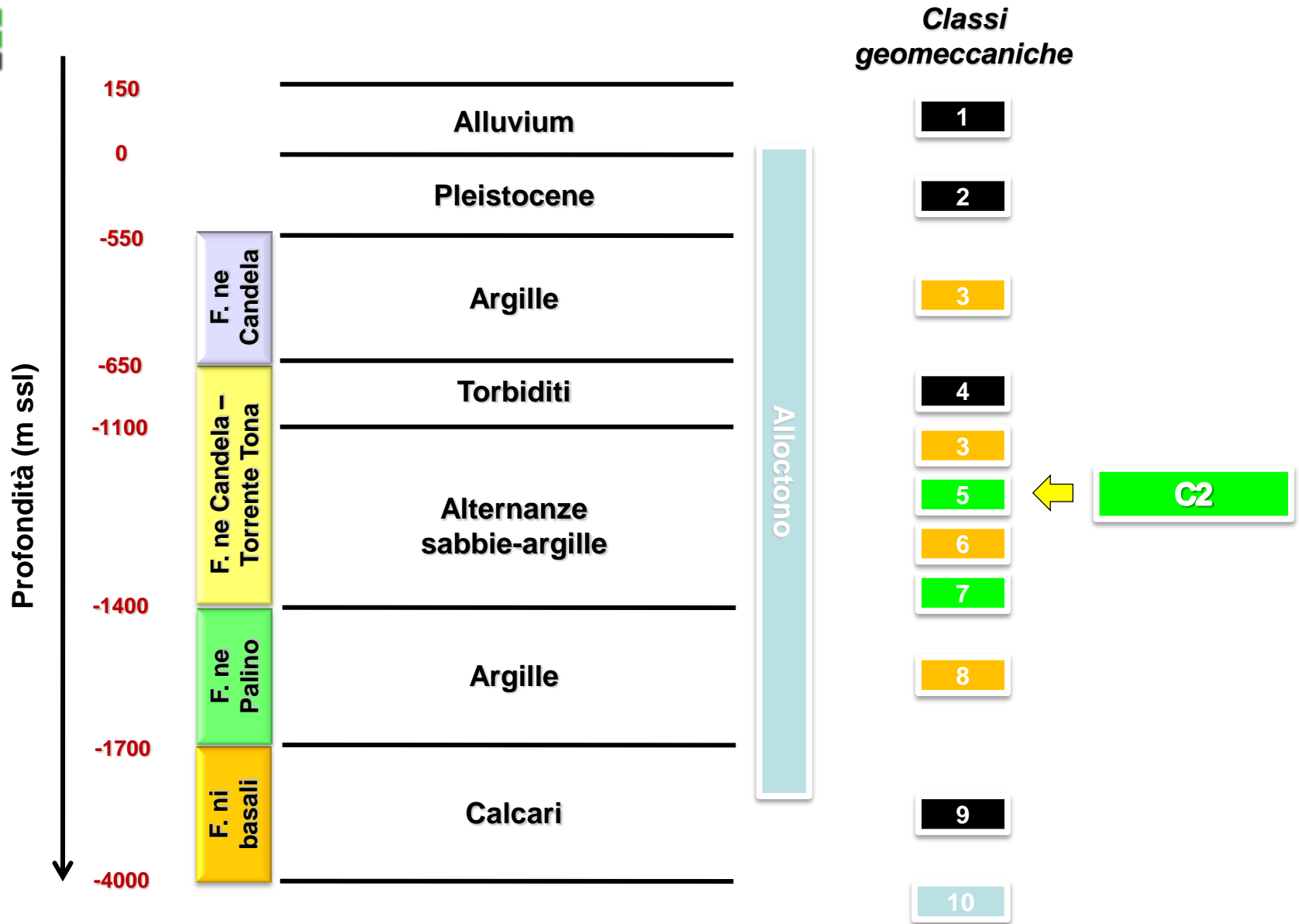


Figura 16 – Sequenza stratigrafica tipo e relative classi geomeccaniche associate

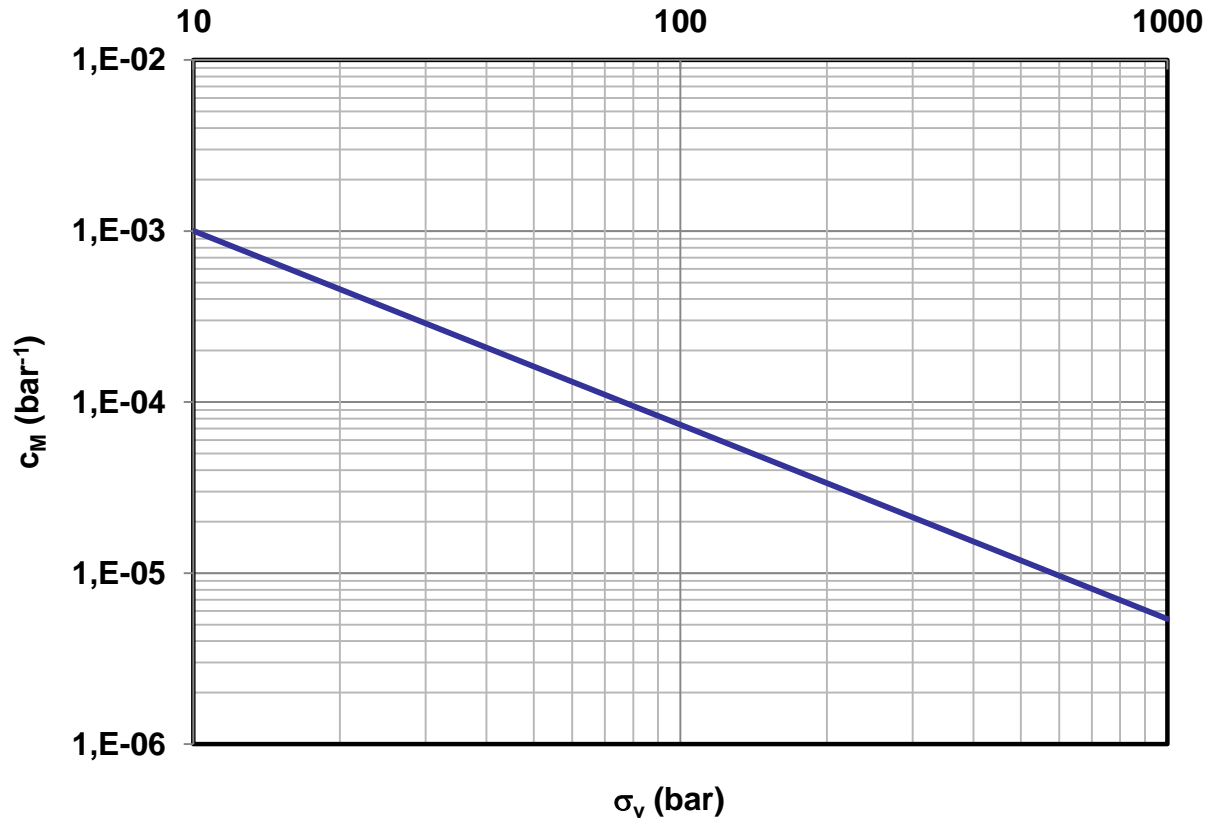


Figura 17 - Correlazione tra tensione verticale efficace e compressibilità verticale (Teatini, 2011)

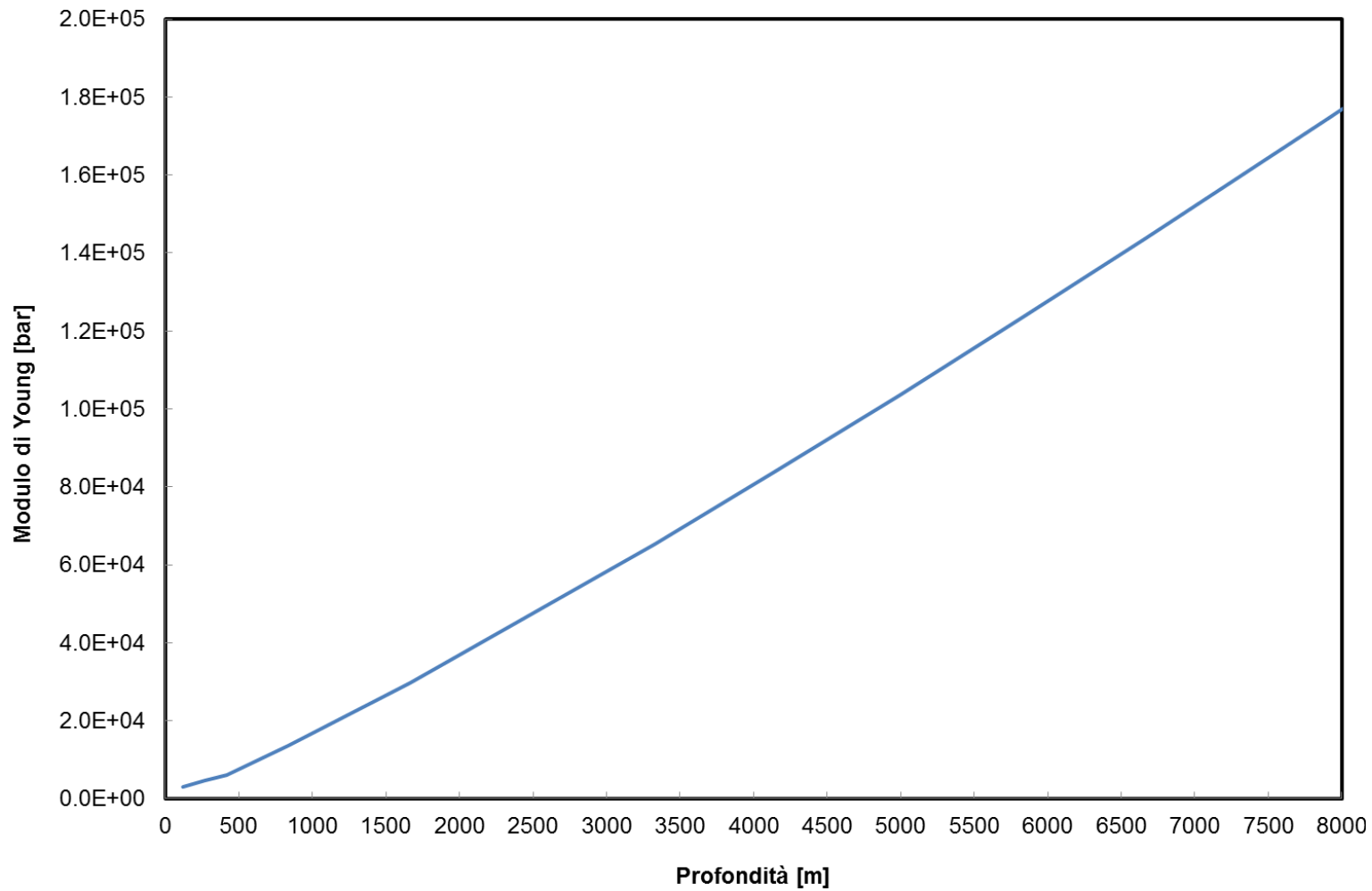


Figura 18 – Andamento del modulo elastico statico in funzione della profondità

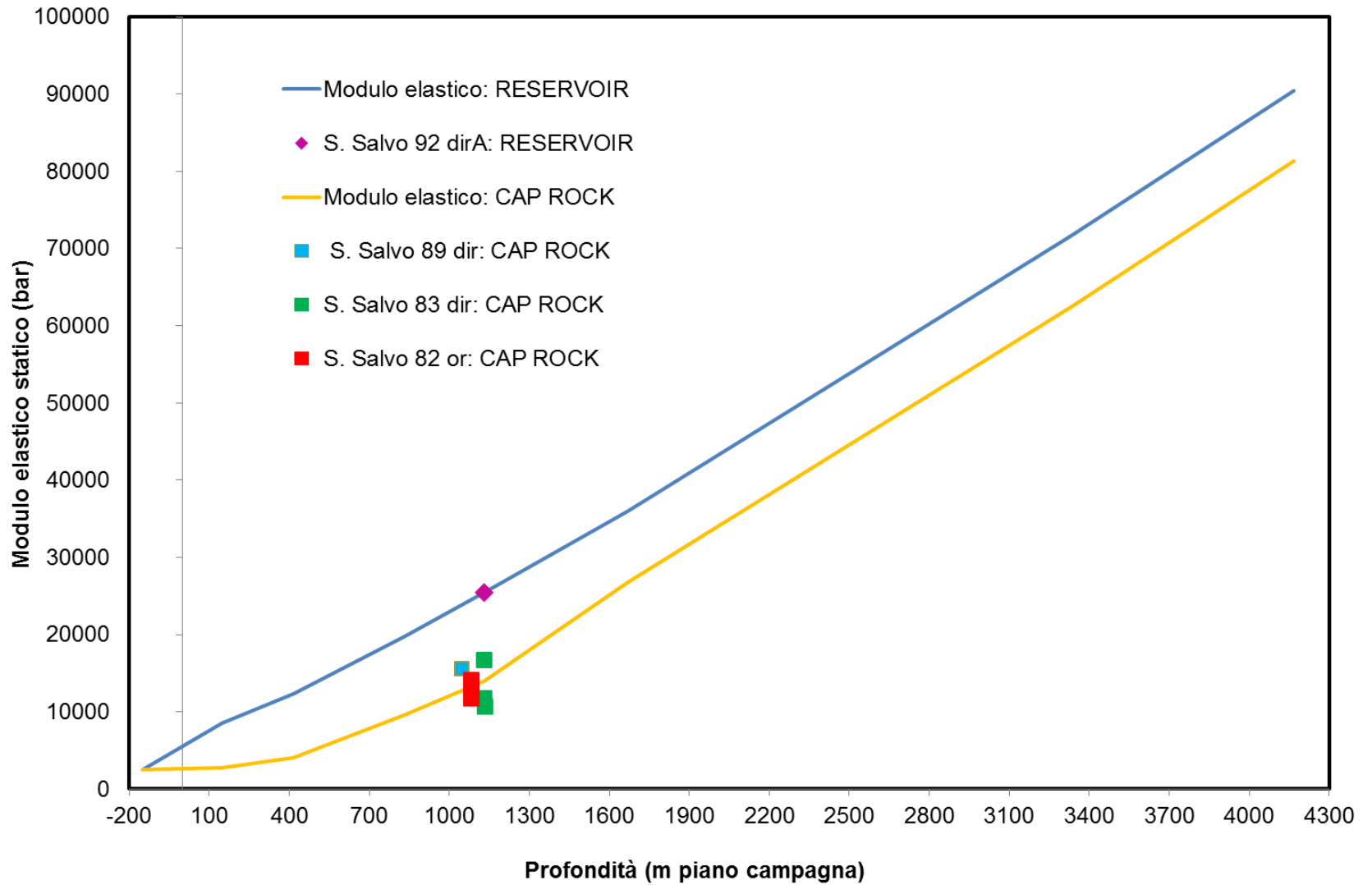


Figura 19 – Relazioni modulo elastico-profondità per differenti litotipi, assestato al dato di pozzo

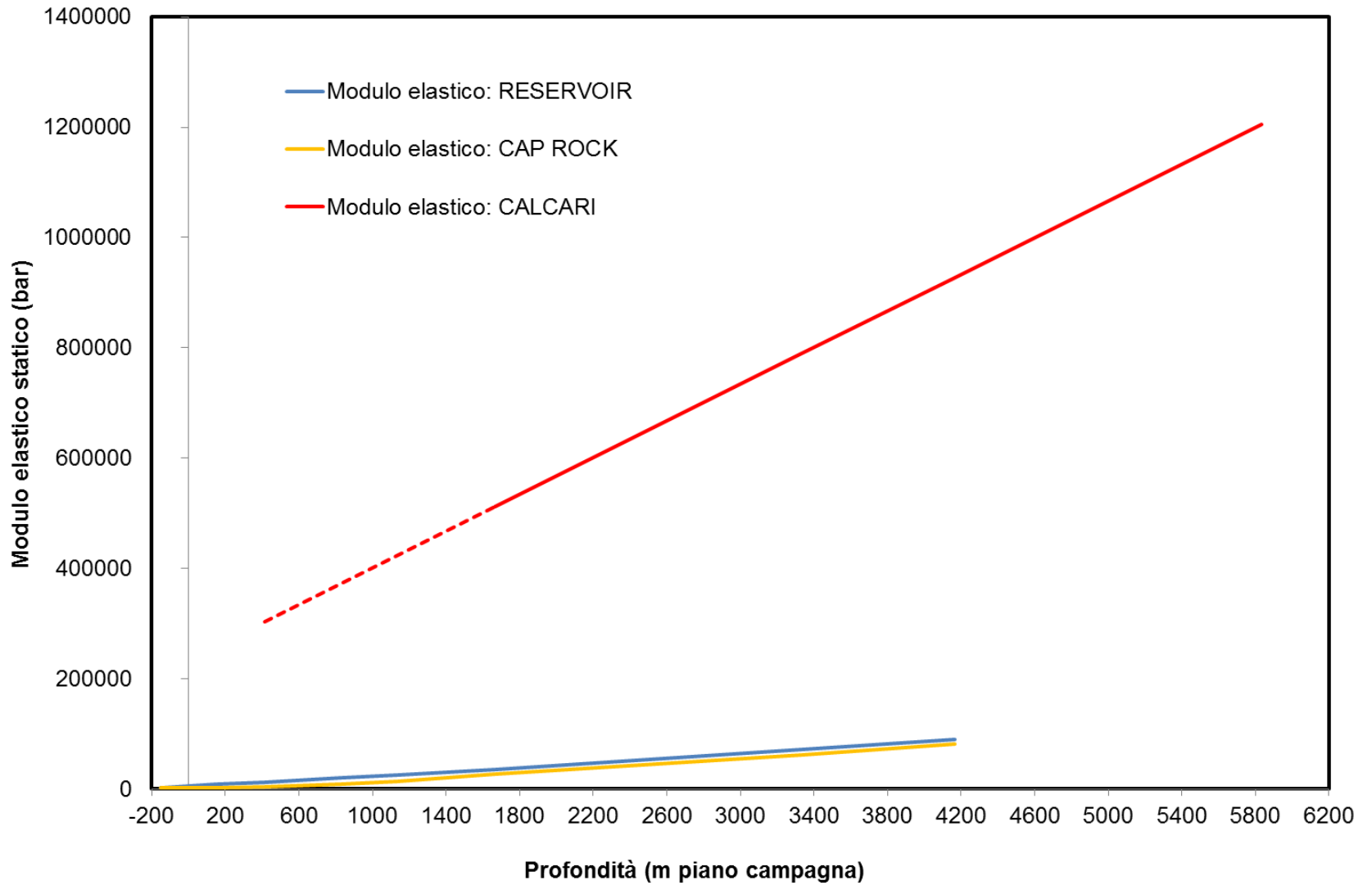


Figura 20 – Relazioni modulo elastico-profondità utilizzate per i differenti litotipi analizzati

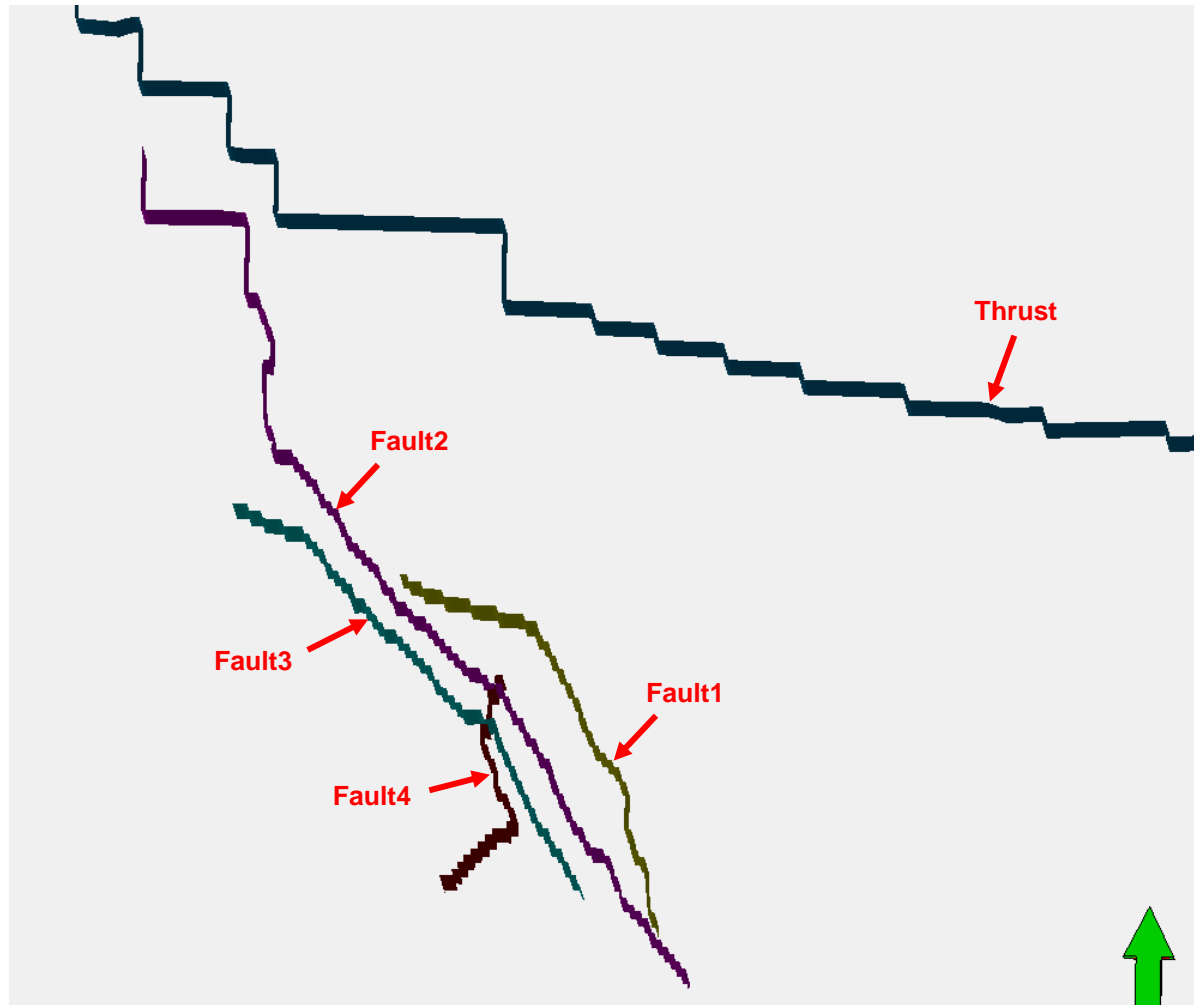


Figura 21 – Faglie caratterizzate ai fini dello studio geomeccanico

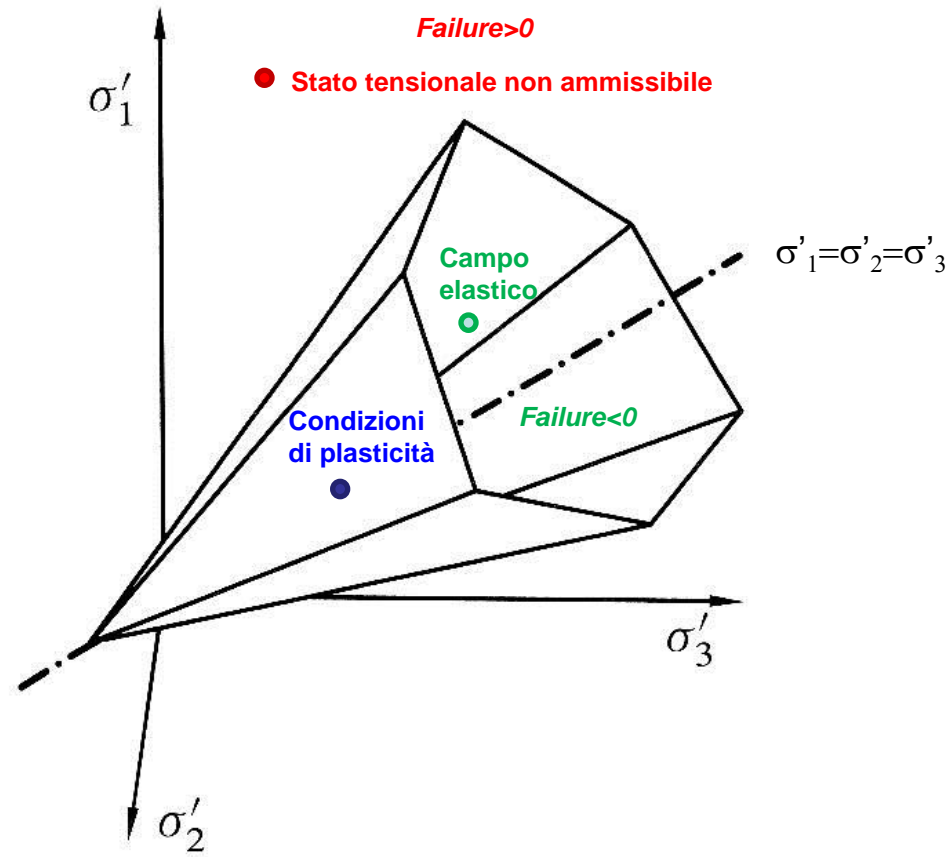


Figura 22 – Criterio di Mohr-Coulomb sul piano delle tensioni principali (FJÆR, 2008)

