



**petroleum
engineering
group**



stogit

Unità GIAC

CONTRATTO DI RICERCA TRA
POLITECNICO DI TORINO – DITAG e STOGIT – Unità GIAC
“STUDI DI GIACIMENTO PER LO STOCCAGGIO
SOTTERRANEO DEL GAS NATURALE”

CAMPO DI MINERBIO

POOL C

MODELLO STATICO A SCALA REGIONALE

E

MODELLO GEOMECCANICO

Maggio 2011



INDICE

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | INTRODUZIONE | 1 |
| 2 | CONCLUSIONI | 3 |
| 3 | DATI GENERALI DEL GIACIMENTO | 6 |
| 4 | INQUADRAMENTO GEOLOGICO | 8 |
| 4.1 | Strutture geologiche | 8 |
| 4.1.1 | <i>Struttura regionale</i> | 8 |
| 4.1.2 | <i>Struttura giacimento</i> | 9 |
| 5 | MODELLO STATICO | 10 |
| 5.1 | Dati disponibili | 10 |
| 5.2 | Modello esteso | 10 |
| 5.2.1 | <i>Discretizzazione</i> | 11 |
| 5.2.2 | <i>Caratterizzazione petrofisica</i> | 12 |
| 6 | MODELLO DINAMICO | 13 |
| 6.1 | Estensione e aggiornamento del modello dinamico | 13 |
| 6.2 | Verifica della potenziale infiltrazione del gas nella cap rock | 14 |
| 6.2.1 | <i>Modellizzazione della roccia di copertura</i> | 14 |
| 6.2.2 | <i>Caratteristiche petrofisiche della roccia di copertura</i> | 15 |
| 6.2.3 | <i>Permeabilità relative e pressioni capillari</i> | 16 |
| 6.2.4 | <i>Threshold pressure</i> | 16 |
| 6.2.5 | <i>Risultati delle simulazioni</i> | 16 |
| | MODELLO GEOMECCANICO | 19 |
| 6.3 | Descrizione del software VISAGE | 19 |
| 6.4 | Definizione del modello | 20 |
| 6.4.1 | <i>Dimensioni</i> | 20 |
| 6.4.2 | <i>Livelli mineralizzati</i> | 21 |
| 6.4.3 | <i>Classificazione geomeccanica</i> | 21 |
| 6.4.4 | <i>Definizione dello stato tensionale iniziale</i> | 23 |
| 6.4.5 | <i>Caratterizzazione geomeccanica</i> | 23 |
| 6.4.6 | <i>Faglie</i> | 27 |



| | | |
|---------|--|----|
| 6.5 | Inizializzazione | 27 |
| 6.6 | Analisi dell'evoluzione del campo tenso-deformativo..... | 28 |
| 6.6.1 | <i>Principi di analisi</i> | 28 |
| 6.6.2 | <i>Analisi effettuate</i> | 29 |
| 6.6.2.1 | Produzione primaria | 30 |
| 6.6.2.2 | Ricostituzione iniziale a $p=p_i$ | 31 |
| 6.6.2.3 | Gestione in sovrappressione | 32 |
| 6.6.2.4 | Stoccaggio: svaso a $THP_{min} = 75$ barsa..... | 33 |
| 6.6.3 | <i>Subsidenza e plasticizzazione</i> | 33 |
| 7 | BIBLIOGRAFIA | 35 |
| | ELENCO DELLE TABELLE..... | 35 |
| | ELENCO DELLE FIGURE..... | 36 |



1 INTRODUZIONE

Il presente rapporto descrive i risultati del lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino per valutare le condizioni di sicurezza geomeccanica del campo di stoccaggio di Minerbio – *Pool C* e delle formazioni adiacenti e la tenuta idraulica delle argille che costituiscono la copertura in funzione di differenti scenari di gestione futura. Tutte le informazioni impiegate nel presente studio relative al campo di Minerbio – *Pool C* sono state fornite da Stogit S.p.A.

La trappola che caratterizza il giacimento di Minerbio è di tipo misto (stratigrafico-strutturale), in quanto si combinano strutture tettoniche ed elementi stratigrafici. La copertura del giacimento è garantita dalla facies argilloso-siltosa della Formazione Argille del Santerno, che è presente sull'intera area del giacimento con uno spessore medio di circa 120 metri e che costituisce un sealing continuo. Lo spessore medio dei livelli a gas del Pool C è pari a circa 100 m. La pressione originale del Pool C era pari a 150.4 Barsa alla profondità (datum depth) di 1334 m ss. Un acquifero laterale delimita il campo in direzione sud-ovest. Al termine della produzione primaria la pressione statica nella porzione principale del giacimento era pari a circa 30 Barsa. Nell'aprile del 1975 il Pool C è stato convertito allo stoccaggio del gas metano. La massima pressione storica di ricostituzione è pari alla pressione di scoperta del giacimento. In futuro, al fine di aumentare la capacità di stoccaggio del campo e di migliorarne le prestazioni, è previsto il raggiungimento di una pressione massima operativa superiore alla pressione iniziale del giacimento.

La sicurezza di un campo durante la coltivazione e la successiva fase di stoccaggio del gas naturale, soprattutto se in condizioni di sovrappressione, comporta la verifica del comportamento geomeccanico delle formazioni che costituiscono il giacimento e la roccia di copertura ma anche delle formazioni adiacenti o sovrastanti. Devono pertanto essere condotti opportuni studi sia di tipo sperimentale, per caratterizzare dal punto vista geotecnico le rocce potenzialmente interessate da variazioni tensionali, sia di tipo teorico, per descrivere i fenomeni deformativi che hanno luogo durante la gestione del campo. Il metodo degli elementi finiti costituisce oggi lo strumento più adeguato e più utilizzato per la modellizzazione del comportamento geomeccanico delle rocce. La possibilità di simulare, in modo accoppiato e in condizioni tridimensionali, gli aspetti fluido-dinamici e il comportamento tenso-deformativo delle rocce in campo elasto – plastico consente di ottenere risultati affidabili nonostante la complessità dei fenomeni in gioco. Resta ovviamente inteso, però, che l'attendibilità dei risultati delle simulazioni dipende dalla rappresentatività delle proprietà meccaniche e idrauliche assegnate alle rocce modellizzate. Inoltre, la simulazione delle fasi di produzione primaria e di stoccaggio devono essere effettuate in modo da riprodurre le reali operazioni effettuate sul campo e generare così la corrispondente evoluzione di pressioni, tensioni e deformazioni indotte nelle rocce del sottosuolo.

Lo studio condotto sul campo di Minerbio si è avvalso di un modello numerico tridimensionale a elementi finiti, di tipo elasto – plastico e accoppiato, messo a punto sulla base di un modello geologico esteso, che riproduce l'intera sequenza stratigrafica nell'area di



interesse, dei risultati della caratterizzazione di laboratorio delle litologie riprodotte nel modello statico e dei risultati delle simulazioni dinamiche per la descrizione del flusso dei fluidi di giacimento e dei corrispondenti campi di pressione.

Il lavoro si è articolato in tre fasi. La prima fase ha riguardato la realizzazione del modello statico a larga scala, basata sulle informazioni derivati dall'interpretazione sismica di 3 orizzonti a scala regionale e di 11 poligoni di faglia nonché guidata dall'andamento delle superfici del *Pool C* ottenute dall'interpretazione delle nuove acquisizioni sismiche 3D effettuate nel 2010 (le quali peraltro non hanno evidenziato sostanziali differenze con le superfici sismiche già disponibili per la realizzazione del modello statico del 2006). Il modello esteso, che comprende volumetrie notevolmente più ampie del giacimento adibito a stoccaggio sotterraneo del gas naturale, rappresenta il punto di partenza del modello utilizzato successivamente per condurre valutazioni di tipo geomeccanico ed è necessario per almeno due motivi fondamentali. In primo luogo si deve poter tenere debitamente conto delle condizioni al contorno che agiscono sul volume di interesse senza introdurre nel modello effetti di bordo. In secondo luogo la trasmissione degli sforzi e, quindi, le deformazioni delle rocce in seguito alle variazioni di pressione in giacimento dipendono anche dalla geometria delle formazioni profonde.

Per descrivere il comportamento dinamico del Pool C sono stati utilizzati i risultati forniti dal modello numerico di giacimento messo a punto nell'ambito di uno studio condotto dal Petroleum Engineering Group nel 2006 e successivamente aggiornato da Stogit alla data del 31/10/2010 (fine ricostituzione del ciclo termico 2009/2010). Tuttavia, ai fini dello studio geomeccanico è stato necessario modificare il modello già disponibile, in particolare ricorrendo ad una modellizzazione di tipo volumetrico dell'acquifero. Solo nel caso di un acquifero volumetrico, infatti, è possibile stimare come evolva il disturbo di pressione nell'acquifero stesso a seguito della produzione primaria e delle successive operazioni di stoccaggio.

Il modello dinamico così modificato è stato infine accoppiato ad un modello geomeccanico, definito sulla base del modello statico esteso e opportunamente caratterizzato mediante i parametri di resistenza meccanica delle rocce.

La caratterizzazione geomeccanica è stata effettuata sulla base dello studio condotto da Eni S.p.A. - Divisione Esplorazione & Produzione sui campioni di roccia prelevati al pozzo Minerbio 85dir, degli studi di laboratorio condotti dall'Università di Milano sulla caratterizzazione fisico-meccanica delle Argille del Santerno e, infine, delle ricerche di carattere teorico e sperimentale effettuate dall'Università di Padova sulla compressibilità degli acquiferi salini profondi in contesti analoghi a quello del campo di Minerbio.



2 CONCLUSIONI

Al fine di valutare la possibilità di gestire le attività di stoccaggio nel campo di Minerbio Pool C in condizioni di sovrappressione, ovvero ad una pressione massima operativa superiore alla pressione di scoperta del giacimento, è stato effettuato uno studio geomeccanico.

La possibilità di analizzare correttamente il comportamento geomeccanico delle formazioni rocciose profonde comprendenti il campo di Minerbio ha richiesto la messa a punto di un modello geologico esteso, in cui è stata ricostruita la geometria dell'intera sequenza che si estende dal piano campagna fino a una profondità di 4500 m. Per la modellizzazione di dettaglio di giacimento sono state utilizzate le superfici acquisite per la realizzazione del modello statico del *Pool C*, successivamente estese per 13 km in direzione N, per 18 km in direzione S, per 15 km in direzione E e, infine, per 18 km in direzione O, in accordo con l'andamento regionale del *top* della sequenza a cui appartengono. La dimensione finale delle superfici è quindi di circa 32x39 km. Ai soli fini della modellizzazione geomeccanica, ovvero per eliminare gli effetti di bordo e per garantire la stabilità delle simulazioni, il modello è stato poi ulteriormente esteso, sino a raggiungere dimensioni in pianta di 60x70 km e una profondità di circa 20 km. La discretizzazione spaziale del volume del modello è stata ottimizzata in modo da riprodurre accuratamente tutti i fenomeni di interesse ma, allo stesso tempo, minimizzare il numero di celle complessivo e quindi contenere i tempi di calcolo. Nella porzione del modello che contiene il giacimento, in cui si verificano le variazioni di pressione più significative, è stata definita una griglia di dimensioni 60x60 m. Al di fuori della zona di maggior interesse, dove le differenze di pressione sono minime o trascurabili, la dimensione delle celle aumenta progressivamente verso i bordi del modello. La discretizzazione verticale è stata definita in modo da riprodurre accuratamente la sequenza dei livelli sabbiosi utilizzati per lo stoccaggio sotterraneo del gas; al di sopra e al di sotto del giacimento è stata adottata una suddivisione piuttosto lasca - pur nel rispetto dei corpi geologici principali. Il volume complessivo del modello è quindi costituito da un *grid* che comprende complessivamente 163x88x38 celle.

La simulazione dinamica della storia produttiva passata e futura del campo di Minerbio ha compreso la valutazione dell'evoluzione delle pressioni nel giacimento e nell'acquifero che lo delimita e i potenziali fenomeni di infiltrazione del gas nelle argille di copertura. La possibilità che l'acqua contenuta nelle argille venga spiazzata da parte del gas iniettato in giacimento dipende dal valore della *threshold pressure*, ovvero del valore della pressione capillare di soglia. Infatti la penetrazione del gas nelle argille può aver luogo solo se la differenza tra la pressione interstiziale del giacimento e quella della copertura supera il valore di soglia; in caso contrario le due zone risultano idraulicamente separate. Le caratteristiche petrofisiche delle argille schiette della copertura, in particolare porosità, permeabilità e *threshold pressure*, sono state ottenute mediante prove di laboratorio su campioni prelevati al pozzo Minerbio 85dir ad una profondità compresa tra 1200 e 1300 m ss. Tuttavia, per tener conto di possibili variabilità areali, le simulazioni dei potenziali fenomeni di *leakage* del gas attraverso la copertura hanno anche incluso un'analisi parametrica delle proprietà delle argille. L'analisi dei risultati ottenuti ha consentito di verificare che i volumi di gas infiltrati all'interno della *cap rock* tendono ad



aumentare progressivamente nel tempo, ma che lo spessore della copertura interessato dalla filtrazione non si estende generalmente oltre un metro anche dopo 10 cicli di iniezione del gas in giacimento a pressioni medie superiori al valore della pressione iniziale della formazione.

La simulazione del comportamento meccanico del campo di Minerbio è consistita nella valutazione dell'evoluzione delle tensioni efficaci e delle deformazioni della roccia indotte dalle attività storiche di produzione primaria e di stoccaggio. Sono state quindi effettuate previsioni del comportamento futuro del sistema secondo differenti scenari di gestione del campo in condizione di sovrappressione. La gestione dello stoccaggio in condizioni di sovrappressione, infatti, consentirebbe un ampio margine di miglioramento delle prestazioni del campo, ma dal punto di vista meccanico rappresenta la condizione di maggior sollecitazione del sistema.

La filosofia d'analisi adottata si avvale di un approccio integrato geomeccanico-fluidodinamico di tipo *one-way coupling*, secondo cui al modello geomeccanico viene applicata l'evoluzione delle pressioni nel tempo ottenuta dalle simulazioni effettuate con il modello dinamico calibrato. Il ricorso ad un approccio più complesso, infatti, quale quello di tipo *iteratively coupling*, viene generalmente riservato allo studio delle formazioni fortemente compressibili.

Dall'esame dei dati di laboratorio disponibili sia per la roccia di giacimento sia per la copertura e in base ai risultati di un'accurata ricerca bibliografica, è stata costruita un'opportuna legge costitutiva e sono stati valutati i relativi parametri di deformabilità. Come criterio di failure è stato adottato quello di Mohr – Coulomb tridimensionale, imponendo opportuni parametri di resistenza. In tutte le simulazioni effettuate si è verificato che il sistema manifesta sempre un comportamento puramente elastico, ampiamente lontano dal raggiungimento della soglia di plasticizzazione. Quando il comportamento è di tipo elastico, è valido il principio di sovrapposizione degli effetti ed è quindi possibile effettuare simulazioni che comprendono più fasi di produzione primaria, ricostituzione e cicli di stoccaggio. La necessità di utilizzare un modello numerico complesso, quale quello messo a punto per Minerbio, che consentisse di esaminare separatamente le varie fasi è dovuta dalla presenza di faglie che influenzano la distribuzione delle pressioni dei fluidi e, di conseguenza, delle tensioni efficaci nelle diverse parti del giacimento. È stata quindi valutata la risposta del modello al termine della produzione primaria (aprile 1971), al termine della fase di ricostituzione alla pressione di scoperta del giacimento, al termine di un ciclo di svasso in condizioni normali che prevede il raggiungimento di una pressione minima di testa pozzo pari a 75 bar e, infine, in corrispondenza di una pressione massima operativa del campo rispettivamente pari al 107% e 120% della pressione iniziale del giacimento. Non sono riportati i risultati relativi all'analisi di ulteriori casi di sovrappressione, intermedi a quelli indicati, poiché il sistema manifesta comportamento elastico e, quindi, essi risultano compresi tra i valori ottenuti per i casi di riferimento.

I parametri di deformabilità e resistenza delle formazioni sono stati prevalentemente ricavati da dati bibliografici, dati relativi a formazioni analoghe a quelle in esame e da studi effettuati presso l'università di Padova e quella di Milano. La caratterizzazione geotecnica svolta dall'Eni è soprattutto significativa per quello che riguarda i moduli dinamici che sono paragonabili, se non simili, a quelli ottenuti dalle sperimentazioni dell'Università di Milano. Per quanto riguarda i



parametri di deformabilità statica, le prove svolte dall'Eni (triassiali consolidate non drenate) hanno un valore solo indicativo per il presente lavoro in quanto i campioni vengono sollecitati a valori di deformazione superiori di almeno un ordine di grandezza rispetto alle condizioni reali di sollecitazione in situ. Per quanto riguarda, infine, i parametri di resistenza, sono stati scelti valori molto più cautelativi di quelli ottenuti dall'Eni nelle prove triassiali effettuate. Nonostante l'utilizzo di parametri di resistenza conservativi, l'analisi dello stato tenso-deformativo del sistema mostra che, per tutti gli scenari analizzati, sussistono condizioni di sicurezza sia rispetto alla rottura per fessurazione delle argille di copertura sia rispetto alla plasticizzazione della roccia serbatoio. Il criterio di resistenza adottato, ovvero quello di Mohr- Coulomb, assume che la resistenza per attrito aumenti all'aumentare delle tensioni efficaci. Le condizioni di stabilità vengono espresse mediante il parametro di *failure*, che rappresenta la distanza dalle condizioni di plasticizzazione. Valori negativi di *failure* denotano un comportamento stabile, mentre valori prossimi allo zero segnalano una possibile evoluzione verso la plasticizzazione. A seguito della produzione (produzione primaria o fase di erogazione durante un ciclo di stoccaggio) si registra un aumento delle tensioni efficaci, che porta il sistema a raggiungere stati tensionali ancora più stabili (valori di *failure* negativi) rispetto alle condizioni iniziali. Le condizioni potenzialmente più critiche, viceversa, si realizzano in fase di iniezione, quando si ha una riduzione delle tensioni efficaci. Tuttavia, in tutti i casi analizzati i valori di *failure* si mantengono sempre negativi e lontani da condizioni di rottura.

La massima subsidenza dovuta alla produzione primaria, calcolata in modo conservativo, è risultata pari a circa 7 cm in corrispondenza del culmine del Pool C. Le variazioni altimetriche del piano campagna durante i cicli di stoccaggio normali, quando durante lo svasso si raggiunge una pressione minima di testa pozzo pari a 75 barsa, si mantengono minori di 4 cm nel caso di ricostituzione del campo alla pressione iniziale e minori di 5 cm nel caso di gestione del campo in condizioni di sovrappressione.

Infine, l'effetto delle faglie interne al giacimento può essere così riassunto. Gli sforzi normali alle pareti di faglia dovuti alla gravità sono così elevati da determinare resistenze a taglio anch'esse elevate e di molto maggiori degli sforzi di taglio agenti calcolati mediante le simulazioni. Dal momento che la pressione indotta dalle attività di iniezione aumenta ulteriormente questi sforzi normali, le condizioni di stabilità delle faglie aumentano ulteriormente durante la gestione del campo in condizioni di sovrappressione.



3 DATI GENERALI DEL GIACIMENTO

Il giacimento a gas di Minerbio è situato a circa 20 km a NE di Bologna (fig. 1). Il giacimento è stato scoperto nel luglio 1956 attraverso il pozzo esplorativo Minerbio-1.

Il giacimento è costituito da più livelli mineralizzati, separati da sequenze argillose che impediscono la comunicazione idraulica tra gli stessi. I livelli principali che hanno o hanno avuto un interesse minerario sono i Pool C e F. Il Pool C rappresenta il livello principale del campo di Minerbio ed è attualmente utilizzato per le attività di stoccaggio. Da un punto di vista geologico il Pool C è formato da sabbie e silt torbiditici, con intercalazioni argillose, della formazione Porto Garibaldi del Pliocene Medio Inferiore, depositati sulla formazione Argille del Santerno Inferiore. All'interno di quest'ultima si sviluppa il Pool F. Lo spessore medio dei livelli a gas del Pool C è pari a circa 100 m. La copertura della roccia serbatoio è assicurata dalla formazione Argille del Santerno Superiore. Un acquifero laterale delimita il campo in direzione sud-ovest. Il contatto gas/acqua originale era stato riconosciuto alla profondità di 1370 m ss.

Tra il 1956 e il 1967 nella struttura di Minerbio è stato perforato un totale di 36 pozzi, di cui 24 adibiti alla produzione primaria del *Pool C* e uno alla produzione del *pool F*. I rimanenti 11 pozzi sono risultati sterili.

La pressione originale del *Pool C* era pari a 150.4 Barsa alla profondità (*datum depth*) di 1334 m ss. La pressione originale del livello F era pari a 200.7 Barsa alla profondità (*datum depth*) di 1725 m ss.

Durante la produzione primaria, avviata nel febbraio 1959 e conclusa nell'aprile 1971, dal *Pool C* (*pool* principale) è stato prodotto un volume di gas pari a $12826 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$; nello stesso periodo la pressione media di giacimento è scesa dal valore iniziale ad un valore di circa 30 Barsa. Tra il 1959 e ottobre 1996 il livello F (*pool* secondario) ha prodotto, mediante il pozzo Minerbio-17, un volume di gas pari a $302 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$.

Nel giacimento è stata riscontrata la presenza di altri corpi sabbiosi mineralizzati di entità inferiore rispetto ai due *pool* principali: i livelli PLQ1, A1, A2 e B, ubicati nelle Argille del Santerno Superiori, e i livelli D ed E (già denominati C3-3, C3-4 e C3-5), presenti nella formazione Porto Garibaldi, alla base del *Pool C*. Durante la produzione primaria sono stati complessivamente estratti circa $252 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ dai livelli PLQ1, A1, A2 e B nel periodo compreso tra il 1959 e il 1971. Le produzioni del *pool E* (circa $93 \cdot 10^3 \text{ m}_{\text{SC}}^3$) e del *pool D* ($19 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$) risultano del tutto trascurabili.

Nell'aprile del 1975 i livelli sommitali del *Pool C* (C1, C2), appartenenti alla formazione porto Garibaldi, sono stati convertiti allo stoccaggio di gas metano. La pressione statica in giacimento (SBHP) ad inizio stoccaggio era pari a 36.3 Barsa.

Per una descrizione esaustiva della caratterizzazione statica e del comportamento dinamico del *Pool C* si rimanda alla relazione "Campo di Minerbio. Modello statico ed analisi del comportamento dinamico per l'ottimizzazione della gestione operativa del livello di stoccaggio Pool C" relativa al lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di



Torino nel 2006 e aggiornato nel maggio 2011.

4 INQUADRAMENTO GEOLOGICO

Il campo di Minerbio si colloca all'interno del sistema di pieghe romagnole dell'Appennino emiliano-romagnolo. La struttura di Minerbio rappresenta la parte nord-occidentale di un'anticlinale allungata in direzione NW-SE, delimitata a NE da faglie inverse nord-vergenti (*thrust* di Selva-Minerbio).

La trappola che caratterizza il giacimento di Minerbio è di tipo misto (stratigrafico-strutturale), in quanto si combinano strutture tettoniche plastiche (anticlinali asimmetriche), rigide (faglie marginali nord-orientali) ed elementi stratigrafici (corpi lenticolari e *pinch-out*). La copertura del giacimento è garantita dalla *facies* argilloso-siltosa del membro superiore della Formazione Argille del Santerno, che è presente sull'intera area del giacimento con uno spessore medio di circa 120 metri e che costituisce un *sealing* continuo.

Il giacimento, mineralizzato a gas, è composto da più livelli sabbiosi isolati compresi nella Formazione di Porto Garibaldi (livelli C, D ed E) e nelle Argille del Santerno inf. (livello F), interposte tra la Formazione di Porto Garibaldi e la Formazione Porto Corsini. Inoltre, nelle coperture sono presenti altri corpi sabbiosi mineralizzati a gas, noti come livelli PLQ1, A1, A2 e B. Nella tabella 1 si riporta schematicamente la successione stratigrafica attraversata dai pozzi del campo.

Il *reservoir* principale del campo di Minerbio è rappresentato dal *Pool C*, un corpo sedimentario composto da più sequenze sabbiose di genesi torbidityca, caratterizzate dalla presenza di livelli argillosi di spessori variabili (Formazione Porto Garibaldi) che si sedimentarono tra il Pliocene medio ed il Pliocene superiore su un alto strutturale (Argille del Santerno inf.). Il *Pool C* comprende 4 corpi sabbiosi principali, indicati come livelli C1, C2, C3, C3-1. Un quinto livello poroso (C3-2) è presente nella zona basale del *pool*, ma risulta in acqua. Interposti ai livelli principali, vi sono 3 *layers* argillosi, correlabili su tutto il campo. I profili *log* hanno evidenziato che tali livelli, sebbene caratterizzati da spessori estremamente variabili, si interrompono lateralmente o si assottigliano sino a non esser più riconoscibili soltanto laddove la struttura è scomposta dalle faglie o dove i livelli si chiudono in *pinch-out*.

L'acquifero che delimita il *Pool C* agisce soprattutto da nord-est e da sud. L'originale contatto gas/acqua è stato riconosciuto ad una profondità di 1370 m ss.

4.1 Strutture geologiche

4.1.1 Struttura regionale

Il *reservoir* si trova in una zona di collisione tra la placca Europea e la microplacca Adria. Il bacino di avanfossa (Foreland basin) dell'Appennino settentrionale si è evoluto attraverso una serie di fasi tettoniche successive che hanno portato ad una graduale migrazione verso l'esterno della catena Appenninica a "pieghe e faglie". Questa evoluzione ha portato alla

creazione e allo sviluppo di depositi di accrezione asimmetrici con associati bacini di *piggy back* (Ori & Friend, 1984).

Dal Messiniano fino ad oggi l'avanfossa appenninica può essere divisa in grandi e indipendenti depocentri strutturali. Il depocentro della Pianura Padana - Avanfossa Adriatica, al quale appartiene l'area più ampia del serbatoio di Minerbio, è caratterizzata da spesse successioni di depositi torbiditici del Messiniano, Pleiocene e Pleistocene (Ghielmi et al., 2010). Questa regione ha subito anche una forte attività tettonica, che ha avuto luogo durante gran parte del Pliocene e che ha portato alla deformazione, sollevamento, inclinazione e fagliazione dell'area più vasta del *reservoir*. Durante lo stesso periodo (Pliocene inferiore) stava continuando la deposizione dei sedimenti torbiditici (lobi torbiditici di sabbie prossimali e distali), con la genesi delle formazioni di Porto Corsini e Porto Garibaldi, su gran parte dell'avanfossa. Successivamente, durante il Pliocene Superiore-Pleistocene, un altro evento tettonico ha portato alla completa strutturazione della catena a "pieghe e faglie" di Ferrara e al sollevamento e al *tilt* dell'attuale zona di Bologna (Ghielmi et al., 2010).

Le mappe regionali, che comprendono il campo di Minerbio ma che hanno estensione notevolmente più ampia, mostrano una chiusura *on lap* della struttura verso nord (fig. 2). L'area è fortemente fagliata da faglie inverse con dimensioni più o meno rilevanti che creano notevoli dislocamenti verticali (fino a centinaia di metri) degli strati più profondi, probabilmente a seguito dell'evento tettonico del Pliocene Superiore-Pleistocene.

4.1.2 Struttura giacimento

Il giacimento di Minerbio rappresenta la parte nord-occidentale di una anticlinale fagliata NE vergente, estesa sui campi di Minerbio e Selva, su cui si sovrappone un'anticlinale minore disassata, costituente il campo propriamente detto. L'anticlinale Selva-Minerbio costituisce il margine NE di un bacino *piggy-back* strutturatosi durante il Pliocene, delimitato a NE da un sistema di faglie che caratterizzano una zona di sovrascorrimento (fig. 3).

L'interpretazione sismica ha evidenziato che i fianchi dell'anticlinale di Minerbio risultano fortemente asimmetrici. Il fianco NE, più pendente, è interessato da almeno due piani di faglia inversi che, immergendo verso SW, danno luogo a rigetti massimi verticali di un centinaio di metri. La culminazione della struttura è decentrata verso la zona E del campo e nella porzione SE presenta un esteso *blank* sismico di forma lobata, probabilmente corrispondente ad un'area di erosione.

Per una descrizione dettagliata della struttura del giacimento si rimanda alla relazione "Campo di Minerbio. Modello statico ed analisi del comportamento dinamico per l'ottimizzazione della gestione operativa del livello di stoccaggio Pool C" relativa al lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino nel 2006 e rivisto nel maggio 2011.



5 MODELLO STATICO

5.1 Dati disponibili

Per la costruzione del modello statico esteso, necessario per le simulazioni geomeccaniche, sono stati utilizzati i seguenti dati:

- a. Superfici di Top e Bottom dei principali orizzonti mineralizzati dal modello statico di Minerbio *Pool C* del 2006.
- b. Poligoni di faglia delle due faglie principali a N e NE del *reservoir*.
- c. Orizzonte sismico esteso, Base Asti, di dimensioni 20x85 km
- d. Orizzonte sismico esteso del Top C1 di dimensioni 25x45 km
- e. Orizzonte sismico esteso del Top G ("*near base*" delle Argille Santerno inferiori) di dimensioni 16x42 km.
- f. Poligoni di faglia di 11 faglie interpretate nella zona estesa del *reservoir*.

5.2 Modello esteso

Allo scopo di simulare correttamente il comportamento geomeccanico delle formazioni rocciose profonde comprendenti i livelli a gas, il modello di giacimento già realizzato nel 2006 è stato sensibilmente ampliato sia in direzione verticale sia arealmente. È stata quindi ricostruita la geometria dell'intera sequenza che si estende dal piano campagna fino a una profondità di 4500 m, corrispondente alla sequenza Plio-Pleistocenica. In pianta il modello raggiunge una lunghezza di circa 39 km in direzione NO-SE e di 32 km in direzione NE-SO. I livelli mineralizzati sono ubicati al centro del volume sopra definito.

Il modello statico esteso è stato realizzato utilizzando il software Petrel, commercializzato dalla società Schlumberger.

La costruzione del nuovo modello statico esteso è stata effettuata sulla base di quattro superfici principali:

- a. Topografia del piano campagna
- b. Orizzonte sismico esteso Base Asti, che corrisponde alla base della formazione Sabbie di Asti (Pleistocene)
- c. Orizzonte sismico esteso del Top C1, che corrisponde al Top del *reservoir* e il suo equivalente nelle aree bacinali
- d. Orizzonte sismico esteso Top G, che corrisponde a un *near bottom* delle Argille del Santerno inferiori.

La topografia della zona è stata ricostruita utilizzando immagini satellitari messe a disposizione dalla NASA (SRTM-30). È stato osservato che la topografia presenta una altitudine media di 10 metri in tutta la zona di interesse; questo valore è stato utilizzato per la costruzione del modello esteso.

Per la modellizzazione della zona di giacimento sono state utilizzate le superfici acquisite per la realizzazione del modello statico di Minerbio *Pool C*, successivamente estese per 13 km in direzione N, per 18 km in direzione S, per 15 km in direzione E e, infine, per 18 km in direzione O, in accordo con l'andamento regionale del *top* della sequenza a cui appartengono (Top C1). La dimensione finale delle superfici è quindi di circa 32x39 km (fig. 4).

Ai soli fini della modellizzazione geomeccanica, ovvero per eliminare gli effetti di bordo e garantire la stabilità delle simulazioni, il modello è stato ulteriormente esteso, mediante estrapolazione orizzontale delle superfici, sino a raggiungere dimensioni di 60x70 km e fino ad una profondità di circa 20 km.

In mancanza di dati per una modellizzazione accurata delle geometrie dei livelli A1, A2 e B, che si trovano al di sopra del *Pool C* e del livello F, che invece si trova al di sotto del *Pool C*, è stata effettuata una stima dei volumi *bulk* sulla base dei volumi porosi, determinati dal calcolo del volume di gas originariamente in posto, a sua volta quantificato in base ai dati di produzione.

Il volume di interesse per le simulazioni geomeccaniche è attraversato da quattro faglie maggiori che evolvono in direzione E-O. Le faglie principali identificate a Nord e a Sud del giacimento rappresentano invece due limiti del modello statico esteso.

Il modello statico finale è mostrato in figura 5.

5.2.1 Discretizzazione

Nel caso del modello esteso è stato utilizzato un approccio alla discretizzazione diverso rispetto a quello adottato per la definizione del modello di *reservoir*. Il dimensionamento delle celle è stato ottimizzato in modo da riprodurre accuratamente tutti i fenomeni di interesse ma allo stesso tempo minimizzare il numero di celle complessivo e quindi contenere i tempi di calcolo.

La zona centrale del modello è caratterizzata da una discretizzazione molto fitta con una dimensione media in pianta delle celle pari a circa 60 m x 60 m. In questa zona si è cercato di mantenere il più possibile inalterato il *grid* dell'originale modello dinamico del giacimento, poiché sulla base di questo è stata definita l'evoluzione temporale del campo di pressioni. Al di fuori della zona di maggior interesse la discretizzazione risulta più lasca e aumenta progressivamente verso i bordi del modello, dove l'influenza della produzione risulta molto limitata o del tutto trascurabile (fig. 6). Arealmente il modello è costituito da 163X88 celle.

Verticalmente il *grid* è suddiviso in 38 *layers*: per i livelli mineralizzati e per le intercalazioni che li separano è stata mutuata la discretizzazione verticale già adottata nel modello dinamico (tabella 6), mentre le sequenze litologiche sovrastanti e sottostanti sono state descritte attraverso un opportuno numero di *layers* che rispettano la sequenza geologica individuata.



5.2.2 Caratterizzazione petrofisica

La caratterizzazione petrofisica del giacimento è stata effettuata adottando i valori petrofisici e la loro distribuzione utilizzati per il modello statico di Minerbio Pool C del 2006. Per una descrizione dettagliata dello studio petrofisico condotto si rimanda alla relazione “Campo di Minerbio. Modello statico ed analisi del comportamento dinamico per l’ottimizzazione della gestione operativa del livello di stoccaggio Pool C” relativa al lavoro di ricerca condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino nel 2006 e rivisto nel maggio 2011.

In mancanza di dati specifici relativi alla zona dell’acquifero, la caratterizzazione petrofisica inizialmente adottata è la stessa del giacimento. In seguito le caratteristiche della zona satura di acqua sono state leggermente modificate per garantire che la storia produttiva passata del giacimento fosse adeguatamente riprodotta anche nel caso di acquifero volumetrico.

6 MODELLO DINAMICO

6.1 Estensione e aggiornamento del modello dinamico

Per descrivere il comportamento dinamico del sistema sono stati utilizzati i risultati forniti dal modello numerico del giacimento di Minerbio, messo a punto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino nel 2006 e aggiornato alla data del 31/10/2010 (fine ricostituzione del ciclo termico 2009/2010). Per una descrizione dettagliata delle caratteristiche del giacimento di Minerbio si rimanda alla relazione “Campo di Minerbio. Modello statico ed analisi del comportamento dinamico per l’ottimizzazione della gestione operativa del livello di stoccaggio Pool C” (revisione del 2011).

Tuttavia, ai fini dello studio geomeccanico è stato necessario introdurre alcune modifiche nel modello dinamico già realizzato. In particolare, è stato necessario ricorrere ad una modellizzazione dell’acquifero di tipo volumetrico, in modo da poterne stimare l’estensione e determinare l’evoluzione del disturbo di pressione nell’acquifero stesso sia a seguito della produzione primaria sia durante i cicli di stoccaggio. Il sistema idraulico presente nel campo di Minerbio risulta molto complesso in quanto risente della presenza di eterogeneità litologiche e tettoniche, rivelate dal comportamento storicamente osservato ai pozzi. La complessità strutturale del campo si riflette anche in un comportamento piuttosto differenziato dell’acquifero tra le varie zone del giacimento.

Durante lo studio del 2006 si era optato per un acquifero periferico di tipo numerico che agiva su tutto il contorno del campo ad eccezione della zona orientale, in degradazione di facies, e della zona nord, dove è presente una faglia. L’acquifero era stato definito assegnando alle celle di connessione, posizionate ai limiti del modello, opportuni moltiplicatori di porosità (ovvero celle ad elevato volume poroso con saturazione in acqua pari al 100%) e di permeabilità in modo da modulare l’ingresso di acqua in giacimento. I moltiplicatori erano stati opportunamente differenziati per livello e, in alcuni casi, anche per zona durante la fase di calibrazione del modello. Tale scelta aveva consentito di riprodurre in modo adeguato le pressioni misurate e la produzione storica di acqua non solo a livello di campo ma anche a livello dei singoli pozzi, rispettando i tempi di *breakthrough* osservati, pur mantenendo entro limiti accettabili il numero delle celle del modello e, di conseguenza, i tempi computazionali. L’utilizzo di acquiferi numerici, tuttavia, non consente di descrivere la propagazione del disturbo di pressione nelle formazioni sature in acqua che delimitano la zona mineralizzata, le quali costituiscono un continuum dinamico con il giacimento. Il nuovo modello dinamico è stato pertanto esteso di circa 11 km in direzione sud-ovest, rispettando dunque le direzioni di ingresso dell’acquifero già individuate grazie allo studio dinamico effettuato nel 2006. Il nuovo *grid* del modello dinamico ha dimensioni pari a 137X61X10 celle e comprende i 7 livelli mineralizzati del modello originale più 3 *interlayer*, che rappresentano le intercalazioni argillose.

La figura 7 mostra l’estensione del nuovo modello dinamico. Inoltre, le figure 8 e 9 mostrano le condizioni di pressione iniziale nell’acquifero e l’evoluzione del disturbo di pressione a seguito

delle operazioni di produzione e di stoccaggio, in riferimento alle condizioni di maggior sollecitazione analizzate dallo studio geomeccanico.

6.2 *Verifica della potenziale infiltrazione del gas nella cap rock*

Il modello numerico tridimensionale messo a punto nel 2006 per descrivere il comportamento produttivo del giacimento di Minerbio comprendeva unicamente la descrizione della roccia serbatoio, mentre la presenza della *cap rock* era schematizzata come un confine impermeabile.

I dati e le informazioni disponibili indicano, al di sopra della formazione mineralizzata, la presenza di una bancata argillosa, con spessore medio pari a circa 120 m al cui interno sono ubicati alcuni corpi sabbiosi sottili e non continui. Questa bancata costituisce la copertura (o *cap rock*) del campo di Minerbio, ad una profondità media di 1200-1300 m ss. Lo schema della sequenza litostratigrafica in corrispondenza del campo di Minerbio è riportata nella tabella 1.

Per verificare la possibilità e l'entità di eventuali fenomeni di *leakage* del gas all'interno della roccia di copertura a seguito del raggiungimento di condizioni di sovrappressione nella roccia serbatoio, è stato necessario ampliare il modello mediante l'aggiunta di un adeguato numero di celle che consentissero di descrivere anche il comportamento delle formazioni che delimitano superiormente il giacimento. Ai fini della modellizzazione petrolifisica la *cap rock* è stata caratterizzata come una bancata argillosa con intercalati alcuni corpi sabbiosi sottili e non continui. Lo spessore totale di argilla (120 m), seppur con la presenza di limitati e isolati livelletti sabbiosi, garantisce la tenuta idraulica del giacimento contro eventuali fughe di gas. Dall'esame dei *log* disponibili nei vari pozzi del campo, risulta chiaro che i primi 30 metri della *cap rock*, a partire dal *top* del giacimento di Minerbio, sono costituiti da argille schiette.

6.2.1 Modellizzazione della roccia di copertura

La copertura è stata modellizzata come un corpo litologico di spessore uniforme pari a 120 metri che segue la morfologia della superficie di top del giacimento. Il livello è stato discretizzato in cinque righe di elementi (*layers*), con uno spessore progressivamente crescente dal basso verso l'alto (1, 5, 10, 30, 74 m), mentre la suddivisione nel piano orizzontale è stata mantenuta pari a quella dei livelli sottostanti.

Nella fig. 10 sono riportate due sezioni rappresentative del giacimento, rispettivamente in direzione longitudinale (sezione A-A') e in direzione trasversale (sezione B-B'), con indicazione della zona di roccia serbatoio (zona rossa) e della zona di copertura (zona blu).

La zona che simula la roccia di copertura è stata definita come una seconda regione di equilibratura, completamente saturata in acqua, al cui interno la pressione interstiziale varia secondo il gradiente idrostatico.

La comunicazione tra le due regioni (roccia serbatoio e *cap rock*) è stata definita in funzione di un valore di *threshold pressure*, ovvero di un valore di pressione capillare di soglia che determina la possibilità che l'acqua venga spiazzata da parte del gas contenuto nel giacimento.

Di fatto il flusso tra le due regioni di equilibratura è consentito solo quando la differenza tra la pressione interstiziale delle due regioni supera il valore di soglia, mentre in caso contrario le due regioni risultano idraulicamente separate.

Nel caso in cui venga superata la pressione di soglia è possibile assumere che il flusso dei fluidi sia di tipo irreversibile o di tipo reversibile. È possibile, infatti, assegnare due distinti valori di *threshold pressure*, uno per controllare il flusso dal giacimento alla *cap rock* e uno per definire le condizioni di soglia per le quali si attiva il flusso dalla *cap rock* alla roccia serbatoio. Nell'ipotesi di flusso reversibile è possibile riprodurre non solo l'eventuale filtrazione del gas nelle argille di copertura all'aumentare della pressione durante i cicli di iniezione, ma anche l'eventuale successiva espulsione dello stesso gas verso la roccia serbatoio durante i cicli di produzione, quando la pressione di giacimento diminuisce. Inoltre, almeno da un punto di vista teorico, anche la frazione mobile di acqua contenuta nelle argille può, se la differenza di pressione lo consente, fluire dalla copertura alla roccia serbatoio. Questa sorta di percolamento dell'acqua dalla *cap rock* in giacimento comporta effetti non trascurabili sull'evoluzione dell'eventuale *leakage* del gas perché, inducendo un abbassamento della pressione interstiziale nelle argille e, quindi, un incremento della differenza di pressione tra il giacimento e la copertura, favorisce i fenomeni di infiltrazione del gas.

6.2.2 Caratteristiche petrofisiche della roccia di copertura

I valori di porosità e di permeabilità ottenuti mediante analisi di laboratorio delle carote prelevate negli intervalli argillosi del pozzo Minerbio 85 dir e riportati nel documento preliminare "Minerbio 85 dir. Caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato)". Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, Maggio 2011, sono riportati nella tab. 2.

Dal punto di vista della caratterizzazione petrofisica delle argille di copertura, i valori di riferimento corrispondono a quelli misurati sui campioni ottenuti dalle carote 1 e 2, prelevate dalla copertura del giacimento, mentre i valori misurati alla carota 3 non sono significativi in quanto la carota è stata prelevata nella formazione sottostante lo spessore mineralizzato.

I valori di porosità, permeabilità, e saturazione in acqua irriducibile assegnati alla porzione argillosa della roccia di copertura, ed in particolare ai primi 30 metri, a partire dal top del giacimento (argille schiette), sono riportati nella tab. 3. Per la porosità si è assegnato un valore medio pari al 25%. In base ai risultati sperimentali, la permeabilità delle argille di copertura è generalmente inferiore a 10^{-6} mD; tuttavia è stato anche misurato un unico valore di $1.73 \cdot 10^{-4}$ mD. Sono stati pertanto valutati due diversi scenari, con permeabilità delle argille di copertura pari rispettivamente a 10^{-6} mD e 10^{-4} mD. Quest'ultimo valore di permeabilità, che non può considerarsi rappresentativo di tutta la copertura, è stato adottato per verificare l'effetto di possibili eterogeneità locali dell'argilla che ne potessero alterare significativamente le proprietà petrofisiche. Per quanto riguarda i valori di saturazione in acqua irriducibile si è fatto riferimento a casi analoghi; inoltre sono state effettuate alcune analisi preliminari. Il valore di saturazione in acqua irriducibile infine adottato è pari a 0.90.

6.2.3 Permeabilità relativa e pressioni capillari

Per poter descrivere i fenomeni di flusso del gas in presenza di pressioni superiori al valore originale della formazione, è stato anche necessario definire le curve di permeabilità relativa all'acqua e al gas e la curva delle pressioni capillari.

Non essendo disponibili analisi speciali di laboratorio realizzate su carote prelevate in corrispondenza di intervalli argillosi sono state effettuate alcune assunzioni, supportate dal confronto con casi analoghi e dalla esecuzione di alcune analisi parametriche preliminari.

La saturazione in gas critica è stata assunta pari a 0.05. Il gas mobile all'interno della roccia di copertura può dunque raggiungere un valore massimo pari al 5% del volume poroso.

Nella fig. 11 e nella fig. 12 è riportato l'andamento adottato rispettivamente per la permeabilità relativa all'acqua e al gas e per la pressione capillare della roccia di copertura in funzione della saturazione in acqua.

6.2.4 Threshold pressure

Nell'intervallo di profondità corrispondente alla copertura del campo di Minerbio, ovvero per i campioni ottenuti dalle carote 1 e 2, i valori di *threshold pressure* misurati nelle argille variano tra 30 e 50 kg/cm², come evidenziato nella tabella 4. Valori di *threshold pressure* dell'ordine di 15-25 kg/cm² (carota 6) sono associati a profondità sensibilmente maggiori (> 1750 m MD), al di sotto della formazione mineralizzata, e pertanto non rappresentativi.

L'influenza della *threshold pressure* sui fenomeni di filtrazione del gas nella roccia di copertura è stata investigata adottando valori pari a 45, 30 e 15 bar. Deve comunque essere tenuto presente che i valori più attendibili di *threshold pressure*, ricavati in base ai dati disponibili, dovrebbero essere mediamente piuttosto elevati (dell'ordine di 40-45 bar), ma che sono stati adottati anche valori più basso (30 e 15 bar) solo per verificare la tenuta idraulica delle argille di copertura nell'eventualità di locali significative variazioni delle caratteristiche petrofisiche.

6.2.5 Risultati delle simulazioni

Le simulazioni effettuate hanno permesso di analizzare gli eventuali fenomeni di *leakage* del gas nella roccia di copertura. A tal fine sono state effettuate diverse analisi parametriche per valutare l'effetto delle proprietà petrofisiche assegnate alle argille di copertura.

Sono stati inoltre analizzati due differenti possibili scenari, ipotizzando che i fenomeni di filtrazione del gas fossero di tipo irreversibile oppure di tipo reversibile. Nel primo caso, qualora venga superato il valore *threshold pressure* assegnato, il gas può infiltrarsi all'interno della roccia di copertura, ma i fluidi non possono essere drenati dalla roccia di copertura in giacimento. Nel secondo caso, invece, è ammesso che i fluidi, qualora le pressioni di giacimento lo consentano, defluiscano dalla roccia di copertura verso la roccia serbatoio. La condizione di processo reversibile rappresenta l'ipotesi più conservativa in quanto si ammette

che la pressione dei fluidi all'interno della copertura possa diminuire rispetto alla situazione iniziale e, conseguentemente, che la differenza di pressione con il giacimento responsabile dei processi di filtrazione possa aumentare.

Dal punto di vista degli scenari di forecast considerati, è stata valutata la risposta del sistema in termini di gas *leakage* per 2 diverse ipotesi di sovrappressione nella roccia serbatoio: 107% e 120%.

La combinazione dei principali parametri utilizzati in ciascuna delle simulazioni eseguite è riportata nella tab. 5.

Nel seguito sono riportati i risultati più significativi relativi alle simulazioni effettuate. Per ciascuna simulazione viene riportato il volume di gas infiltrato all'interno della cap rock dopo dieci cicli di stoccaggio completi.

Le figg. 13 e 14 mettono in evidenza l'effetto della permeabilità della roccia di copertura sull'infiltrazione del gas (volume totale di gas infiltrato dopo dieci cicli di stoccaggio completi) a parità di tutti gli altri parametri.

La figura 15 mette in evidenza l'effetto del tipo di processo, irreversibile o reversibile, sull'infiltrazione del gas nella roccia di copertura (volume totale di gas infiltrato dopo dieci cicli di stoccaggio completi) a parità di tutti gli altri parametri.

Oltre al volume totale di gas infiltrato è stato monitorato anche l'andamento del tempo della saturazione in gas nella roccia di copertura nel punto maggiormente critico, ovvero nell'area di massima culminazione. Nel seguito sono riportati i risultati più significativi di tali simulazioni (figg. 16÷23). Per ciascuno scenario viene riportata la variazione nel tempo (espresso in anni) del profilo di saturazione in acqua calcolato all'interno della cap rock in corrispondenza del culmine della struttura. Le curve di saturazione descrivono l'andamento della saturazione in acqua al termine di ciascuno dei cicli di stoccaggio simulati.

Le simulazioni hanno evidenziato che, per un incremento della pressione pari al 7% della pressione iniziale, nel caso di processo irreversibile la filtrazione del gas non può avere luogo per valori di *threshold pressure* uguali o superiori a 30 bar. Analogamente, per un incremento della massima pressione operativa pari al 20% della pressione iniziale, la filtrazione del gas non può avvenire per valori di *threshold pressure* uguali o superiori a circa 45 bar. Nell'ipotesi che i processi di filtrazione siano reversibili, il percolamento dell'acqua dalla copertura verso la roccia serbatoio produce una diminuzione di pressione interstiziale all'interno della cap rock la quale, tuttavia, non favorisce la filtrazione del gas in maniera particolarmente significativa.

L'analisi dei risultati ottenuti ha consentito di verificare che i volumi di gas infiltrati all'interno della cap rock tendono ad aumentare progressivamente nel tempo, ma che lo spessore della copertura interessato dalla filtrazione non si estende generalmente oltre un metro anche dopo 10 cicli di iniezione del gas in giacimento a pressioni medie superiori al valore della pressione iniziale della formazione. Infatti all'interno delle argille di copertura la saturazione in gas si mantiene generalmente inferiore al valore critico (5%) e, pertanto, il gas rimane intrappolato e



non è mobile. Soltanto nei casi caratterizzati dalle combinazioni più critiche dei parametri, la saturazione in gas supera il 5% e l'infiltrazione arriva ad interessare i primi 6 metri di copertura.

Come atteso, il volume di gas filtrato è maggiore nel caso di processo reversibile poiché l'acqua mobile può essere espulsa dalla roccia di copertura in seguito alla riduzione della pressione di giacimento dovuta alla produzione e la pressione interstiziale all'interno della *cap rock* diminuisce, con conseguente incremento della differenza di pressione favorevole alla filtrazione del gas quando la pressione nella roccia serbatoio aumenta in seguito all'iniezione (periodo estivo).

La permeabilità della roccia di copertura ha un impatto notevole sui fenomeni di *leakage*. Un aumento della permeabilità di due ordini di grandezza produce una infiltrazione di gas circa 2-3 volte maggiore nel caso di processo irreversibile e da 6 a 12 volte maggiore nel caso di processo reversibile. Tuttavia il volume cumulativo di gas che si infila dalla roccia serbatoio nelle argille di copertura durante i cicli di stoccaggio simulati con superamento della pressione iniziale pari al 20% raggiunge un valore massimo di circa $16 \cdot 10^6$ msc³ in corrispondenza della combinazione dei parametri più critici (simulazione B10), ritenuta peraltro molto conservativa e scarsamente rappresentativa delle caratteristiche delle argille di copertura. I valori più elevati di saturazione in gas si riscontrano in corrispondenza del culmine della struttura, in prossimità dei pozzi Minerbio 41, Minerbio 58 e Minerbio 62.

MODELLO GEOMECCANICO

Lo studio del comportamento meccanico del campo di Minerbio ha riguardato la valutazione dell'evoluzione delle tensioni efficaci e delle deformazioni della roccia indotte dalle attività di produzione primaria e di stoccaggio.

La predisposizione del modello geomeccanico ha richiesto una verificare preliminare del *grid*, per eliminare eventuali problemi di convergenza numerica imputabili alla geometria del modello, la caratterizzazione geomeccanica delle formazioni rocciose rappresentate e la determinazione delle condizioni tensionali che competono alle formazioni indisturbate.

Una volta inizializzato il modello è stato utilizzato, in prima istanza, per valutare l'evoluzione storica delle tensioni e delle deformazioni indotte nel sottosuolo, con particolare attenzione al giacimento e alla formazione di copertura, a seguito della produzione primaria e delle attività di stoccaggio. Sono state quindi effettuate delle previsioni del comportamento del sistema secondo differenti scenari di sviluppo del campo al fine di migliorare l'efficienza della attività di stoccaggio. In particolare, la gestione dello stoccaggio in condizioni di sovrappressione, che consente un ampio margine di miglioramento delle prestazioni del campo, dal punto di vista meccanico rappresenta la condizione futura di maggior sollecitazione del sistema. Pertanto, è stata valutata la risposta del modello in relazione agli scenari che prevedono il raggiungimento di una pressione finale di ricostituzione pari al 107% e 120% della pressione iniziale del giacimento.

Inoltre è stata valutata la risposta del modello in corrispondenza di una pressione minima di testa pozzo (THP_{min}) pari a 75 barsa, che rappresenta il valore limite durante la fase di svaso dei normali cicli di stoccaggio. Questo permette di stimare le variazioni altimetriche del piano campagna tra le condizioni di fine svaso e le condizioni di invaso quando il campo viene ricostituito alla pressione iniziale del giacimento o in condizioni di sovrappressione.

6.3 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, utilizzati rispettivamente per la costruzione del modello statico e per 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 (figura 24a). 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 (figura 24b). 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).

6.4 Definizione del modello

6.4.1 Dimensioni

Le dimensioni del modello geomeccanico devono rispettare due essenziali requisiti: descrivere l'intera sequenza litologica nell'area di interesse e assicurare condizioni di bordo indisturbate.