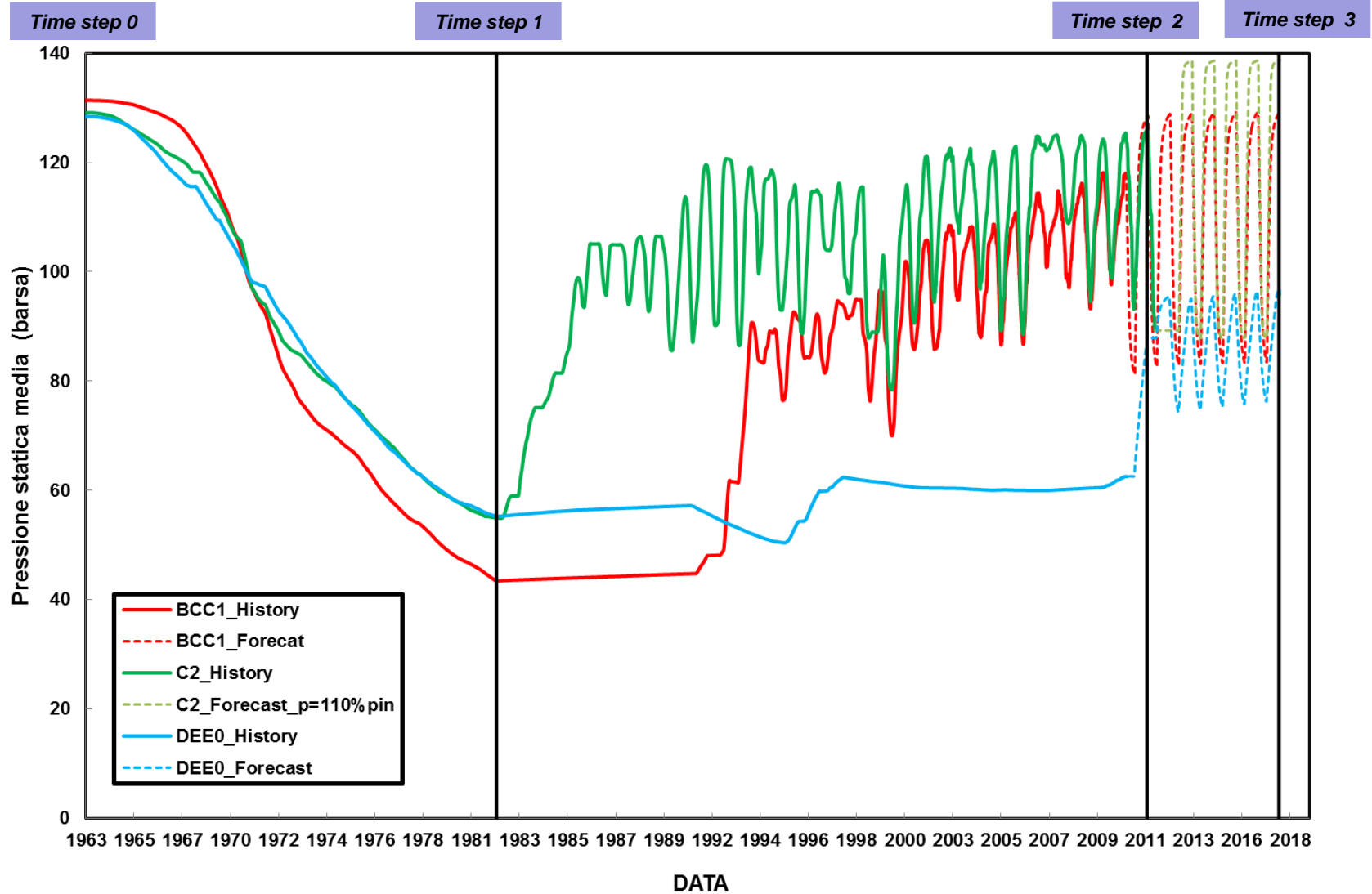


Figura 23 – Evoluzione delle pressioni medie di campo per i livelli BCC1, C2, DEE0

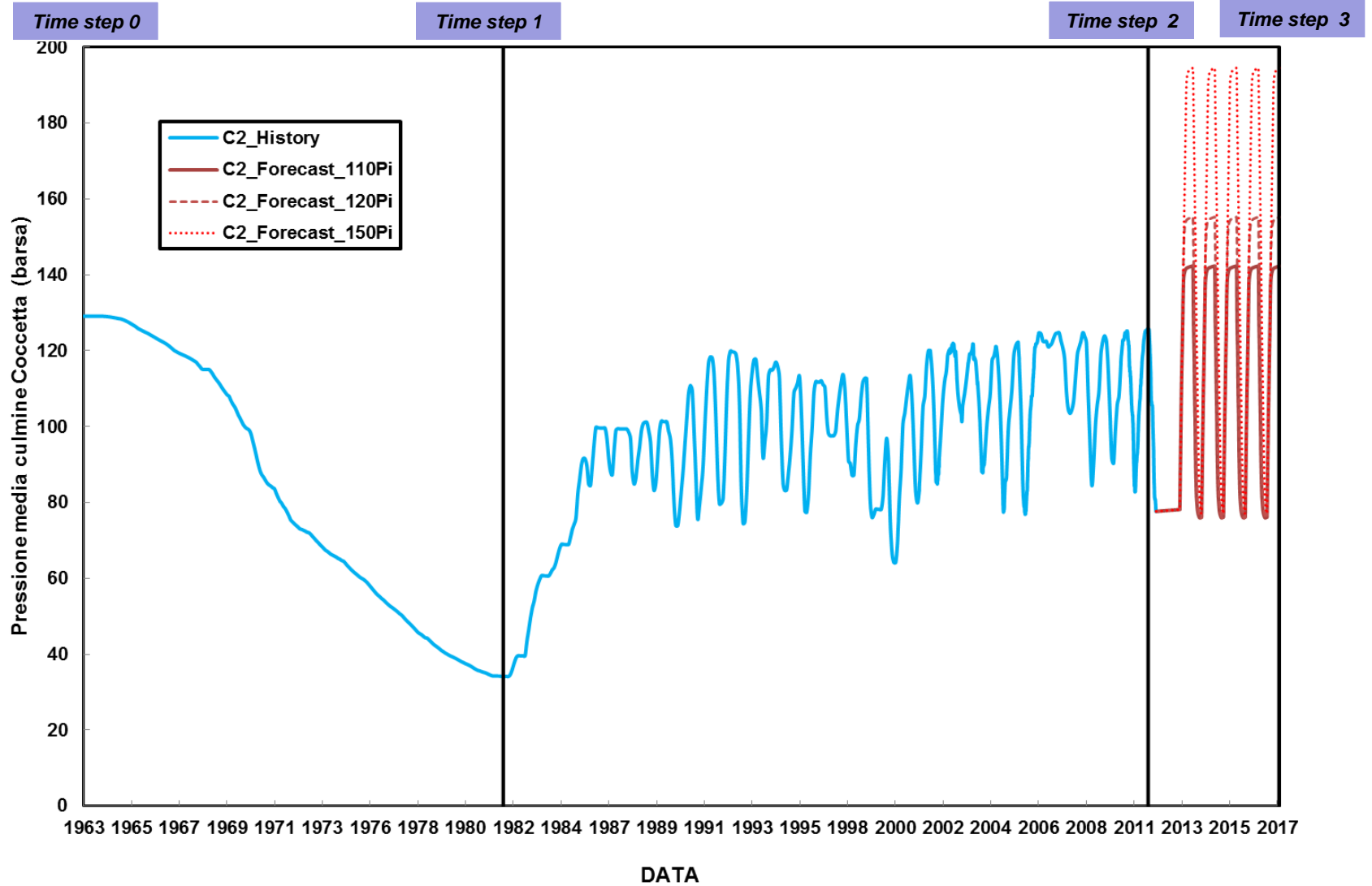


Figura 24 – Evoluzione media delle pressioni relativa al culmine La Coccetta – livello C2

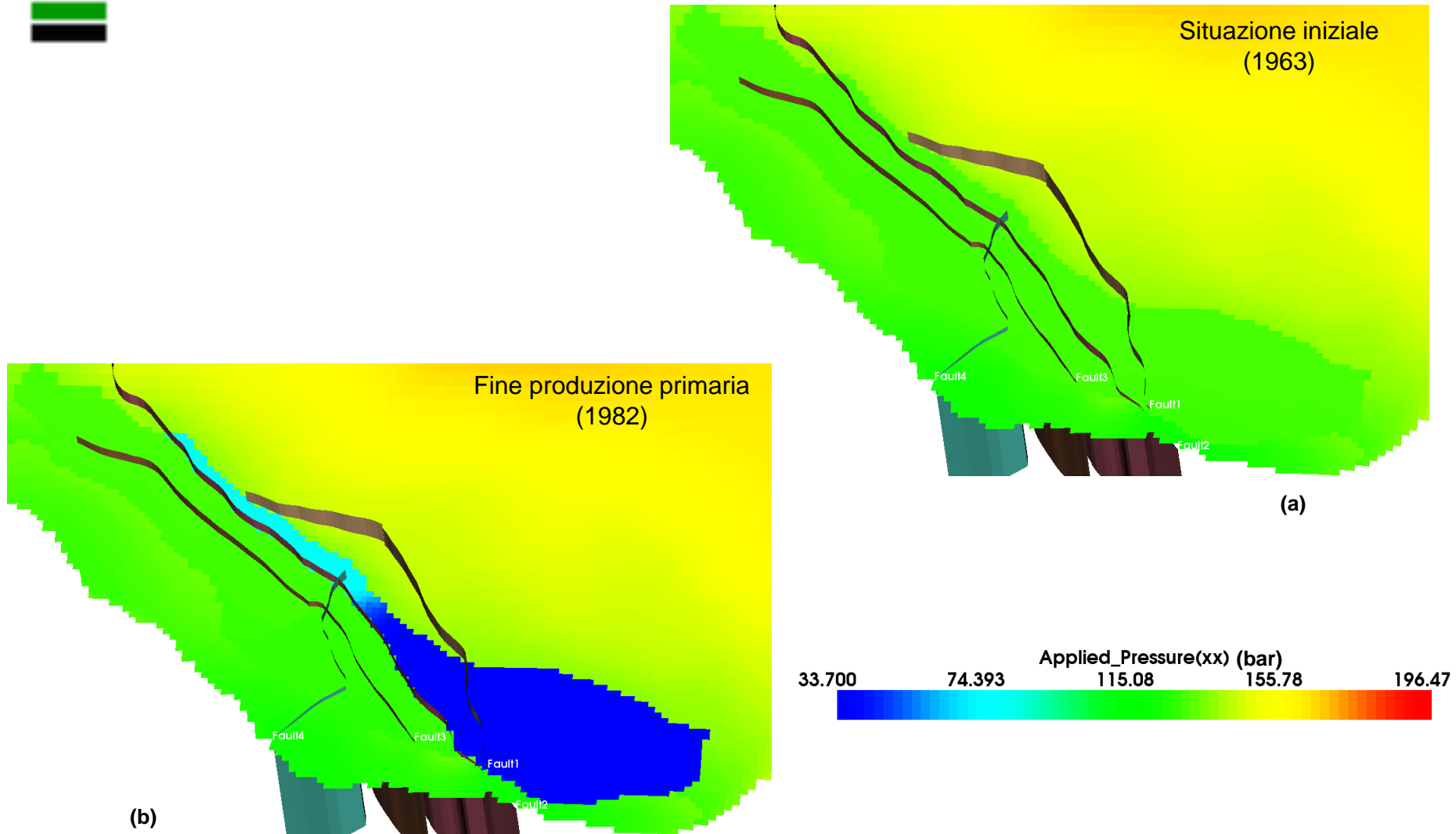


Figura 25 – Top livello C2: distribuzione delle pressioni iniziali (a) e al termine della produzione primaria (b)

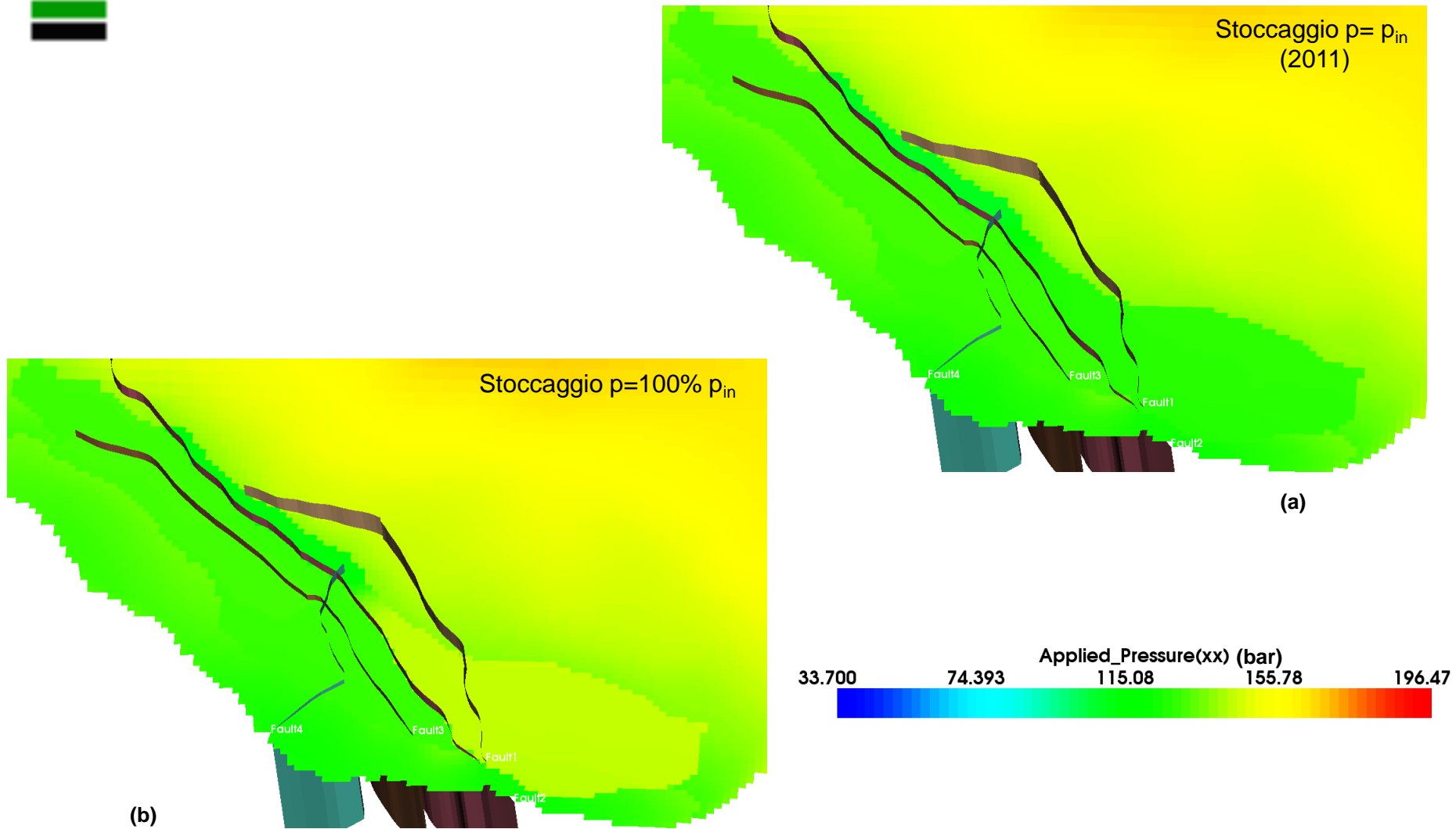


Figura 26 – Top livello C2: distribuzione delle pressioni al termine della fase di iniezione a $p = p_{in}$ (a) e a $p = 110\% p_{in}$ (b)

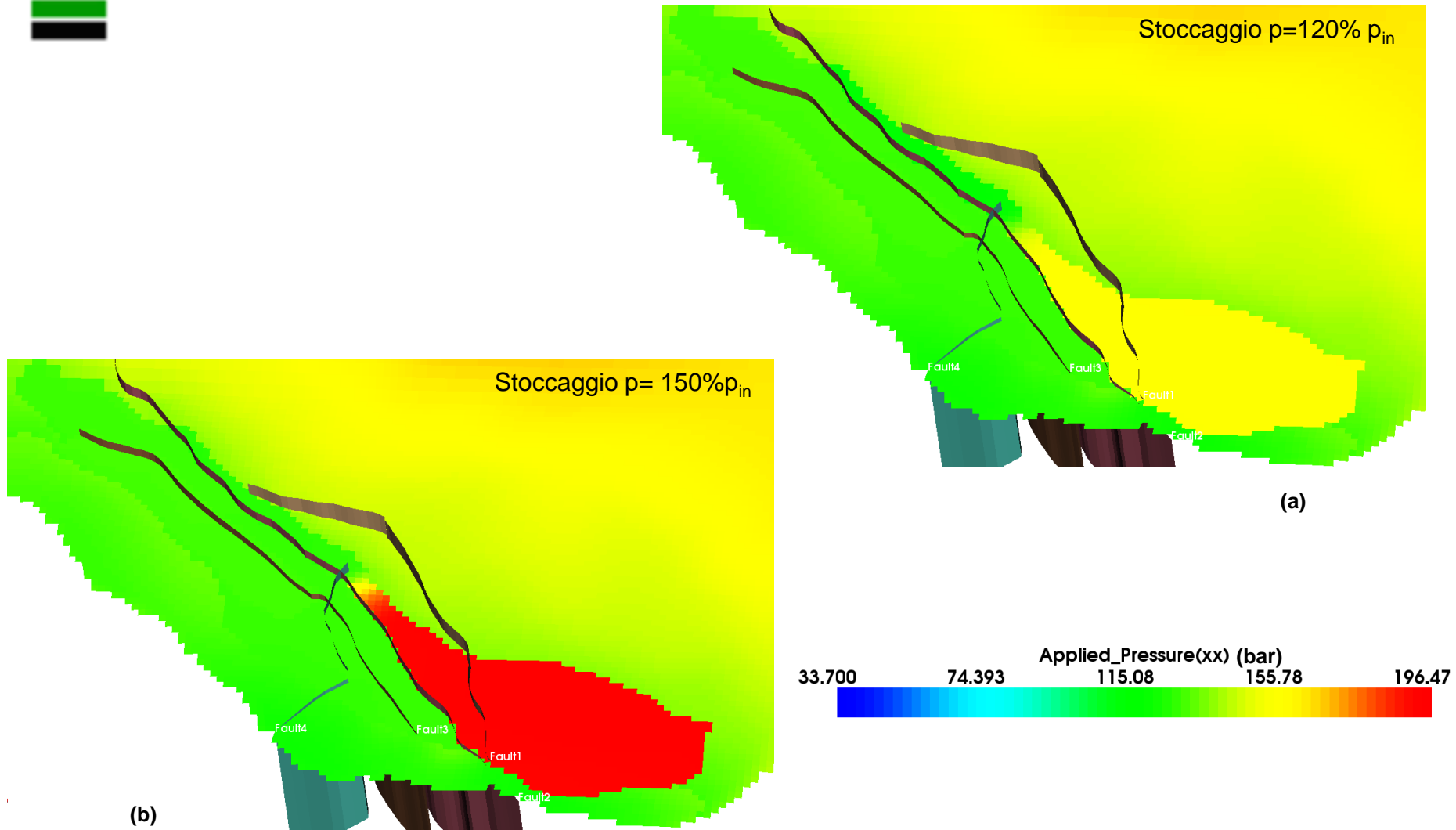


Figura 27 – Top livello C2: distribuzione delle pressioni al termine della fase di iniezione a $p=120\% p_{in}$ (a) e a $p=150\% p_{in}$ (b)



(a)

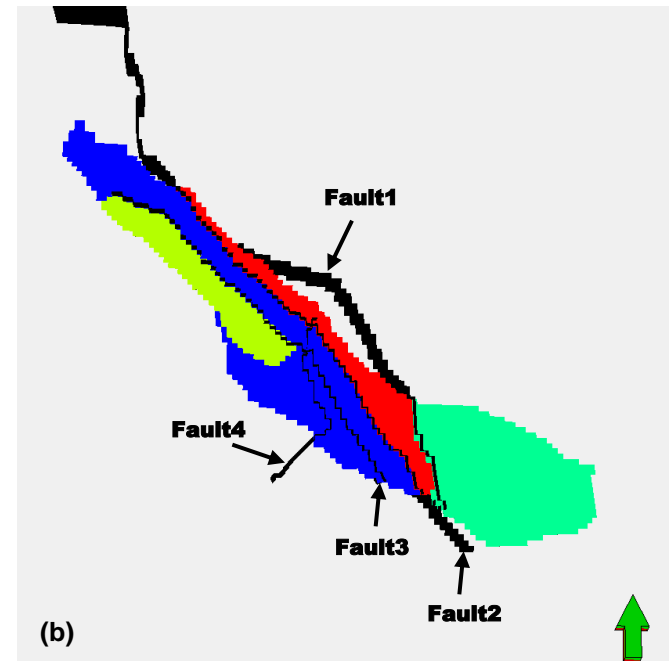
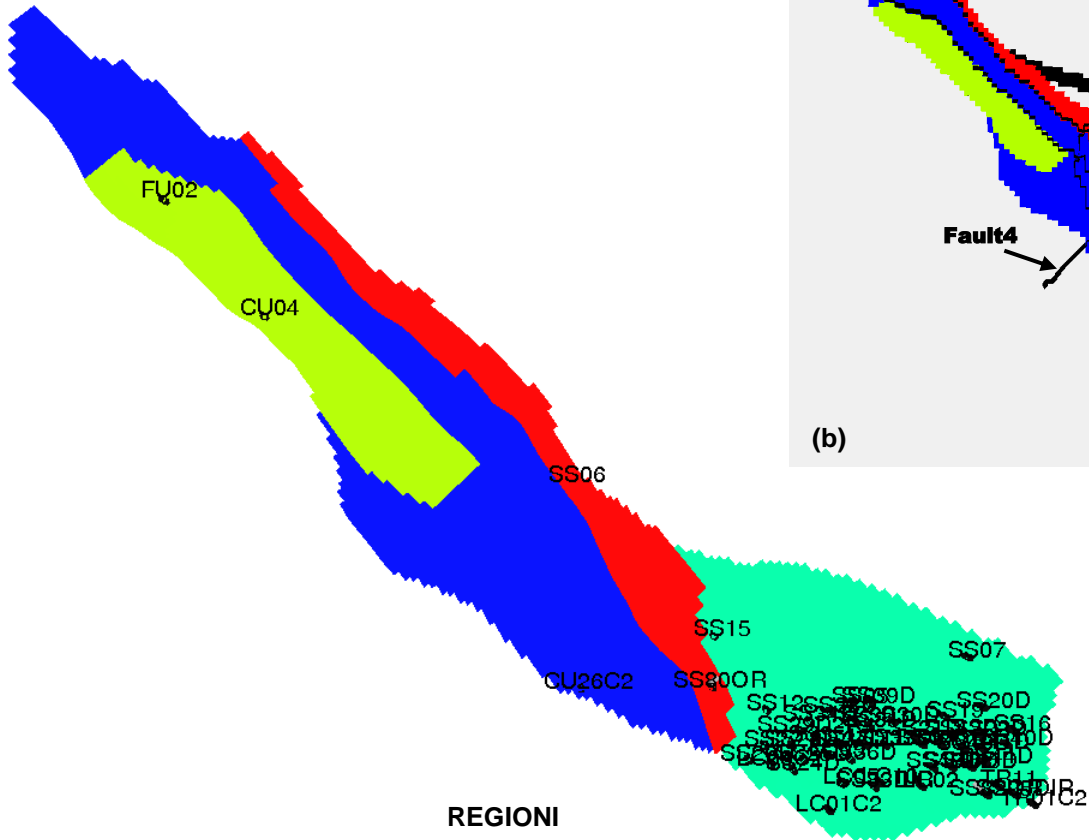


Figura 28 – Definizione delle regioni per il livello C2 (a) con ubicazione delle faglie (b)

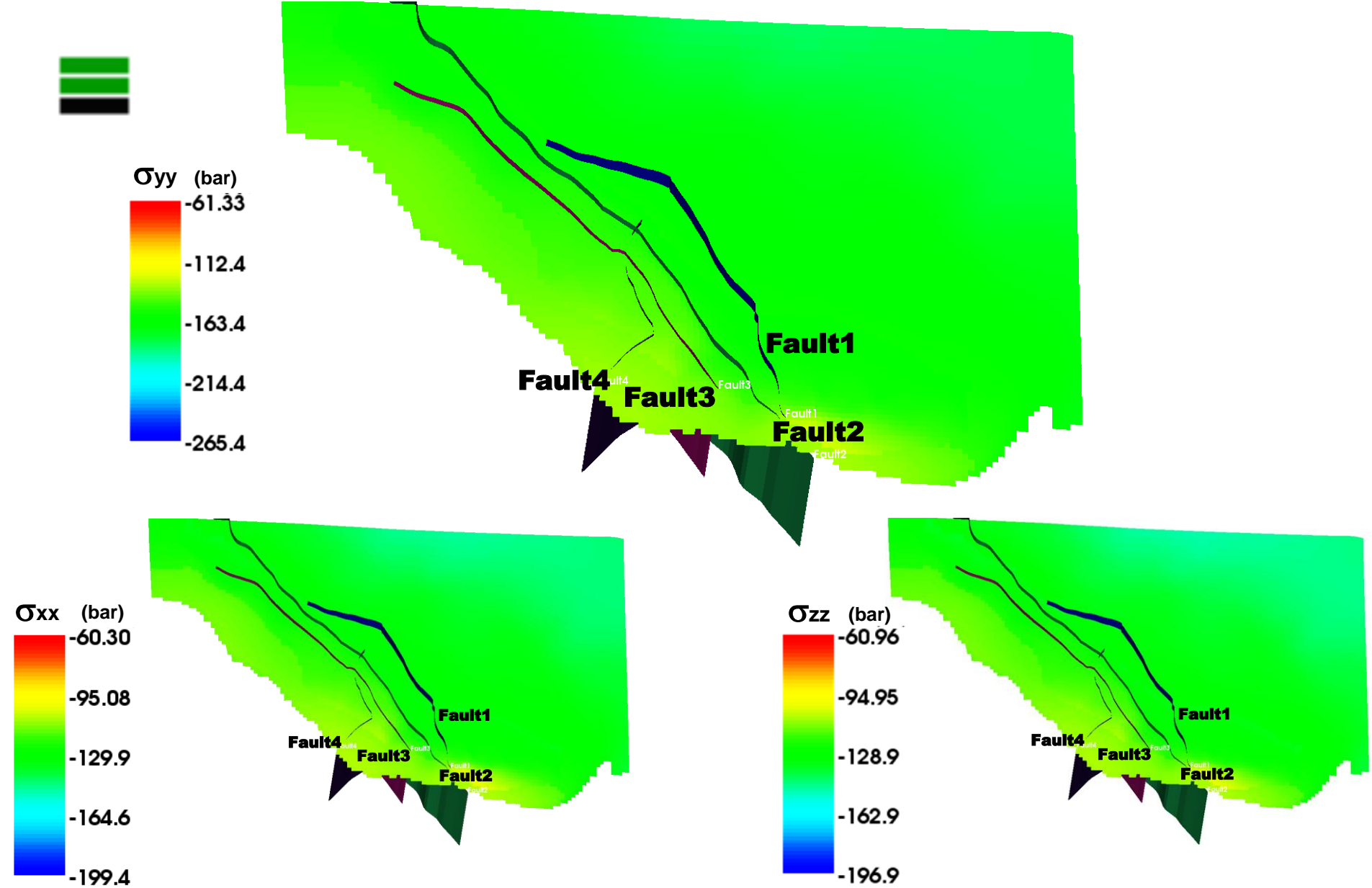


Figura 29 – Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alle condizioni iniziali