Come spiegato più approfonditamente nel paragrafo successivo, per ottenere un buon livello di descrizione dei fenomeni oggetto di studio è necessario ricorrere ad una discretizzazione sufficientemente fitta della zona di *reservoir*, della *cap rock* e delle formazioni limitrofe, maggiormente interessate dalle variazioni tensionali indotte dalla produzione e dai cicli di stoccaggio. In genere anche tutte le formazioni sovrastanti la *cap rock* sono descritte con un buon livello di dettaglio, poiché giocano un ruolo rilevante nell'analisi dei fenomeni deformativi. Le zone periferiche del modello, soprattutto le formazioni di *bottom* e quelle laterali rispetto al giacimento, non hanno particolare importanza per lo studio del comportamento del sistema, ma servono a garantire condizioni indisturbate al contorno del modello. In virtù delle considerazioni

riportate, in direzione verticale il modello si estende dal piano campagna fino ad una profondità di circa 20 km, includendo la formazione delle Argille del Santerno Inferiori, la formazione Porto Corsini e una serie di livelli sottostanti con valenza puramente numerica. Arealmente, il modello si estende per circa 60 km in direzione N-S e per circa 70 km in direzione E-O, ovvero include l'intera superficie dell'istanza di concessione di Stogit S.p.A.

La figura 25 mostra una rappresentazione in pianta e in sezione dell'estensione del modello geomeccanico con l'indicazione della posizione occupata dal *Pool C* nella formazione Porto Garibaldi.

6.4.2 Livelli mineralizzati

L'obiettivo del presente studio è stato quello di valutare l'impatto, in termini di evoluzione del campo tensionale e deformativo, delle operazioni di produzione e di stoccaggio, passate e future, del *Pool C* sulle formazioni rocciose costituenti il giacimento e su quelle immediatamente adiacenti. Tuttavia, nell'ottica di uno studio geomeccanico, non può essere trascurata la presenza di formazioni limitrofe al *pool* di interesse anch'esse mineralizzate e soggette, nel corso degli anni, a variazioni di pressione indotte dalla produzione dei fluidi originariamente contenuti. Infatti, ognuno di questi livelli mineralizzati, ubicati all'interno di una potente bancata di argille sature in acqua, costituisce una discontinuità del sistema in termini di gradiente dei fluidi. Inoltre la produzione di gas da ogni singolo livello ha indotto una variazione del campo tensionale. Va comunque detto che il *Pool C* rappresenta di gran lunga il principale elemento del sistema, sia in termini di volumi di gas inizialmente presenti sia in termini di volumi movimentati durante le operazioni di produzione e durante i cicli di stoccaggio, rispetto ai livelli A1, A2, B1, ai livelli D ed E ed al livello F, anch'essi interessati da produzione primaria.

Sulla base di queste considerazioni si è deciso di rappresentare tutti i livelli ubicati nelle Argille del Santerno Superiori (A1, A2 e B1) nonché il livello F posto nelle Argille del Santerno Inferiori. Tuttavia, sia per il ridotto impatto in termini di volume di gas e variazione delle pressioni a seguito della produzione sia a causa delle limitate informazioni disponibili, i livelli A1, A2 e B1 sono stati descritti attraverso un unico livello equivalente. Non è invece stato possibile caratterizzare i livelli D ed E, per mancanza di informazioni strutturali/stratigrafiche. Tuttavia vista l'esigua produzione, pari a circa $93 \cdot 10^3 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il *Pool E* e $19 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$ per il *Pool D*, l'effetto dell'approssimazione risulta del tutto trascurabile.

6.4.3 Classificazione geomeccanica

Dal punto di vista del comportamento geomeccanico, il modello numerico comprende diverse litologie, distinte in 15 differenti classi: le prime 13 classi sono state identificate in funzione del litotipo e dei parametri geomeccanici e sono finalizzate alla descrizione del comportamento sforzi – deformazioni dell'ammasso roccioso modellizzato; la definizione delle classi 14 e 15, invece, risponde alla necessità di assegnare al modello condizioni di contorno che non interferissero con la corretta simulazione dei fenomeni geomeccanici.

Dal momento che tutti i terreni discretizzati sono granulari, si è assunto che il loro comportamento fosse, alla scala del modello, isotropo e omogeneo. Si è comunque tenuto conto della discontinuità del comportamento meccanico dovuto alla presenza delle faglie.

Nella tabella 7 sono riportati, per ogni formazione geologica, la classe geomeccanica associata e i corrispondenti *layers* numerici.

Sulla base di considerazioni litologiche derivanti dall'analisi dei profili 1:1000 dei pozzi ubicati all'interno dell'area modellizzata sono stati individuati due litotipi dominanti: argille e sabbie. 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 ai 10 MPa. Per questo motivo la struttura di questi terreni ha caratteristiche più assimilabili a quella delle rocce che a quella dei terreni sciolti.

I depositi alluvionali superficiali e le sottostanti Sabbie d'Asti, descritti rispettivamente dalla prima e dalla seconda classe geomeccanica, rappresentano formazioni sabbioso-argillose, con un differente grado di compattazione in funzione della profondità. Le Argille del Santerno Superiori, discretizzate in dieci *layers*, sono state suddivise in quattro differenti classi: le classi 3 e 4 rappresentano le porzioni più superficiali delle argille con intercalazioni sabbiose, la classe 5 caratterizza il livello equivalente, mineralizzato a gas, che tiene conto dei livelli sabbiosi PLQ1, A1, A2 e B, mentre la classe 6 si riferisce alle argille schiette della *cap rock*.

Le Sabbie di Porto Garibaldi sono caratterizzate da una alternanza di livelli sabbiosi mineralizzati (classe 5) e di *interlayers* argillosi (classe 6). Nel modello geomeccanico i *layers* più profondi, ovvero i *layers* 25 e 26, rappresentano rispettivamente i livelli sabbiosi equivalenti corrispondenti al *pool* C3_2 saturo in acqua e ai *pool* D ed E mineralizzati a gas.

Le Argille del Santerno Inferiori sono state discretizzate in 4 *layers* numerici, di cui il primo (*layer* 28) rappresenta il livello sabbioso F mineralizzato a gas. Grazie alla discretizzazione introdotta, è possibile descrivere la compattazione crescente della formazione argillosa in funzione della profondità.

La formazione di Porto Corsini e tutti i livelli basali del modello, fino ad una profondità di 20 km, sono definiti dalle classi 11-14, che rappresentano formazioni sabbioso-argillose con un differente grado di compattazione in funzione della profondità. In particolare, la classe 14 descrive circa 15 km di formazione ed è caratterizzata da un modulo di Young crescente con la profondità (figura 26). Considerazioni del tutto analoghe valgono anche per la classe 15, che definisce una zona di spessore molto limitato (circa 200 m) posta al margine del modello (figura 27).

Nella figura 28 è riportata una rappresentazione schematica della sequenza stratigrafica tipo rinvenuta nell'area di interesse e riprodotta nel modello geomeccanico, con le relative classi geomeccaniche associate.

Ad ogni classe sono stati assegnati i parametri di deformabilità e di resistenza e il tipo di legge di comportamento sforzi – deformazioni. Il comportamento sforzi – deformazioni è di tipo elastico – perfettamente plastico.

Le proprietà assegnate ai terreni e 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 (modulo e orientamento) della formazione indisturbata. Per l'applicazione del criterio di Mohr-Coulomb sono stati inoltre definiti la coesione e l'angolo d'attrito interno. I criteri adottati per definire le proprietà pseudo-plastiche e i parametri relativi al criterio di resistenza di Mohr-Coulomb sono ampiamente illustrati nel paragrafo 6.4.6.

6.4.4 Definizione dello stato tensionale iniziale

La definizione dello stato tensionale iniziale si è avvalsa dei risultati forniti dallo studio "Minerbio 85 dir. Caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato)" da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, Maggio 2011. In particolare, sono stati realizzati tre MDT Stress Test a profondità diverse all'interno delle argille della copertura e di quelle basali, in modalità "a foro aperto". Tuttavia, l'unico risultato rappresentativo deriva dal test effettuato nelle argille basali, dove il 'minimum stress' è stato stimato pari a 4315 psi. Inoltre, sono stati analizzati i log di immagine acquisiti nella argille di copertura (1460-1527 m MD), nel *Pool C* (livelli C1 e C2, 1527-1741 m MD) e nelle argille basali (1741-1775 m MD). Per coerenza col dato precedente, si è utilizzata l'informazione acquisita nelle argille basali. L'orientazione dei *break out* negli intervalli 1742-1746 m e 1751-1755 m ha consentito di definire una componente orizzontale massima dello stress orientata di 40° verso NE.

Va sottolineato che, per definire lo stato tensionale iniziale, è buona norma imporre il campo di stress della formazione indisturbata su scala regionale. Non essendo disponibile nessuna informazione sul campo degli stress originariamente presente nel sottosuolo comprendente il giacimento di Minerbio, la situazione iniziale è stata generata adottando i valori dei parametri ottenuti al pozzo Minerbio 85 dir.

6.4.5 Caratterizzazione geomeccanica

Il comportamento sforzi-deformazioni dei terreni e delle rocce che costituiscono il giacimento e le rocce limitrofe è fortemente non lineare e dipendente sia dalla deformazione sia dalla plasticizzazione per taglio dei mezzi porosi.

Nella prima fase, a deformazioni molto piccole (millesimi di m/m), il modulo elastico del mezzo viene meglio stimato da prove geofisiche, mentre all'aumentare della deformazione (da poche unità di millesimi di m/m fino a ordini dell'unità del centesimo di m/m) il modulo elastico

può essere determinato da prove meccaniche di laboratorio, quali la compressione uniassiale con misura delle deformazioni. In una terza fase, in cui si raggiunge la plasticizzazione del mezzo, il modulo elastico decresce sensibilmente fino a portarsi a valori pressoché nulli con deformazioni dell'ordine dei 2.5 – 3.5 centesimi di m/m. In questo caso la determinazione dei parametri di resistenza a taglio può essere ottenuta da prove triassiali.

Per quanto riguarda i moduli elastici dinamici ottenuti da prove geofisiche effettuate sul pozzo Minerbio 85 dir, lo studio “Minerbio 85 dir. Caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato)” da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, Maggio 2011 ha fornito i risultati dei valori di questi moduli che variano da circa 8 GPa fino a 18 MPa (figura 29). I moduli ottenuti da queste prove geofisiche vengono denominati moduli elastici dinamici. A sostegno dei risultati di queste prove si è fatto riferimento alla “Caratterizzazione fisico – meccanica delle argille di Santerno, tetto del giacimento petrolifero di Sergnano (CR)” che è stata svolta, nell’ambito delle tesi di laurea di Ambra Mauri nel 2010 e di Giulia Vigani nel 2011 all’Università di Milano. Nell’ambito di queste tesi sono stati recuperati spezzoni pressoché indisturbati di carote di argilliti incassate nel giacimento alla profondità di circa 1200 metri. I campioni sono stati oggetto di una caratterizzazione mineralogica e di prove per la determinazione dei limiti di Atterberg, effettuate successivamente alle prove geotecniche.

I campioni sono stati sottoposti a prove soniche per la determinazione delle velocità V_p e V_s (onde di compressione e di onde di taglio) in condizioni di pressione di confinamento isotropa (P_c) e a prove tradizionali di compressione uniassiale con la misura delle deformazioni assiali. Nelle prove soniche ogni campione è stato sottoposto a tre cicli di carico-scarico, con la misura del tempo impiegato dalle onde ultrasoniche ad attraversare il provino di lunghezza nota. Durante le prove si sono misurate sia le deformazioni longitudinali, sia quelle assiali, in modo da poter valutare, oltre ai moduli elastici dinamici, anche quelli statici. Le prove sono state eseguite per gradini di carico successivi con incrementi di circa 20 MPa; un ciclo completo comprende una fase di carico che parte da una pressione di 30 MPa fino ad una di circa 290 MPa e una fase di scarico. Durante le prove è stato possibile misurare le densità relative a seguito di ogni ciclo, al fine di valutare la relazione tra variazione di velocità e variazione nel peso di volume indotta dai cicli carico-scarico.

Dalle misure di velocità ultrasoniche sono stati stimati i moduli elastici dinamici (E_d) e dalle deformazioni meccaniche quelli statici (E_s). La sperimentazione condotta ha dunque consentito di ricavare le equazioni di correlazione tra velocità e pressioni di confinamento - $V_p=f(P_c)$, $V_s=f(P_c)$ - la variazione di comportamento elastico ed il grado di anisotropia sonica e meccanica.

Attraverso le misure delle onde ultrasoniche longitudinali (onde P) e di taglio (onde S) sono stati determinati i corrispondenti valori dei Moduli Elastici Dinamici (E_d). Per questo scopo si è innanzi tutto proceduto determinando il Modulo di Taglio (G) a partire dalle \bar{V}_s e il Modulo di Compressibilità Volumetrica (K) a partire dalle \bar{V}_p , siano esse mediate su un solo campione, nel caso del campione A, o mediate su i restanti quattro campioni iso-orientati, secondo le relazioni inverse:



$$G = \bar{V}_s^2 * \rho \quad (1)$$

$$K = \bar{V}_p^2 - \frac{4}{3}G \quad (2)$$

dove ρ è la densità media dei campioni; per il calcolo del Modulo di Taglio si è preso il valore medio delle densità dei campioni calcolata geometricamente in laboratorio dopo l'esecuzione delle prove di propagazione delle onde S, mentre per il Modulo di Compressibilità Volumetrica si è presa in considerazione la densità media dei campioni, sempre calcolata geometricamente per ciascuno di essi, dopo l'esecuzione delle prove di propagazione delle onde P.

Sapendo che :

$$\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 = \sqrt{\frac{1/2 - \nu}{1 + \nu}} \quad (3)$$

si è calcolato il valore del rapporto di Poisson (ν).

Infine è stato possibile determinare il Modulo Elastico Dinamico (E_d) secondo l'equazione:

$$E_d = K[3(1 - 2\nu)] \quad (4)$$

I valori ottenuti per i moduli elastici dinamici passano da un valore minimo di 18 GPa alla pressione di confinamento di 30 MPa a uno massimo di 33 GPa alla pressione di confinamento di 280 MPa.

Il modulo elastico statico è stato ottenuto grazie alle misure delle deformazioni del campione effettuate durante le prove. Un esempio tipico di questa determinazione di laboratorio viene illustrato nella figura 30, dove sono diagrammate le deformazioni, ϵ_{long} ed ϵ_{rad} , misurate durante l'intero ciclo di carico - scarico.

I moduli elastici dinamici determinati per le Argille di Santerno e per le arenarie del giacimento sottostante variano tra i 18 GPa e i 33 GPa, con valori inferiori di circa il 10% per le arenarie. I valori minimi dei moduli elastici dinamici sono stati ottenuti con pressioni di 30 MPa, mentre i valori massimi sono stati ottenuti con valori di pressione di 290 MPa.

Il modulo elastico statico può essere ottenuto, noti i valori isotropi delle deformazioni sugli assi x, y e z e il rapporto di Poisson utilizzando l'equazione della legge costitutiva elastica:

$$\epsilon = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)] \quad (5)$$

dove:

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z \quad (6)$$

ottenendo quindi:

$$E = \frac{\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_z)}{\varepsilon} \quad (7)$$

Il modulo elastico statico è stato quindi determinato considerando pressioni di confinamento pari 30, 90, 130, 280 MPa; il rapporto di Poisson (ν) è stato assunto pari a 0.3. I valori ottenuti per i moduli elastici statici passano da un valore minimo di 2.33 GPa alla pressione di confinamento di 30 MPa a uno massimo di 4.99 GPa alla pressione di confinamento di 280 MPa. Questi risultati, che mettono in evidenza come i valori dei moduli elastici dinamici siano 6 – 7 volte maggiori di quelli dei moduli statici, sono in contrasto con i dati che possono essere ricavati da una ricerca bibliografica, che riportano valori dei moduli dinamici 3 o 4 volte maggiori di quelli statici. In ogni caso, anche tenendo conto di eventuali disturbi dovuti al campionamento e a vantaggio di sicurezza, si assume che il modulo elastico dinamico delle argilliti sia dell'ordine dei 20 GPa, e che quello delle arenarie sia dell'ordine dei 18 GPa.

La resistenza a compressione uniassiale delle argilliti è dell'ordine dei 30 – 50 MPa.

Per quanto riguarda i moduli elastici statici questi, come già detto, variano tra i 2.3 GPa e i 4.99 GPa.

Altri 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 valutano la compressibilità delle *cap rock* e degli acquiferi salini profondi definendo una relazione tra la tensione efficace verticale e la compressibilità verticale (Teatini, 2011). Dalla relazione di tipo lineare riportata in figura 31 è possibile evidenziare che alla profondità di 1500 m, corrispondente ad una tensione verticale iniziale di 180 bar, la compressibilità verticale è di circa $7 \cdot 10^{-4}$ [bar⁻¹], che corrisponde a un modulo elastico di 7 GPa.

Nella relazione “Minerbio 85 dir. Caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato)” da Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, Maggio 2011 sono riportati i risultati di prove triassiali consolidate isotropicamente e non drenate effettuate su campioni indisturbati di argilla e di sabbia prelevati a profondità variabile tra 1380 m e 1713 m. Queste prove sono state utilizzate per la determinazione dei moduli elastici, dei rapporti di Poisson, della coesione drenata e dell'angolo d'attrito di argille e sabbie. La determinazione dei moduli elastici è stata effettuata utilizzando i valori della deformazione volumetrica effettuata con tensione di confinamento costante durante la fase di consolidazione della prova. I risultati di queste determinazioni hanno valore soltanto indicativo perché sono state ottenute per deformazioni troppo alte rispetto a quelle che hanno subito, e che subiranno, le sabbie del giacimento e le argille della *cap rock*. Infatti, si tratta di valori dell'ordine del 2 – 2.5% rispetto a quelli attesi, che sono inferiori all'1%. Inoltre, soprattutto per i campioni di sabbia, i provini, a detta anche degli scriventi della relazione ENI, sono stati piuttosto disturbati nella fase di saturazione dei campioni, che è avvenuta anche a tensioni di consolidazione decisamente inferiori a quella a cui erano soggetti in sito.

Dalla rottura non drenata sono stati determinati i valori di coesione drenata e di angolo d'attrito drenato.

I valori dei moduli elastici, coefficienti di Poisson, utilizzati nelle modellazioni numeriche, riportati nella tabella 8 tengono conto delle sperimentazioni geofisiche e geomeccaniche di laboratorio e degli studi effettuati a questo riguardo dal DMMMSA dell'Università di Padova, i valori di coesione drenata e di angolo d'attrito drenato riportati anch'essi nella tabella 8 tengono conto, anche se in modo più cautelativo, dei risultati delle prove consolidate non drenate effettuate nei laboratori dell'ENI.

6.4.6 *Faglie*

Ai fini dell'analisi geomeccanica condotta, 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.

La figura 32 mostra le faglie di giacimento prese in considerazione nel corso dell'analisi meccanica. Nella tabella 9 sono riassunti i parametri geomeccanici che competono loro, in particolare la rigidezza normale e di taglio e i parametri di resistenza a taglio. In considerazione dei notevoli rigetti, al contatto tra le pareti delle faglie si è imposta una caduta della resistenza di tipo coesivo.

La rigidezza di taglio è stata determinata simulando un fenomeno di scorrimento a grande scala, mentre la rigidezza normale è stata assunta, in accordo con i dati reperiti da studi bibliografici (Roest et al., 1999), circa 2.5 volte maggiore della rigidezza di taglio.

6.5 *Inizializzazione*

Prima di essere caratterizzato dal punto di vista geomeccanico, il *grid* esteso è stato sottoposto ad un processo di verifica finalizzato a mettere in luce problemi di natura prettamente geometrica che potevano precludere la convergenza delle simulazioni, quali celle di forma marcatamente irregolare, discretizzazione verticale troppo lasca, estensione verticale e/o laterale del modello insufficiente ad annullare gli effetti di bordo.

Questa prima fase di verifica viene eseguita effettuando il processo di inizializzazione in base ad una caratterizzazione preliminare di tipo omogeneo, con parametri geomeccanici costanti, di tutto il sottosuolo. In questo modo, qualsiasi anomalia evidenziata al termine del processo è imputabile esclusivamente alle irregolarità del grigliato. In genere, la procedura si articola in una serie di inizializzazioni successive, che via via consentono di migliorare ed ottimizzare la discretizzazione spaziale, fino a raggiungere un buon compromesso tra stabilità delle simulazioni e precisione dei risultati e tempi computazionali.

Successivamente il *grid* ottimizzato è stato popolato secondo i criteri definiti nei paragrafi precedenti, ed è stato sottoposto al reale processo di inizializzazione, che consente di definire il campo tensionale che compete alla formazione indisturbata. Come input di inizializzazione si è scelto di imporre il campo delle pressioni originali, coerenti con i valori misurati in corrispondenza del campo di Minerbio al momento della scoperta. Poiché la pressione originale del *Pool C* era pari a 150.4 Barsa alla profondità (*datum depth*) di 1334 m ss, tutte le celle del

modello, ad esclusione dei livelli mineralizzati, sono state popolate con valori di pressione calcolati secondo un gradiente idrostatico pari a 0.11 bar/m. Le pressioni delle celle dei livelli mineralizzati sono state invece calcolate secondo il gradiente del gas, definito sulla base della Gas Gravity e delle curve di B_g utilizzate per lo studio del Pool C, in base alla profondità del contatto gas-acqua originale. La pressione originale del livello F, pari a 200.7 Barsa alla profondità di 1725 m ss, era sostanzialmente in linea con il gradiente idrostatico definito per le formazioni più superficiali.

Il processo di inizializzazione prevede l'applicazione, al modello popolato, del campo tensionale regionale imposto dalle condizioni al contorno. In particolare, l'applicazione degli stress verticali totali, funzione del peso specifico delle formazioni rocciose, permette di calcolare le reazioni verticali del sistema; successivamente, partendo dalle reazioni verticali definite, il valore iniziale del campo tensionale viene definito per ogni cella imponendo gli stress orizzontali massimi e minimi come condizioni al contorno. La rilevante estensione verticale del modello nonché l'adozione di un modulo di rigidità crescente con la profondità nei livelli basali (classe geomeccanica 14) servono a bilanciare il campo di stress orizzontali applicato in fase di inizializzazione e, quindi, ad evitare deformazioni e distorsioni non fisiche del *grid*. Anche la corona di celle posizionata ai lati del modello e caratterizzata da valori estremamente elevati di rigidità (classe geomeccanica 15) è funzionale ad una distribuzione più omogenea dei carichi orizzontali.

La metodologia di inizializzazione adottata risulta ovviamente più complicata rispetto alla semplice imposizione del campo tensionale in funzione della profondità e della tipologia della formazione. Tuttavia essa è raccomandata soprattutto nel caso di ammassi rocciosi che si discostano sostanzialmente dalla tipologia *layer-cake*, ovvero nel caso di sistemi caratterizzati da elevati gradi di disomogeneità (sia strutturale sia geologica), nonché in presenza di faglie. In questi casi, infatti, il campo delle tensioni iniziali è influenzato non solo dalla geometria del modello e dalle caratteristiche della roccia intatta, ma anche da tutti gli elementi di disomogeneità presenti, quali appunto le faglie e peculiari andamenti strutturali.

6.6 *Analisi dell'evoluzione del campo tenso-deformativo*

6.6.1 Principi di analisi

L'analisi delle variazioni del campo deformativo e tensionale indotta dalle operazioni di produzione e di stoccaggio del *Pool C* 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. L'evoluzione delle pressioni nel giacimento di Minerbio e nell'acquifero che lo delimita è stata riprodotta mediante simulazioni condotte sul modello dinamico esteso, che si basa integralmente sul modello dinamico messo a punto nel 2006. Secondo l'approccio *one-way coupling*, ad ogni *time-step* di analisi viene calcolata, mediante simulazione dinamica, la distribuzione delle pressioni interstiziali indotte nel *Pool C* e

nell'acquifero circostante dalla produzione ovvero dall'iniezione di gas in giacimento; 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.

Come descritto al par. 6.4.3, nel modello geomeccanico sono stati riprodotti tutti i livelli mineralizzati a gas presenti nelle Argille del Santerno Superiori (livelli PLQ1, A1, A2 e B) e Inferiori (livello F). L'evoluzione della pressione dei livelli per effetto della produzione primaria è stata ricostruita sulla base dei profili di pressione disponibili. Nonostante le forti incertezze sui dati, l'analisi dei valori delle pressioni storiche ha consentito di definire l'andamento delle pressioni nel tempo e quindi di ottenere dei valori rappresentativi per ogni *time-step* di analisi.

6.6.2 Analisi effettuate

Lo studio geomeccanico è stato effettuato considerando una legge costitutiva di tipo elastoplastico al fine di evidenziare eventuali fenomeni di plasticizzazione.

Poiché l'analisi è condotta in campo tridimensionale, la funzione di plasticità si complica e viene definita sui tre assi degli stress principali (σ_1 , σ_2 , σ_3). La funzione di plasticità identifica un solido che trova valori prossimi alla coesione sulle intercette dei tre assi e che è simmetrico rispetto alla retta $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3$. Gli stati tensionali ammissibili (ovvero elastici) si trovano all'interno del solido, mentre i punti che si trovano sulla sua superficie rappresentano una condizione di plasticità. 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 da 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 plasticizzazione (figura 33) (Fjær et al., 2008).

Poiché eventuali condizioni di *failure* si manifesterebbero in corrispondenza delle massime variazioni di pressione, è stata valutata la risposta del modello nelle seguenti condizioni:

- al termine della produzione primaria (aprile 1971), che rappresenta una condizione di elevata sollecitazione del sistema in quanto si è raggiunta la minima pressione di giacimento
- al termine della fase di ricostituzione alla pressione di scoperta del campo

- ad una massima pressione operativa rispettivamente pari al 107% e 120% della pressione del giacimento, in relazione alle ipotesi di gestione futura in sovrappressione
- in corrispondenza di una pressione minima di testa pozzo (THP_{min}) pari a 75 barsa, che rappresenta il valore limite durante la fase di svaso dei normali cicli di stoccaggio

Va comunque tenuto presente che un aumento delle tensioni efficaci, quale quello indotto dalla produzione del gas, porta il sistema a raggiungere stati tensionali ancora più stabili (valori di *failure* negativi). Le condizioni potenzialmente più critiche, viceversa, si realizzano in fase di iniezione, come evidenziano i valori di *failure* relativi ai casi di sovrappressione. Tuttavia, per raggiungere le condizioni di plasticizzazione le tensioni efficaci dovrebbero essere estremamente basse.

6.6.2.1 Produzione primaria

A seguito della fase di produzione primaria il *Pool C* aveva raggiunto una pressione media pari a circa 30 Barsa alla profondità (*datum*) di 1334 m ss. Dal punto di vista dell'evoluzione dello stato tensionale del giacimento, la diminuzione della pressione dei fluidi contenuti nella roccia ha determinato un aumento medio alla scala del giacimento compreso tra 90 e 120 bar delle tre componenti delle tensioni efficaci. Le variazioni delle tensioni efficaci determinano un piccolo aumento del rapporto tra le tensioni orizzontali e verticali. Conseguentemente, sia perché il criterio di resistenza adottato assume che la resistenza per attrito aumenti all'aumentare delle tensioni efficaci, sia perché corrispondentemente lo sforzo deviatorico diminuisce, si raggiungono stati tensionali ancora più stabili. A titolo di esempio, le figure 34 e 35 mostrano il confronto tra l'andamento delle tensioni efficaci verticali ed orizzontali alle condizioni iniziali e al termine della produzione primaria al *top* del *Pool C*.

Nella *cap rock*, viceversa, le tensioni efficaci hanno subito solo una lieve diminuzione dovuta ad un aumento di carico nel sottostante giacimento. Le figure 36 e 37 mostrano il confronto tra l'andamento delle tensioni efficaci verticali ed orizzontali alle condizioni iniziali e al termine della produzione primaria all'interno della *cap rock*.

Nella figura 38 viene rappresentata la *failure*, che rappresenta in ogni punto la distanza tra lo stato tensionale limite e quello esistente al termine della fase di produzione. Poiché i valori calcolati risultano sempre essere negativi, è evidente come sussistano sempre condizioni di sicurezza ovvero lontane da quelle di rottura.

La figura 39 riporta l'andamento delle deformazioni verticali nella *cap rock* e nel giacimento al termine della produzione primaria: come si può notare, le deformazioni sono dell'ordine del millesimo. A questo stato di deformazione dovrebbero corrispondere moduli elastici prossimi alla soglia di passaggio tra quelli ottenuti da misure di tipo geofisico (dinamici) e quelli ottenuti da prove statiche (statici). Quindi i moduli elastici utilizzati per la caratterizzazione delle rocce possono essere considerati conservativi poiché sono inferiori a quelli ottenuti dalla caratterizzazione geomeccanica per quei valori di deformazione. Per deformazioni molto

piccole, infatti, il comportamento deformativo delle formazioni è governato dai moduli elastici dinamici e non dai corrispondenti valori statici, largamente inferiori.

Un altro effetto della produzione primaria è quello di causare la compattazione della roccia e quindi di indurre spostamenti verticali diretti verso il basso che sono massimi al contatto tra il giacimento e la *cap rock* (figura 40) e che vanno via via riducendosi nel propagarsi verso la superficie, fino ad raggiungere un valore minimo sul piano campagna (fenomeno della subsidenza). L'abbassamento del piano campagna per effetto della produzione primaria è riportato nella figura 41. Il massimo valore ottenuto in corrispondenza del culmine del giacimento è di circa 7 cm. Il cono di subsidenza risulta allungato in direzione sud-ovest, ovvero nella direzione in cui si stende l'acquifero laterale che delimita la mineralizzazione. Tuttavia, in corrispondenza dell'acquifero la subsidenza risulta estremamente limitata.

La faglia presente nella zona settentrionale del campo rappresenta una barriera che ostacola fortemente la comunicazione idraulica tra le due porzioni del *Pool C*. Infatti, le condizioni di pressione statica delle due zone al termine della produzione primaria risultano differenti ed in particolare, la zona centrale del *Pool C* raggiunge una pressione media di circa 30 barsa, mentre la pressione media nella porzione a nord della faglia si attesta intorno ai 40 barsa. La differenza tra le tensioni efficaci a cavallo della faglia determina anche una discontinuità dello spostamento subverticale (figura 42). Il valore massimo della deformazione verticale al *top* del giacimento è di 16.5 cm, mentre nella parte nord del giacimento gli effetti della compattazione inducono deformazione di poco più di 4 cm.

6.6.2.2 Ricostituzione iniziale a $p=p_i$

Poiché la fase di ricostituzione ha interessato solo la parte centrale del *Pool C* e la faglia costituisce una importante barriera al flusso tra le due zone, la porzione a nord della faglia si è mantenuta alla pressione di circa 40 barsa raggiunta al termine della produzione.

Le figure 43, 44 e 45 mostrano lo stato tensionale raggiunto al termine della ricostituzione, rispettivamente nella *cap rock* e al *top* del *Pool C*, e il confronto tra lo stato tensionale massimo e lo stato tensionale che competeva alla formazione indisturbata al *top* del *Pool C*.

L'aumento delle pressioni interstiziali dovute all'iniezione del gas in giacimento provoca una diminuzione delle tensioni efficaci con conseguente aumento dei valori di *failure*. Tali valori si mantengono comunque negativi e lontani dalle condizioni di rottura (figura 46).

Il ripristino del campo di pressioni iniziali in giacimento, oltre a determinare una diminuzione delle tensioni efficaci nel giacimento, provoca anche una limitata diminuzione delle tensioni efficaci nella roccia di copertura. Ne consegue che nella *cap rock* gli stati di tensione efficace si mantengono ancora più distanti, rispetto al giacimento, dalle corrispondenti condizioni di plasticità (figura 46).

Poiché il comportamento del sistema è puramente elastico, in linea di massima vengono ripristinate le condizioni originali del sistema (figure 44 e 45), fatta eccezione per la porzione del campo a nord della faglia. La differenza tra le tensioni efficaci a cavallo della faglia determina



anche in questo caso una discontinuità di spostamento subverticale (figura 47). Il valore massimo di spostamento verso l'alto al *top* della zona di iniezione è di 16 cm, ovvero tale da compensare quasi integralmente l'abbassamento registrato durante la produzione primaria; a nord della faglia, ove si risente solo in modo trascurabile delle operazioni di stoccaggio, gli spostamenti verticali sono quasi nulli.

6.6.2.3 Gestione in sovrappressione

Sono stati esaminati due scenari di gestione in sovrappressione che implicano rispettivamente il raggiungimento di una pressione massima operativa del 107% e del 120% rispetto alla pressione iniziale del campo.

a) Stoccaggio al 107% della pressione iniziale

Secondo lo scenario di forecast analizzato, la pressione nel Pool C aumenta fino ad un valore pari al 107% della pressione originale, ovvero 160.5 bar @ 1334 m ss. Dal punto di vista dell'evoluzione dello stato tensionale del giacimento, lo stoccaggio in condizioni di sovrappressione determina una diminuzione delle tensioni efficaci al *top* del *Pool C* di circa 10.5 bar in tutte tre le componenti rispetto alle condizioni di ricostituzione alla pressione iniziale, come messo in luce dalla figura 48. L'effetto dell'aumento delle pressioni interstiziali al contatto tra *reservoir* e *cap rock* non modifica sensibilmente le tensioni efficaci nella *cap rock* (figura 49), ove le condizioni tensionali restano ampiamente distanti dai valori di plasticità (figura 50).

Le deformazioni verticali calcolate nella *cap rock* e al *top* del *Pool C* evidenziano valori rispettivamente pari a -0.10% e -0.08% (figura 51). Ne consegue che gli spostamenti verticali hanno valori ridotti sia nella *cap rock* sia nel giacimento e si aggirano intorno a 1.6 cm (figura 52). Per quanto riguarda gli spostamenti verticali a livello del piano campagna, si sono stimati valori massimi di circa 6 mm (figura 53).

b) Stoccaggio al 120% della pressione iniziale

Secondo lo scenario di forecast analizzato, la pressione nel Pool C aumentata fino ad un valore pari al 120% della pressione originale, ovvero 180 bar @ 1334 m, ssl. Dal punto di vista dell'evoluzione dello stato tensionale del giacimento, tali condizioni di sovrappressione determinano una diminuzione delle tensioni efficaci al *top* del *Pool C* di circa 30 bar in tutte tre le componenti rispetto alle condizioni di ricostituzione alla pressione iniziale (figura 54). In particolare si ha un aumento delle sovrappressioni interstiziali più marcato nella zona di giacimento prossima alla faglia, laddove si concentrano i pozzi di iniezione, con valori via via decrescenti in direzione sud-ovest.

L'effetto dell'aumento delle pressioni interstiziali al contatto tra *reservoir* e *cap rock* non modifica sensibilmente le tensioni efficaci nella *cap rock*, ove diminuiscono di poco meno di un bar (figura 55).

Inoltre l'incremento delle pressioni interstiziali in giacimento comporta un aumento aggiuntivo dei valori di *failure*, che risultano minori rispetto a quelli della *cap rock*, ma pur sempre largamente negativi (figura 56).

Le deformazioni verticali calcolate nella *cap rock* e al *top* del *Pool C* evidenziano valori rispettivamente pari a -0.12% e di- 0.07% (figura 57). Gli spostamenti verticali hanno quindi valori ridotti sia nella *cap rock* sia nel giacimento e si aggirano intorno a 1.8 cm (figura 58). Per quanto riguarda gli spostamenti verticali a livello del piano campagna, si sono stimati valori massimi di poco superiori ai 7 mm (figura 59).

6.6.2.4 *Stoccaggio: svaso a THP_{min}= 75 barsa*

Il ciclo di stoccaggio normale prevede che durante la fase di svaso la pressione minima di testa pozzo (THP_{min}) non sia inferiore a 75 barsa.

Per poter stimare le variazioni altimetriche del piano campagna tra le condizioni di fine svaso e le condizioni di invaso quando il campo viene ricostituito alla pressione iniziale del giacimento, sono state valutate le deformazioni alla minima pressione potenzialmente raggiunta durante lo svaso. Va da sé che lo stato tensionale generato durante lo svaso non rappresenta una criticità se è vero che alla fine della produzione primaria (ad una pressione di circa 30 barsa), ovvero nelle condizioni di maggiore sollecitazione, il sistema è lontano da possibili condizioni di plasticizzazione.

Come mostrato in figura 60, il cono di subsidenza indotto mostra un valore massimo pari a circa 3.7 cm in corrispondenza del culmine del *Pool C*, mentre in corrispondenza del circostante acquifero la subsidenza è molto blanda (inferiore al mm) tanto da non essere visualizzata alla scala della rappresentazione utilizzata.

6.6.3 Subsidenza e plasticizzazione

I valori di *failure* sempre negativi e notevolmente distanti da valori di rottura e la permanenza di alti valori della tensione orizzontale nella *cap rock* in ognuna delle condizioni analizzate sono indicativi dell'assenza di fessurazioni e rotture nel giacimento e nella roccia al suo intorno, anche in corrispondenza delle previste massime pressioni del gas.

Per quanto riguarda le deformazioni, si può notare che in entrambi i casi di sovrappressione analizzati, esse si mantengono inferiori al millesimo. Questi valori evidenziano come i moduli elastici scelti per la caratterizzazione del modello possono essere considerati conservativi poiché sono inferiori a quelli forniti dalla caratterizzazione per quei valori di deformazione.

La subsidenza dovuta alla produzione primaria è stata calcolata in modo molto conservativo ed è risultata pari a 7 cm circa in corrispondenza del *top* del *Pool C* metri si è dell'ordine del centimetro in corrispondenza dell'acquifero che delimita il giacimento. In tutta la zona modellizzata non solo non si è raggiunto lo stato di plasticizzazione, ma si è da esso più distanti rispetto alle condizioni iniziali.



Le variazioni altimetriche del piano campagna durante i cicli di stoccaggio (per una THP_{min} pari a 75 barsa) sono minori di 4 cm nel caso di ricostituzione stagionale a pressione iniziale, mentre nel caso di gestione del campo in condizioni di sovrappressione pari a 107% p_i e 120% p_i , sono comunque inferiori a 5 cm.

Infine, l'effetto delle faglie interne al giacimento può essere riassunto nelle seguenti considerazioni. Gli sforzi normali alle pareti di faglia, dovuti alla gravità, sono così elevati da determinare resistenze a taglio anch'esse elevate e di molto superiori agli sforzi di taglio agenti calcolati nella modellazione. Dal momento che la pressione indotta dalle attività di iniezione aumenta ulteriormente gli sforzi normali, le condizioni di stabilità della faglia aumentano ulteriormente durante la gestione del campo in condizioni di sovrappressione.

7 BIBLIOGRAFIA

Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione: “Minerbio 85 dir. Caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato)”. Maggio 2011.

Fjaer, 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.

Ghielmi M., Minervini M., Nini C., Rogledi S., Rossi M. and Vignolo A. (2010). Sedimentary and tectonic evolution in the Eastern Po-Plain and northern Adriatic Sea area from Messinian to Middle Pleistocene (Italy). *Rend.Fis.Acc.Lincei*, 21, 131-166. Doi: 10.1007/s12210-010-0101-5

Mauri A. (2010) e Vigani G. (2011) “Caratterizzazione fisico – meccanica delle argille di Santerno, tetto del giacimento petrolifero di Sergnano (CR)”. Università di Milano.

Ori, G.G., Friend, P.F. (1984). Sedimentary basins formed and carried piggyback on active thrust sheets. *Geology*, 12, 475-478.

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.

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*, VOL. 116, F02002. Doi: 10.1029/2010JF001793.



ELENCO DELLE TABELLE

- Tab. 1:** Schema stratigrafico e nomenclatura dei livelli principali del campo
- Tab. 2:** Porosità, densità dei grani e permeabilità misurate sulle carote prelevate in corrispondenza dei livelli argillosi
- Tab. 3:** Proprietà petrofisiche dell'argilla di copertura assegnate al modello numerico
- Tab. 4:** Risultati delle prove di threshold pressure
- Tab. 5:** Parametri adottati nelle simulazioni numeriche
- Tab. 6:** Suddivisione verticale modello dinamico e modello geomeccanico in corrispondenza della sequenza mineralizzata a gas
- Tab. 7:** Layers di modello e classi geomeccaniche per ogni formazione geologica
- Tab. 8:** Valori dei moduli elastici e coefficienti di Poisson, utilizzati nelle modellazioni numeriche
- Tab. 9:** Parametri geomeccanici utilizzati per la caratterizzazione delle faglie

ELENCO DELLE FIGURE

- Fig. 1 -** Inquadramento geografico del campo
- Fig. 2 -** Evoluzione schematica dell'evoluzione e migrazione del avanfossa e creazione dei bacini "piggy-bak" (a) e distribuzione del associazione di facies (Pleiocene Sup.- Pleistocene Inf) per la zona estesa di Minerbio (b) (figure modificate da Ghielmi et al., 2010)
- Fig. 3 -** Nuove mappe estese 2011
- Fig. 4 -** Rappresentazione 3D delle quattro superfici di riferimento a scala regionale Mappa di Net to Gros del pool B + C + C1
- Fig. 5 -** Modello statico regionale esteso
- Fig. 6 -** Dimensioni del grid e delle celle del modello esteso
- Fig. 7 -** Modello dinamico esteso
- Fig. 8 -** Evoluzione della pressione nell'acquifero: condizioni iniziali (a), produzione primaria (b), ricostituzione (c)
- Fig. 9 -** Evoluzione della pressione nell'acquifero: THP_{min}=75 barsa (a), 107%pi (b), 120%pi (c)
- Fig. 10 -** Sezioni del giacimento: sezione longitudinale A-A' (a) e sezione trasversale B-B' (b)
- Fig. 11 -** Curve di permeabilità relative per la roccia di copertura
- Fig. 12 -** Pressione capillare nella roccia di copertura
- Fig. 13 -** Risultati delle simulazioni A1, A2, A3, A7, A8, A9 (a), e B1, B2, B3, B7, B8, B9 (b) (processo irreversibile)
- Fig. 14 -** Risultati delle simulazioni A4, A5, A6, A10, A11, A12 (a), e B4, B5, B6, B10, B11, B12 (b) (processo reversibile)
- Fig. 15 -** Risultati delle simulazioni A1, A2, A3, A4, A5, A6 (a), e B1, B2, B3, B4, B5, B6 (b) (permeabilità cap rock 10⁻⁶ mD)
- Fig. 16 -** Risultati delle simulazioni A1 (a), A2 (b), e A3 (c) (107%, k = 10⁻⁶ mD, irreversibile)
- Fig. 17 -** Risultati delle simulazioni A4 (a), A5 (b), e A6 (c) (107%, k = 10⁻⁶ mD, reversibile)
- Fig. 18 -** Risultati delle simulazioni A7 (a), A8 (b), e A9 (c) (107%, k = 10⁻⁴ mD, irreversibile)
- Fig. 19 -** Risultati delle simulazioni A10 (a), A11 (b), e A12 (c) (107%, k = 10⁻⁴ mD, reversibile)
- Fig. 20 -** Risultati delle simulazioni B1 (a), B2 (b), e B3 (c) (120%, k = 10⁻⁶ mD, irreversibile)
- Fig. 21 -** Risultati delle simulazioni B4 (a), B5 (b), e B6 (c) (120%, k = 10⁻⁶ mD, reversibile)
- Fig. 22 -** Risultati delle simulazioni B7 (a), B8 (b), e B9 (c) (120%, k = 10⁻⁴ mD, irreversibile)

- Fig. 23** - Risultati delle simulazioni B10 (a), B11 (b), e B12 (c) (120%, $k = 10^{-4}$ mD, reversibile)
- Fig. 24** - Schema esplicativo per l'approccio *iteratively coupling* (a) e *one-way coupling* (b)
- Fig. 25** - Ubicazione dei livelli mineralizzati a gas del Pool C all'interno del modello geomeccanico: pianata (a) e sezione (b)
- Fig. 26** - Rappresentazione 3D del modello (a) e delle celle appartenenti alla classe geomeccanica 14 (b)
- Fig. 27** - Rappresentazione 3D del modello (a) e delle celle appartenenti alla classe geomeccanica 15 (b)
- Fig. 28** - Sequenza stratigrafica e relative classi geomeccaniche associate
- Fig. 29** - Modulo elastico dinamico relativo al pozzo Minerbio 85 dir
- Fig. 30** - Andamento della deformazione radiale e longitudinale per il campione D durante l'intero ciclo carico - scarico di prova. (Mauri, 2010)
- Fig. 31** - Correlazione tra tensione verticale efficace e compressibilità verticale (Teatini, 2011)
- Fig. 32** - Dislocazione delle faglie caratterizzate ai fini dello studio geomeccanico
- Fig. 33** - Criterio di Mohr-Coulomb sul piano delle tensioni principali (Fjaer, 2008)
- Fig. 34** - Top Pool C: tensioni efficaci verticali iniziali (a) e al termine della produzione primaria – aprile 1971 (b)
- Fig. 35** - Top Pool C: tensioni efficaci orizzontali iniziali (a) e al termine della produzione primaria – aprile 1971 (b)
- Fig. 36** - Cap rock: tensioni efficaci verticali iniziali (a) e al termine della produzione primaria – aprile 1971 (b)
- Fig. 37** - Cap rock: tensioni efficaci orizzontali iniziali (a) e al termine della produzione primaria – aprile 1971 (b)
- Fig. 38** - Valori di failure nella cap rock e al top Pool C al termine della produzione primaria
- Fig. 39** - Deformazioni verticali al termine della produzione primaria – aprile 1971 – nella cap rock (a) e al top del Pool C (b)
- Fig. 40** - Spostamenti verticali al contatto tra cap rock (a) e top del Pool C (c) alla fine della produzione primaria
- Fig. 41** - Subsidenza indotta dalla produzione primaria del Pool C sul piano campagna
- Fig. 42** - Top Pool C: andamento vettoriale delle tensioni efficaci indotte dalla produzione primaria
- Fig. 43** - Cap rock: andamento delle tensioni efficaci verticali (a) e orizzontali (b) e (c) al termine della fase di ricostituzione
- Fig. 44** - Top Pool C: andamento delle tensioni efficaci verticali (a) e orizzontali (b) e (c) al termine della fase di ricostituzione
- Fig. 45** - Top Pool C: andamento delle tensioni efficaci iniziali, verticali (a) e orizzontali (b) e (c)
- Fig. 46** - Valori di failure nella cap rock e al top Pool C al termine della ricostituzione
- Fig. 47** - Top Pool C: andamento vettoriale delle tensioni efficaci indotte al termine della ricostituzione
- Fig. 48** - Top Pool C: andamento delle tensioni efficaci in bar verticali (a) e orizzontali (b) e (c) ad una pressione pari al 107% p_i
- Fig. 49** - Cap rock: andamento delle tensioni efficaci verticali (a) e orizzontali (b) e (c) ad una pressione pari al 107% p_i



- Fig. 50** - Valori di failure nella cap rock e al top Pool C ad una pressione pari al 107%pi
- Fig. 51** - Deformazioni verticali nella cap rock (a) e al top del Pool C (b) ad una pressione pari al 107%pi
- Fig. 52** - Spostamenti verticali in metri nella cap rock (a) e al top del Pool C (b) ad una pressione pari al 107%pi
- Fig. 53** - Piano campagna al termine dell'iniezione al 107%
- Fig. 54** - Top Pool C: andamento delle tensioni efficaci verticali (a) e orizzontali (b) e (c) ad una pressione pari al 120%pi
- Fig. 55** - Cap rock: andamento delle tensioni efficaci verticali (a) e orizzontali (b) e (c) ad una pressione pari al 120%pi
- Fig. 56** - Valori di failure nella cap rock e al top Pool C ad una pressione pari al 120%pi
- Fig. 57** - Deformazioni verticali nella cap rock (a) e al top del Pool C (b) ad una pressione pari al 120%pi
- Fig. 58** - Spostamenti verticali in metri nella cap rock (a) e al top del Pool C (b) ad una pressione pari al 120%pi
- Fig. 59** - Piano campagna al termine dell'iniezione al 120%
- Fig. 60** - Subsidenza indotta al termine di un ciclo di produzione ordinario (THPmin=75 barsa) del Pool C sul piano campagna





Tab. 1 – Schema stratigrafico e nomenclatura dei livelli principali del campo

| ETA' | FORMAZIONE | Spessori (m) | LIVELLO e mineralizzazione | POOL | |
|----------------------------|-----------------------------|--------------|----------------------------|--------------|-----------|
| Recente | Alluvioni recenti e attuali | 200 | | | |
| Pleistocene | Sabbie d'Asti | 800 | | | |
| | Argille del Santerno (sup.) | 200 | gas | PLQ1,A1,A2,B | |
| Pliocene medio - superiore | Fm. Porto Garibaldi | 300 | C1 | gas | POOL C |
| | | | C2 | | |
| | | | C3 | | |
| | | | C3-1 | | |
| | | | C3-2 | acqua | |
| | | | C3-3 | gas | POOL D, E |
| | | | C3-4 | | |
| C3-5 | | | | | |
| Pliocene inferiore | Argille del Santerno (inf.) | 100 | gas | POOL F | |
| | Fm. Porto Corsini | >150 | <u>unconformity</u> | | |
| Messignano | Fm. Fusignano | | | | |



Tab. 2 – Porosità, densità dei grani e permeabilità misurate sulle carote prelevate in corrispondenza dei livelli argillosi

| | Campione | Profondità | Porosità | Densità Grani Calcolata | Permeabilità |
|----------|----------|------------|----------|-------------------------|----------------------|
| | | (m) | (%) | (g/cc) | (mD) |
| Carota 1 | 4 | 1380.90 | 25.6 | 2.782 | $< 10^{-6}$ |
| | 5 | 1381.90 | 28.2 | 2.754 | $< 10^{-6}$ |
| | 3 | 1385.20 | 26.2 | 2.766 | $< 10^{-6}$ |
| Carota 2 | 7 | 1390.67 | 25.1 | 2.772 | $< 10^{-6}$ |
| | 1 | 1391.55 | 22.7 | 2.766 | $< 10^{-6}$ |
| | 6 | 1395.00 | 27.7 | 2.714 | $< 10^{-6}$ |
| | 8 | 1395.90 | 23.1 | 2.753 | - |
| | 2 | 1396.00 | 24.0 | 2.757 | $1.73 \cdot 10^{-4}$ |
| | 9 | 1396.90 | 24.0 | 2.760 | - |
| Carota 3 | 64 | 1750.08 | 19.2 | 2.686 | $< 10^{-6}$ |
| | 67 | 1750.80 | 16.7 | 2.693 | - |
| | 69 | 1751.06 | 15.4 | 2.686 | $< 10^{-6}$ |
| | 65 | 1751.57 | 16.6 | 2.675 | - |
| | 71 | 1752.65 | 18.9 | 2.705 | $< 10^{-6}$ |
| | 68 | 1753.00 | 15.7 | 2.683 | - |
| | 66 | 1753.70 | 15.4 | 2.704 | - |
| | 70 | 1754.00 | 14.3 | 2.704 | $< 10^{-6}$ |



Tab. 3 – Proprietà petrofisiche dell'argilla di copertura assegnate al modello numerico

| | | Roccia di Copertura (argilla) |
|------------------------|-------|--|
| Porosità | (%) | 25 |
| Permeabilità radiale | (mD) | $10^{-6} \div 10^{-4}$ |
| Permeabilità verticale | (mD) | $10^{-6} \div 10^{-4}$ |
| $S_{w,irr}$ | (-) | 0.90 |



Tab. 4 – Risultati delle prove di threshold pressure

| Profondità perforazione | Carota | Threshold Pressure | Threshold Pressure |
|--------------------------------|---------------|---------------------------|----------------------------|
| (m) | | (MPa) | (kg/cm²) |
| 1380.06 | 1 | 4.41 | 45 |
| 1380.90 | 1 | 3.92 | 40 |
| 1381.90 | 1 | 4.41 | 45 |
| 1384.00 | 1 | 3.92 | 40 |
| 1385.10 | 1 | 3.92 | 40 |
| 1389.00 | 2 | 4.41 | 45 |
| 1389.30 | 2 | 4.91 | 50 |
| 1389.90 | 2 | 4.41 | 45 |
| 1390.28 | 2 | 4.41 | 45 |
| 1390.68 | 2 | 3.92 | 40 |
| 1391.55 | 2 | 2.94 | 30 |
| 1395.00 | 2 | 4.41 | 45 |
| 1395.70 | 2 | 3.43 | 35 |
| 1396.00 | 2 | 3.92 | 40 |
| 1396.90 | 2 | 4.41 | 45 |
| 1750.80 | 6 | 2.45 | 25 |
| 1751.57 | 6 | 0.98 | 10 |
| 1752.65 | 6 | 1.47 | 15 |
| 1753.70 | 6 | 1.47 | 15 |
| 1754.00 | 6 | 2.45 | 25 |



Tab. 5 – Parametri adottati nelle simulazioni numeriche

| Simulazione | Δp | $S_{wi \text{ cap rock}}$ | $k_{\text{cap rock}}$ | Threshold pressure | Tipo di processo |
|--------------------|------------------------------|---|---|---------------------------|-------------------------|
| | (%) | (-) | (mD) | (bar) | |
| A1 | 7 | 0.90 | 10^{-6} | 15 | Irreversibile |
| A2 | 7 | 0.90 | 10^{-6} | 30 | Irreversibile |
| A3 | 7 | 0.90 | 10^{-6} | 45 | Irreversibile |
| A4 | 7 | 0.90 | 10^{-6} | 15 | Reversibile |
| A5 | 7 | 0.90 | 10^{-6} | 30 | Reversibile |
| A6 | 7 | 0.90 | 10^{-6} | 45 | Reversibile |
| A7 | 7 | 0.90 | 10^{-4} | 15 | Irreversibile |
| A8 | 7 | 0.90 | 10^{-4} | 30 | Irreversibile |
| A9 | 7 | 0.90 | 10^{-4} | 45 | Irreversibile |
| A10 | 7 | 0.90 | 10^{-4} | 15 | Reversibile |
| A11 | 7 | 0.90 | 10^{-4} | 30 | Reversibile |
| A12 | 7 | 0.90 | 10^{-4} | 45 | Reversibile |
| B1 | 20 | 0.90 | 10^{-6} | 15 | Irreversibile |
| B2 | 20 | 0.90 | 10^{-6} | 30 | Irreversibile |
| B3 | 20 | 0.90 | 10^{-6} | 45 | Irreversibile |
| B4 | 20 | 0.90 | 10^{-6} | 15 | Reversibile |
| B5 | 20 | 0.90 | 10^{-6} | 30 | Reversibile |
| B6 | 20 | 0.90 | 10^{-6} | 45 | Reversibile |
| B7 | 20 | 0.90 | 10^{-4} | 15 | Irreversibile |
| B8 | 20 | 0.90 | 10^{-4} | 30 | Irreversibile |
| B9 | 20 | 0.90 | 10^{-4} | 45 | Irreversibile |
| B10 | 20 | 0.90 | 10^{-4} | 15 | Reversibile |
| B11 | 20 | 0.90 | 10^{-4} | 30 | Reversibile |
| B12 | 20 | 0.90 | 10^{-4} | 45 | Reversibile |