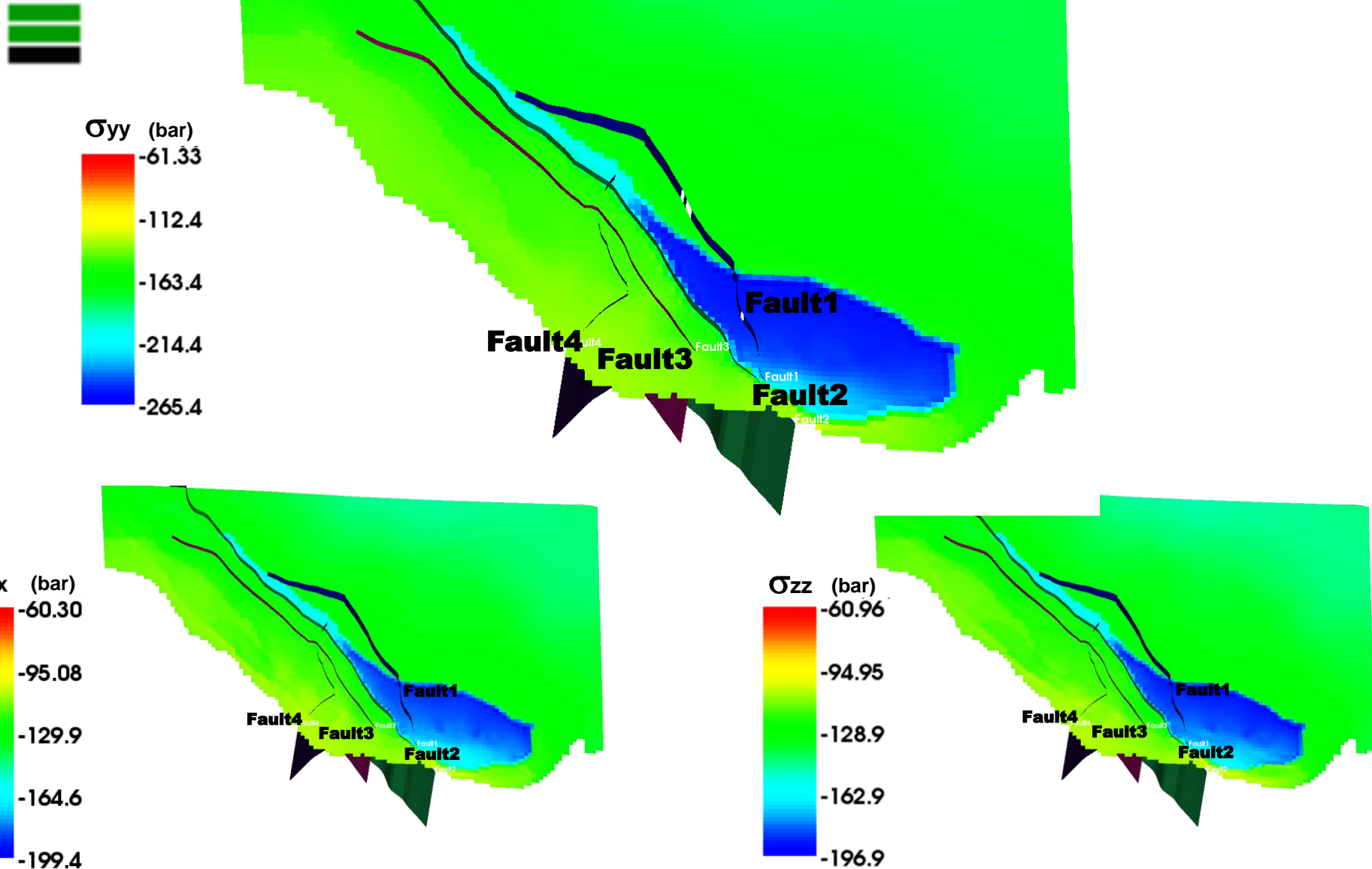


Figura 30 – Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine della produzione primaria

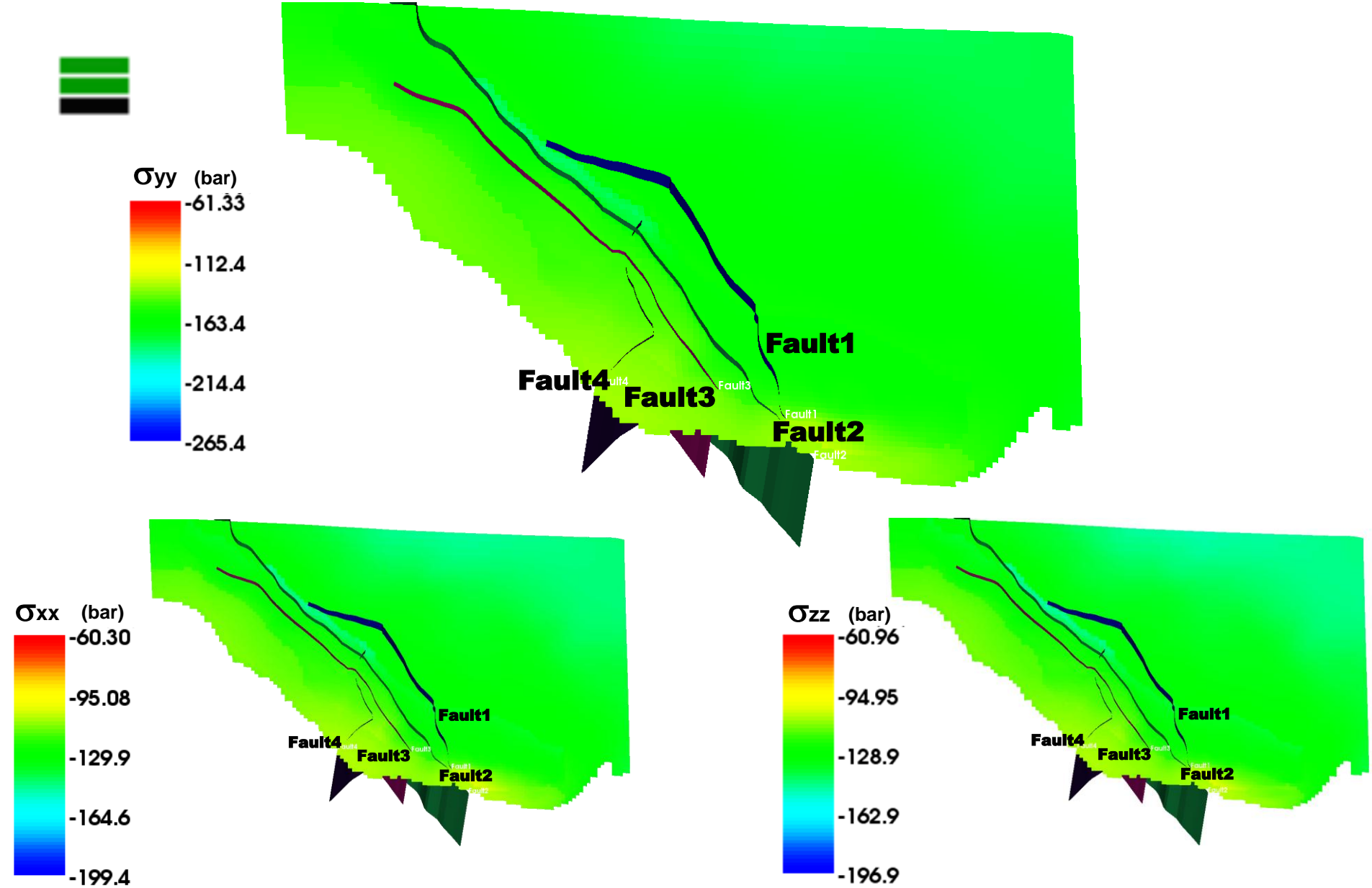


Figura 31 – Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$

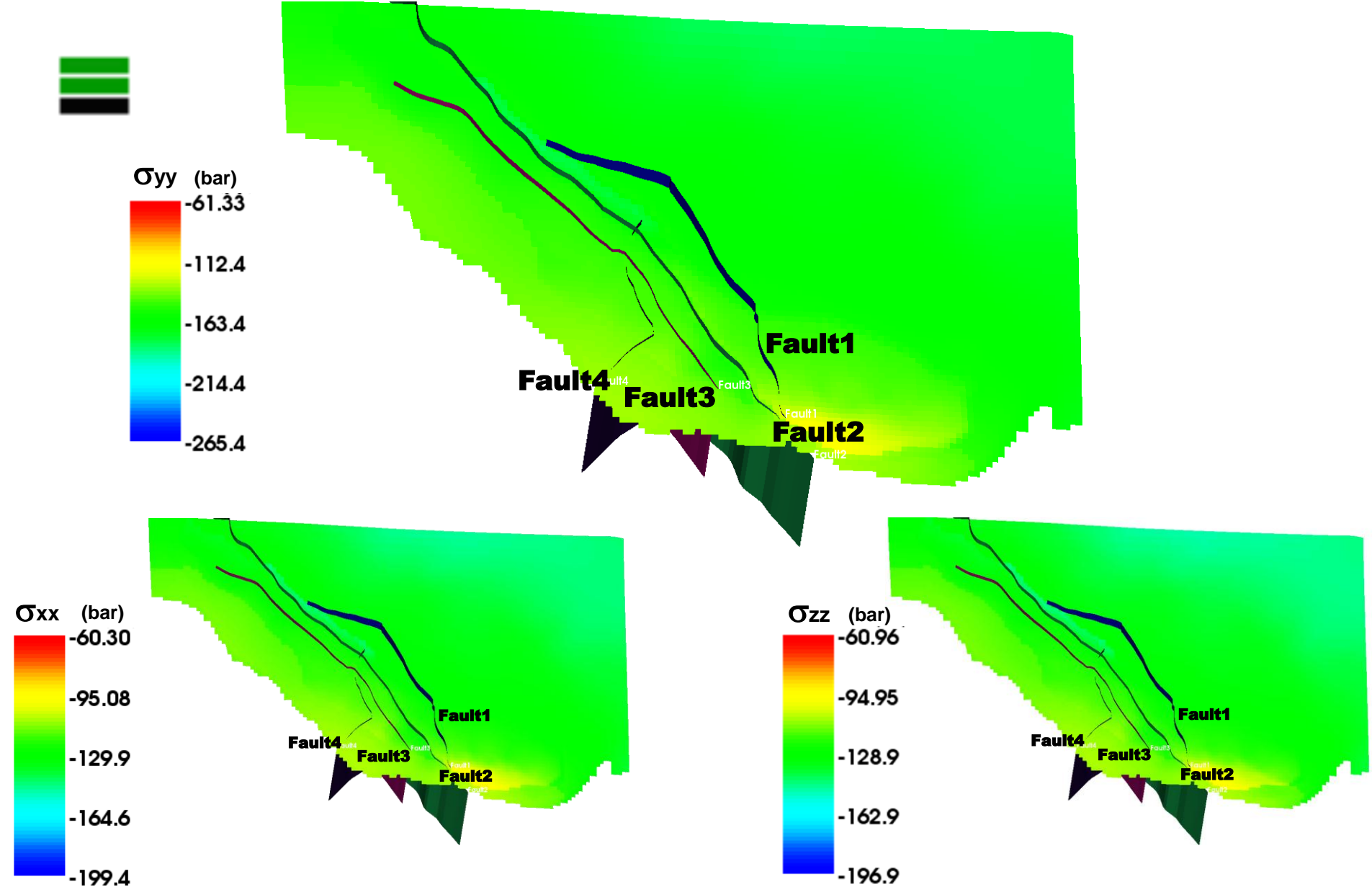


Figura 32 – Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$

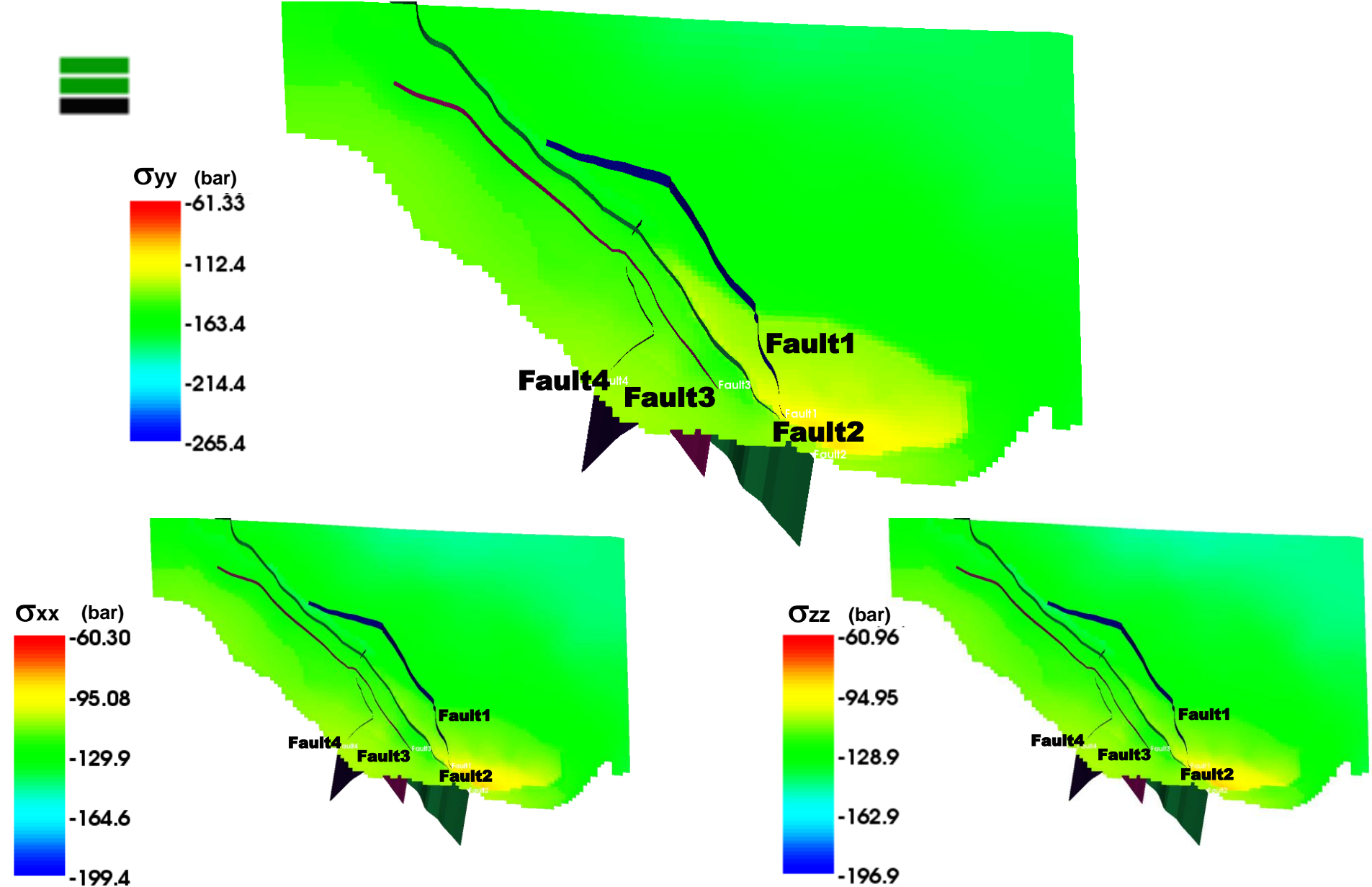


Figura 33 – Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$

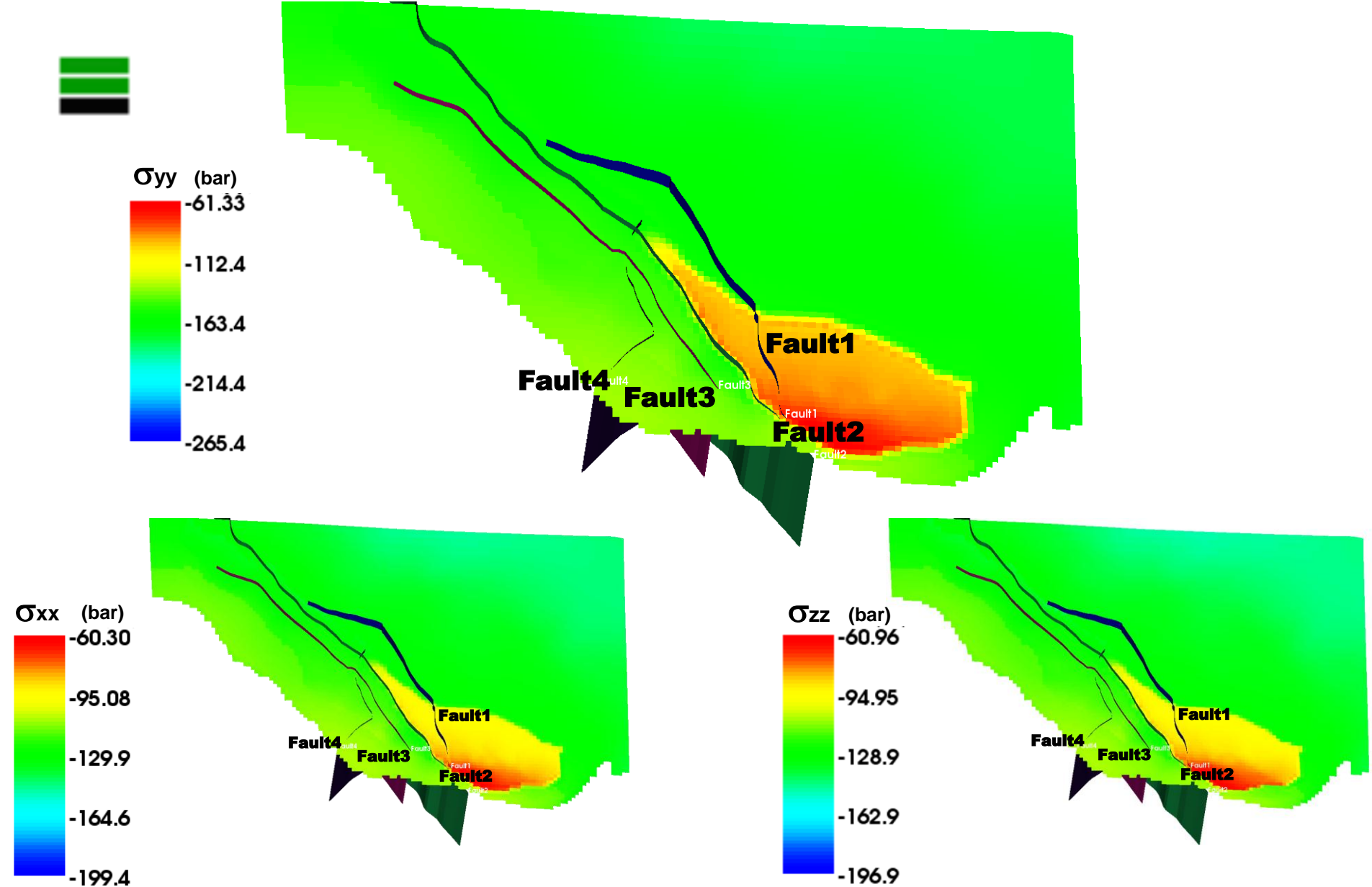


Figura 34 – Livello C2: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$

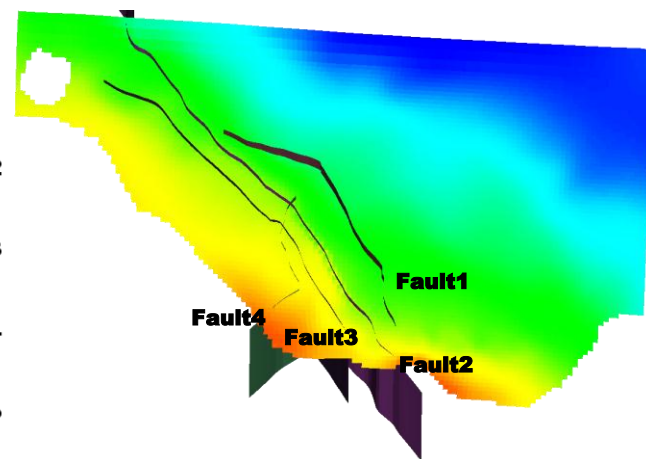
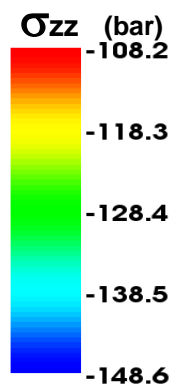
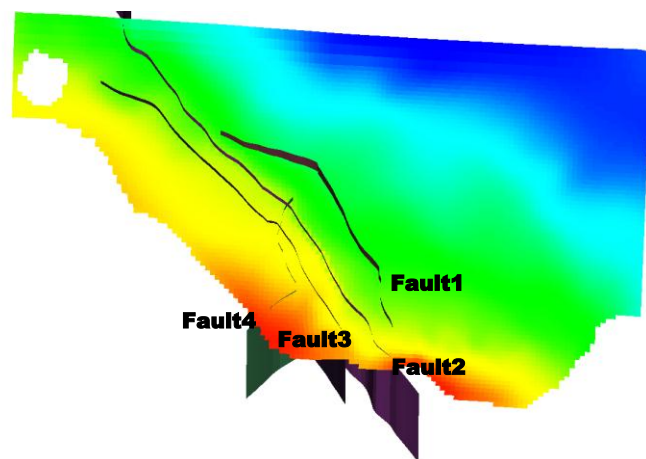
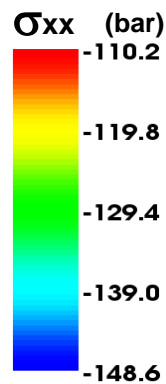
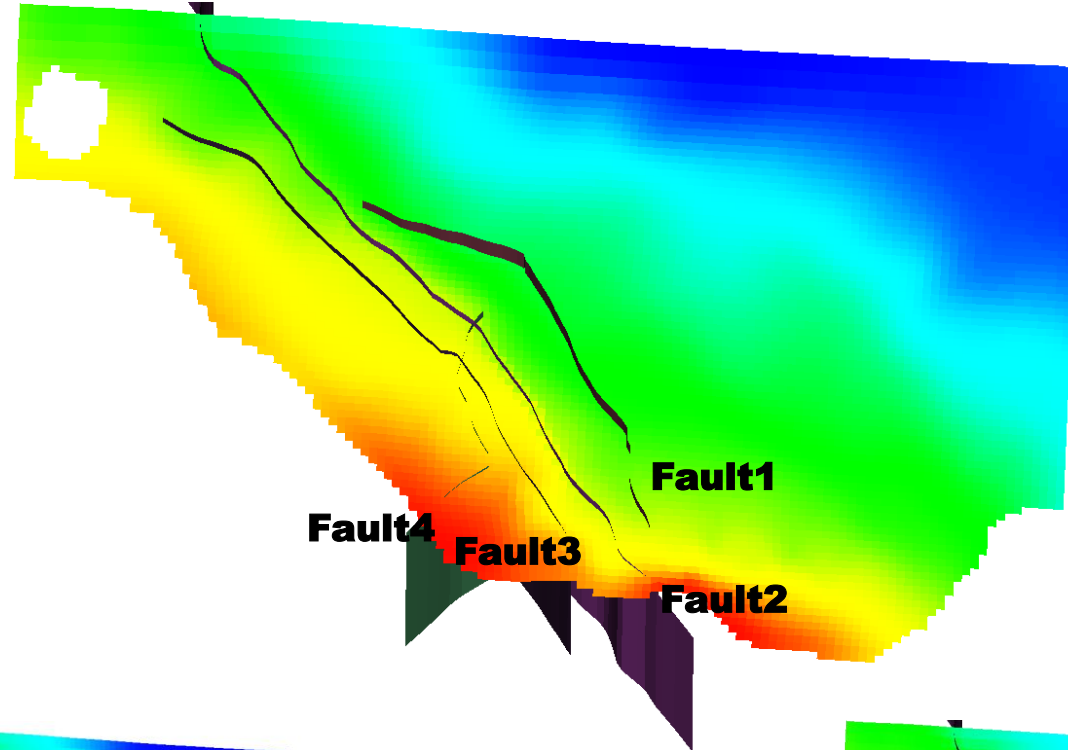
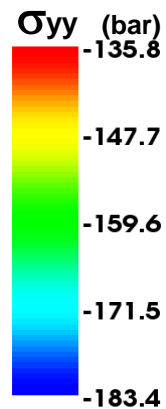


Figura 35 – *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alle condizioni iniziali

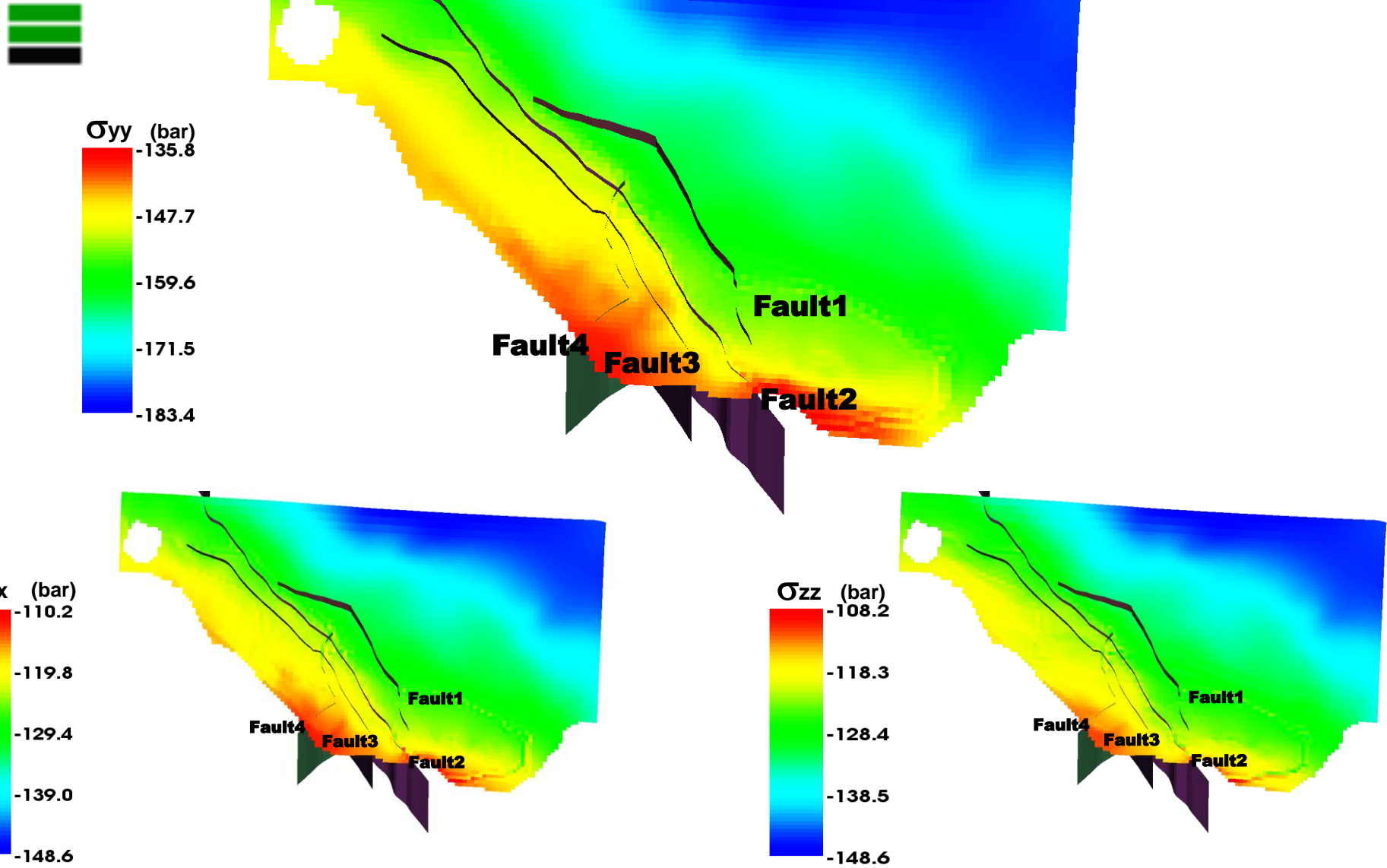


Figura 36 – *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine della produzione primaria