Tab. 6 – Suddivisione verticale modello dinamico e modello geomeccanico in corrispondenza della sequenza mineralizzata a gas

| LIVELLO STRATIGRAFICO | LAYER di MODELLO DINAMICO | LAYER di MODELLO GEOMECCANICO |
|-----------------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| PLQ1, A1, A2, B2 | | 13 |
| C1 | 1 | 15 |
| | 2 | 16 |
| | 3 | 17 |
| <i>layer argilloso (upper)</i> | | 18 |
| C2 | 4 | 19 |
| | 5 | 20 |
| <i>layer argilloso 2 (medium)</i> | | 21 |
| C3 | 6 | 22 |
| <i>layer argilloso 2 (lower)</i> | | 23 |
| C3-1 | 7 | 24 |
| F | | 28 |



Tab. 7 – Layers di modello e classi geomeccaniche per ogni formazione geologica

| FORMAZIONE | LAYERS di MODELLO | CLASSE GEOMECCANICA | LIVELLI MINERALIZZATI |
|-----------------------------|-------------------|---------------------|-----------------------|
| Alluvioni recenti e attuali | 1,2 | 1 | |
| Sabbie d'Asti | 3,4 | 2 | |
| Argille del Santerno (sup.) | 5 a 9 | 3 | |
| | 10 a 12 | 4 | |
| | 13 | 5 | PLQ1,A1,A2,B |
| | 14 | 6 | |
| Fm. Porto Garibaldi | 15,16,17 | 5 | C1 |
| | 18 | 6 | |
| | 19, 20 | 5 | C2 |
| | 21, 23 | 6 | |
| | 22, 24 | 5 | C3, C3_1 |
| | 25 | 5 | |
| | 26 | 5 | |
| 27 | 7 | | |
| Argille del Santerno (inf.) | 28 | 5 | F |
| | 29 | 8 | |
| | 30 | 9 | |
| | 31 | 10 | |
| Fm. Porto Corsini | 32 | 11 | |
| | 33 | 12 | |
| | 34 | 13 | |
| Livelli Basali | 35 a 38 | 14 | |



Tab. 8 – Definizione dei parametri geomeccanici per le classi geomeccaniche di riferimento

| Classi geomeccaniche | PARAMETRI ELASTICI | | | PARAMETRI di INIZIALIZZAZIONE | | | | MOHR-COLOUMB | | | |
|----------------------|--|-------------------------|--------------------|----------------------------------|--|--------------------|---------------------------------|-------------------|--------------------------|----------------------------|------------------------------|
| | Modulo di Young [10 ³ bar] | Rapporto Poisson [-] | Coeff. Biot [-] | Gradiente litostatico [bar/m] | Gradiente stress orizz. max [bar/m] | Anisotropia [-] | Azimut stress orizz. max [-] | Coesione [bar] | Angolo di attrito [°] | Angolo di dilatanza [°] | Cut off di trazione [bar] |
| 1 | 3 | 0.39 | 1 | 0.22 | 0.2 | 0.9 | 40° | 4 | 38 | 0 | 4 |
| 2 | 5 | 0.39 | 1 | 0.21 | | | | 4 | 36 | 0 | 4 |
| 3 | 52 | 0.39 | 1 | 0.218 | | | | 15 | 20 | 5 | 15 |
| 4 | 50 | 0.39 | 1 | 0.218 | | | | 15 | 20 | 5 | 15 |
| 5 | 60 | 0.39 | 1 | 0.22 | | | | 12 | 35 | 5 | 12 |
| 6 | 63 | 0.39 | 1 | 0.218 | | | | 15 | 20 | 5 | 15 |
| 7 | 80 | 0.39 | 1 | 0.218 | | | | 15 | 20 | 5 | 15 |
| 8 | 95 | 0.39 | 1 | 0.22 | | | | 20 | 24 | 10 | 20 |
| 9 | 110 | 0.39 | 1 | 0.22 | | | | 20 | 24 | 10 | 20 |
| 10 | 129 | 0.39 | 1 | 0.22 | | | | 20 | 24 | 10 | 20 |
| 11 | 157 | 0.39 | 1 | 0.24 | | | | 10 | 35 | 15 | 10 |
| 12 | 196 | 0.39 | 1 | 0.24 | | | | 20 | 35 | 15 | 20 |
| 13 | 253 | 0.39 | 1 | 0.24 | | | | 30 | 35 | 15 | 30 |
| 14 | crescita lineare con la profondità tra 300 e 400 | 0.39 | 1 | 0.24 | | | | 50 | 35 | 15 | 50 |
| 15 | 400 | 0.39 | 1 | 0.226 | | | | E+20 | 30 | 5 | E+20 |

(*) Anisotropia: rapporto tra stress orizzontale minimo e stress orizzontale massimo



Tab. 9 – Parametri geomeccanici utilizzati per la caratterizzazione delle faglie

| Rigidezza normale [bar/m] | Rigidezza al taglio [bar/m] | Coesione [bar] | Angolo di Attrito [°] | Angolo di Dilatanza [°] |
|-------------------------------------|---------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| 30000 | 12000 | 10 | 30 | 10 |

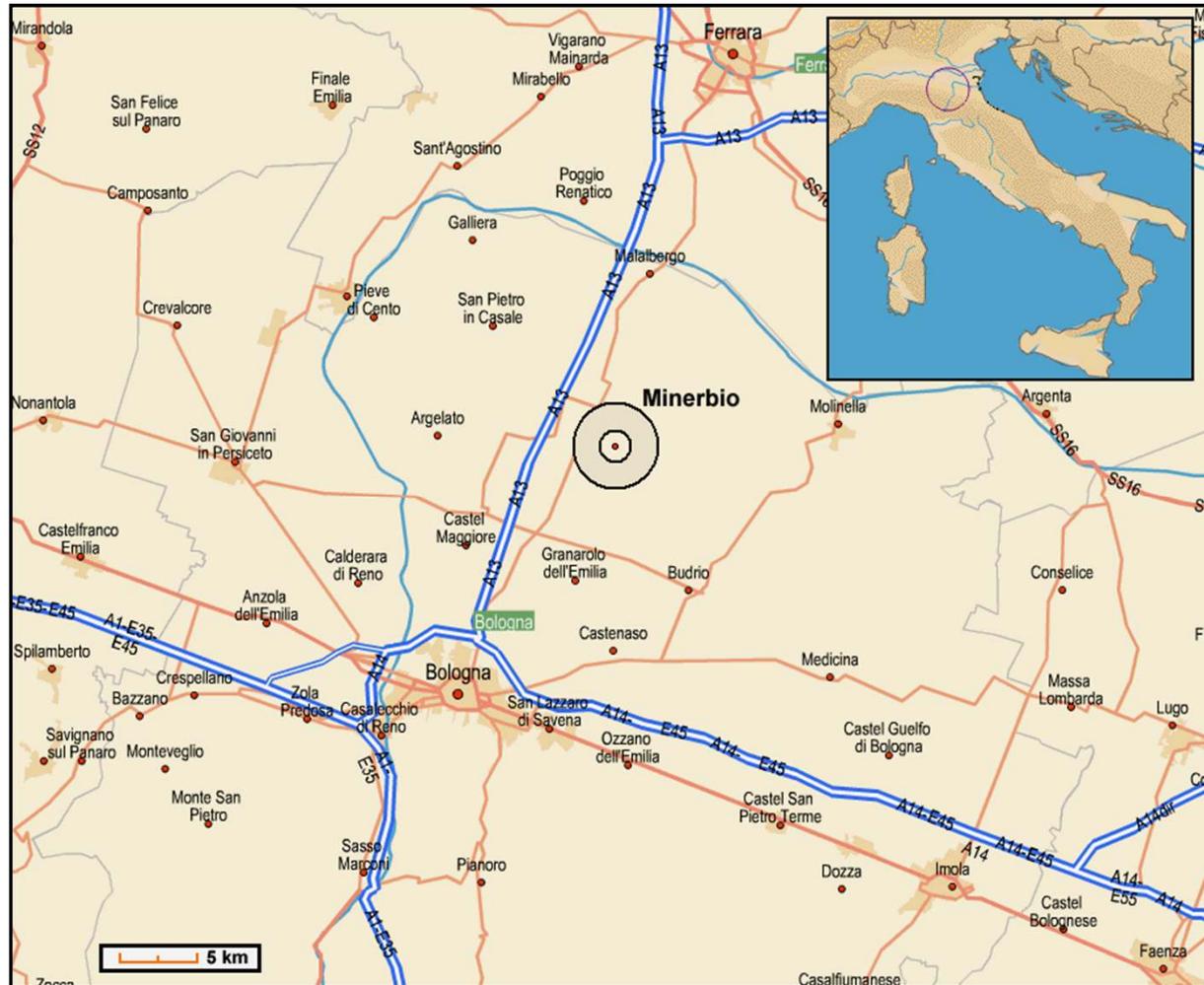


fig.1- Inquadramento geografico del campo

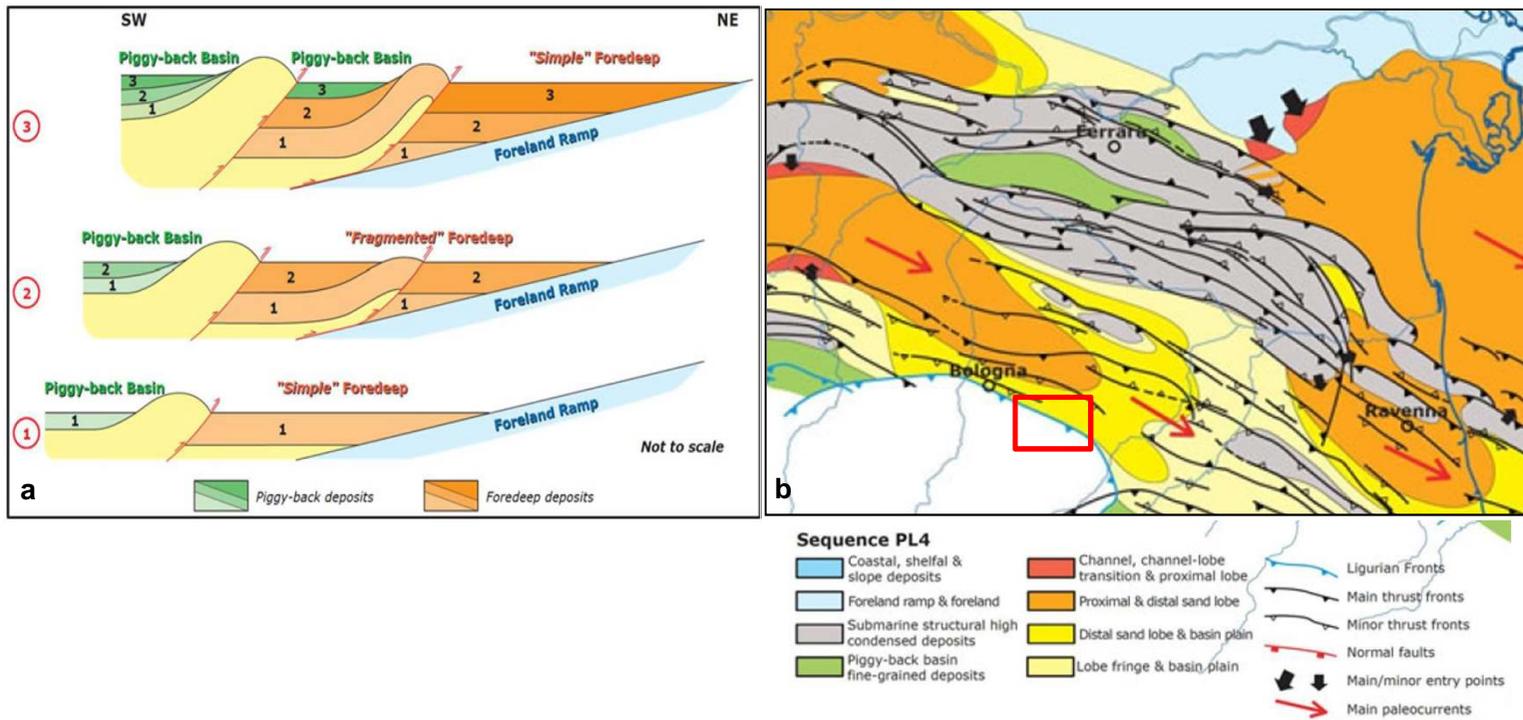


fig.2- Evoluzione schematica dell'evoluzione e migrazione della van fossa e creazione dei bacini "piggy-bak" (a) distribuzione delle associazioni di facies (Pleistocene Sup.-Pleistocene) per la zona a est di Minerbio (b) (figure modificata da Ghielmi et al., 2010)

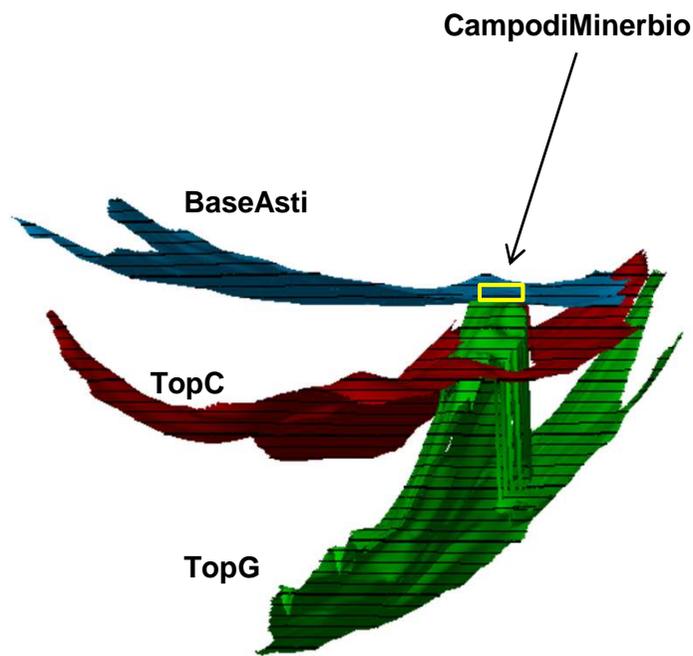
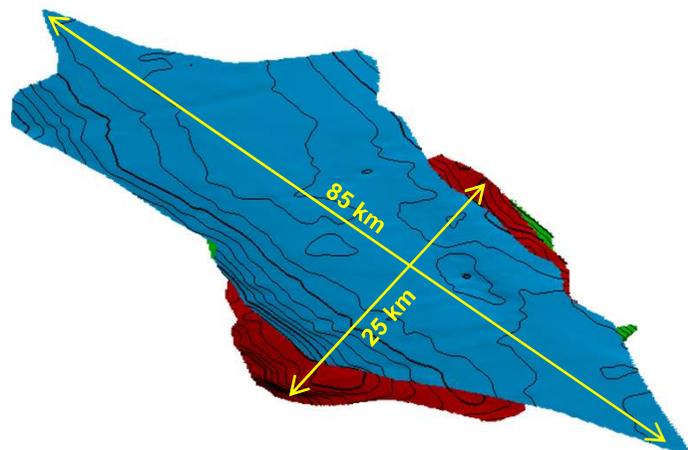


fig.3- Nuovemappeestese2011

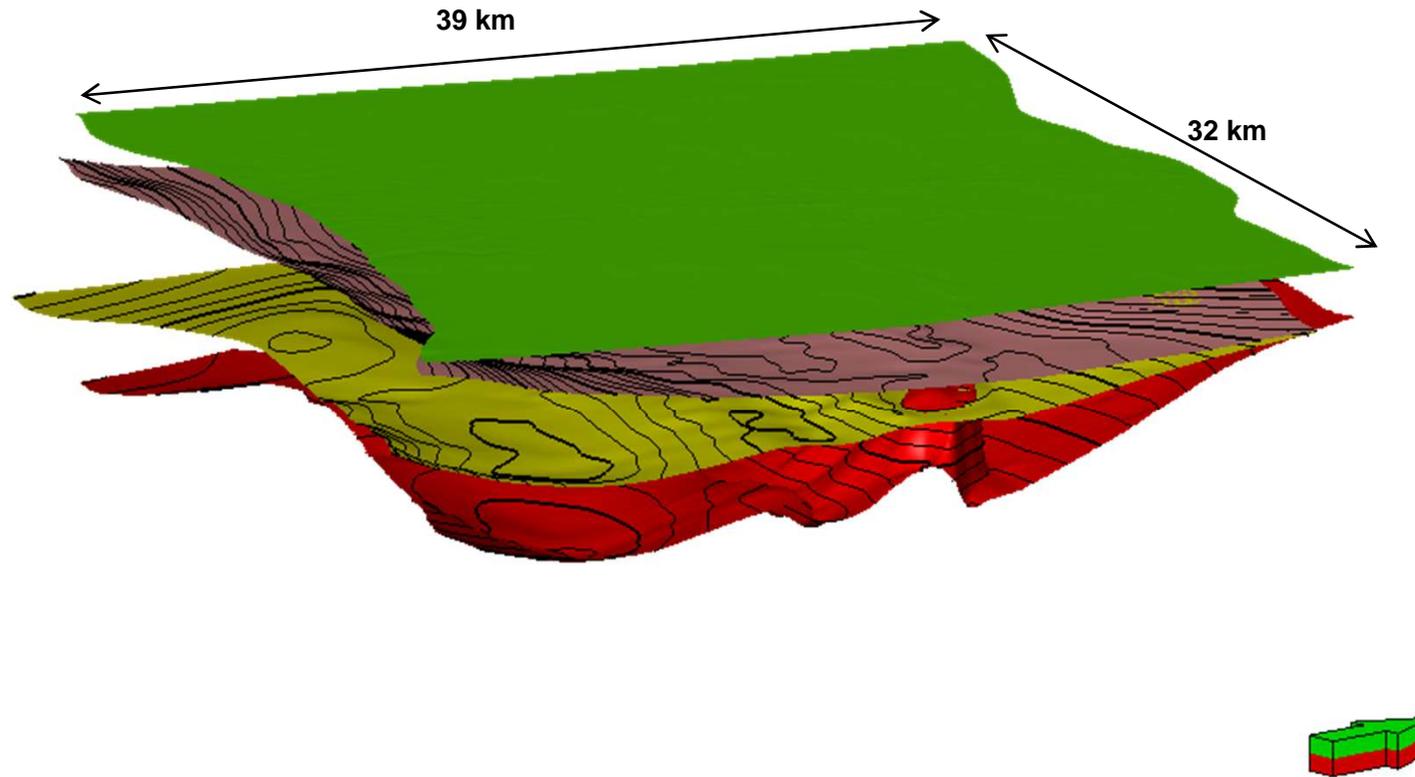


fig.4- Rappresentazione 3D delle quattro superfici di riferimento a scala regionale