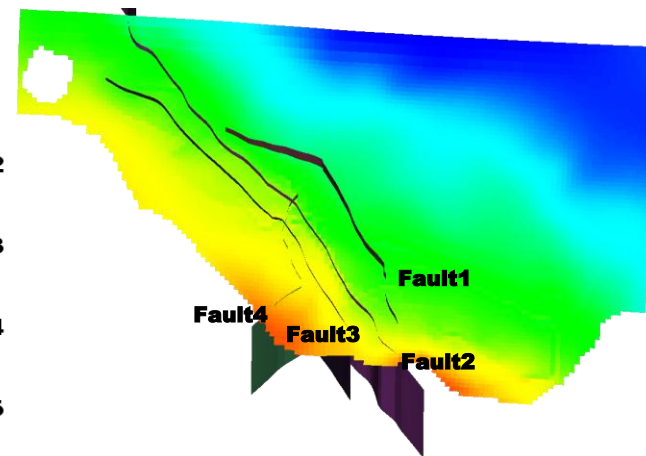
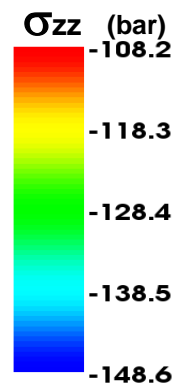
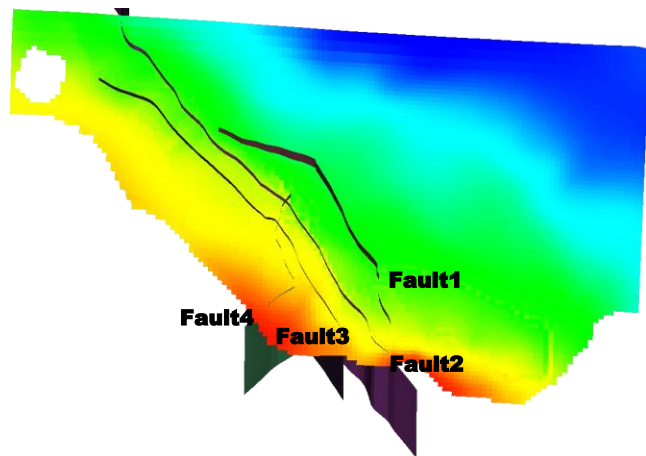
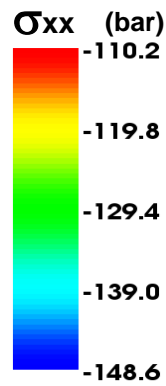
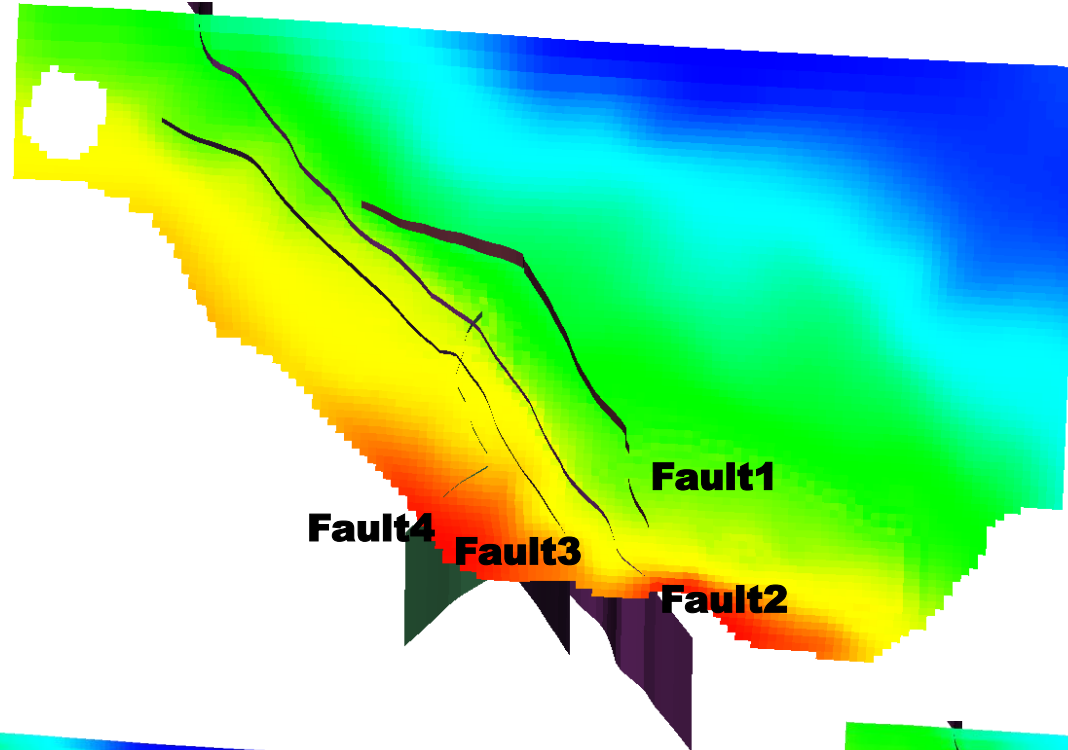
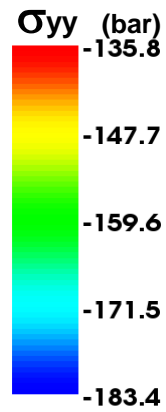


Figura 37– *Cap rock*: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$

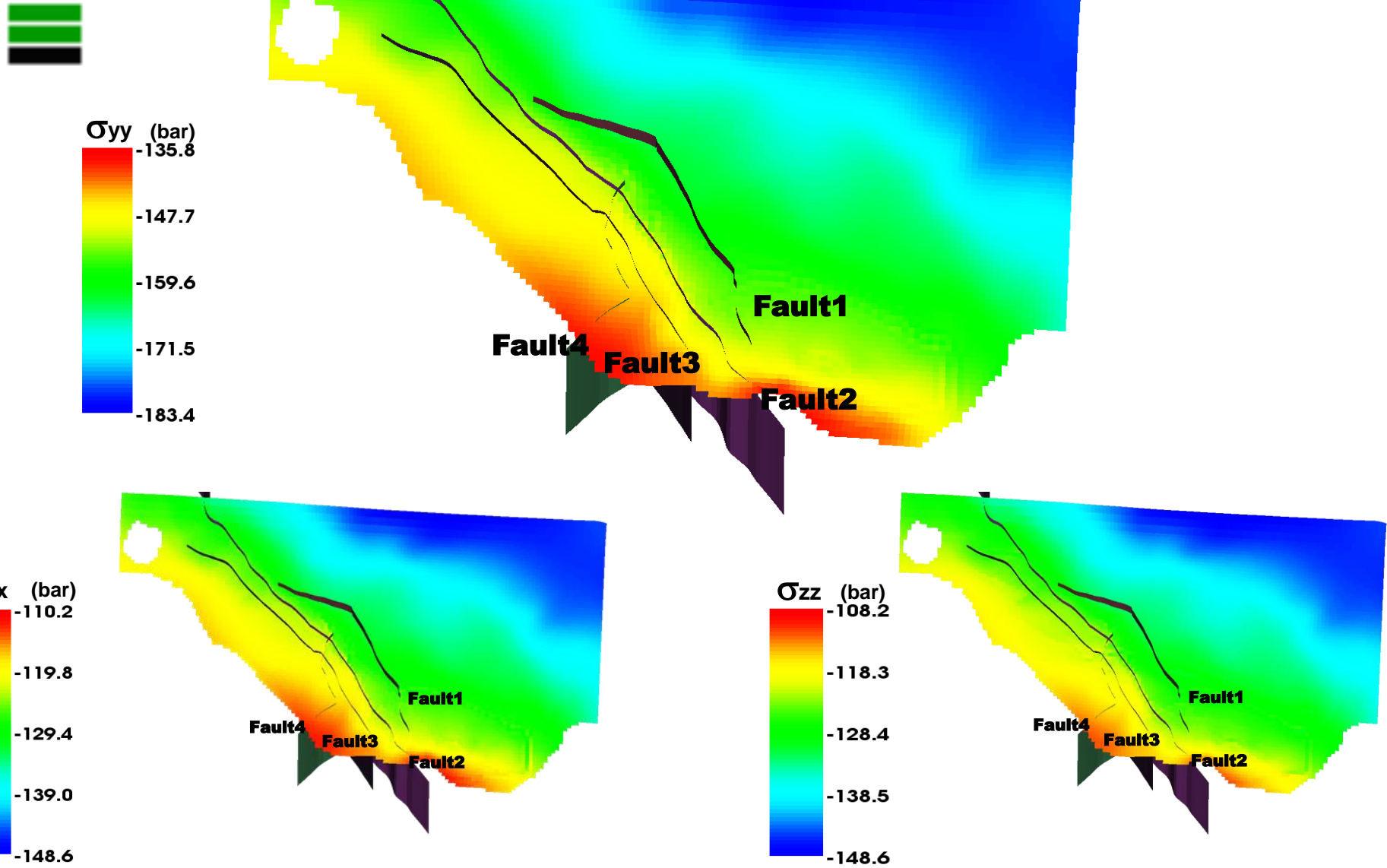


Figura 38 – Cap rock: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$

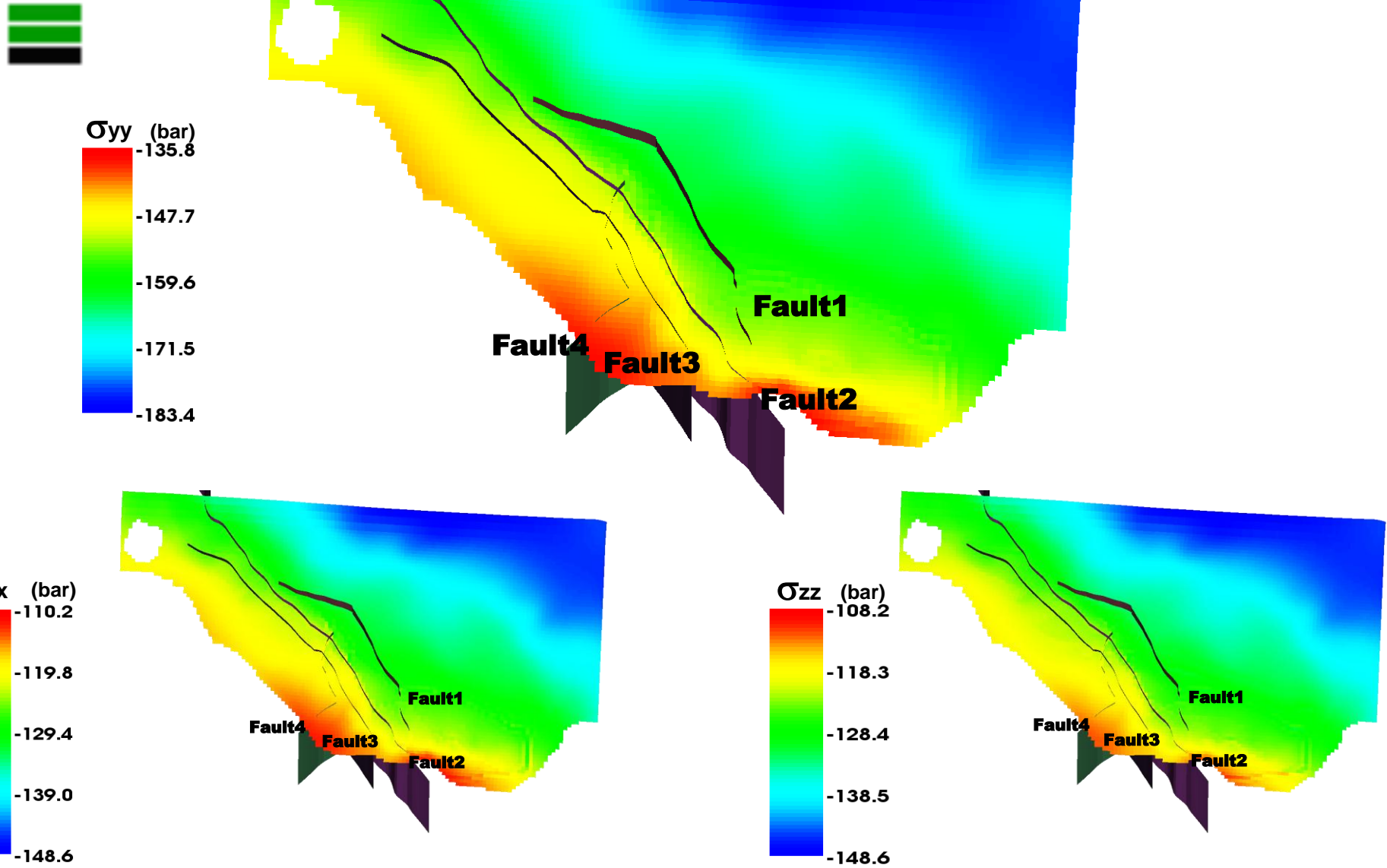


Figura 39 – Cap rock: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$

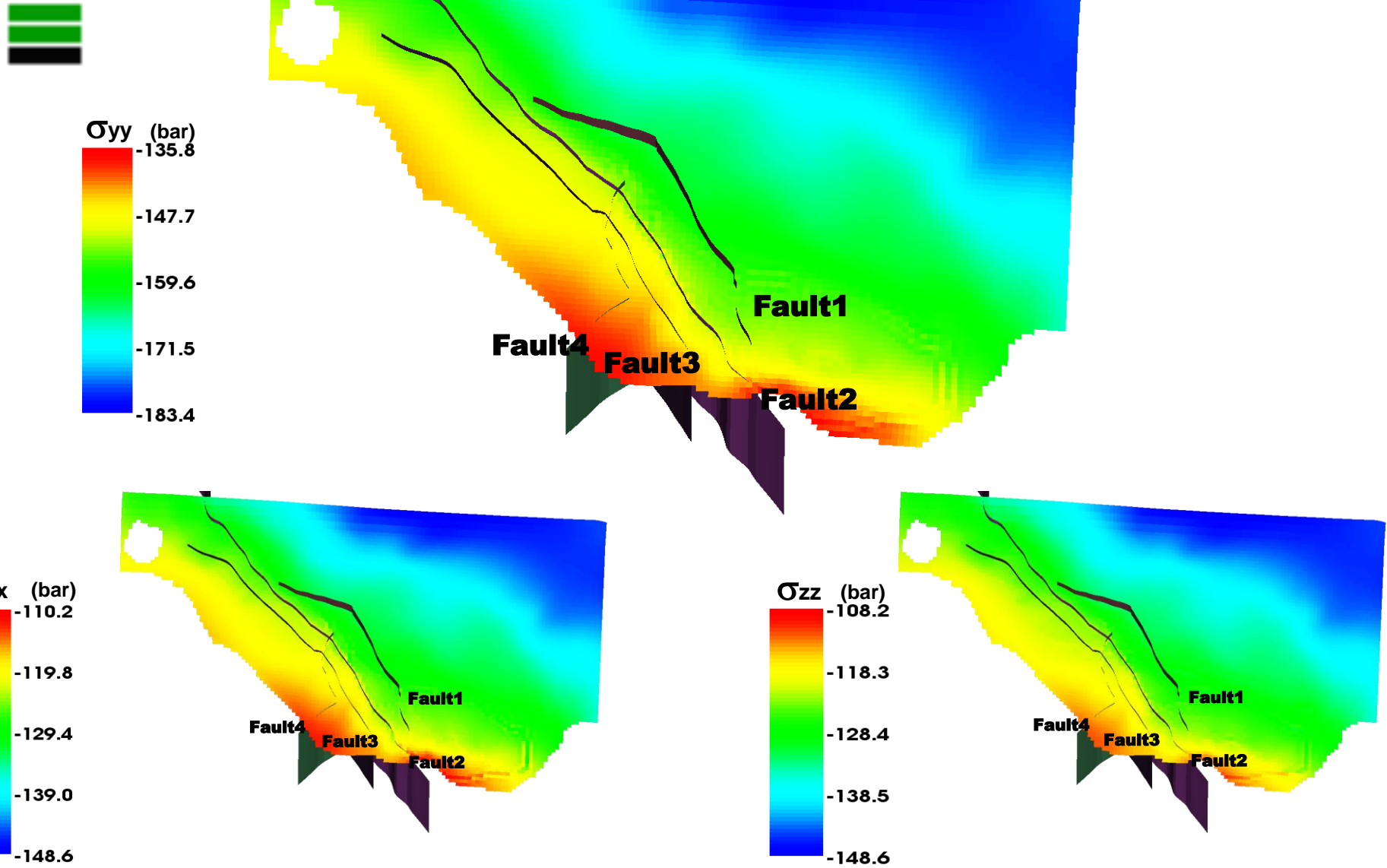


Figura 40 – Cap rock: tensioni efficaci verticali ed orizzontali alla fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$

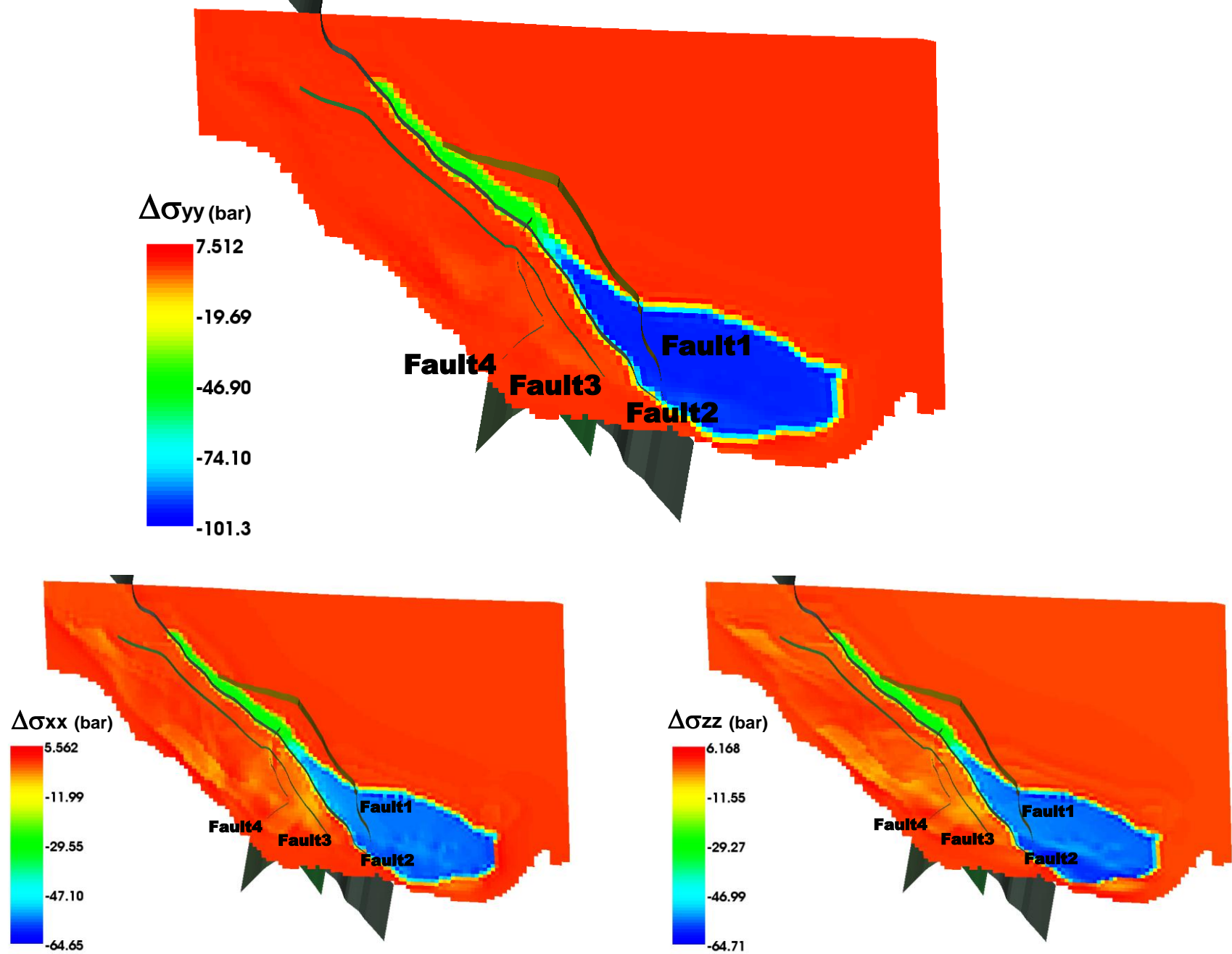


Figura 41 – Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali

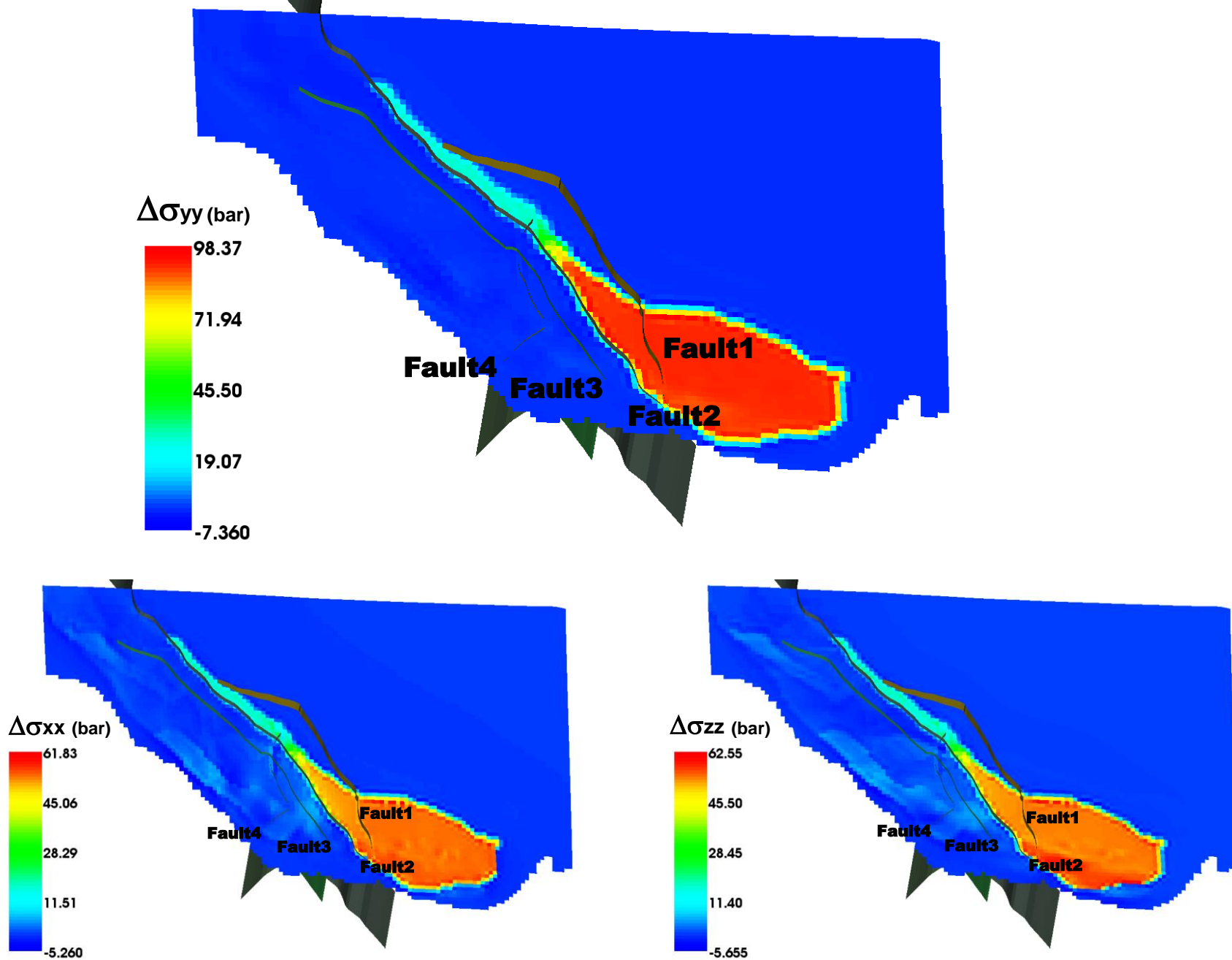


Figura 42 – Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria

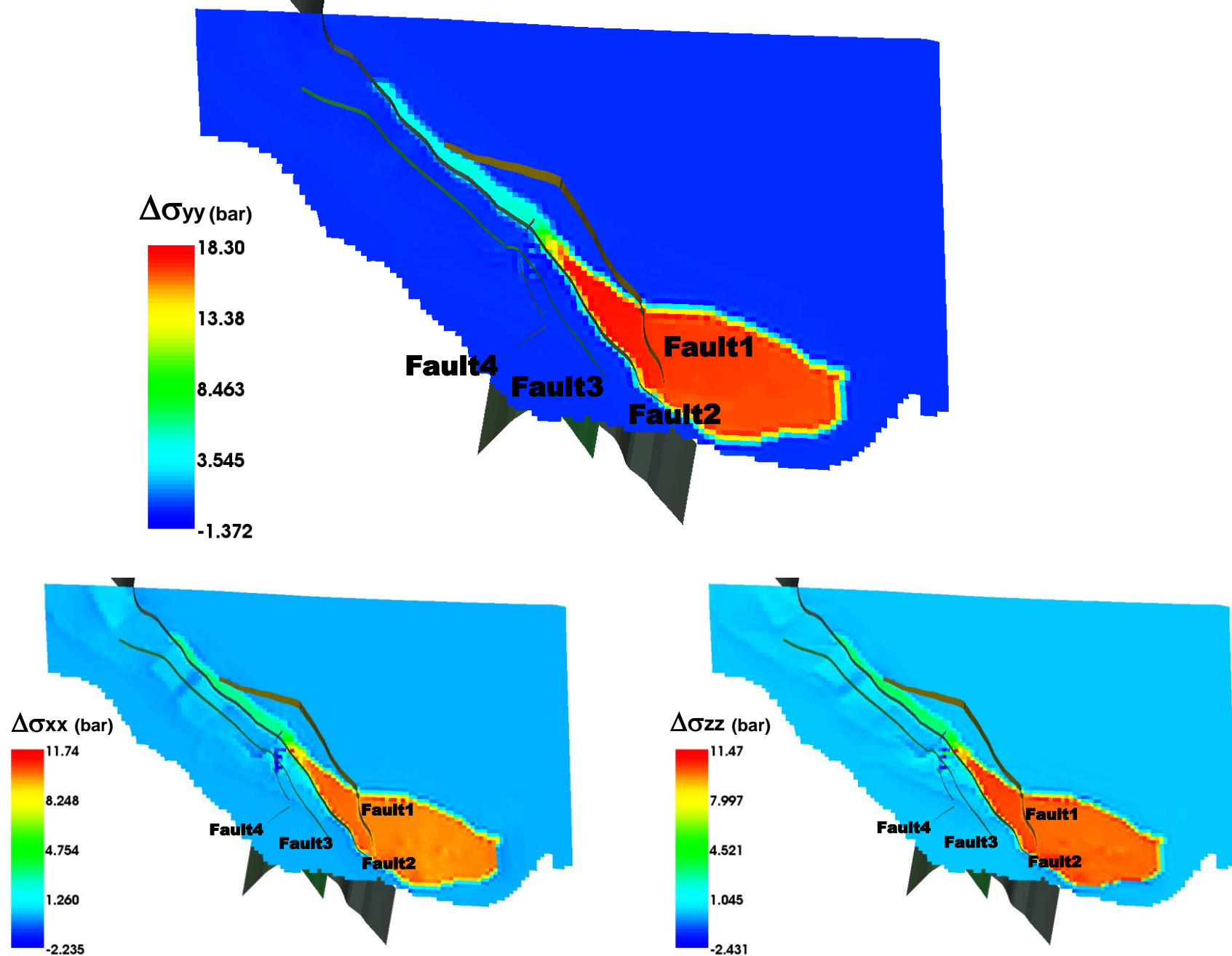


Figura 43 – Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$

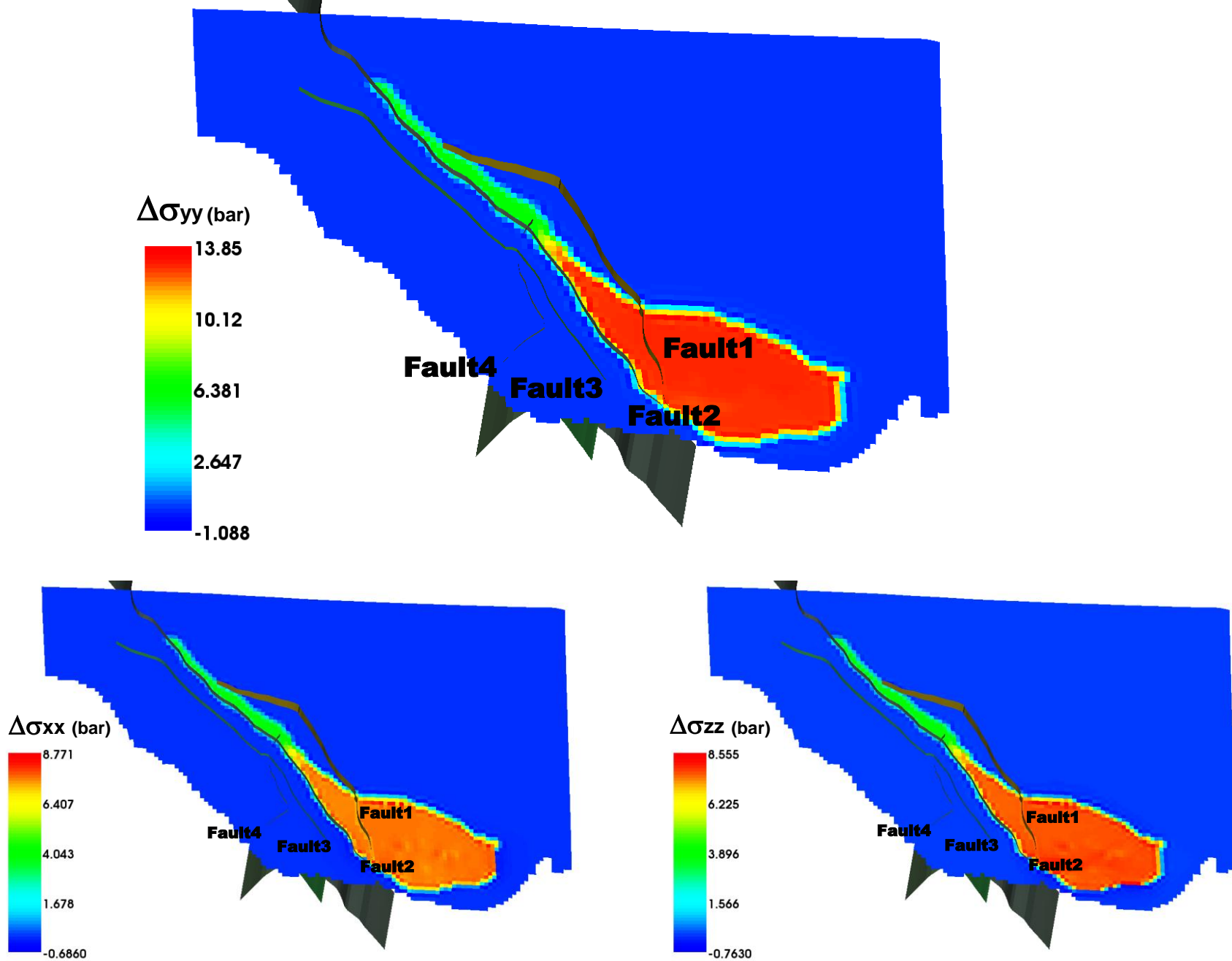


Figura 44 – Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$

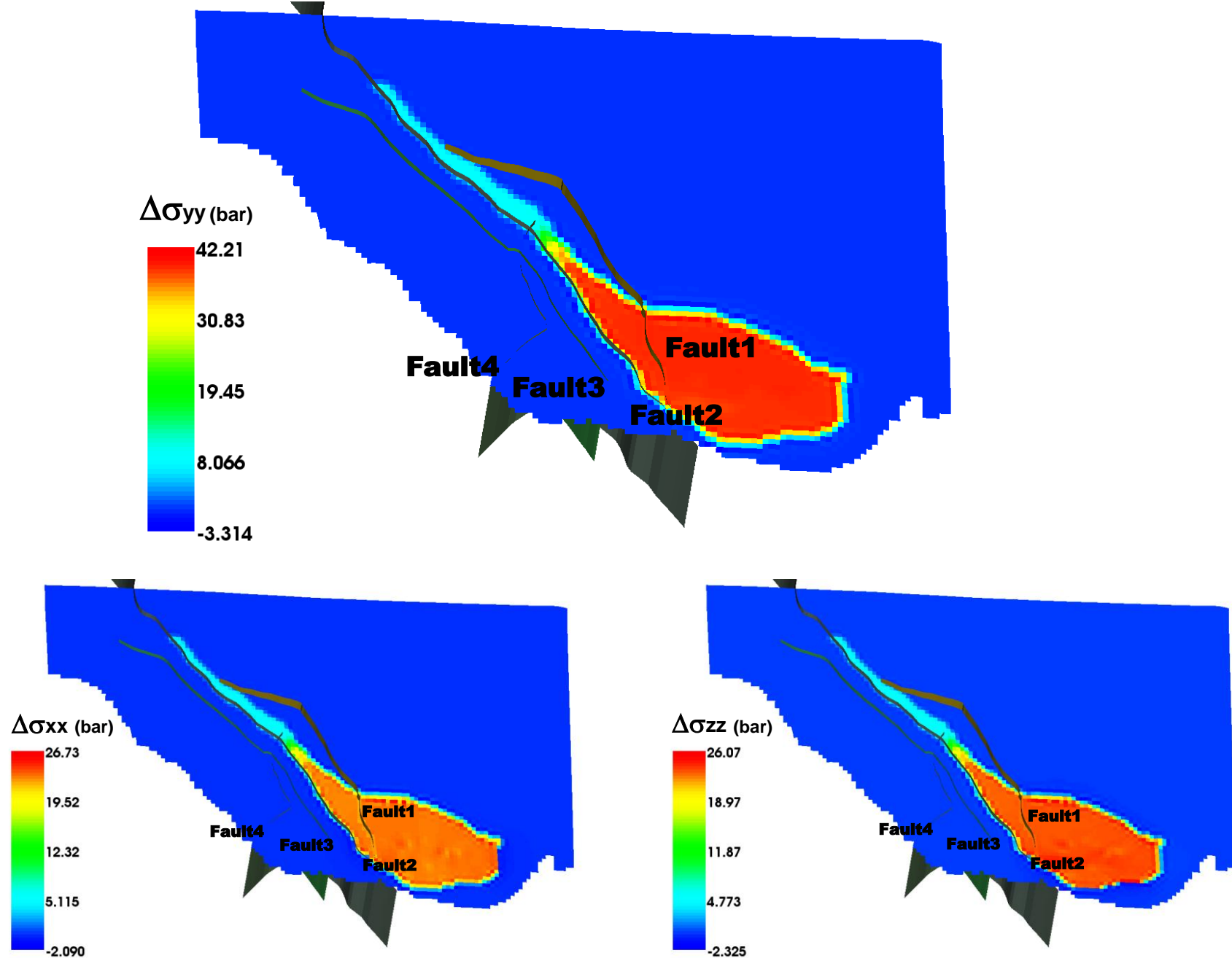


Figura 45 – Livello C2: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$

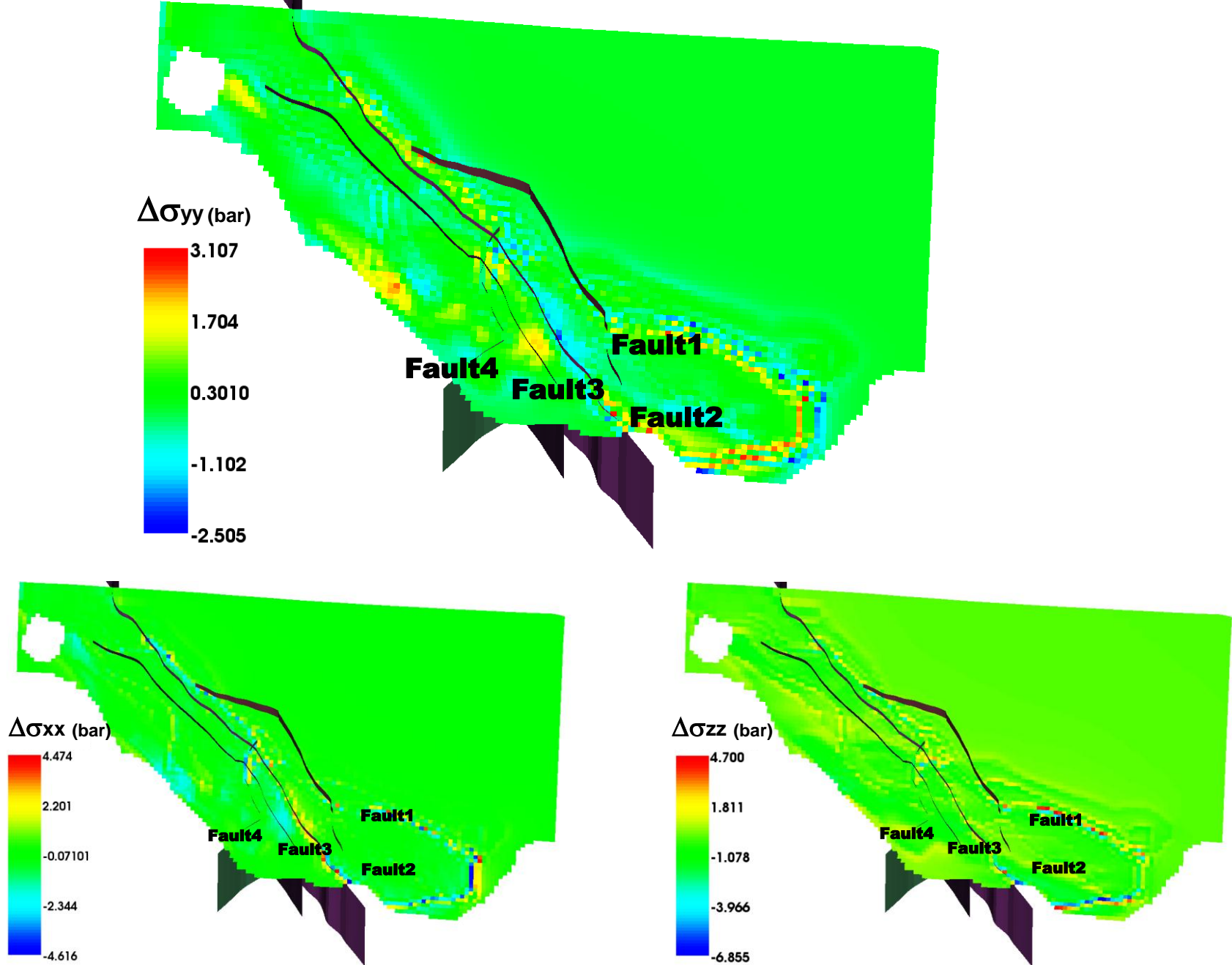


Figura 46 – Cap rock: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali

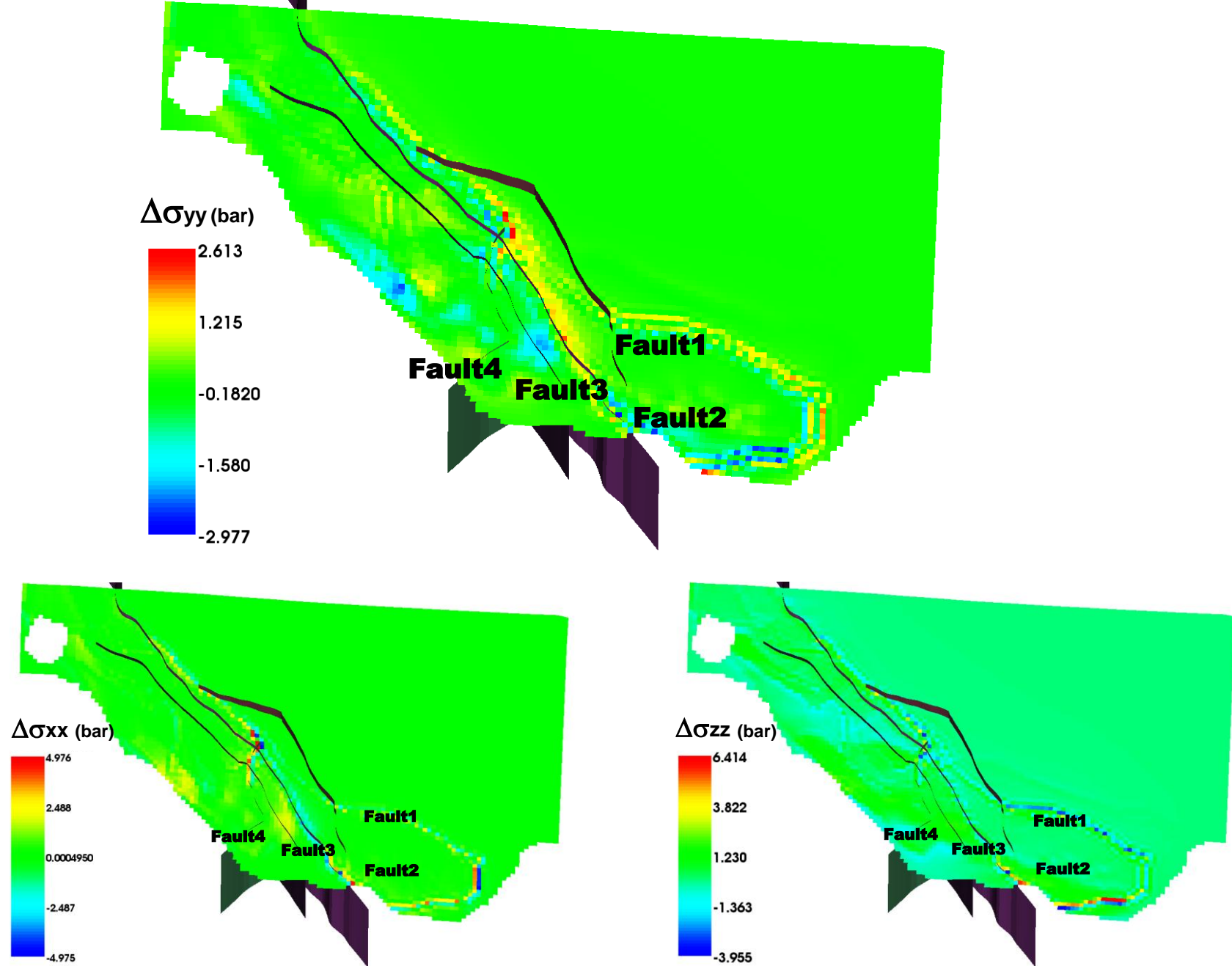


Figura 47 – *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria

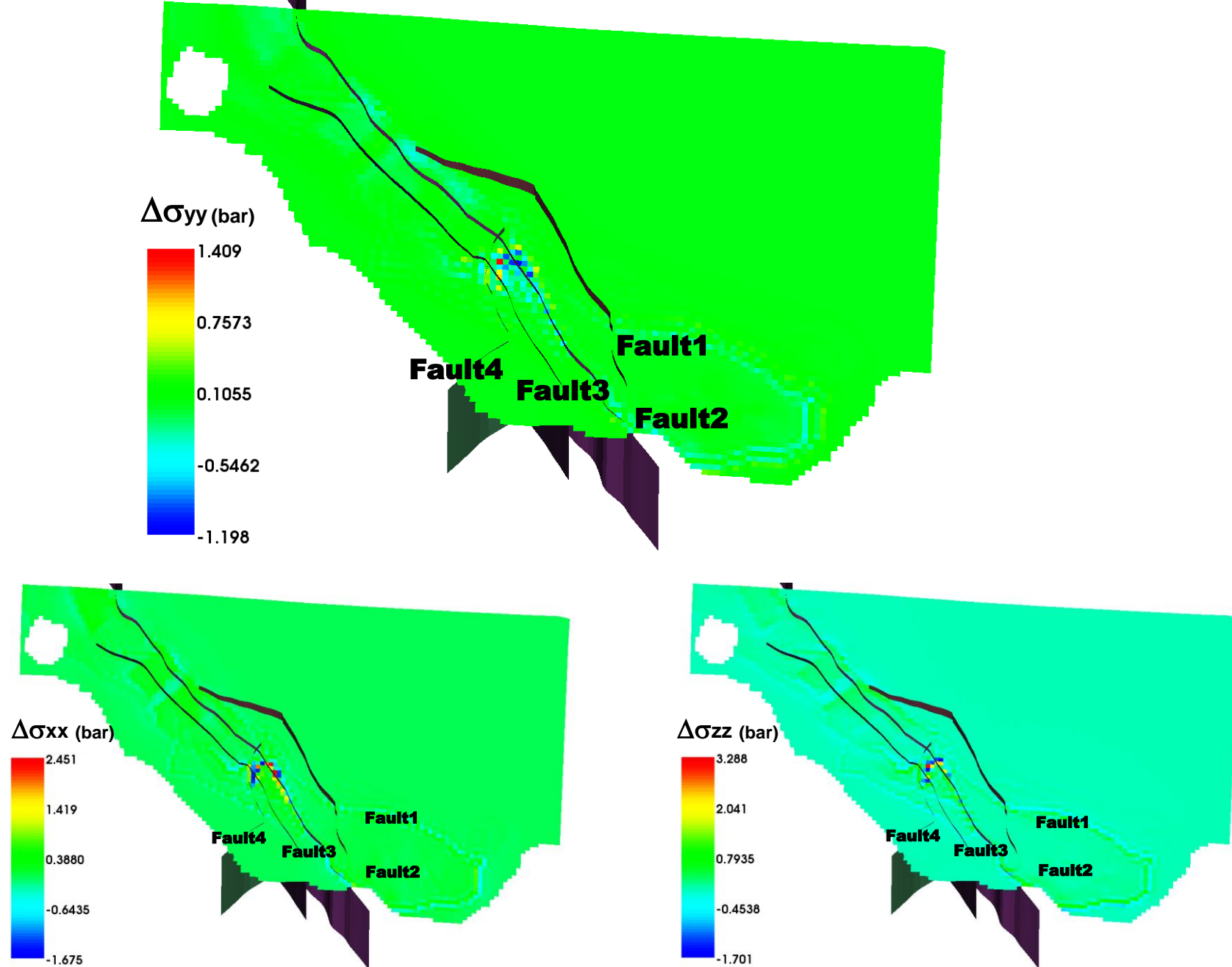


Figura 48 – *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$

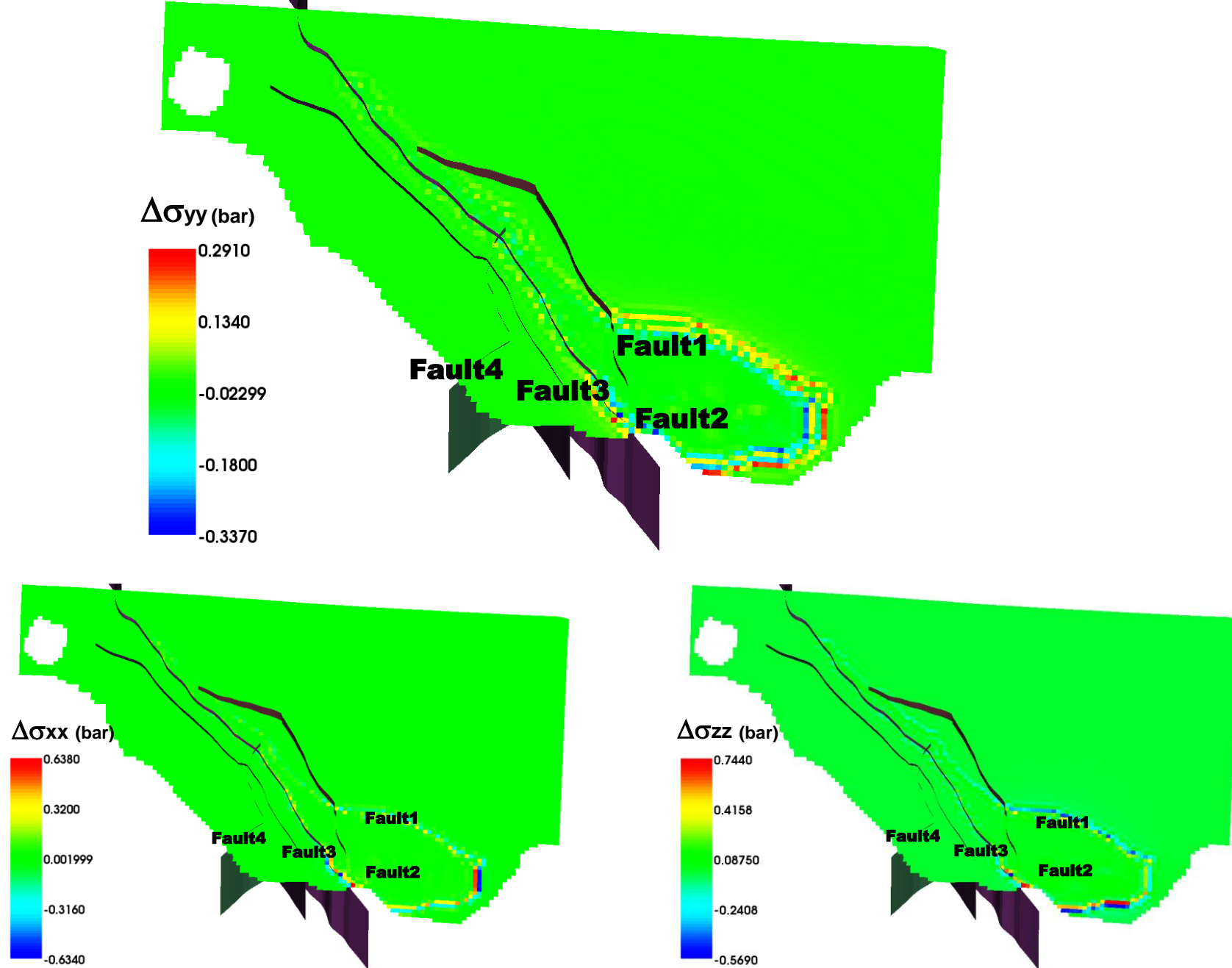


Figura 49 – *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$

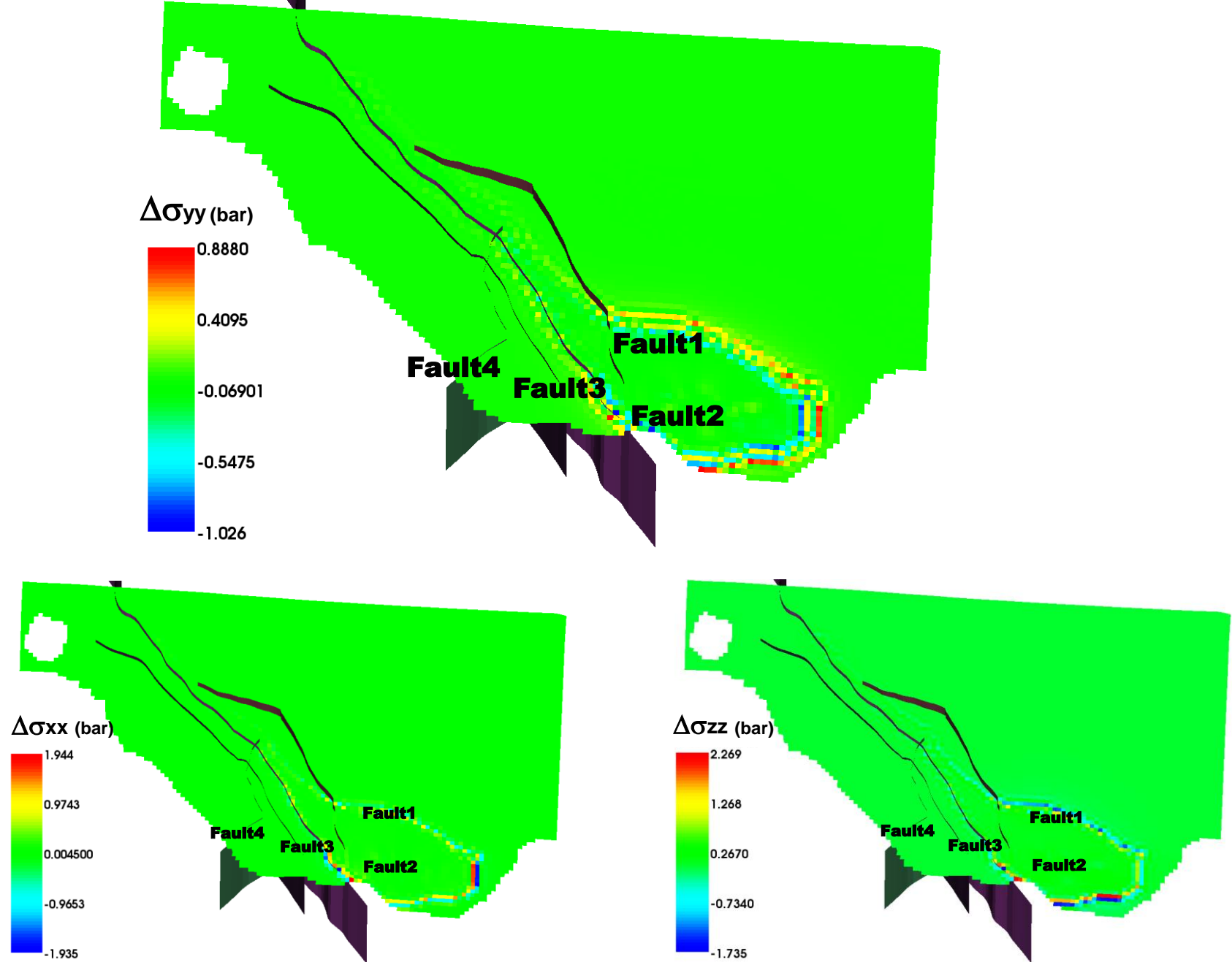
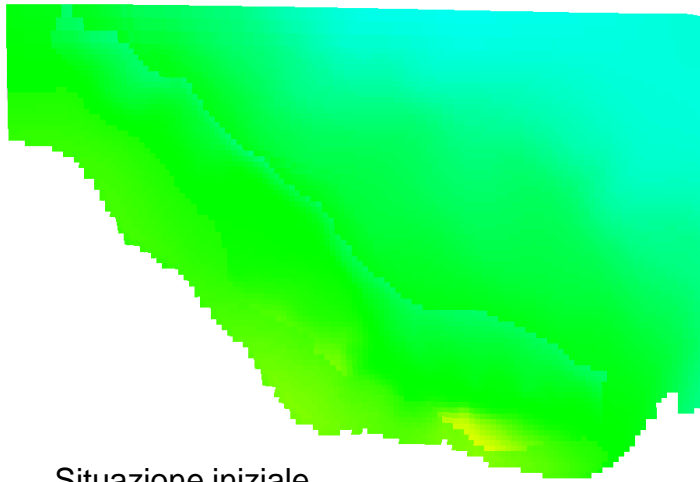
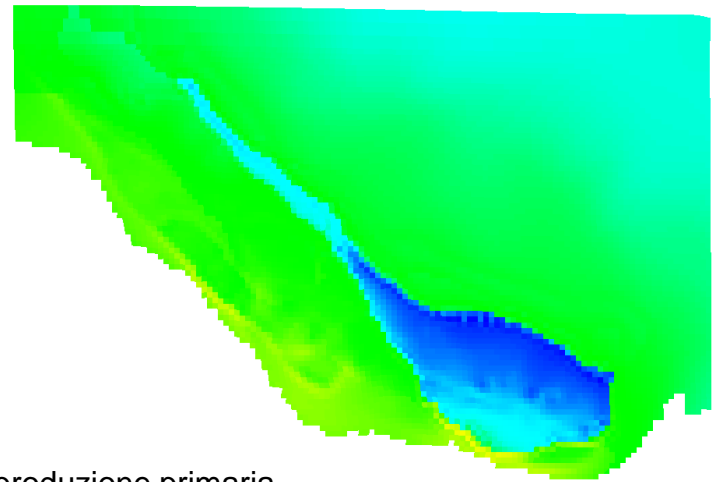