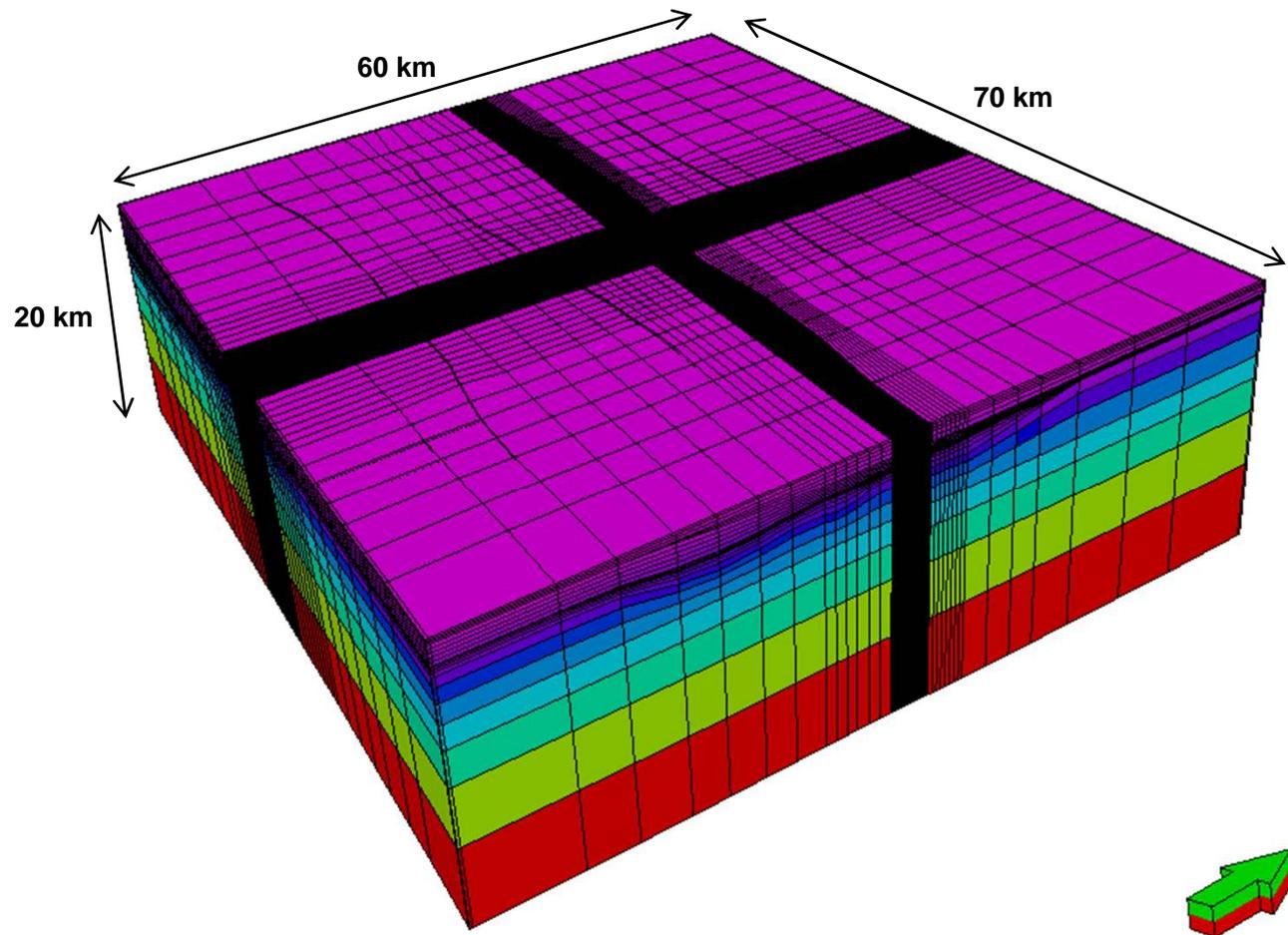


fig.5- Modellostaticoregionaleesteso

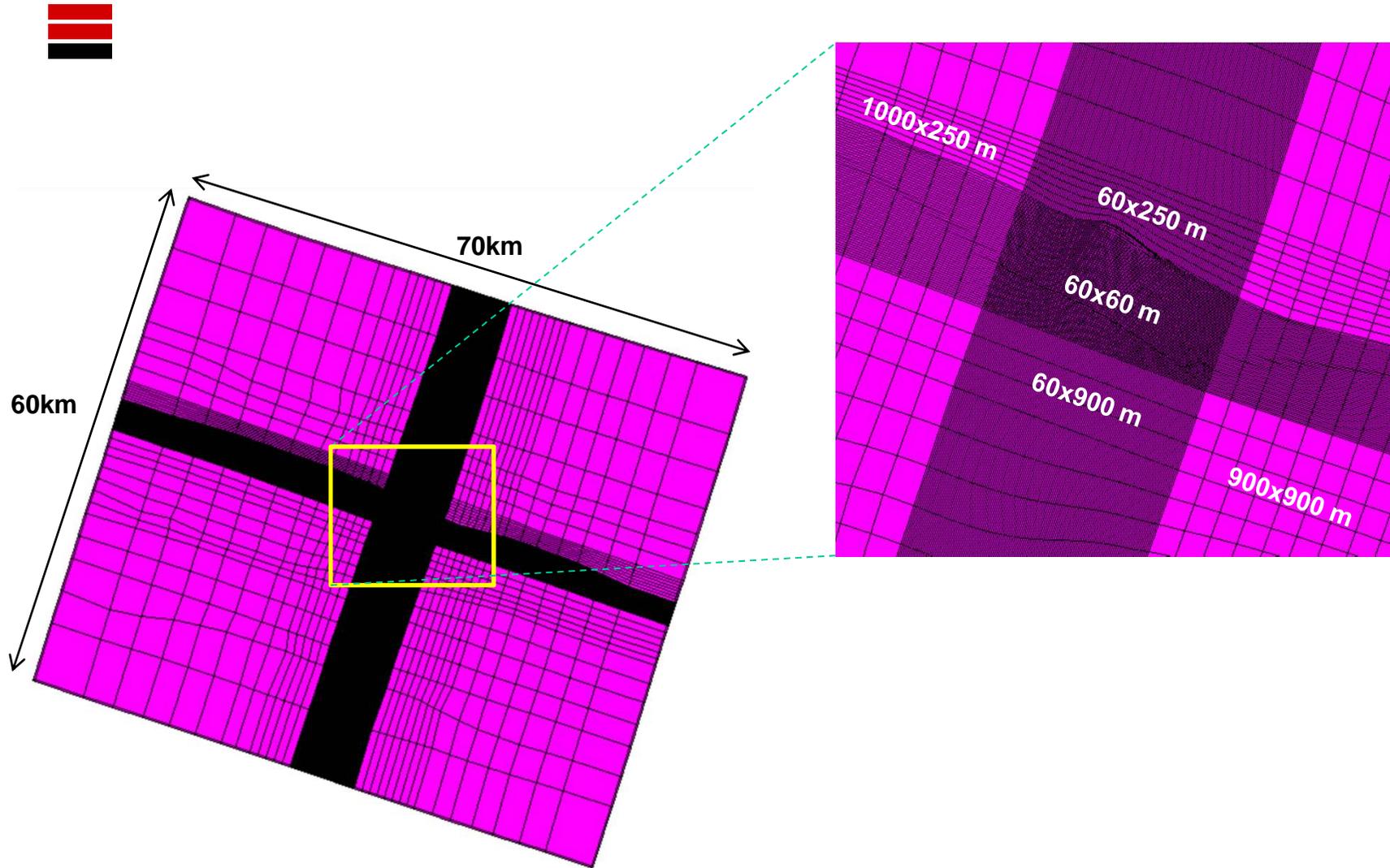


fig.6- Dimensionidelgridedellecelledelmode illoesteso

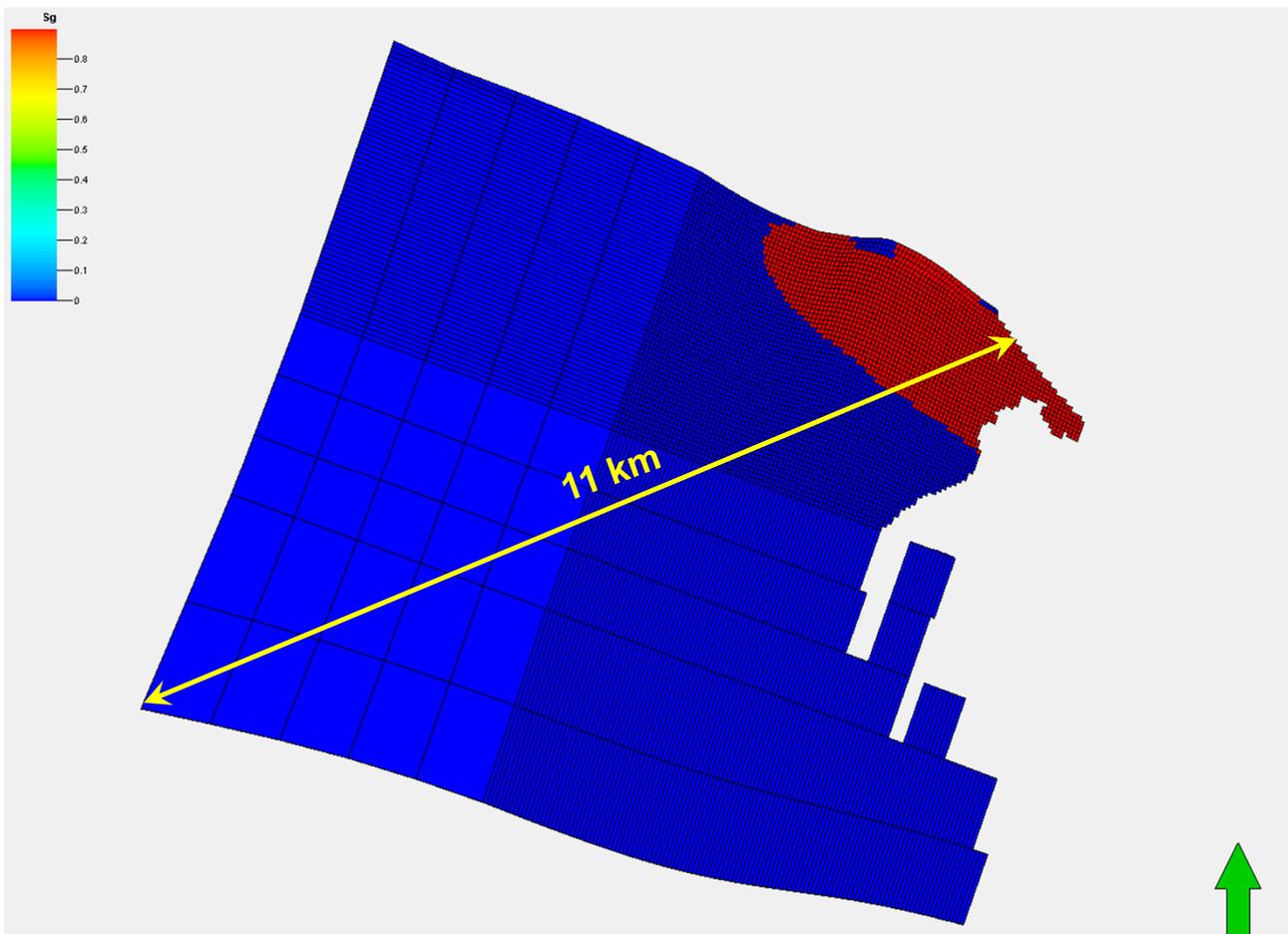
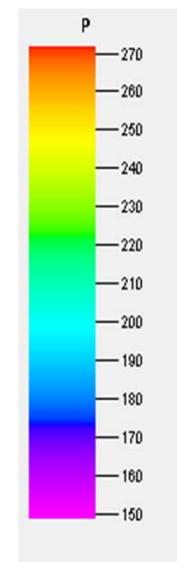
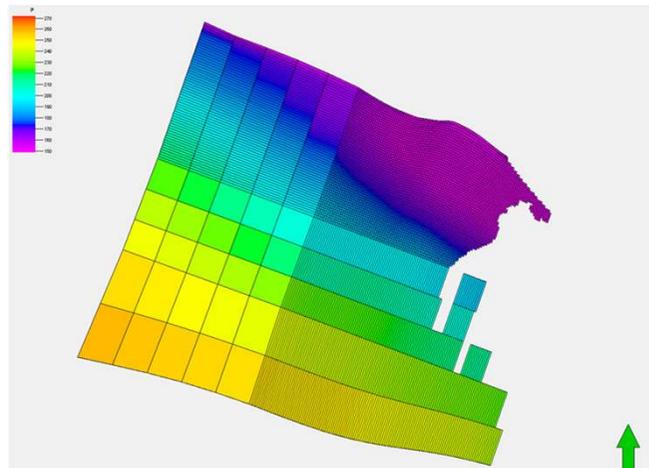
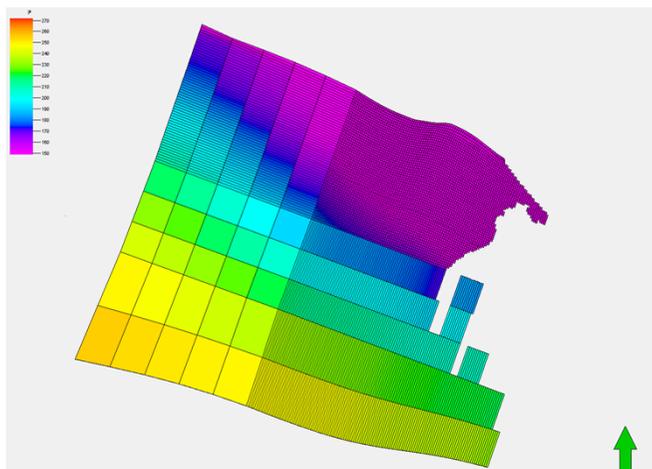


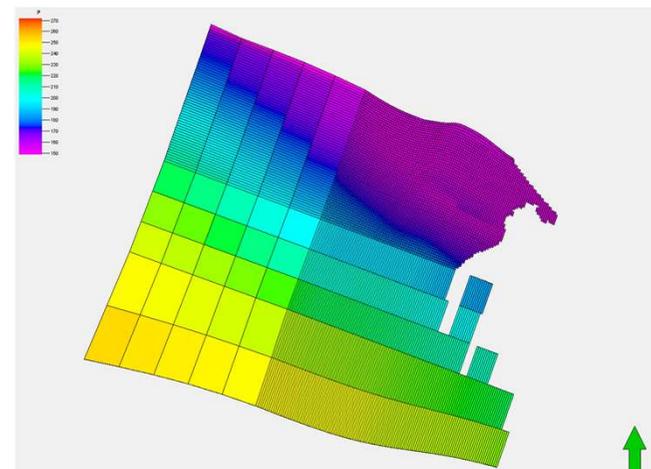
fig.7- Modellodinamicoesteso



(a)

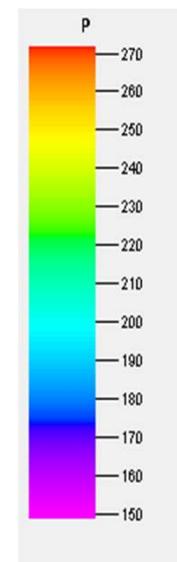
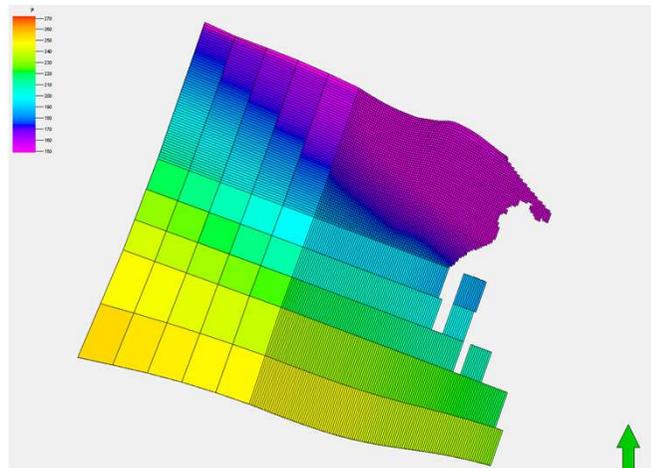


(b)

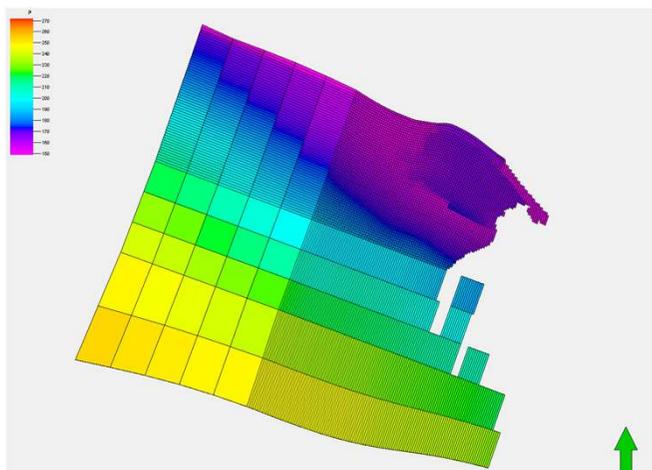


(c)

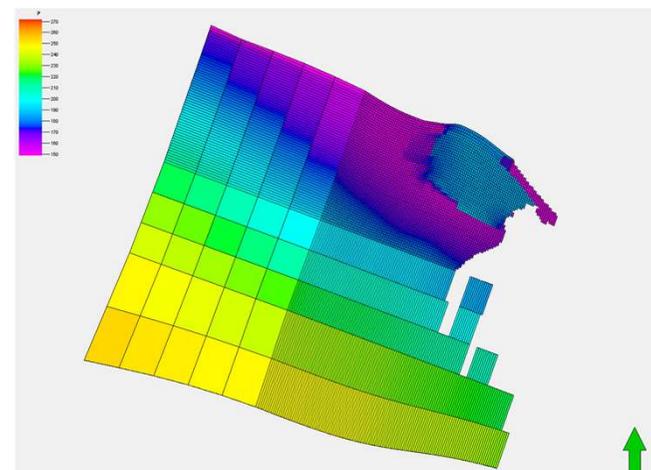
fig.8- Evoluzione della pressione nell'acquifero: condizioni iniziali(a), produzione primaria(b), ricostituzione(c)



(a)



(b)



(c)

fig.9- Evoluzione della pressione nell'acquifero: $THP_{min}=75bars$ (a), $107\%p_i$ (b), $120\%p_i$ (c)

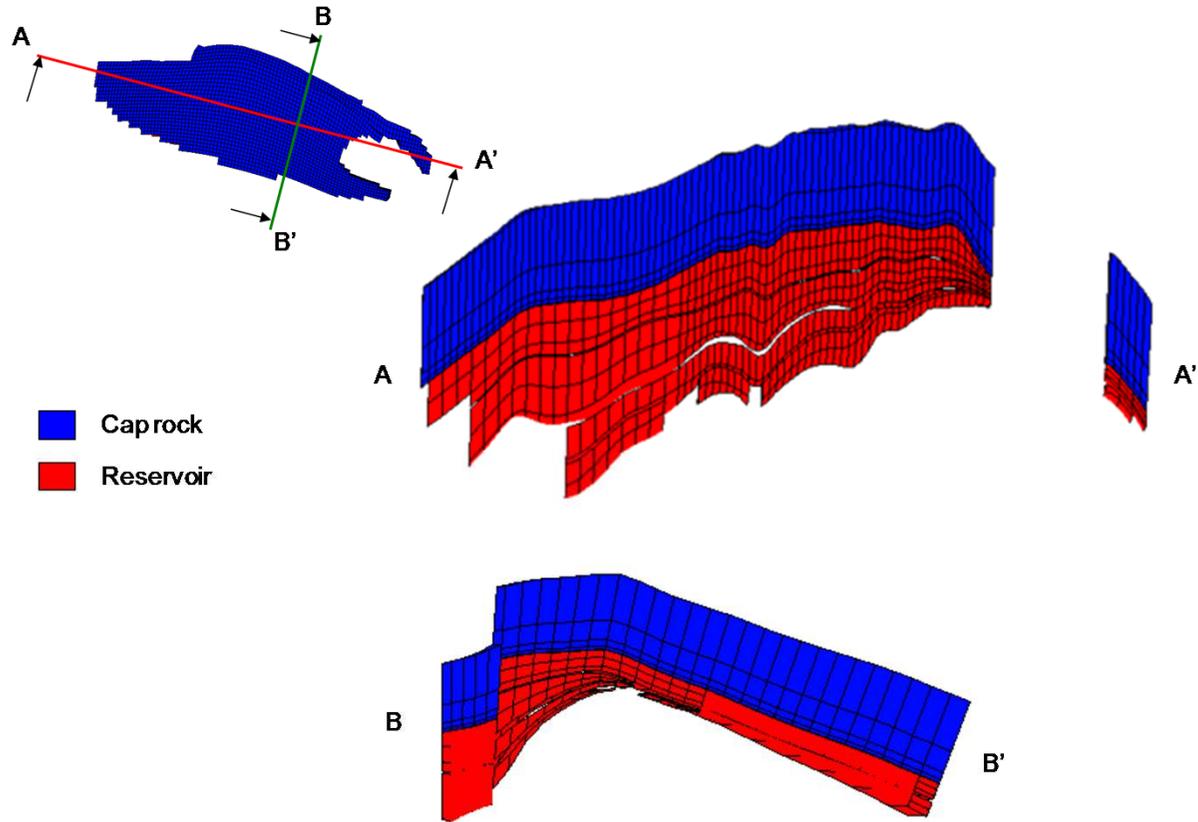


fig.10- Sezionidelgiacimento:sezionelongitudinaleA-A'(a)esezionetrasversaleB-B'(b)

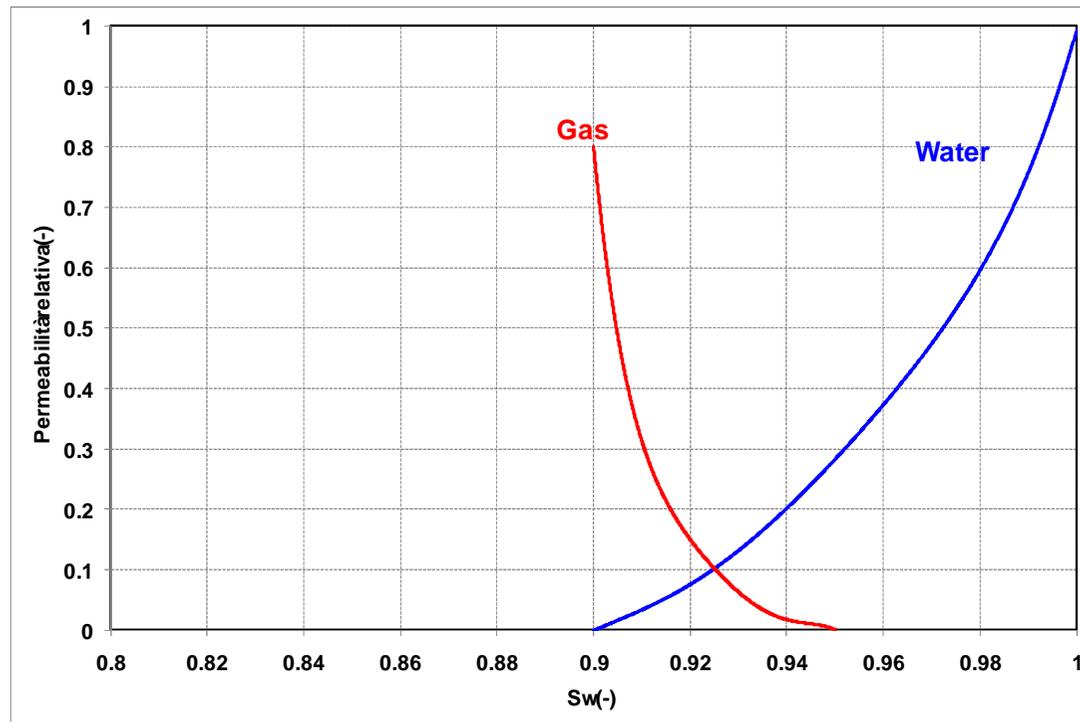


fig.11- Curvedipermeabilitàrelativeperlaroc ciadicoertura

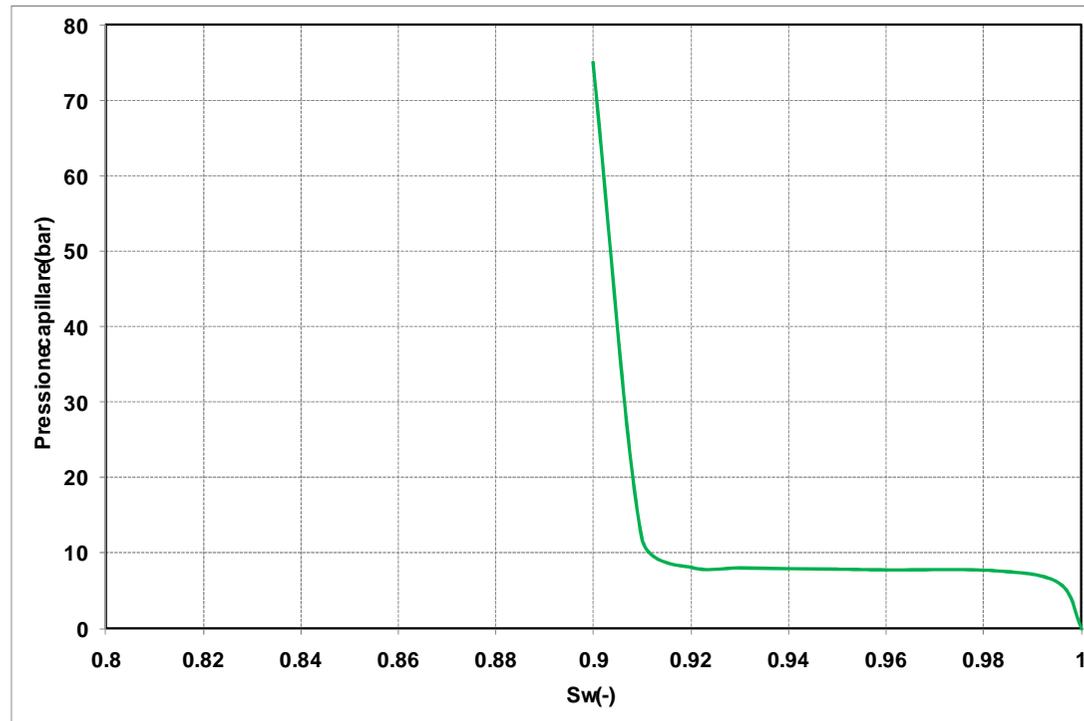


fig.12- Pressione capillare nella roccia di copertura

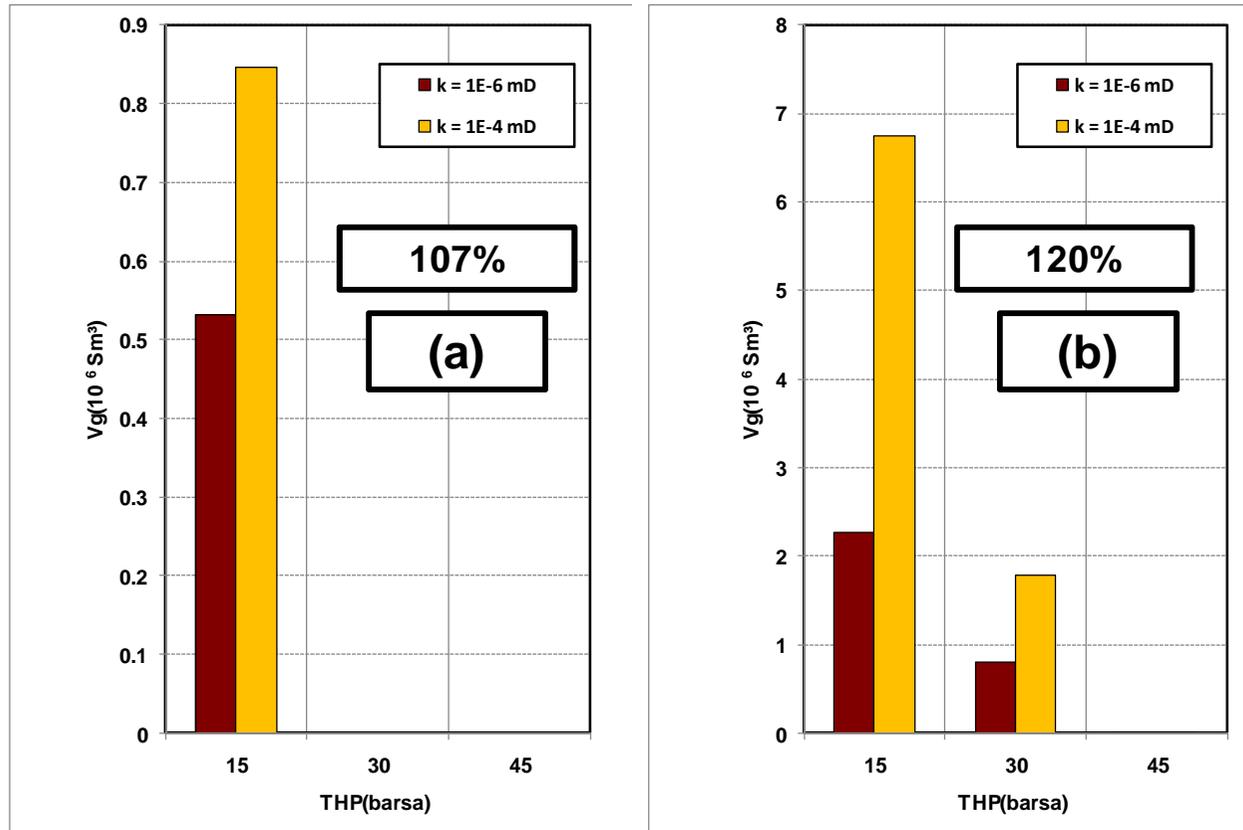


fig.13– Risultati delle simulazioni A1, A2, A3, A 7, A8, A9(a), e B1, B2, B3, B7, B8, B9(b) (processo irreversibile)

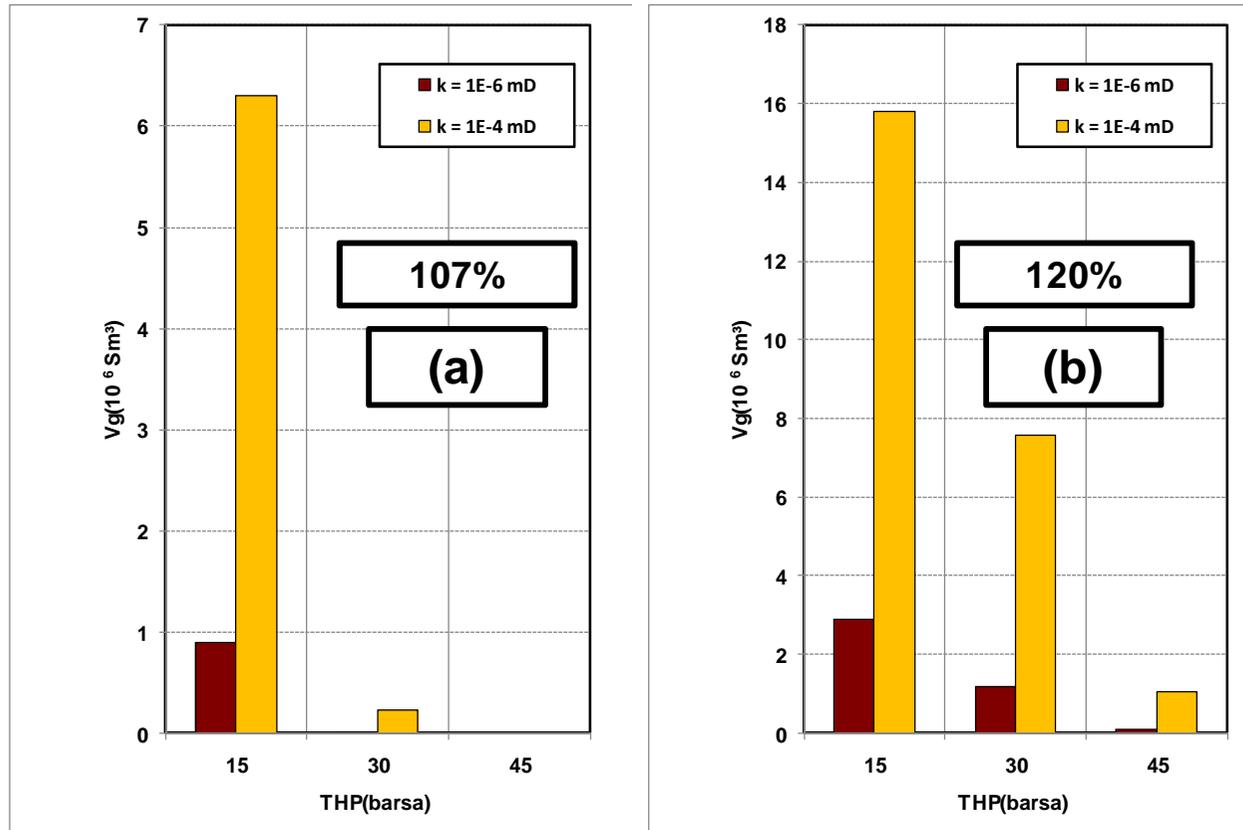


fig.14– Risultati delle simulazioni iA4,A5,A6,A 10,A11,A12(a),eB4,B5,B6,B10,B11,B12(b)(processore reversibile)