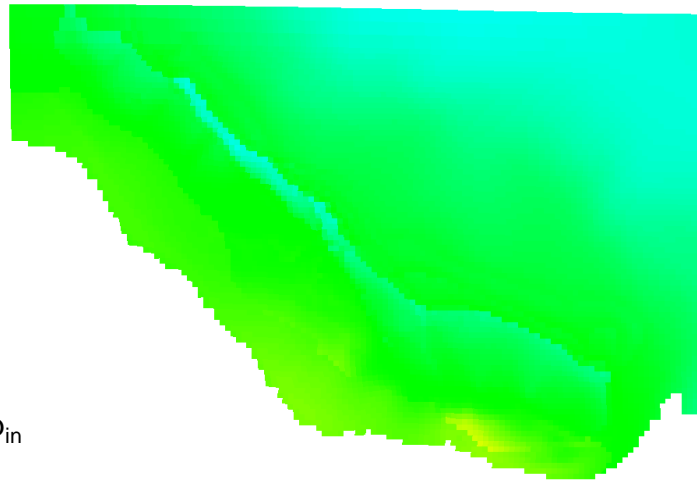
Figura 50 – *Cap rock*: differenza tra le tensioni efficaci verticali ed orizzontali tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$



Situazione iniziale
(1963)



Fine produzione primaria
(1982)



Stoccaggio $p = p_{in}$
(2011)

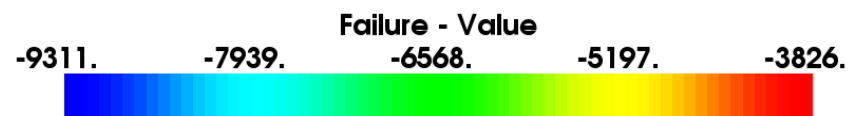
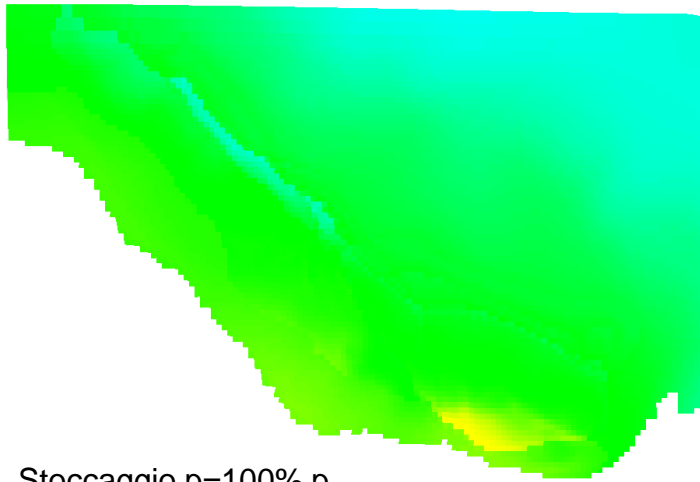
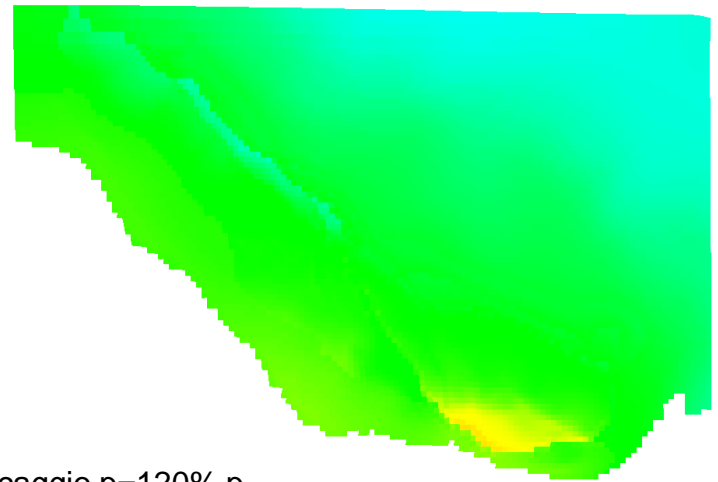


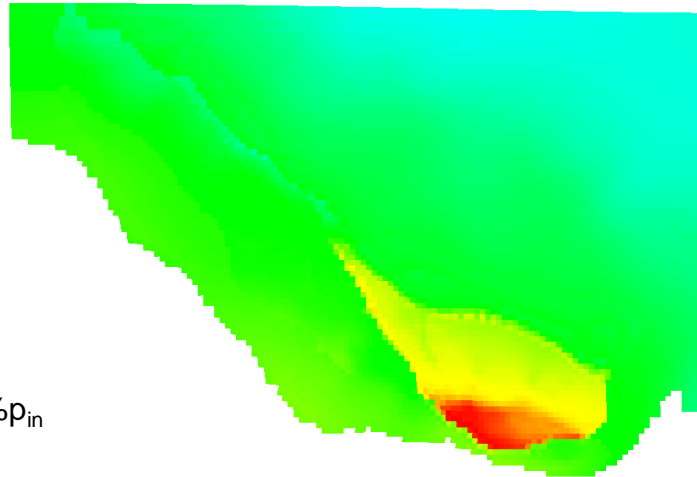
Figura 51 – Livello C2: curve di equal livello dei valori di *failure* in funzione della pressione



Stoccaggio $p = 100\% p_{in}$



Stoccaggio $p = 120\% p_{in}$



Stoccaggio $p = 150\% p_{in}$

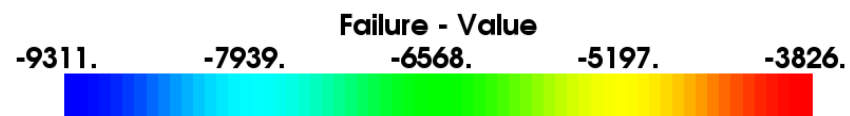


Figura 52 – Livello C2: curve di equal livello dei valori di *failure* in funzione della pressione

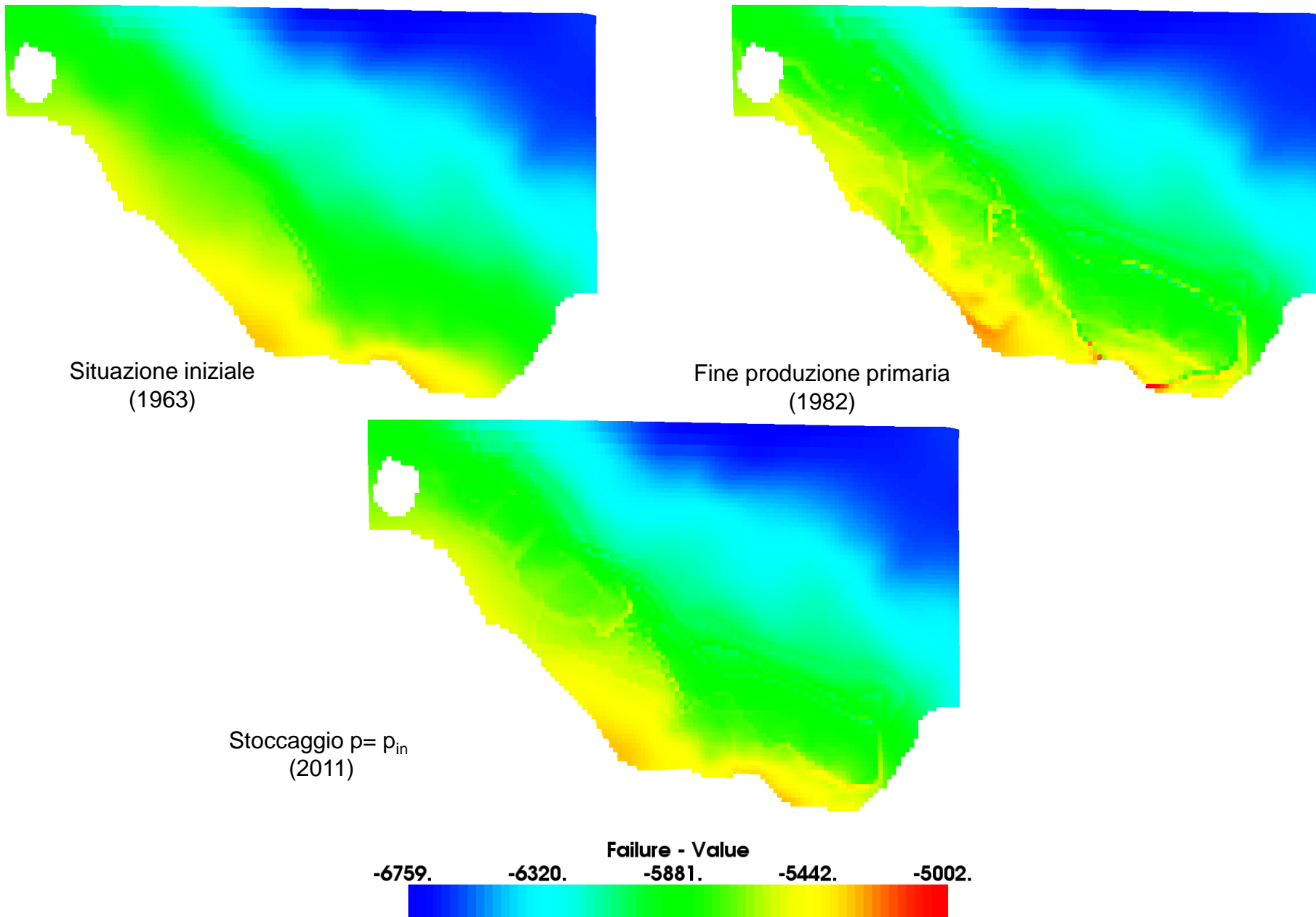


Figura 53 – *Cap rock*: curve di egual livello dei valori di *failure* in funzione della pressione

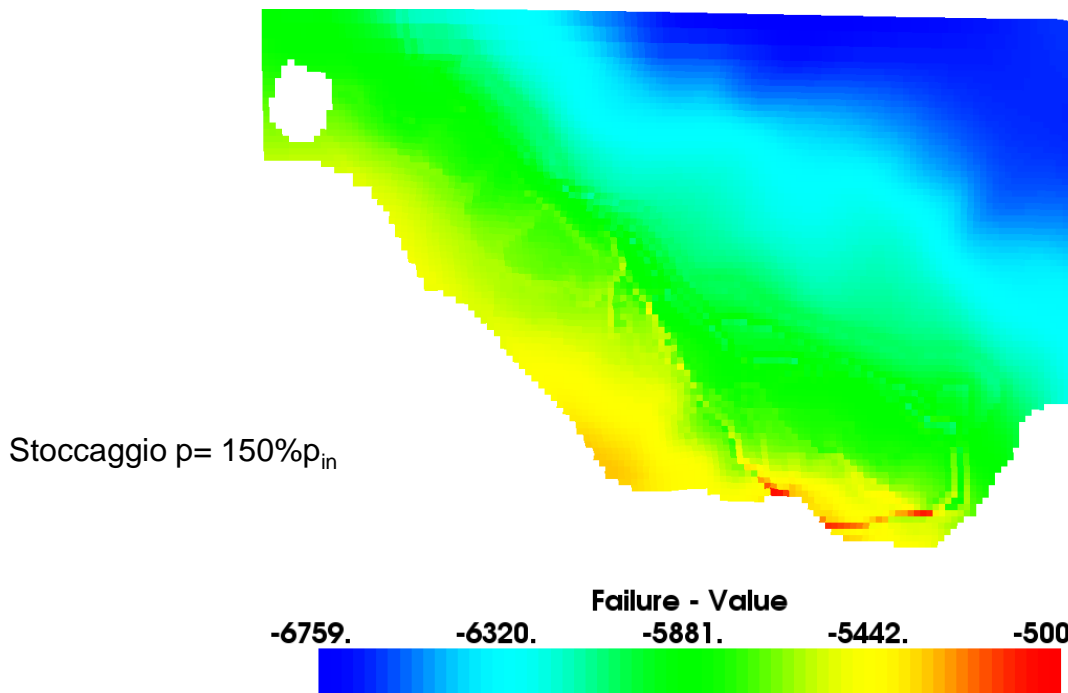
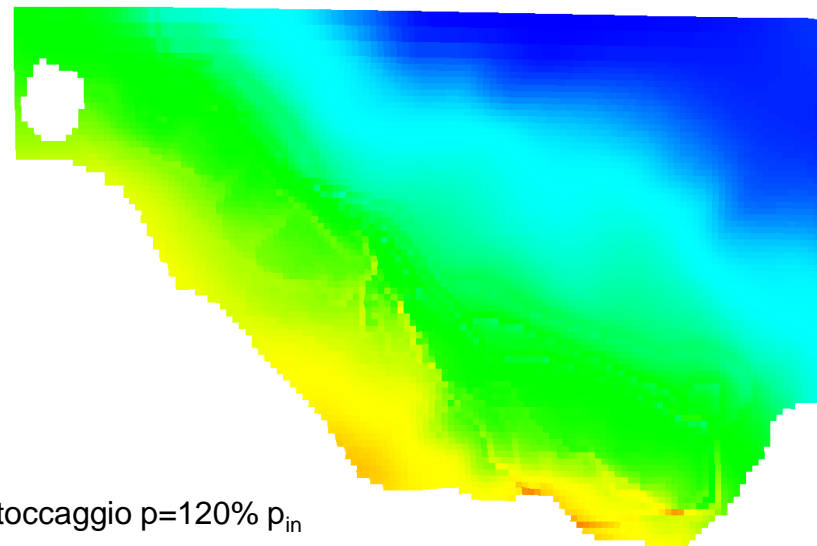
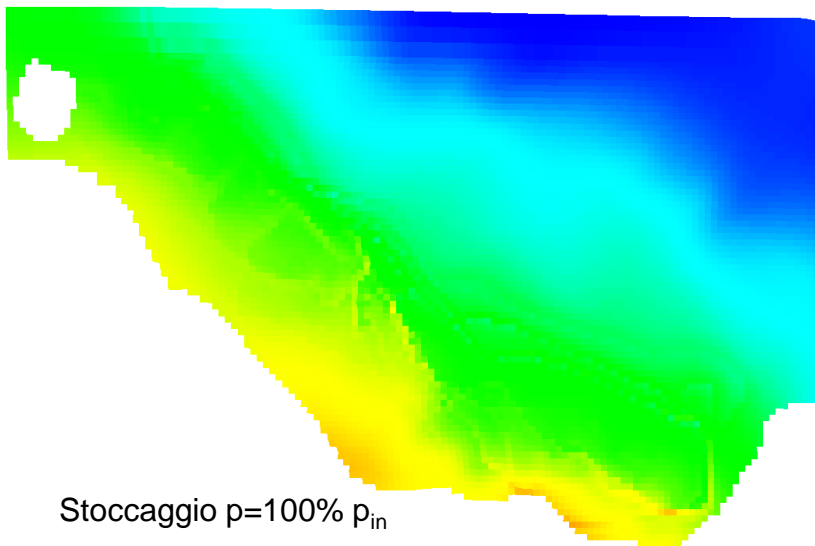


Figura 54 – Cap rock: curve di egual livello dei valori di *failure* in funzione della pressione

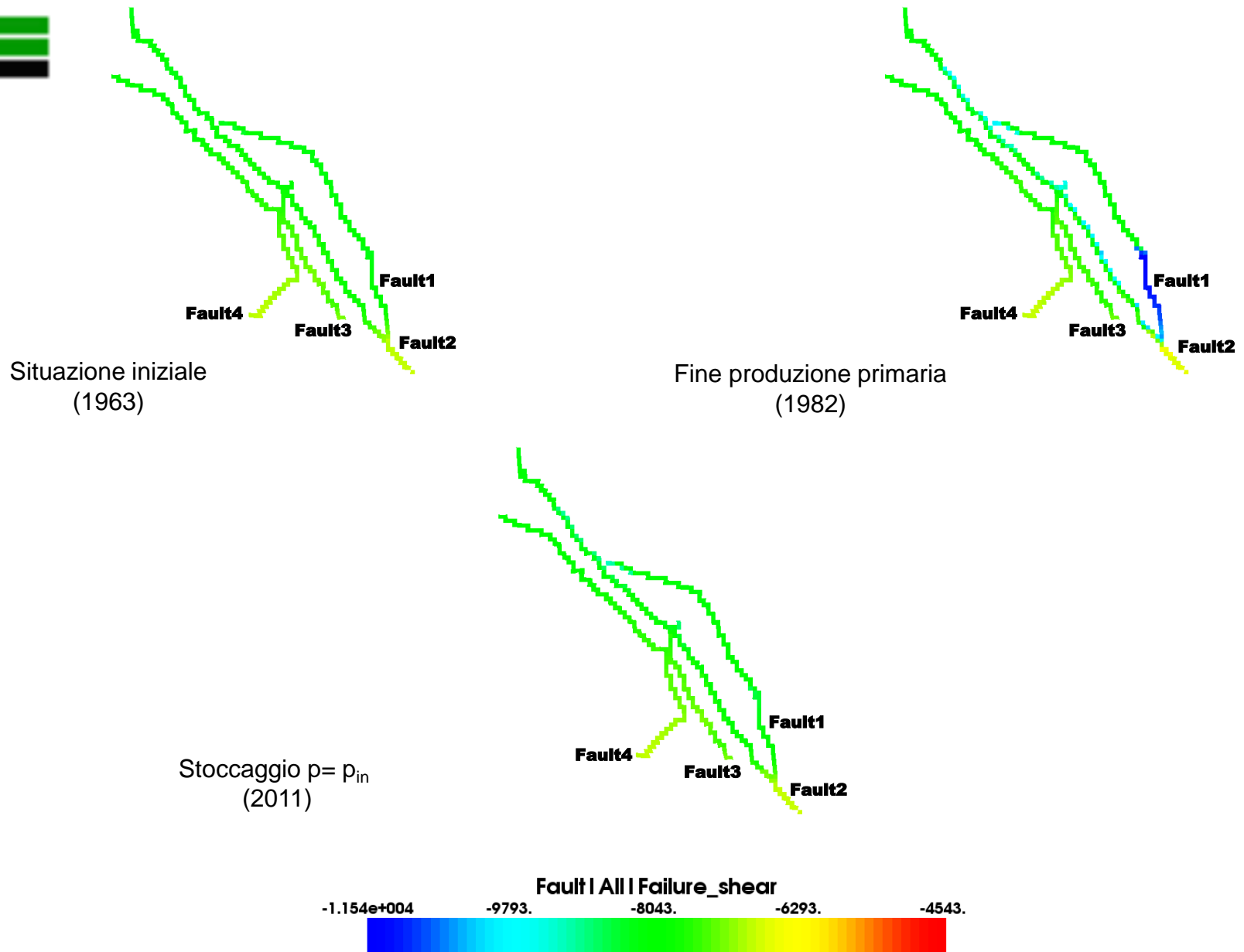


Figura 55 – Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base)

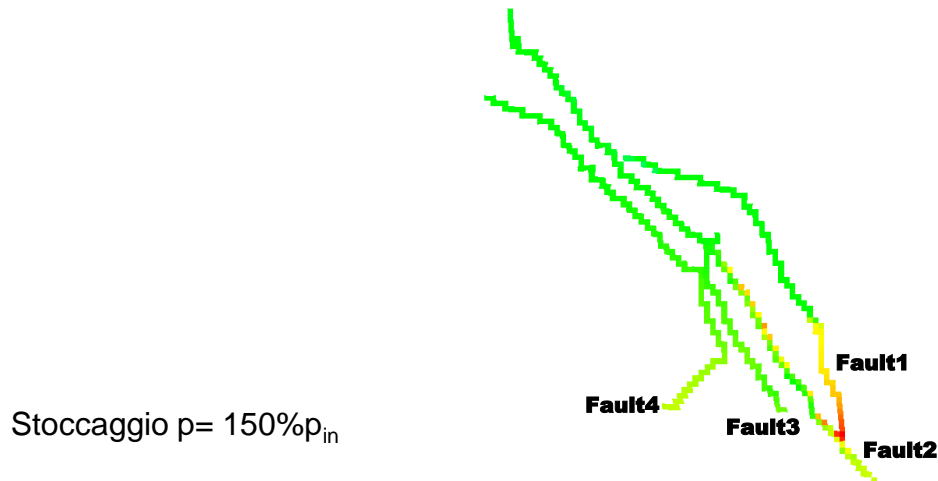
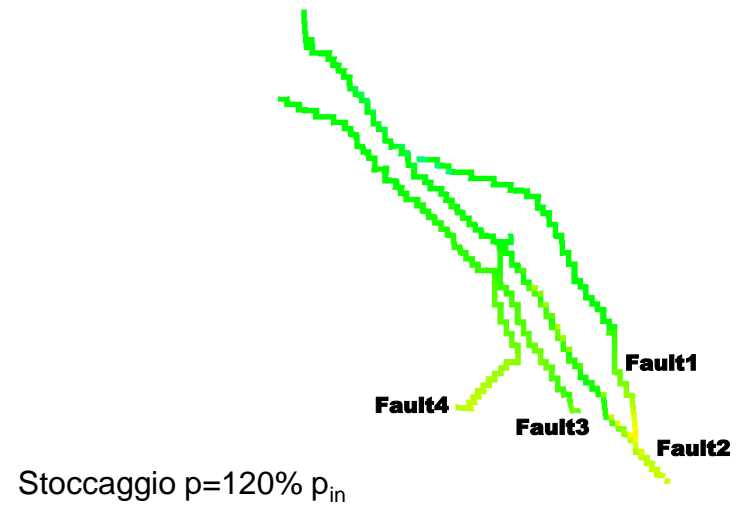
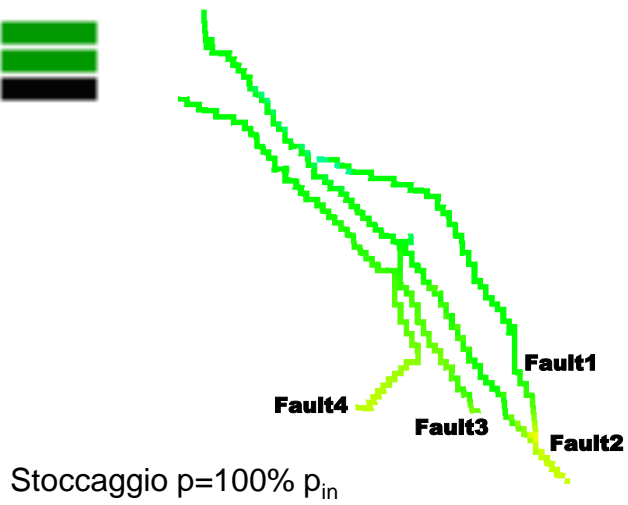
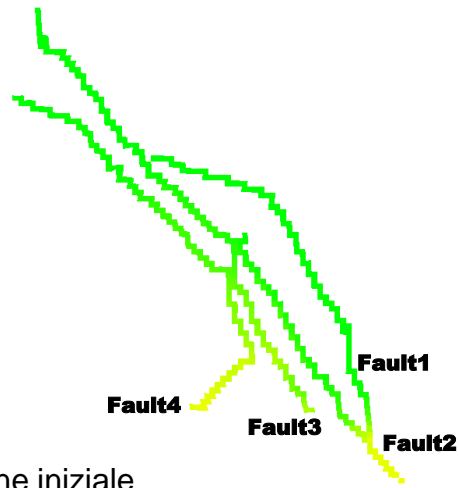


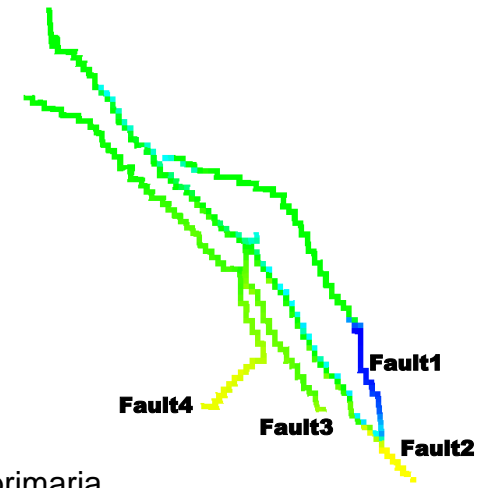
Figura 56 – Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base)



Situazione iniziale
(1963)



Fine produzione primaria
(1982)



Stoccaggio $p = p_{in}$
(2011)

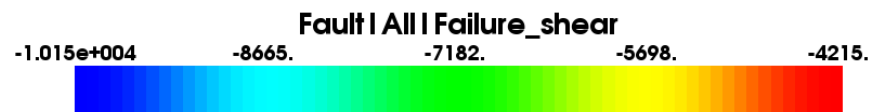
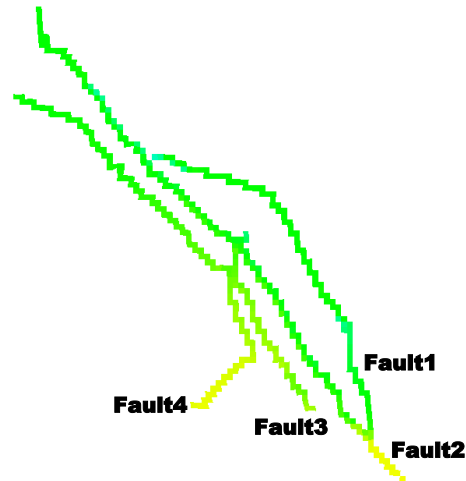


Figura 57 – Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso *weak faults*)

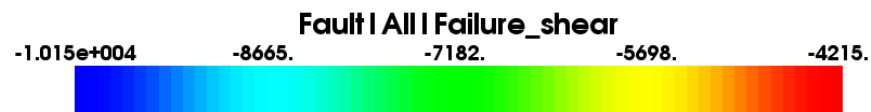
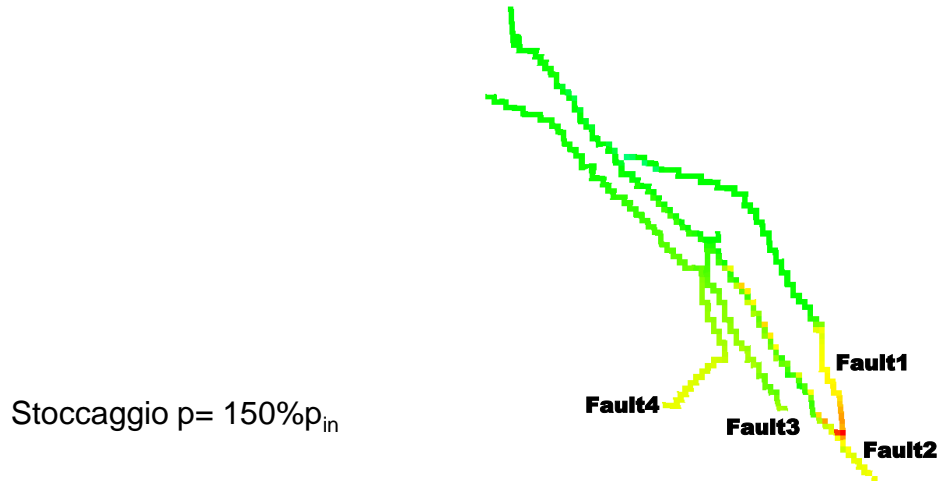
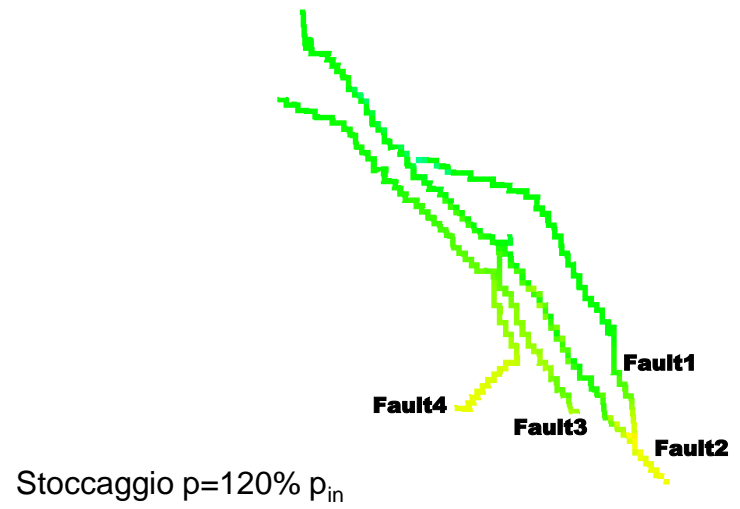
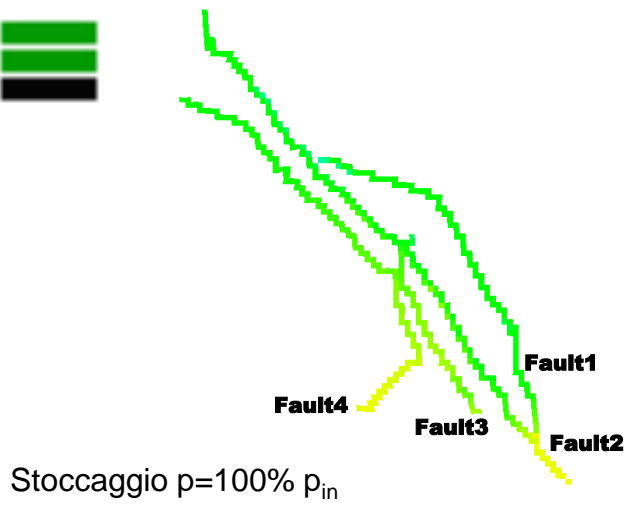
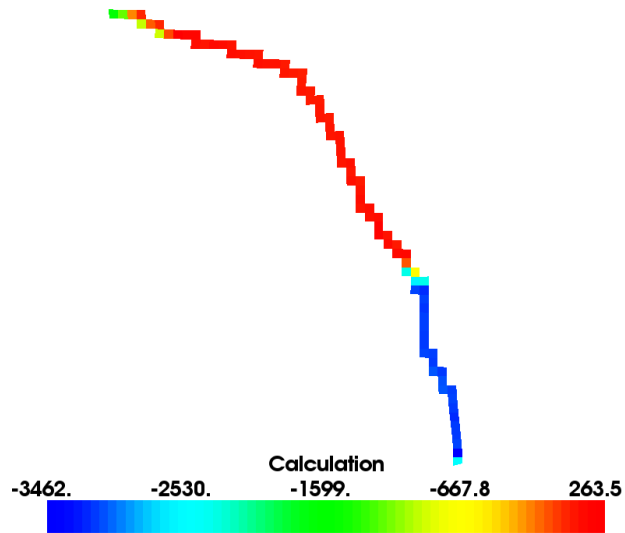
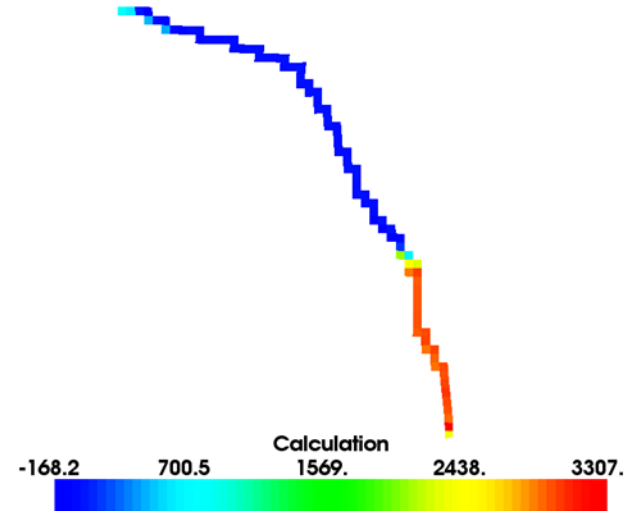


Figura 58 – Livello C2: *failure* per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso *weak faults*)

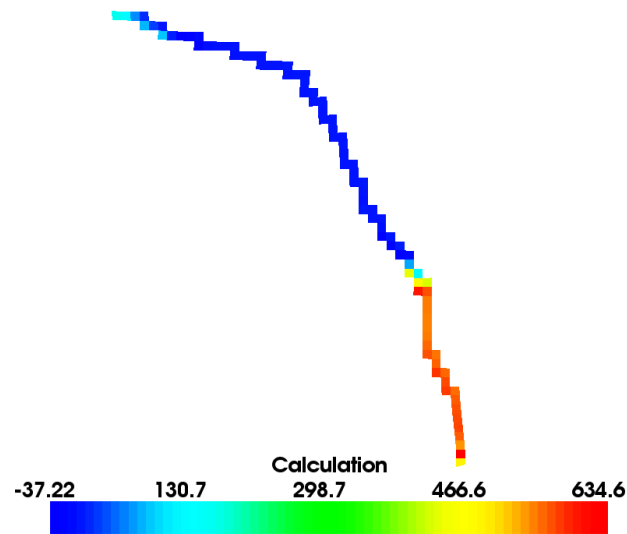


Differenza tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali

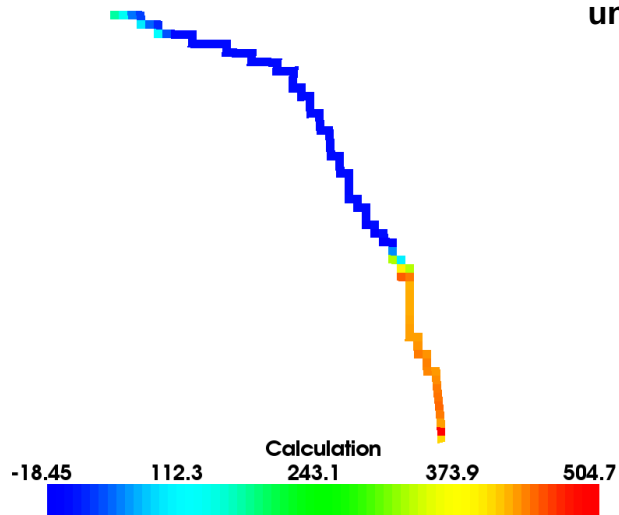


Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria

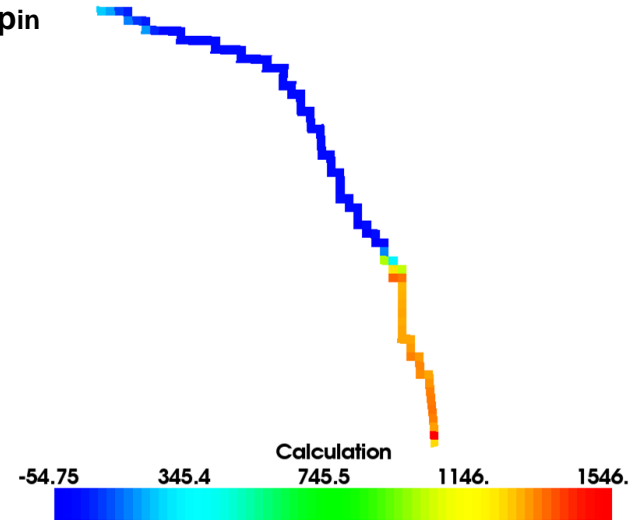
Figura 59 – Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base)



Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%pin$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=pin$

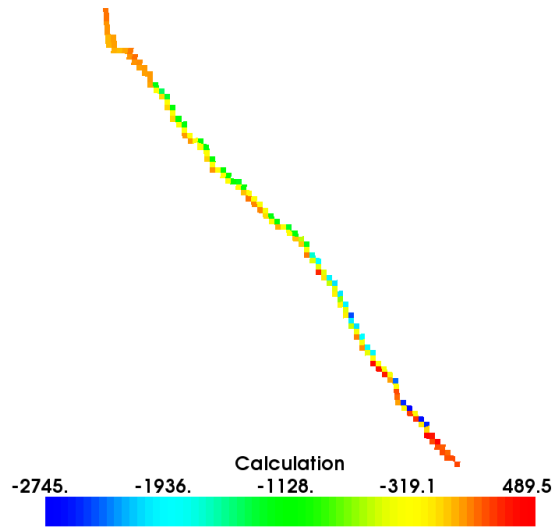


Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%pin$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%pin$

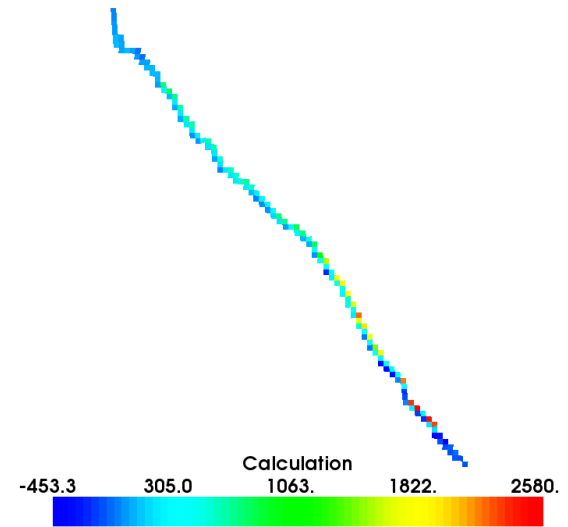


Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%pin$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%pin$

Figura 60 – Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base)

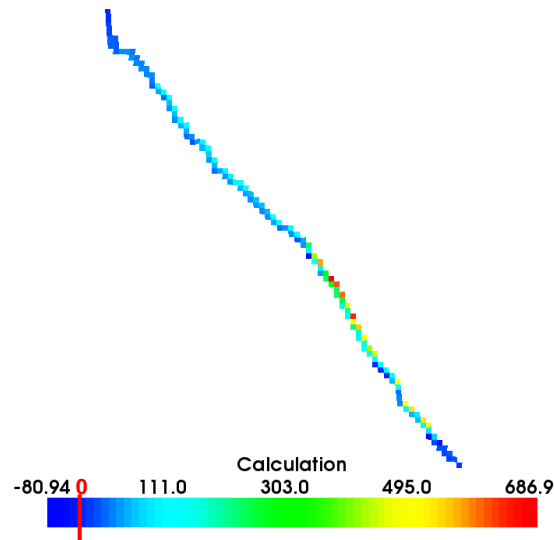


Differenza tra la fine della produzione primaria e le condizioni iniziali

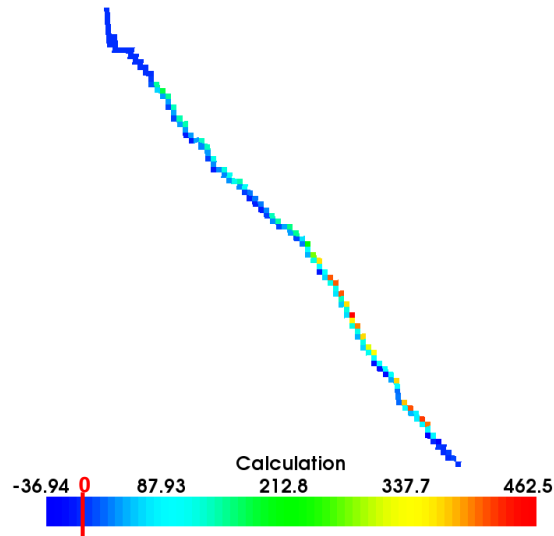


Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della produzione primaria

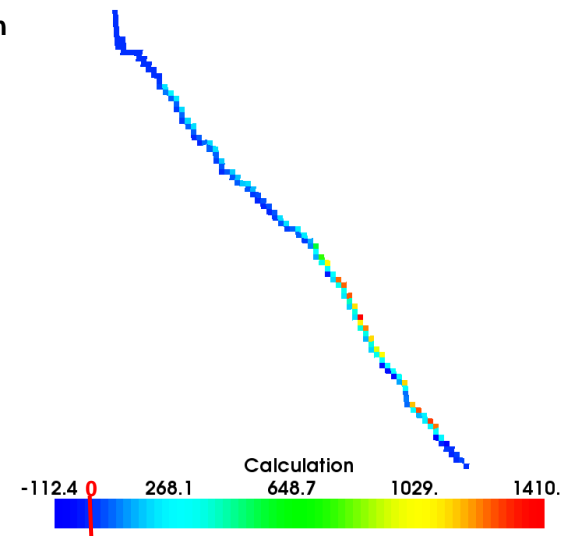
Figura 61 – Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base)



Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=p_{in}$



Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=110\%p_{in}$



Differenza tra la fine di un ciclo di iniezione a $p=150\%p_{in}$ e la fine di un ciclo di iniezione a $p=120\%p_{in}$

Figura 62 – Livello C2: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base)

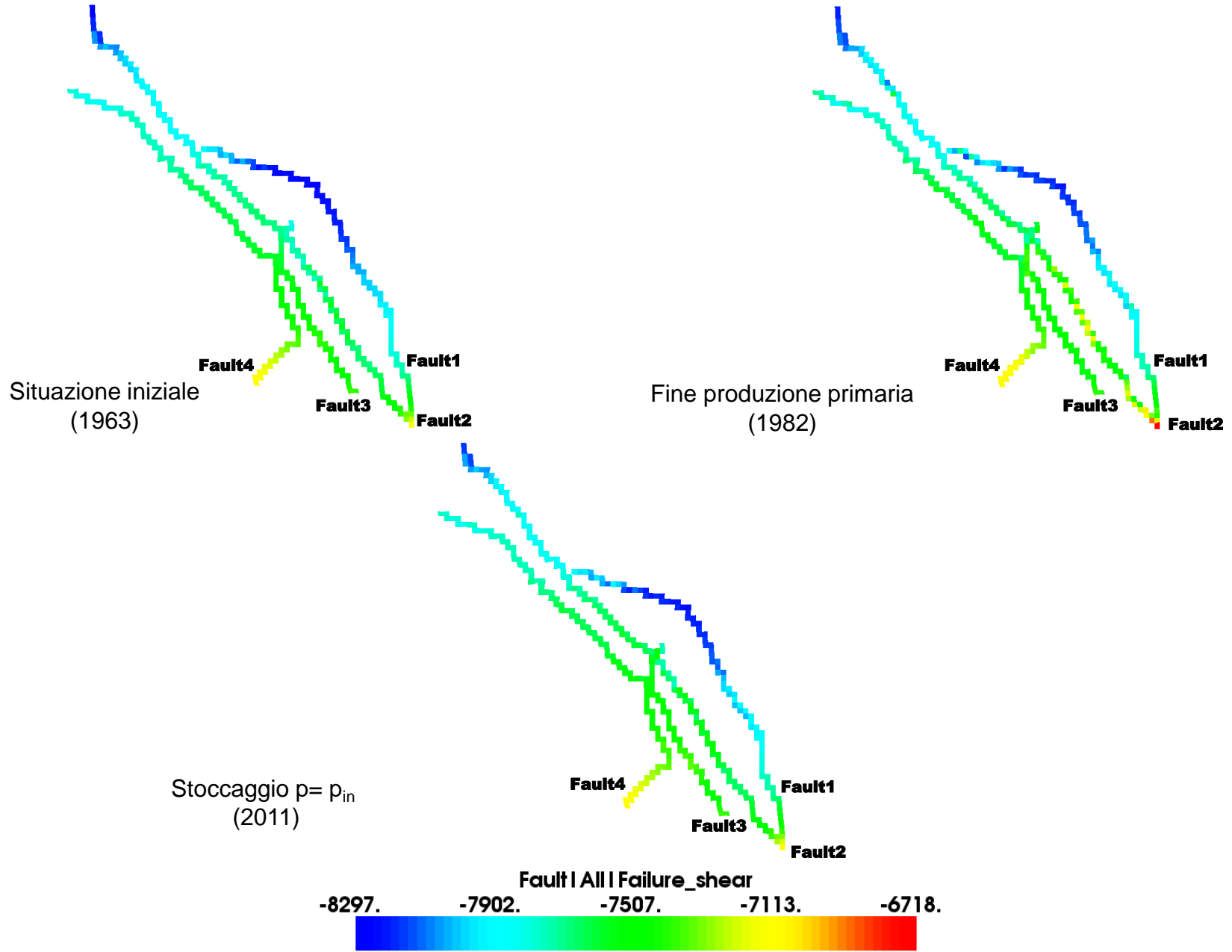


Figura 63 – Cap rock: failure per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base)

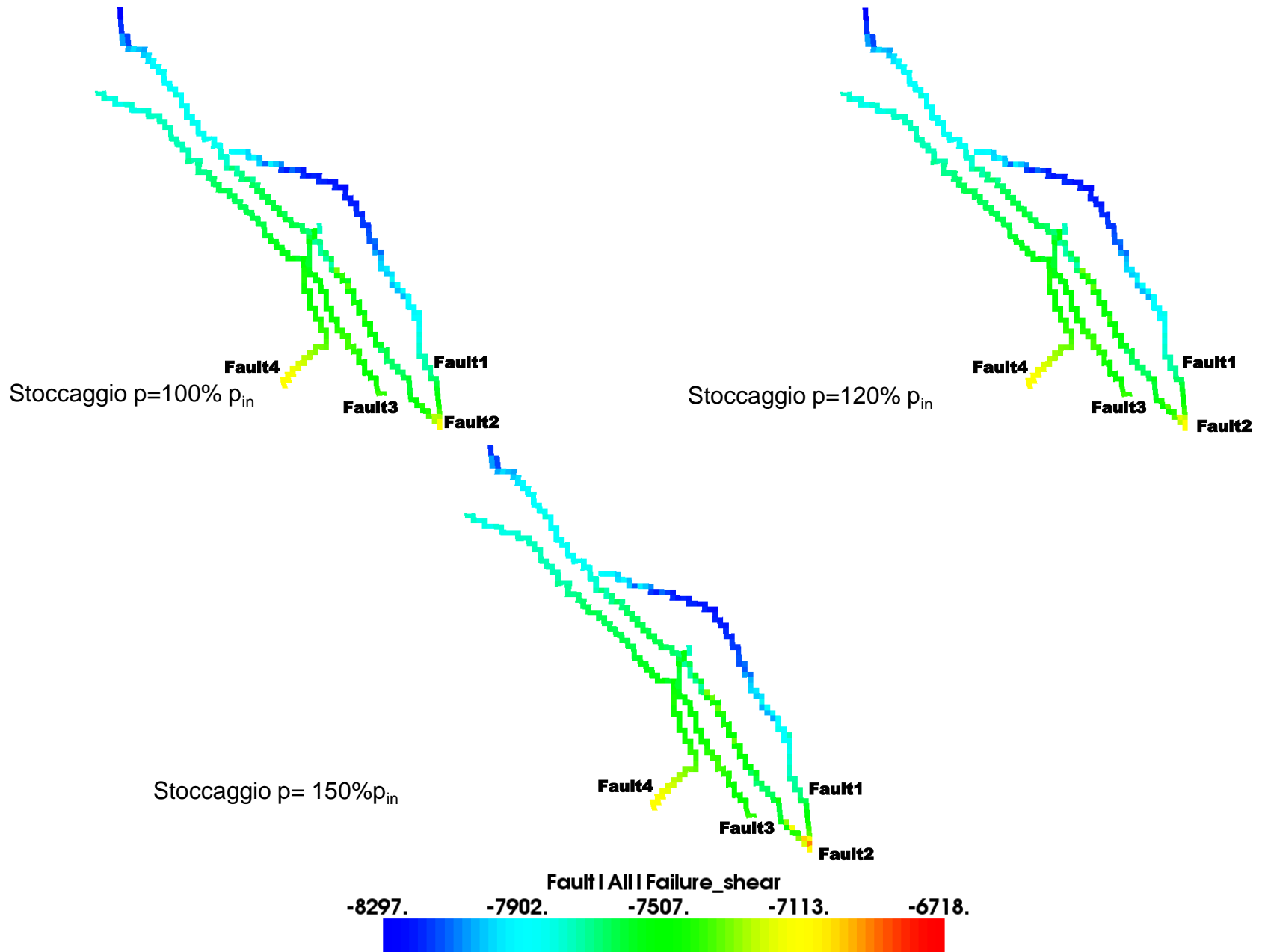


Figura 64 – Cap rock: failure per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso base)

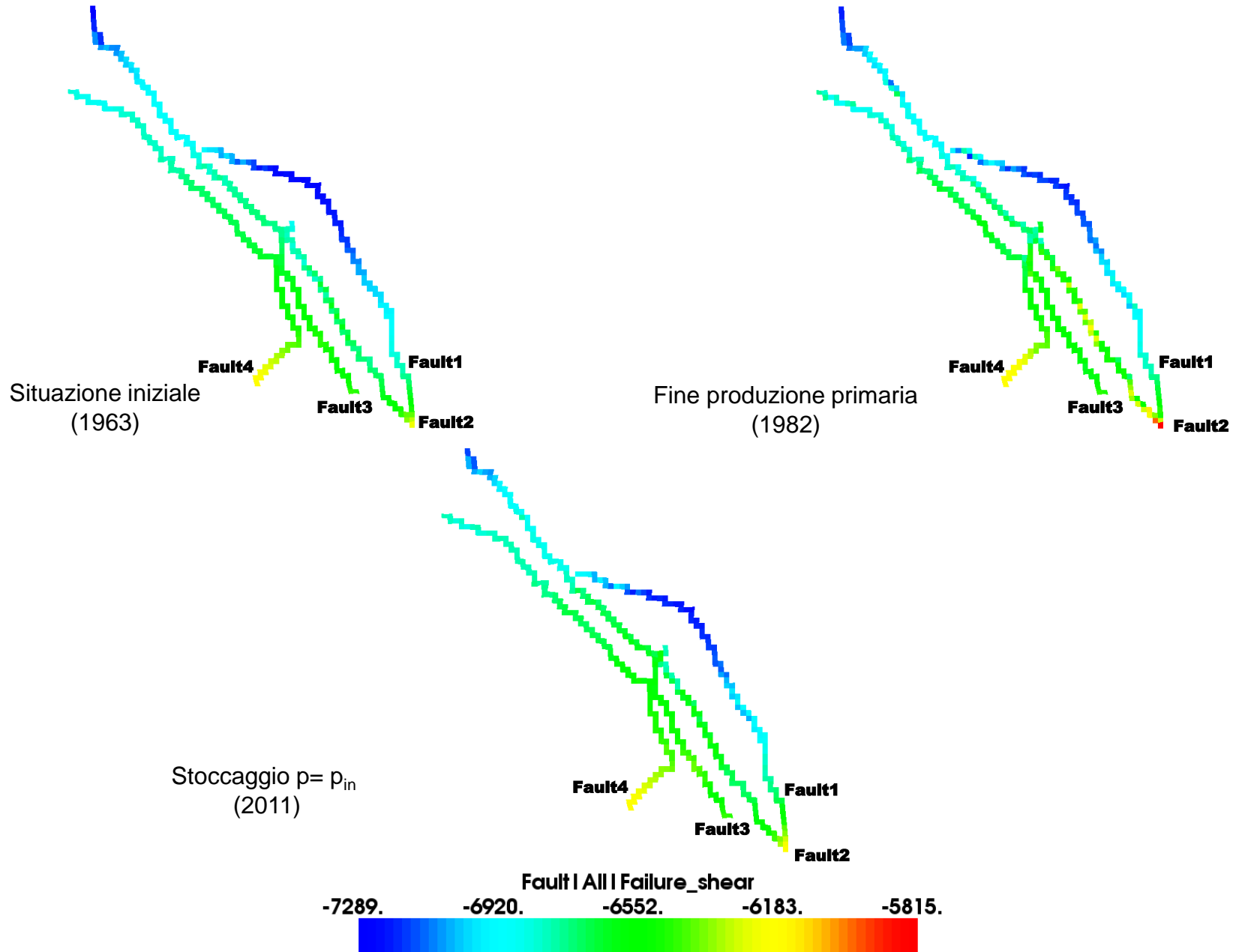


Figura 65 – Cap rock: failure per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso weak faults)