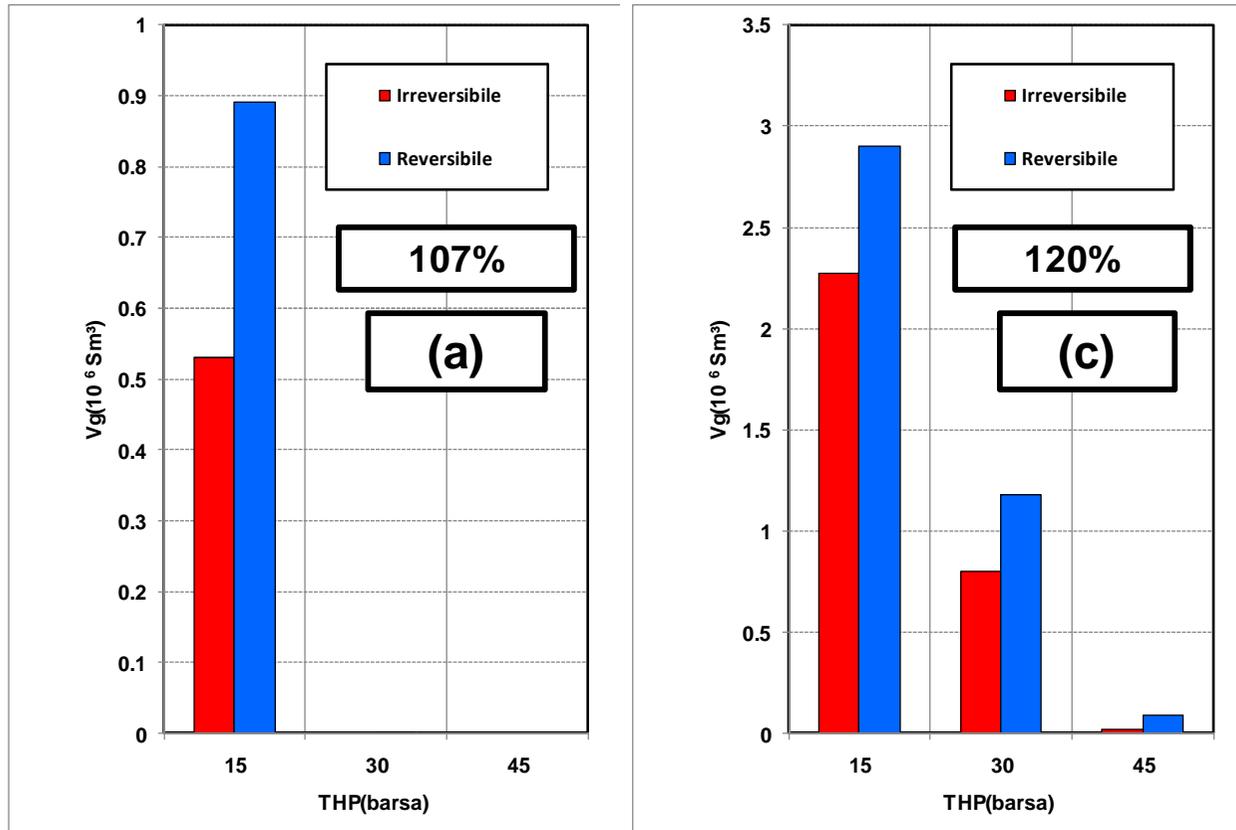


fig.15- Risultati delle simulazioni A1, A2, A3, A 4, A5, A6(a), e B1, B2, B3, B4, B5, B6(b) (permeabilità caprock 10-6 mD)

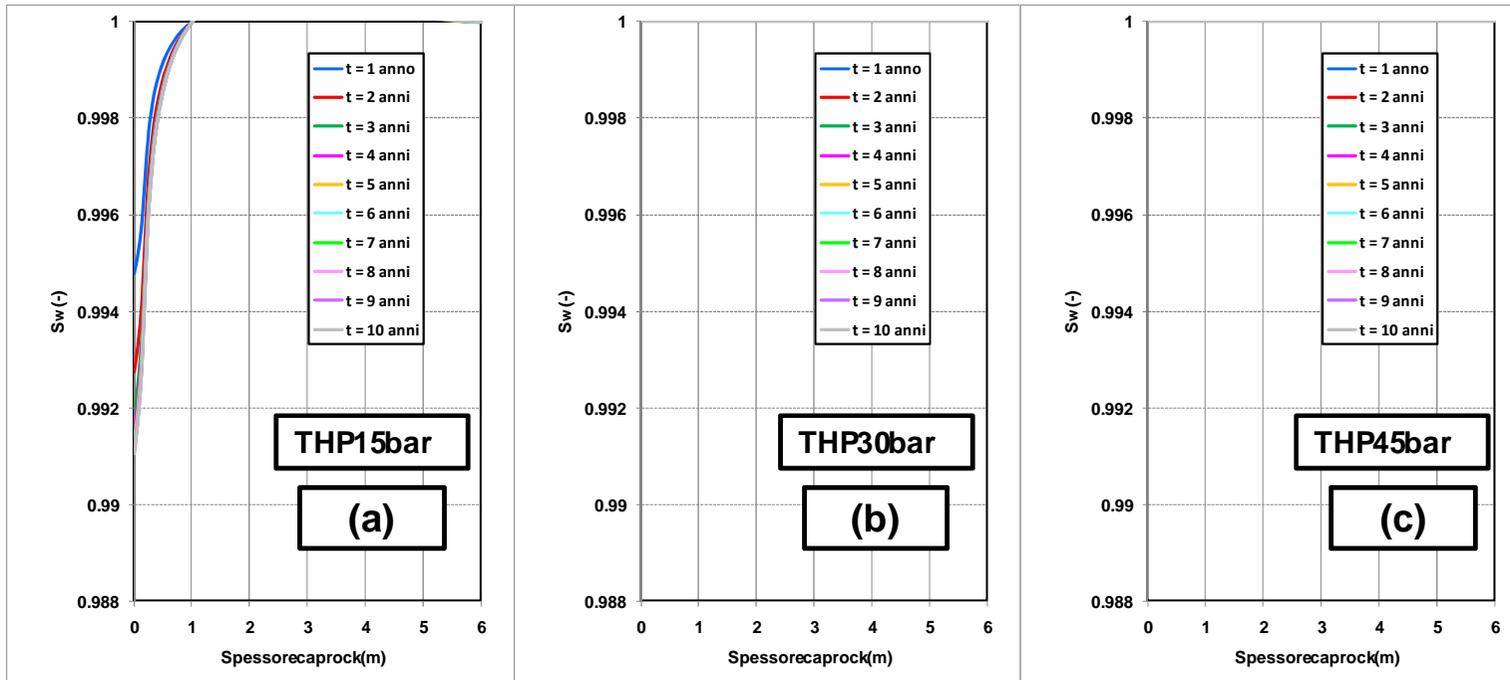


fig.16– RisultatidellesimulazioniA1(a),A2(b) ,eA3(c)(107%,k=10-6mD,irreversibile)

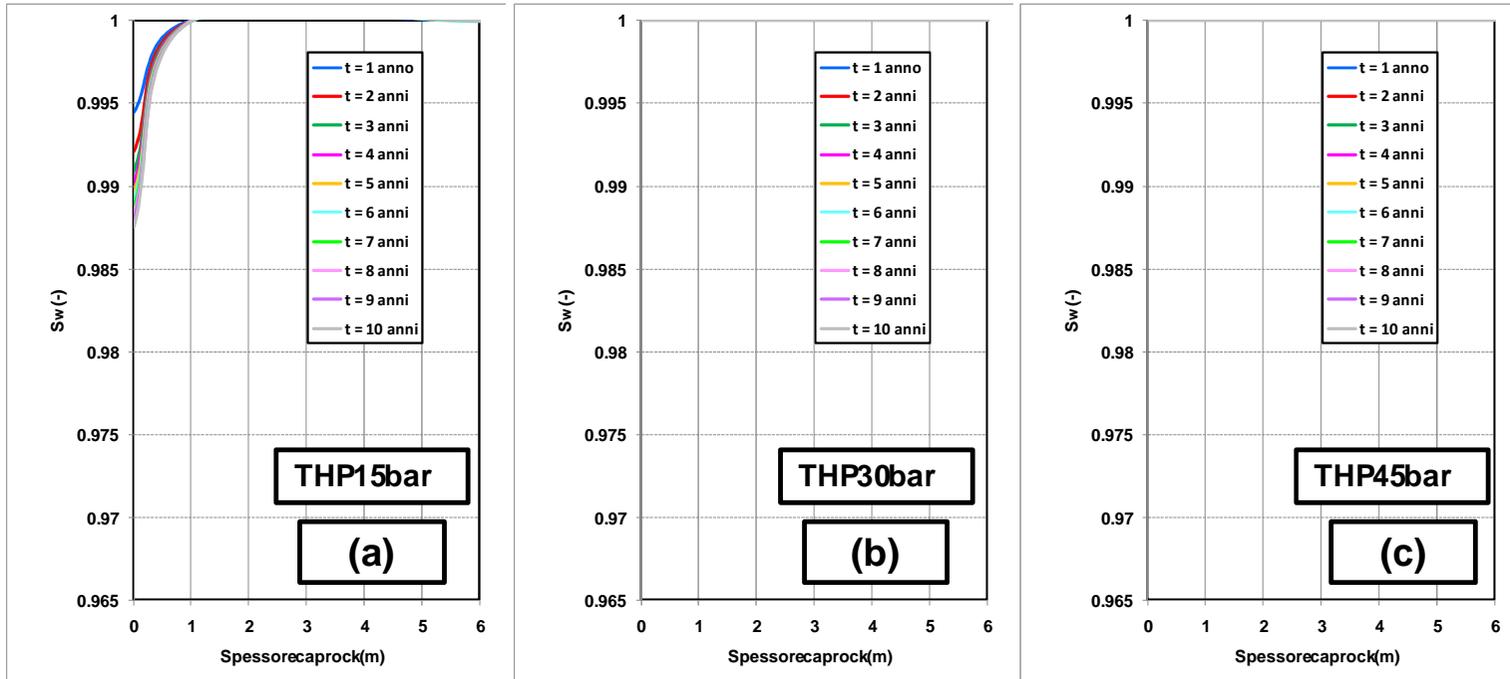


fig.17- Risultati delle simulazioni A4(a), A5(b), A6(c) (107%, $k=10^{-6}$ mD, reversibile)

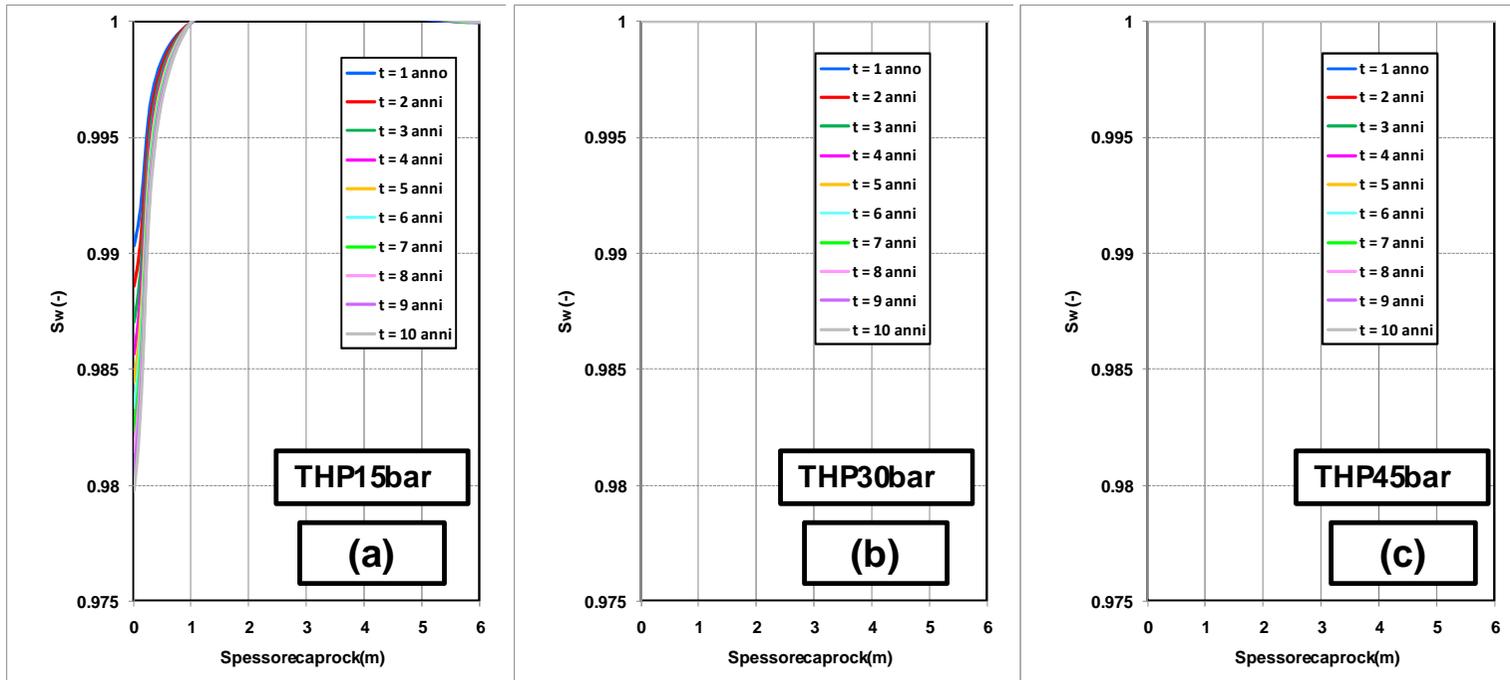


fig.18- RisultatidellesimulazioniA7(a),A8(b) ,eA9(c)(107%,k=10-4mD,irreversibile)

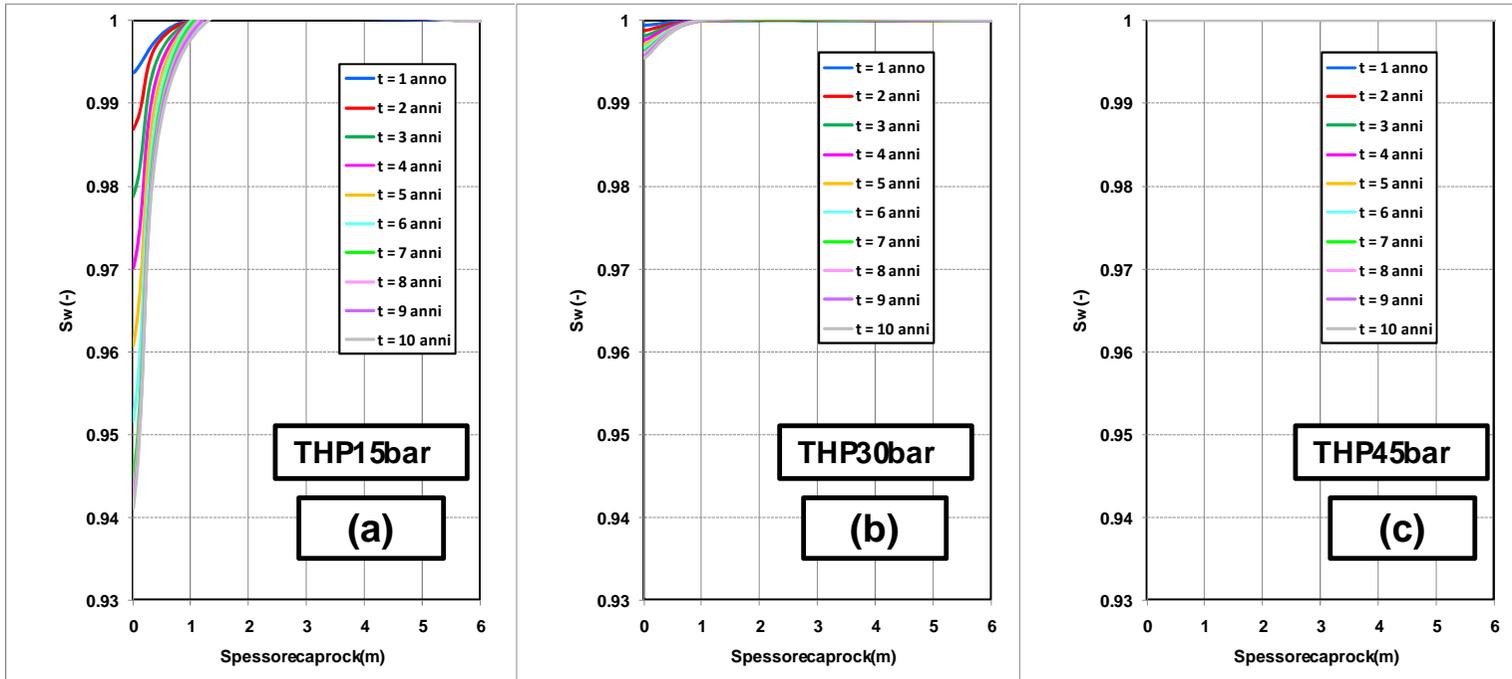


fig.19- RisultatidellesimulazioniA10(a),A11 (b),eA12(c)(107%,k=10-4mD,reversibile)

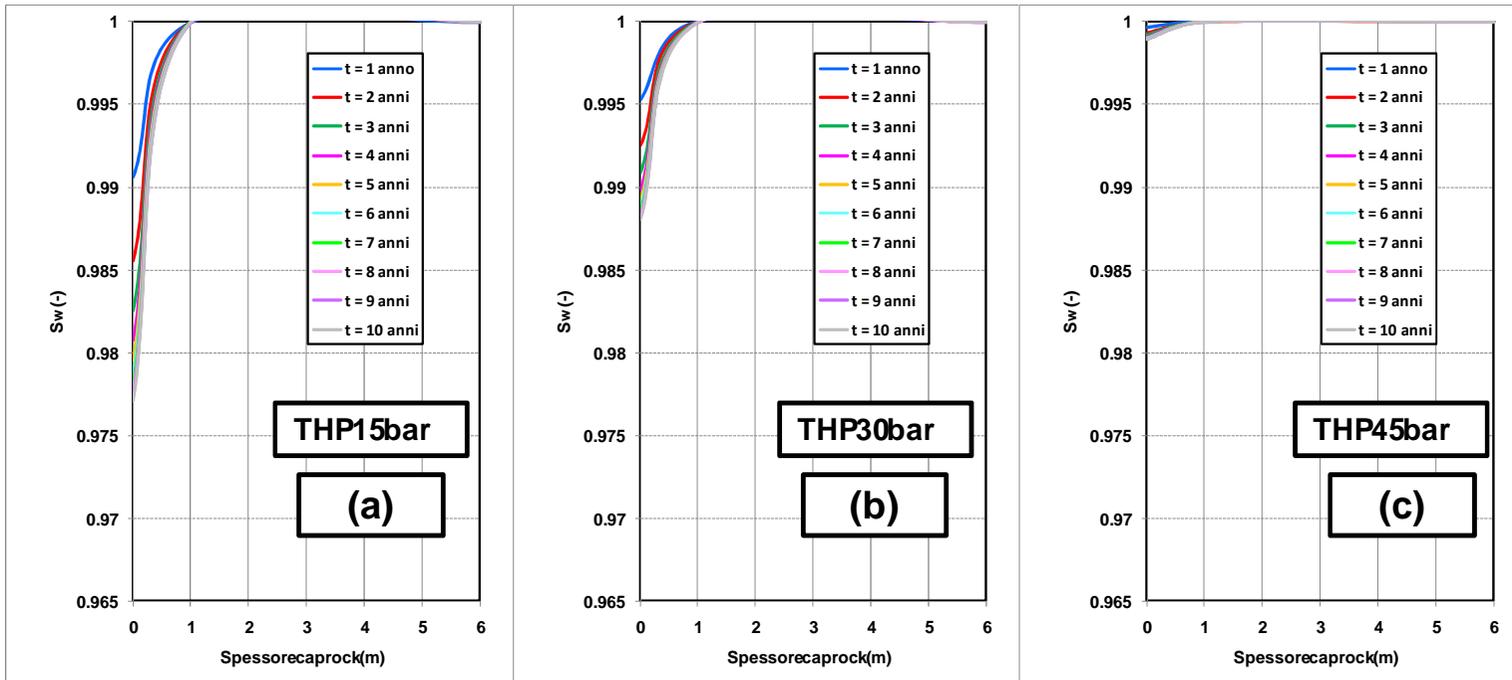


fig.20– RisultatidellesimulazioniB1(a),B2(b) ,eB3(c)(120%,k=10-6mD,irreversibile)

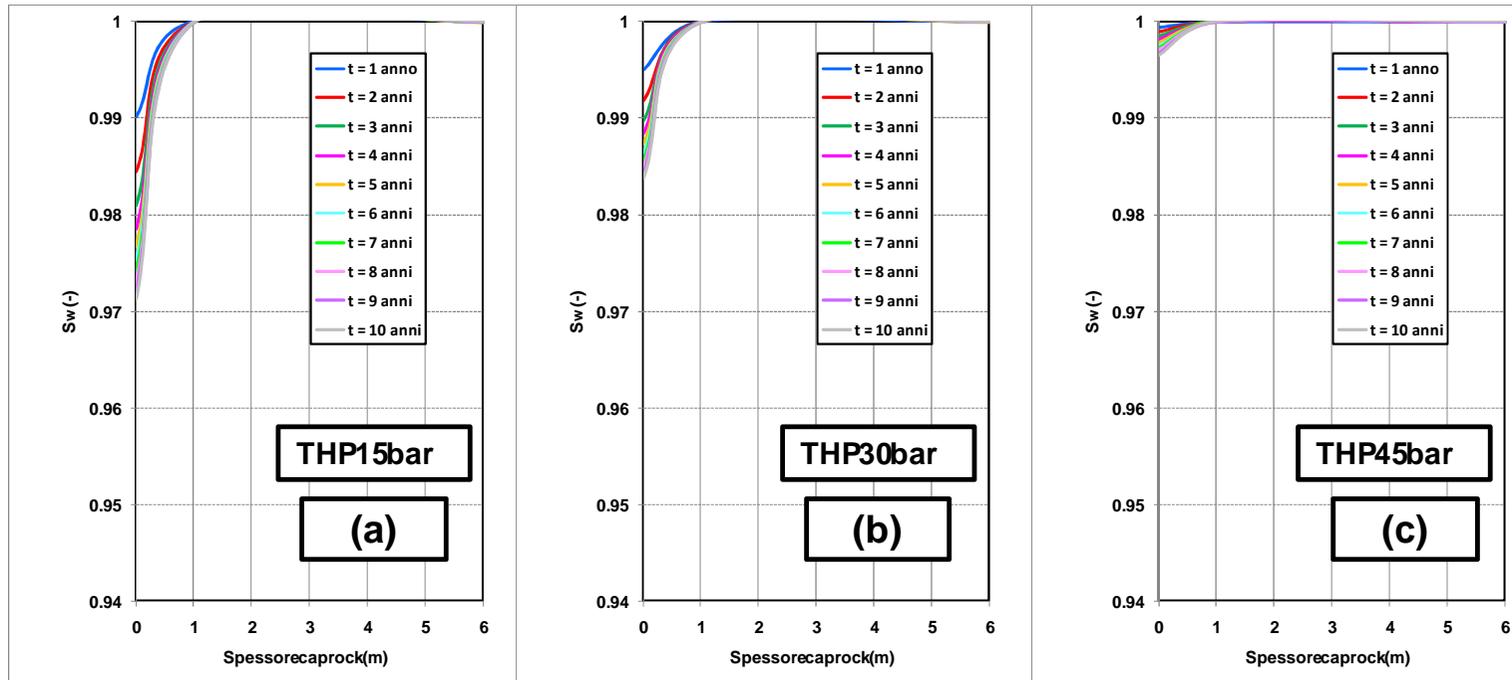


fig.21- Risultati delle simulazioni B4(a), B5(b), e B6(c) (120%, $k=10^{-6}$ mD, reversibile)

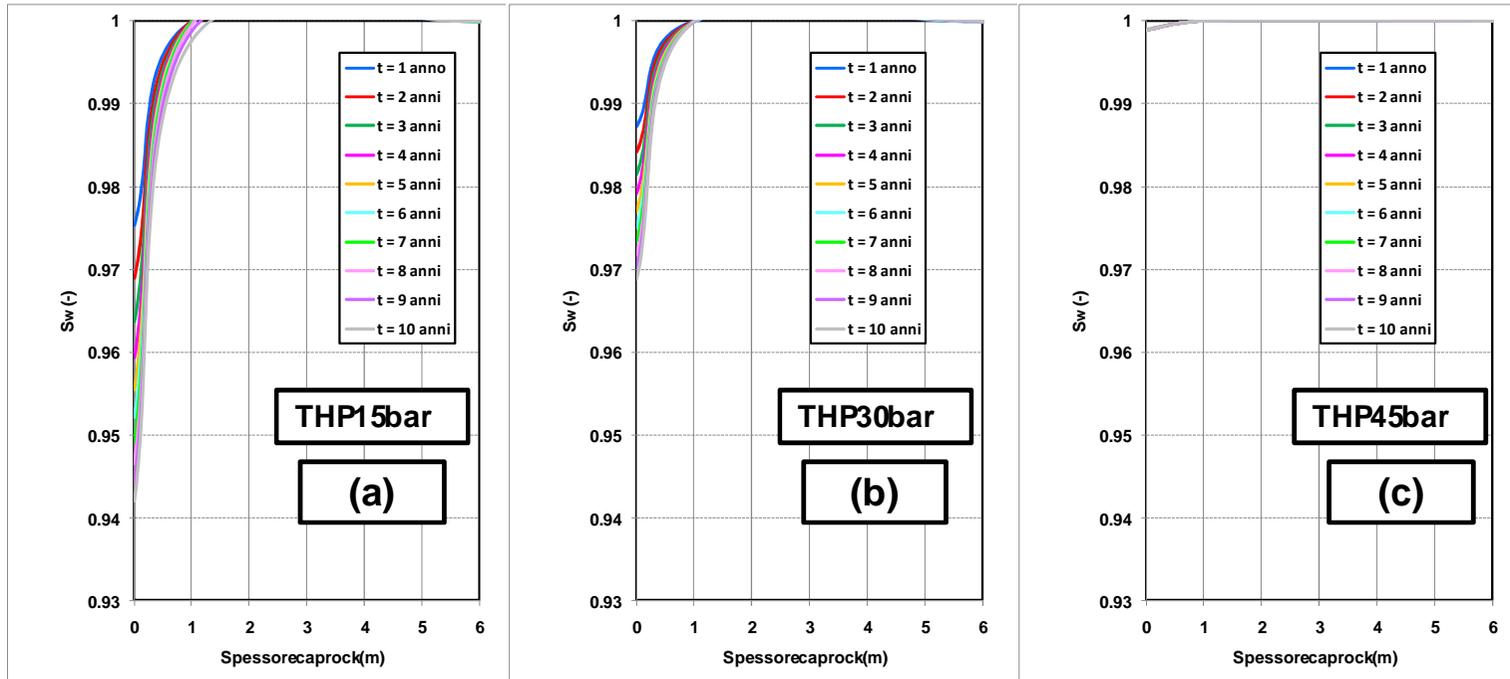


fig.22- Risultati delle simulazioni B7(a), B8(b) ,e B9(c) (120%, $k=10^{-4}$ mD, irreversibile)