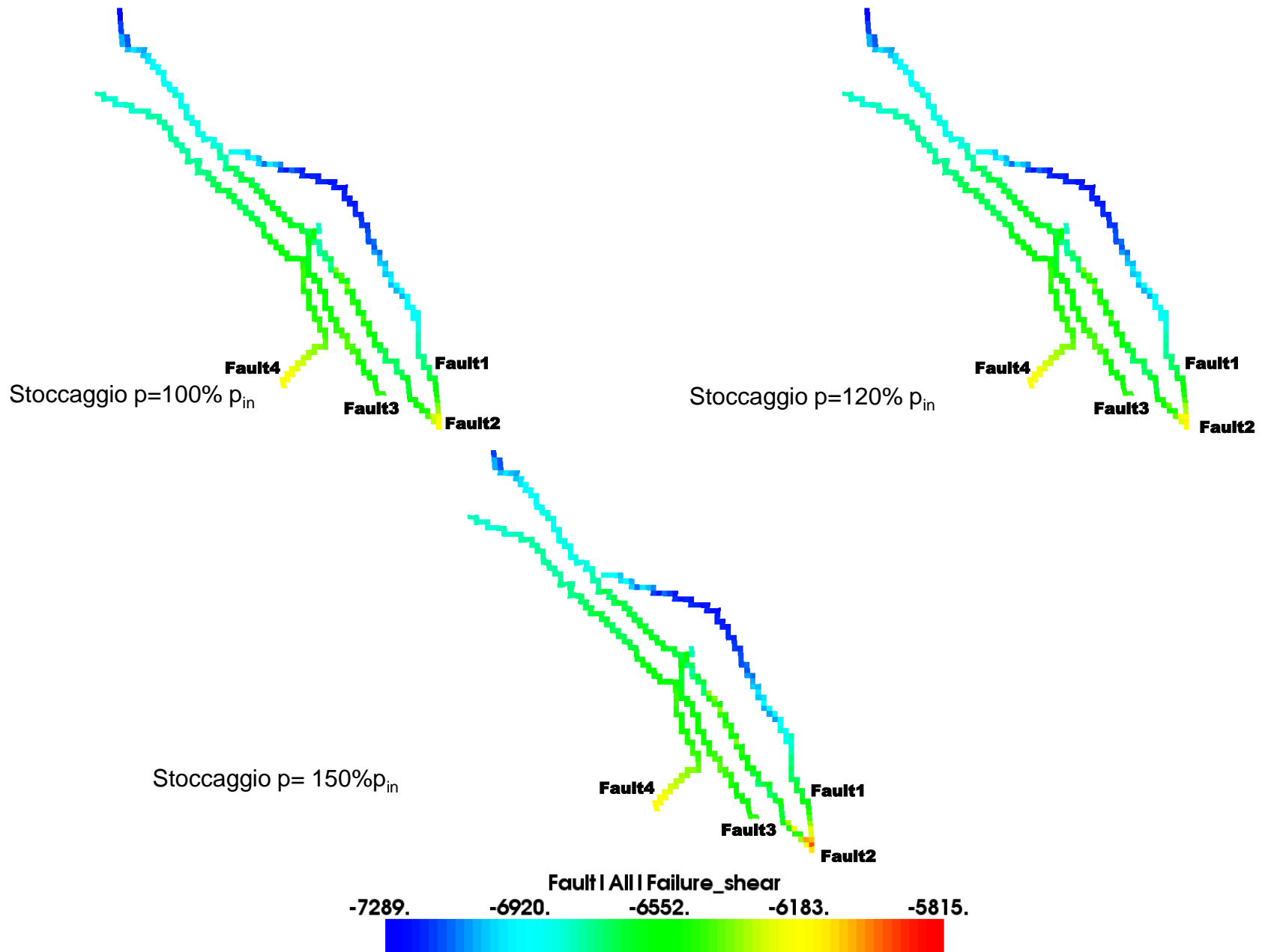
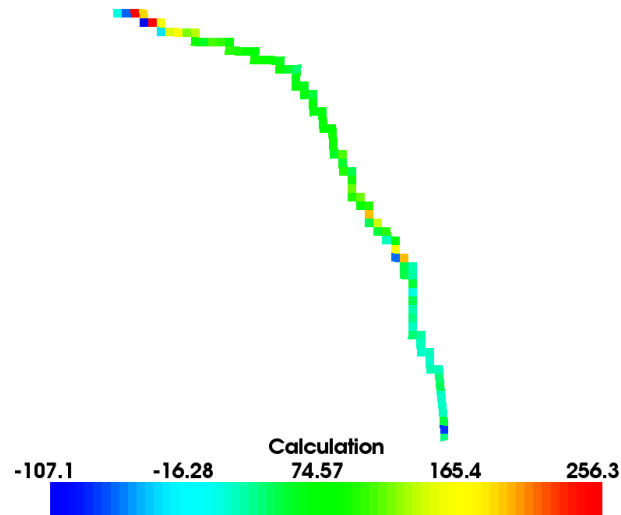
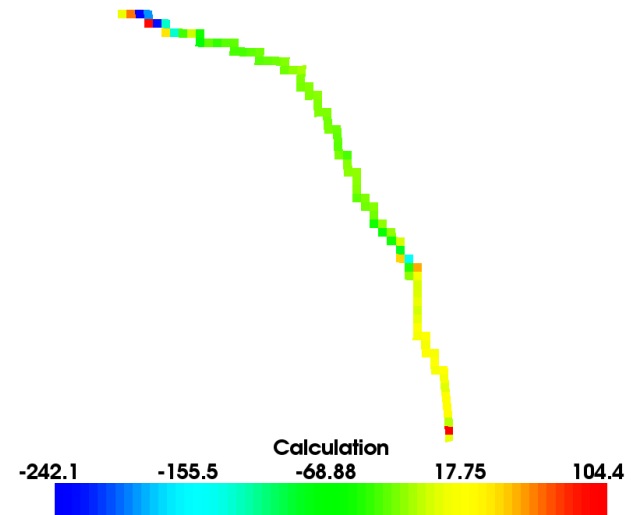


Figura 66 – Cap rock: failure per taglio nelle faglie in funzione della pressione (caso weak faults)



Differenza tra la fine della
produzione primaria e le
condizioni iniziali



Differenza tra la fine di un ciclo di
iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della
produzione primaria

Figura 67 – *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base)

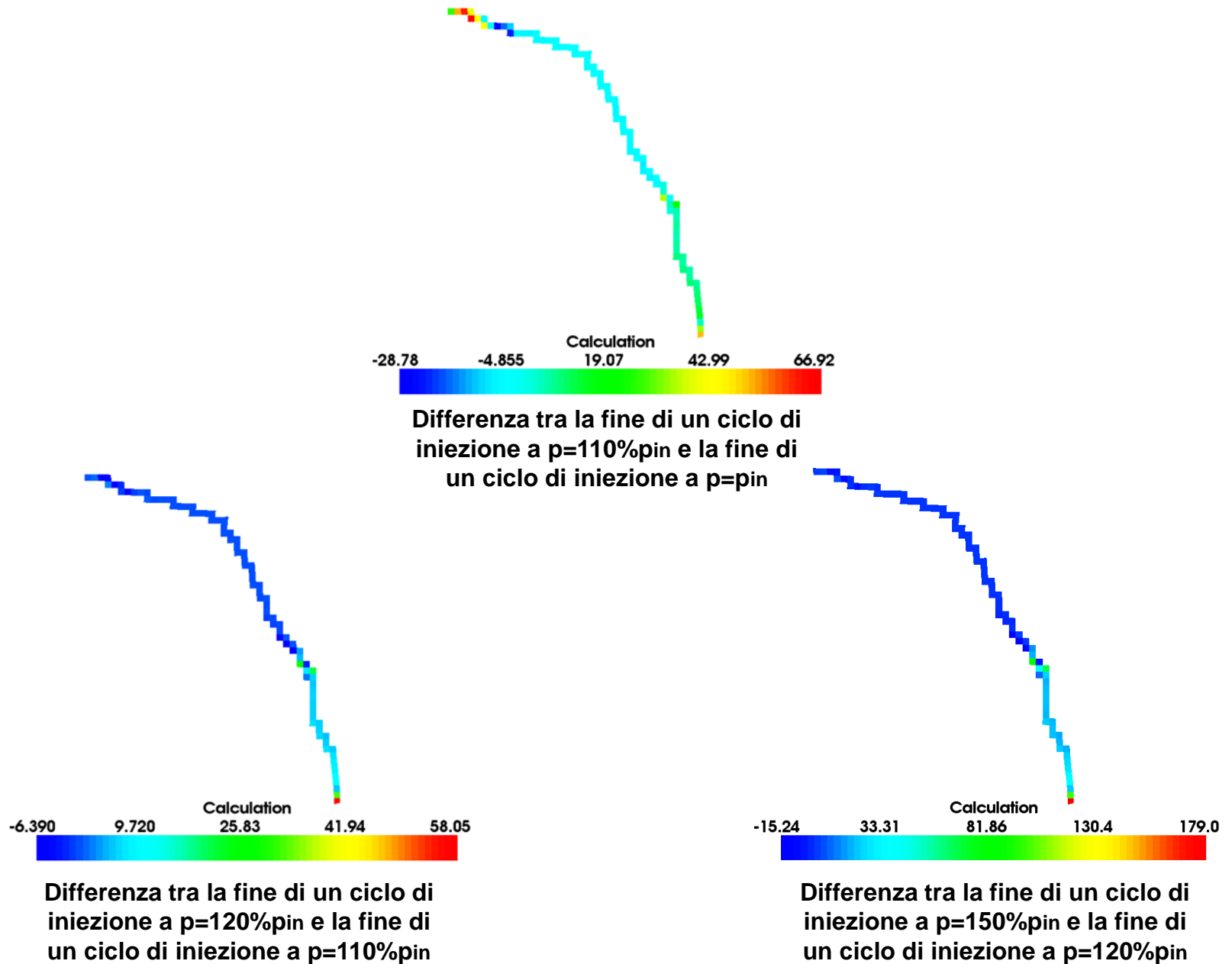
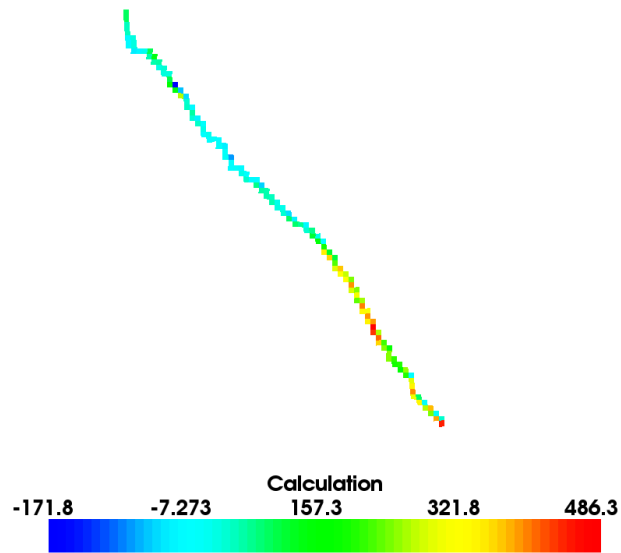
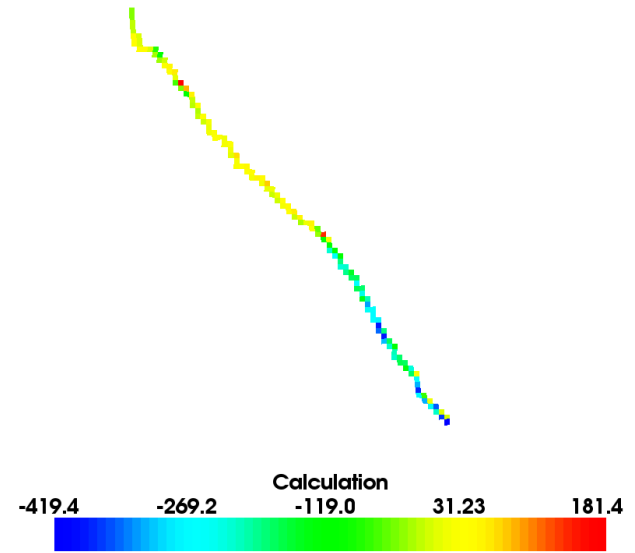


Figura 68 – *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault1, in funzione della pressione (caso base)



Differenza tra la fine della
produzione primaria e le
condizioni iniziali



Differenza tra la fine di un ciclo di
iniezione a $p=p_{in}$ e la fine della
produzione primaria

Figura 69 – *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base)

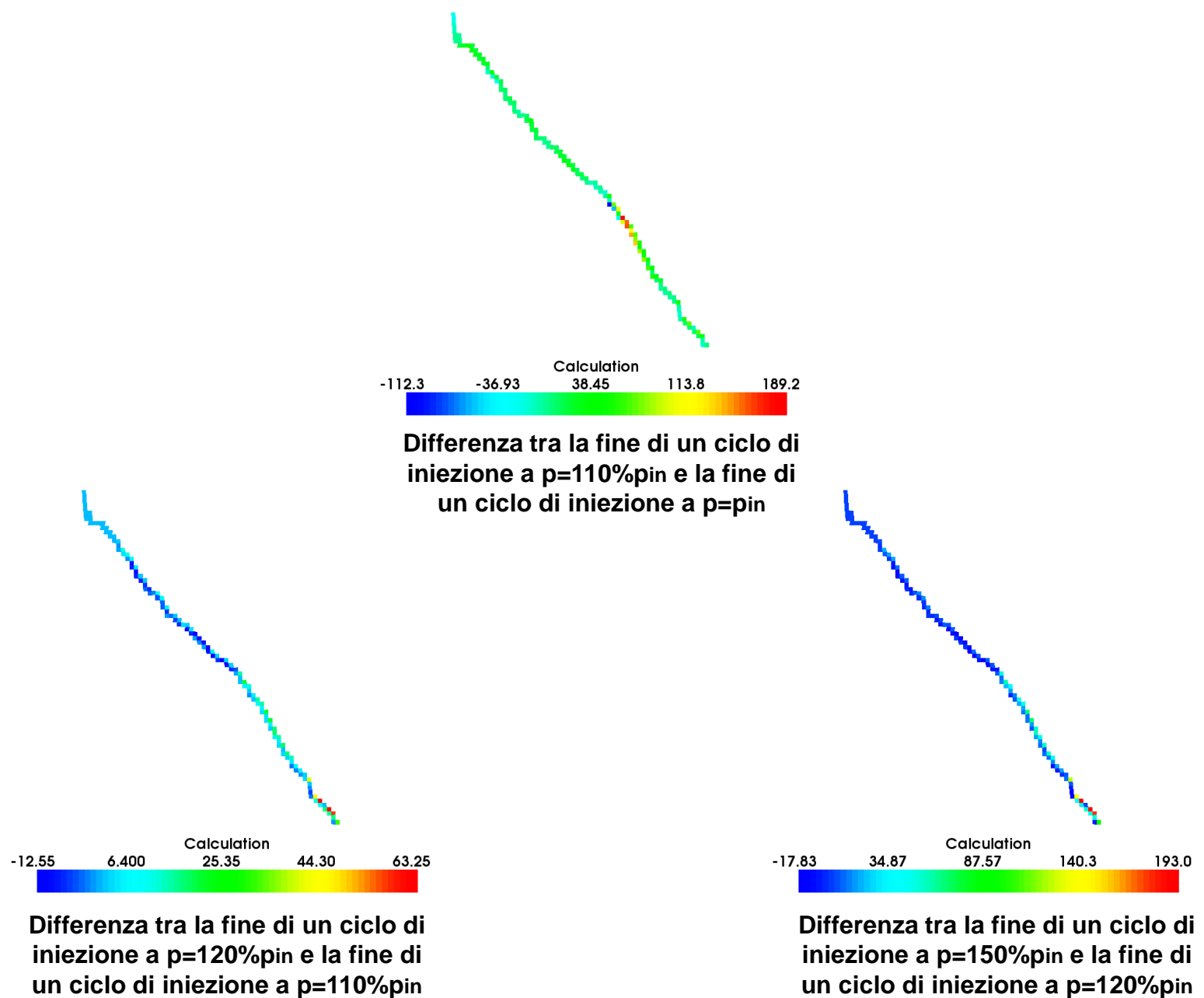


Figura 70 – *Cap rock*: differenza tra la *failure* per taglio nella faglia Fault2, in funzione della pressione (caso base)

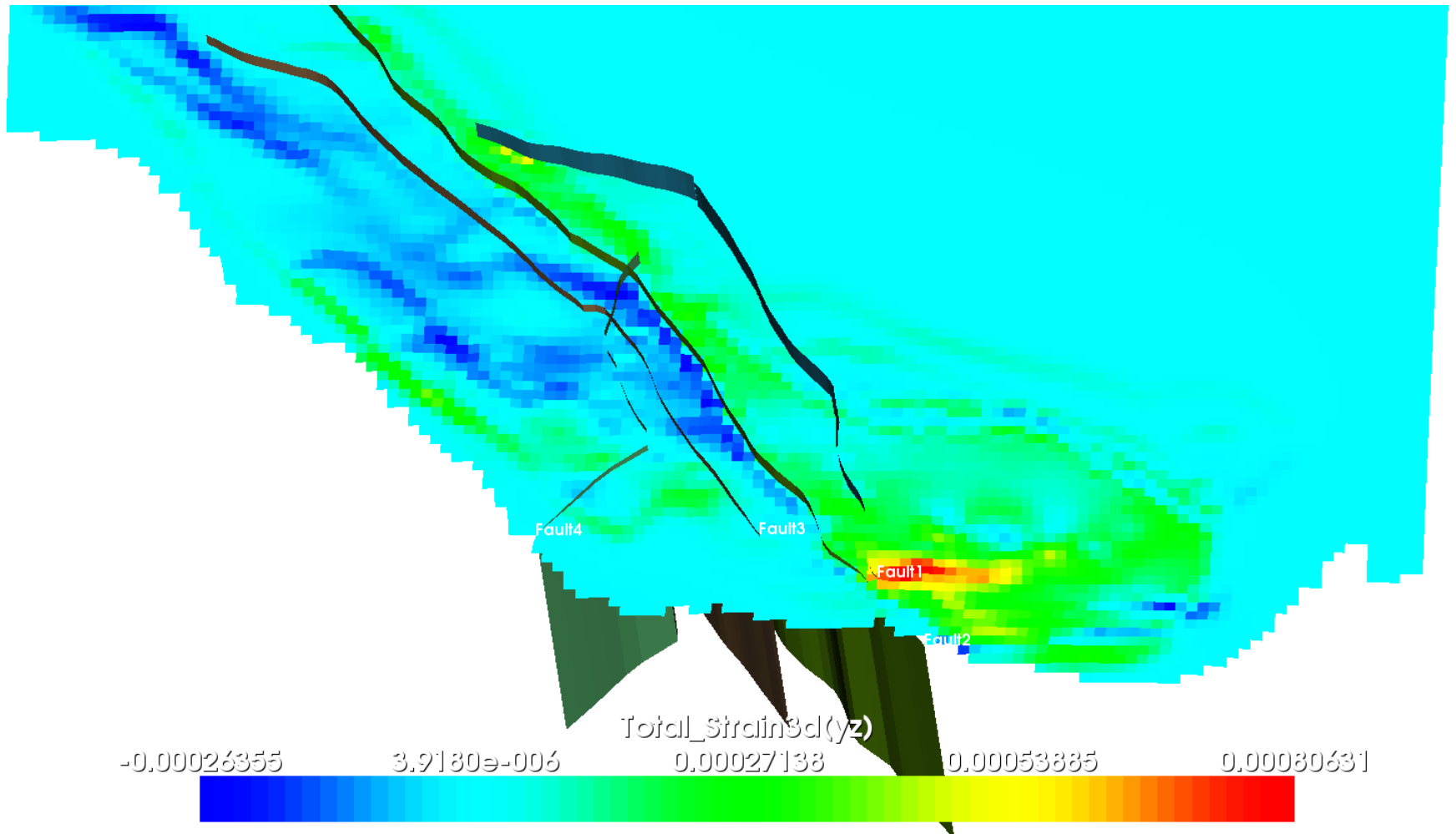


Figura 71 – Livello C2: deformazione per scorrimento angolare nel mezzo poroso

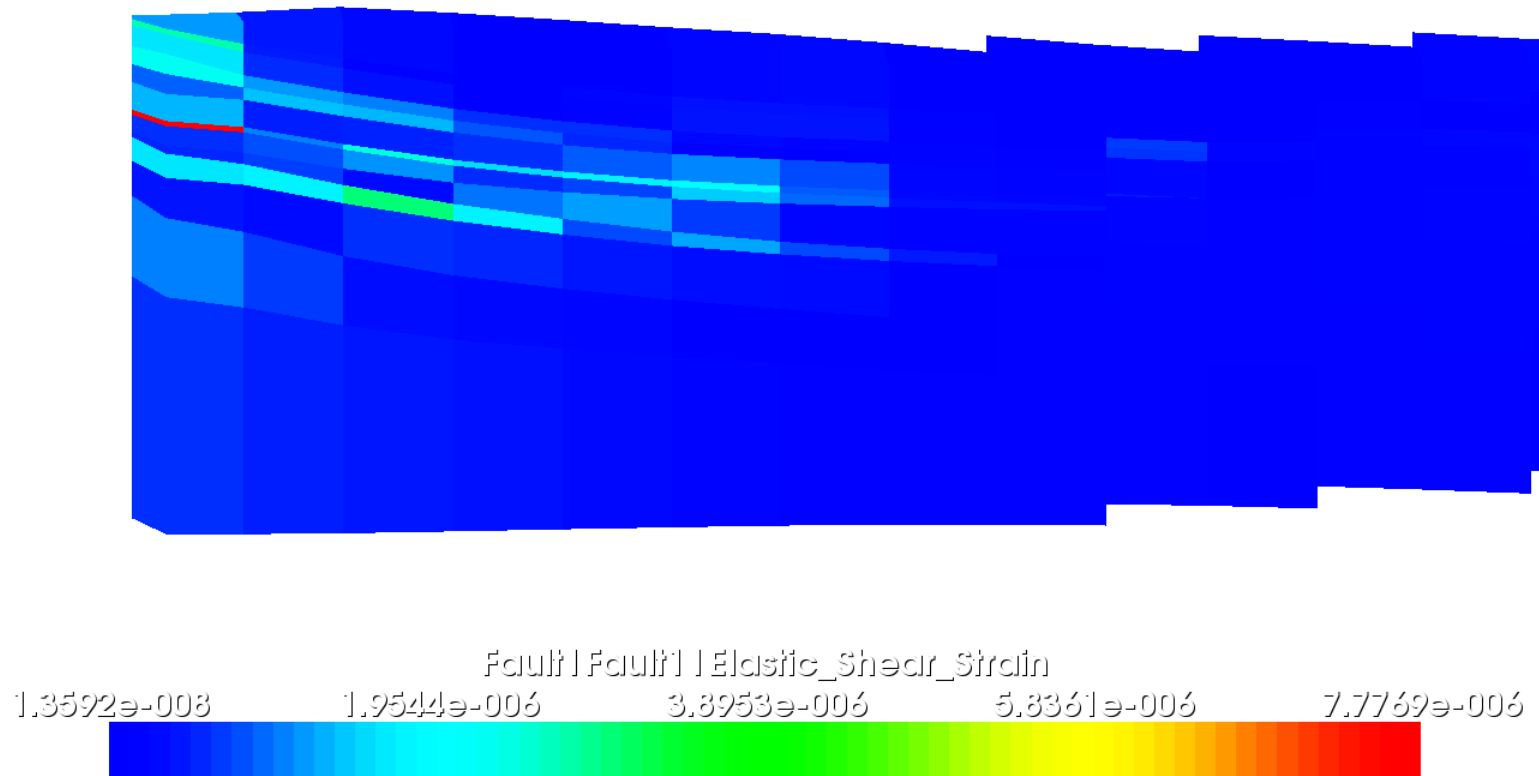


Figura 72 – Faglia Fault1: deformazione per scorrimento angolare

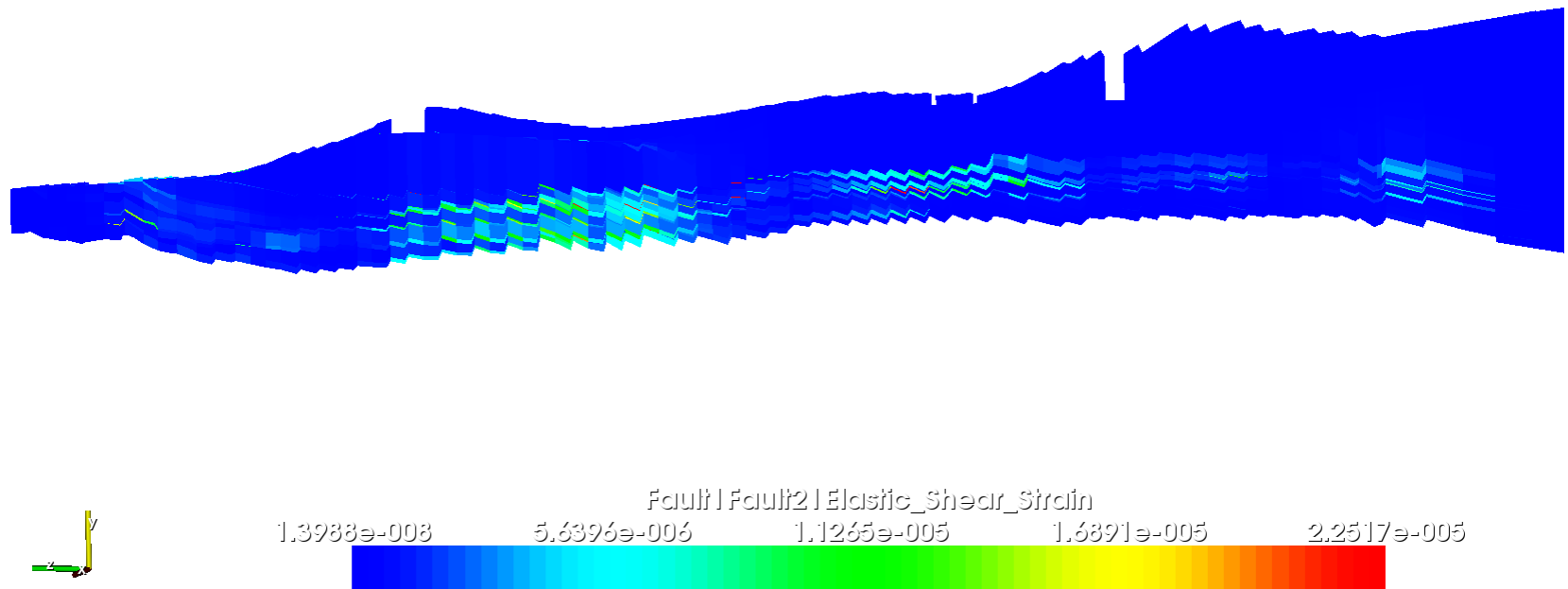


Figura 73 – Faglia Fault2: deformazione per scorrimento angolare