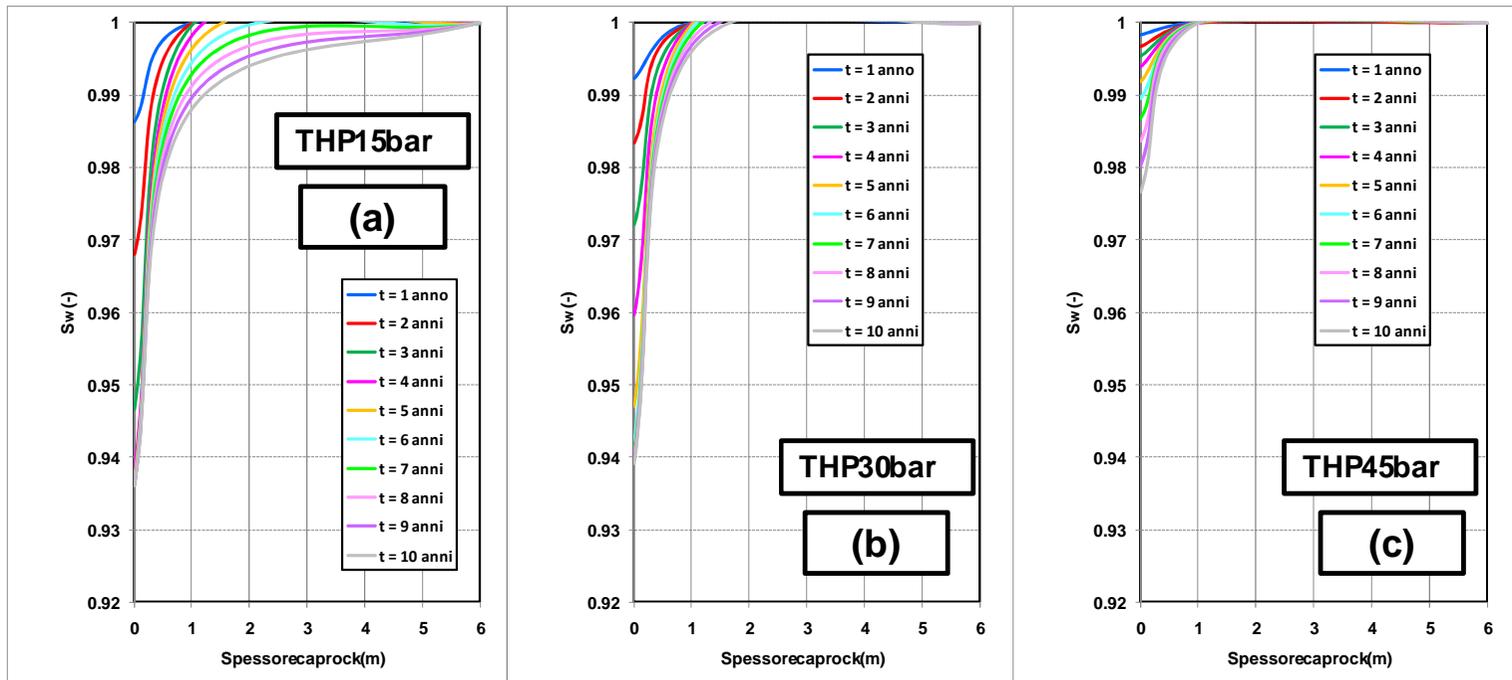
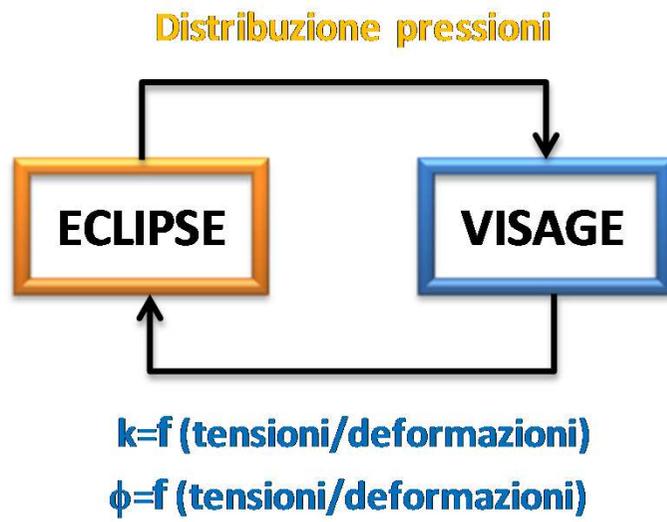
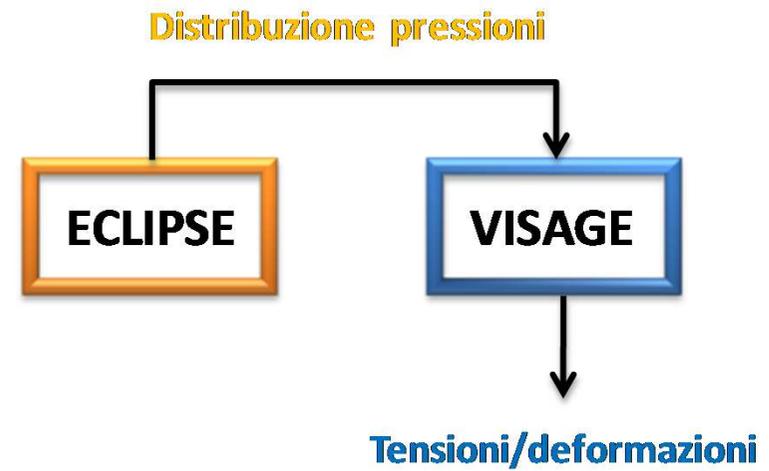


fig.23- RisultatidellesimulazioniB10(a),B11

(b),eB12(c)(120%,k=10-4mD,reversibile)



(a)



(b)

fig.24– Schema esplicativo per l'approccio *iteratively coupling* (a) e *one-way coupling* (b)

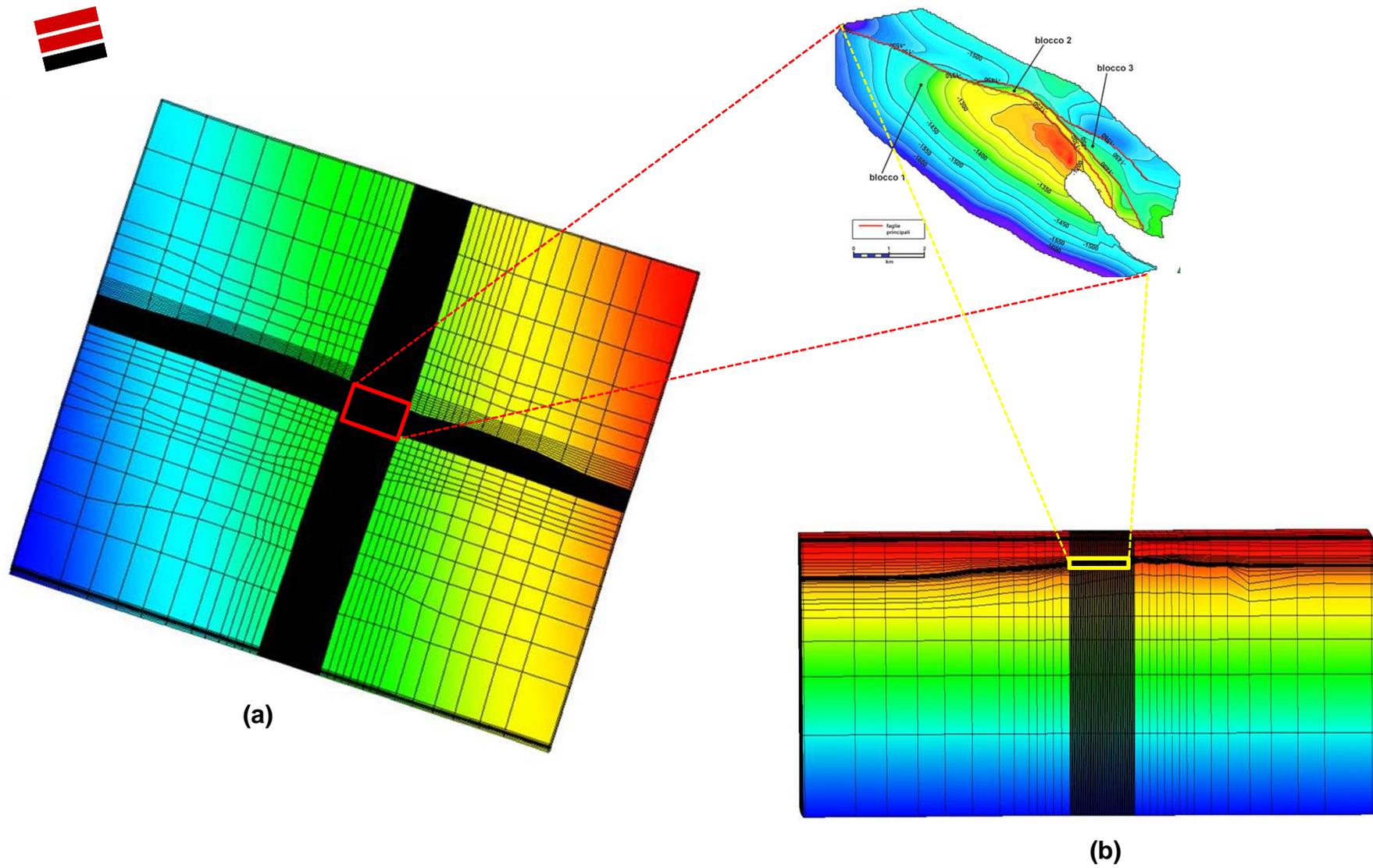


fig.25– Ubicazione dei livelli mineralizzati a g. s. del Pool Call' interno del modello geomeccanico: pianata (a) e sezione (b)

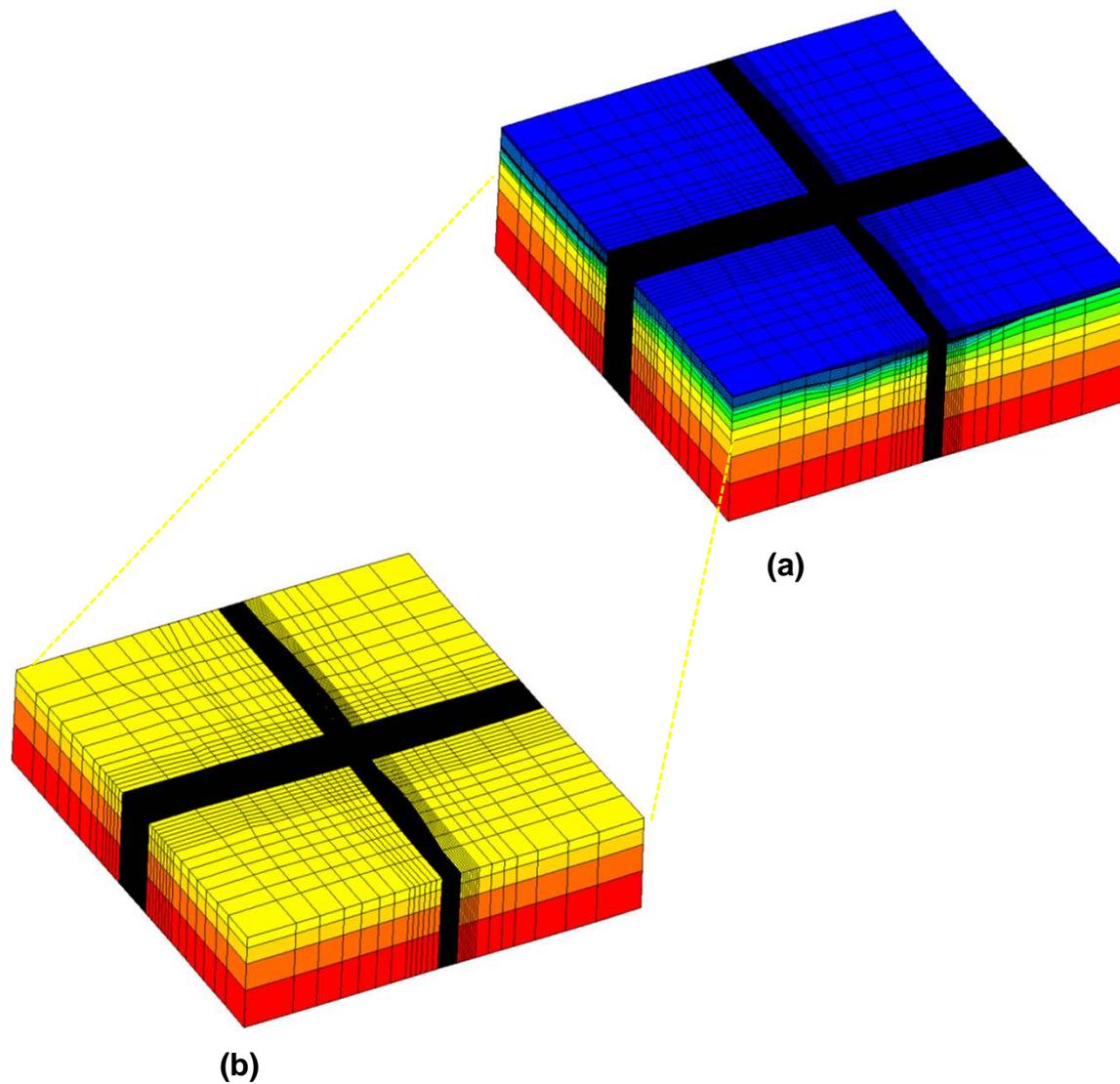


fig.26- Rappresentazione 3D del modello (a) ed delle celle appartenenti alla classe geometrica 14 (b)

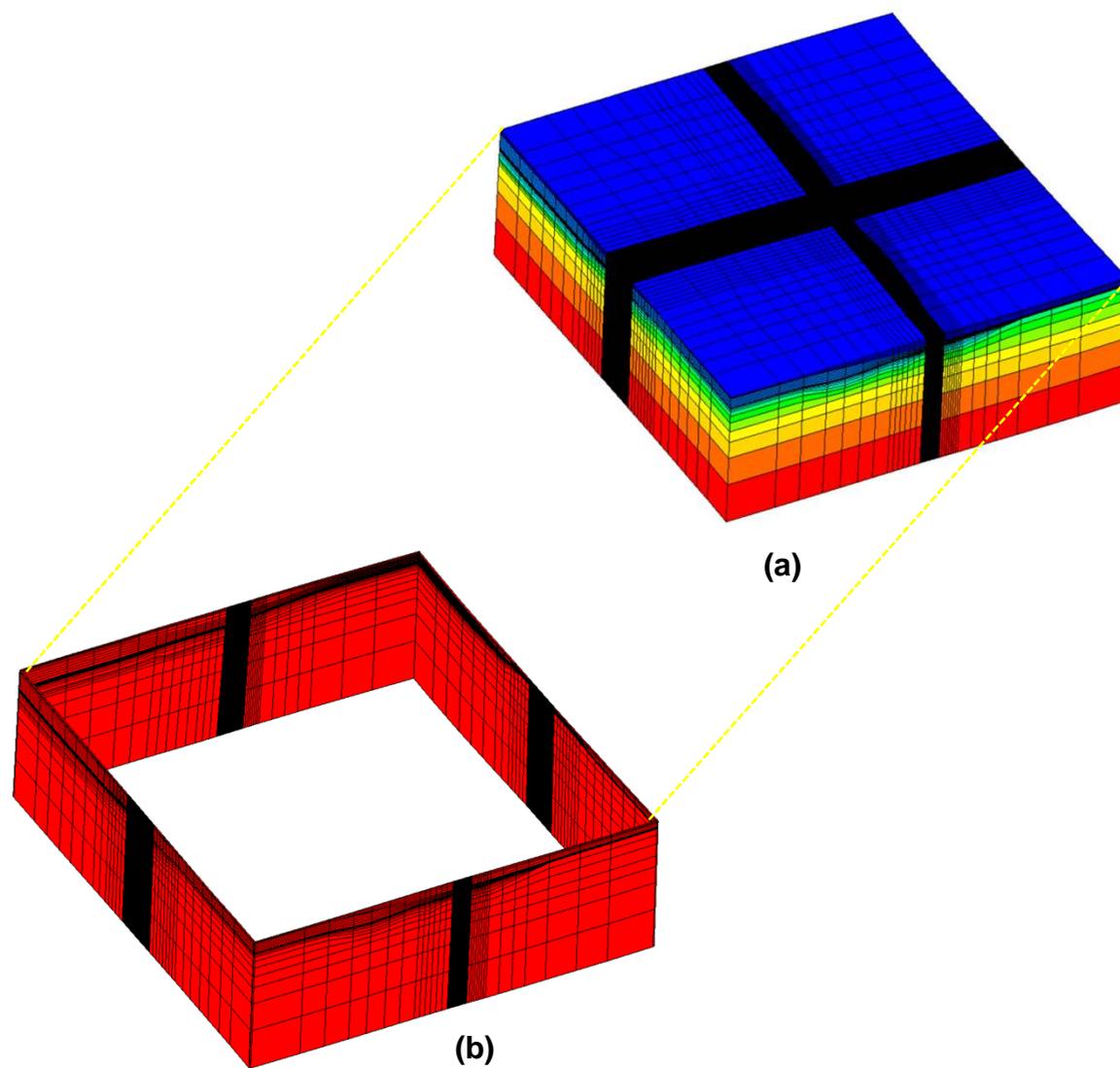


fig.27- Rappresentazione 3D del modello (a) ed (b) delle celle appartenenti alla classe geometrica 15(b)

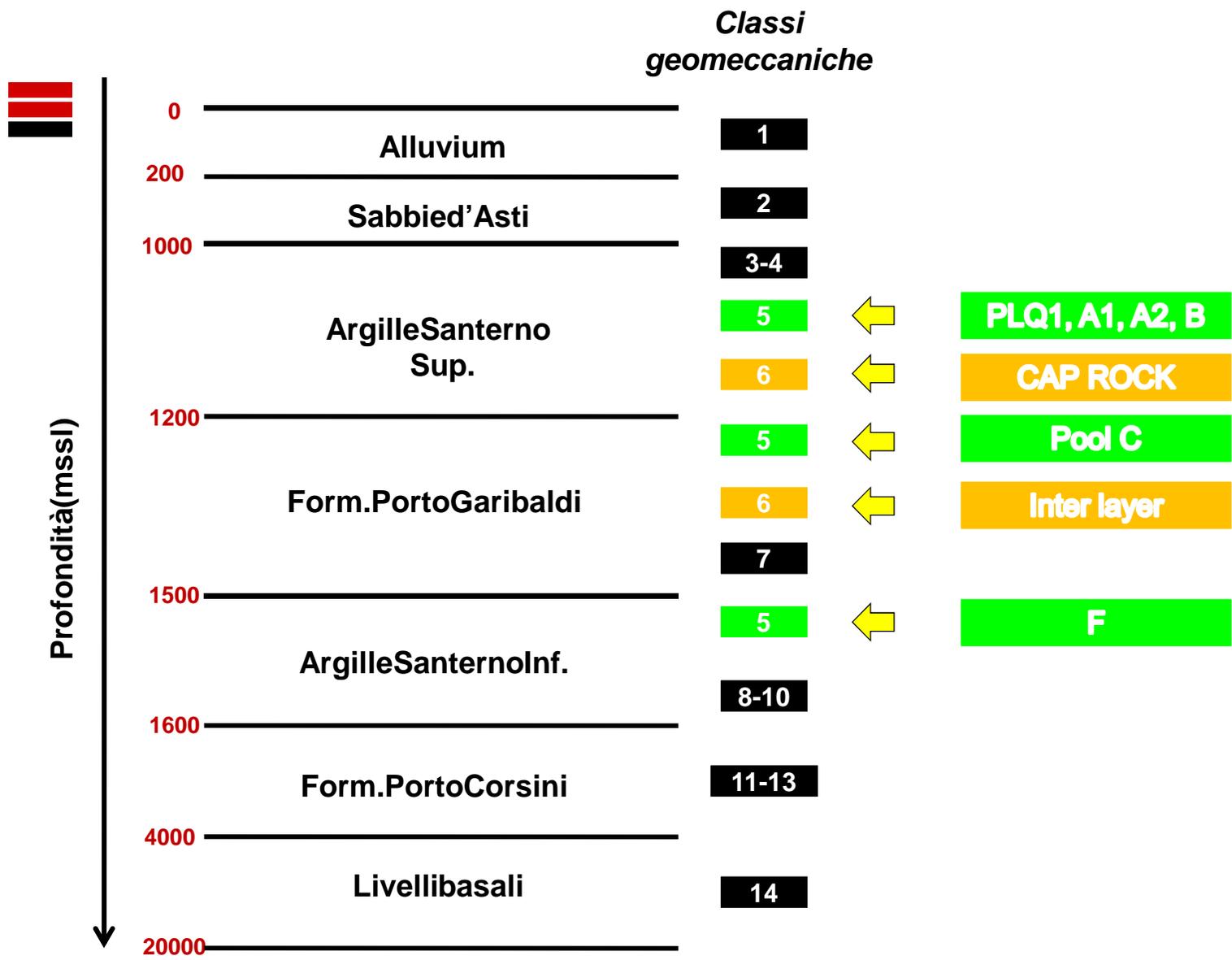


fig.28– Sequenzastratigraficaerelativeclassi geomeccanicheassociate

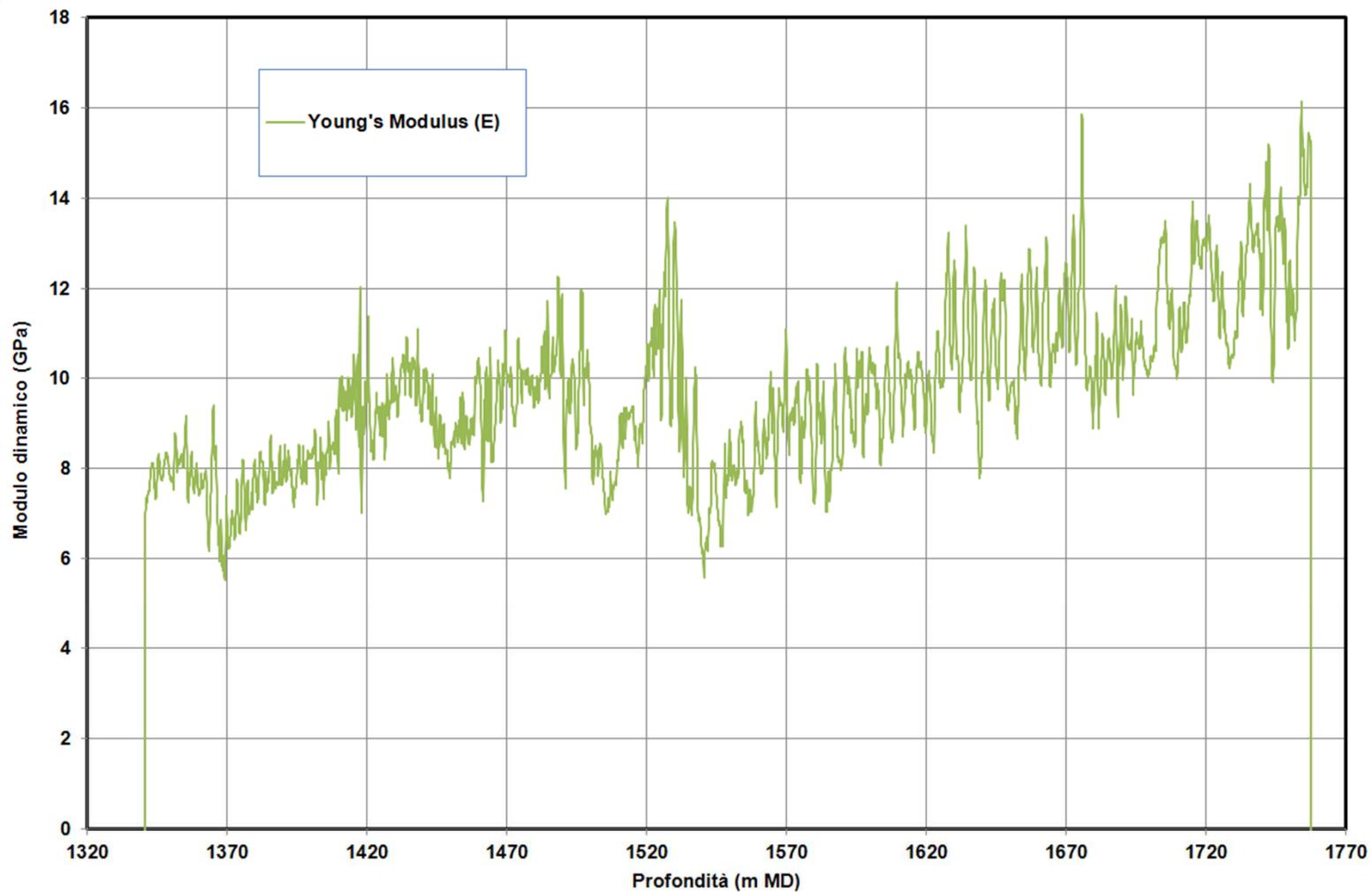


fig.29– Moduloelastodinamicorelativoalpozzo Minerbio85dir



Deformazioni radiali e longitudinali - Campione D

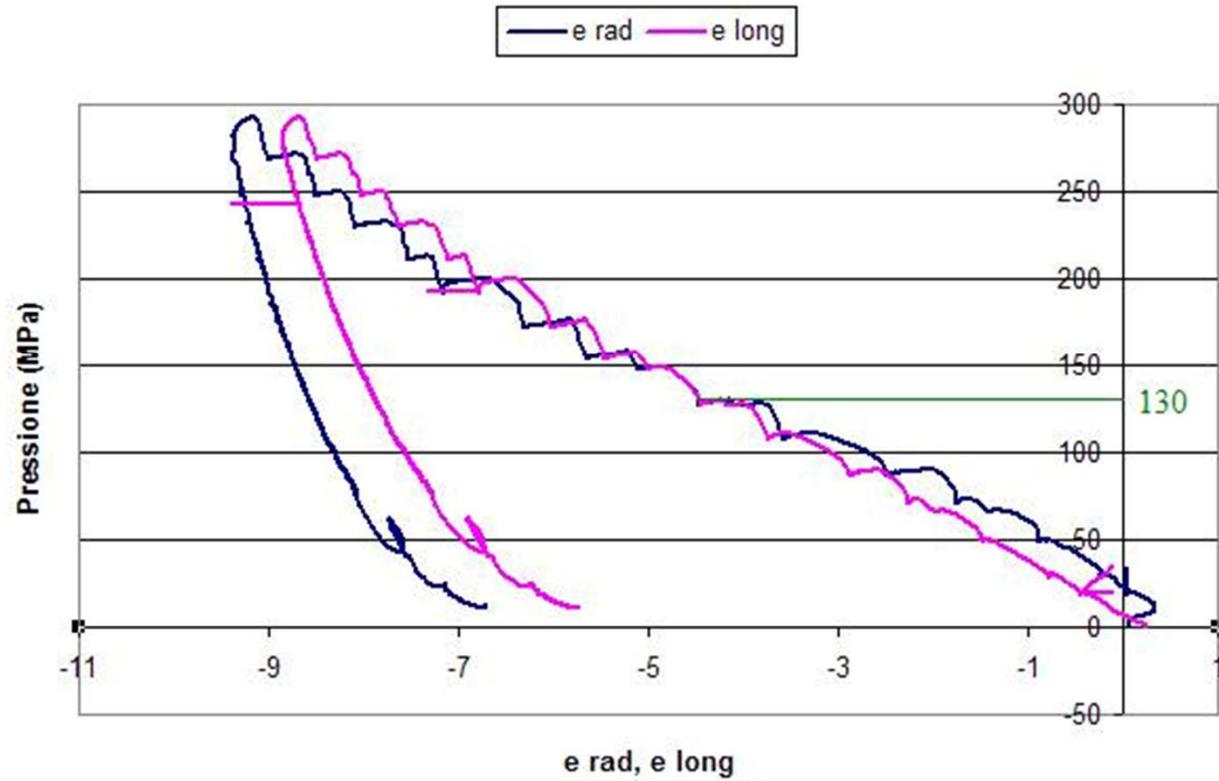


fig.30- Andamento della deformazione radiale e longitudinale per il campione D durante l'interciclo scarico- scarico di prova (Mauri, 2010)

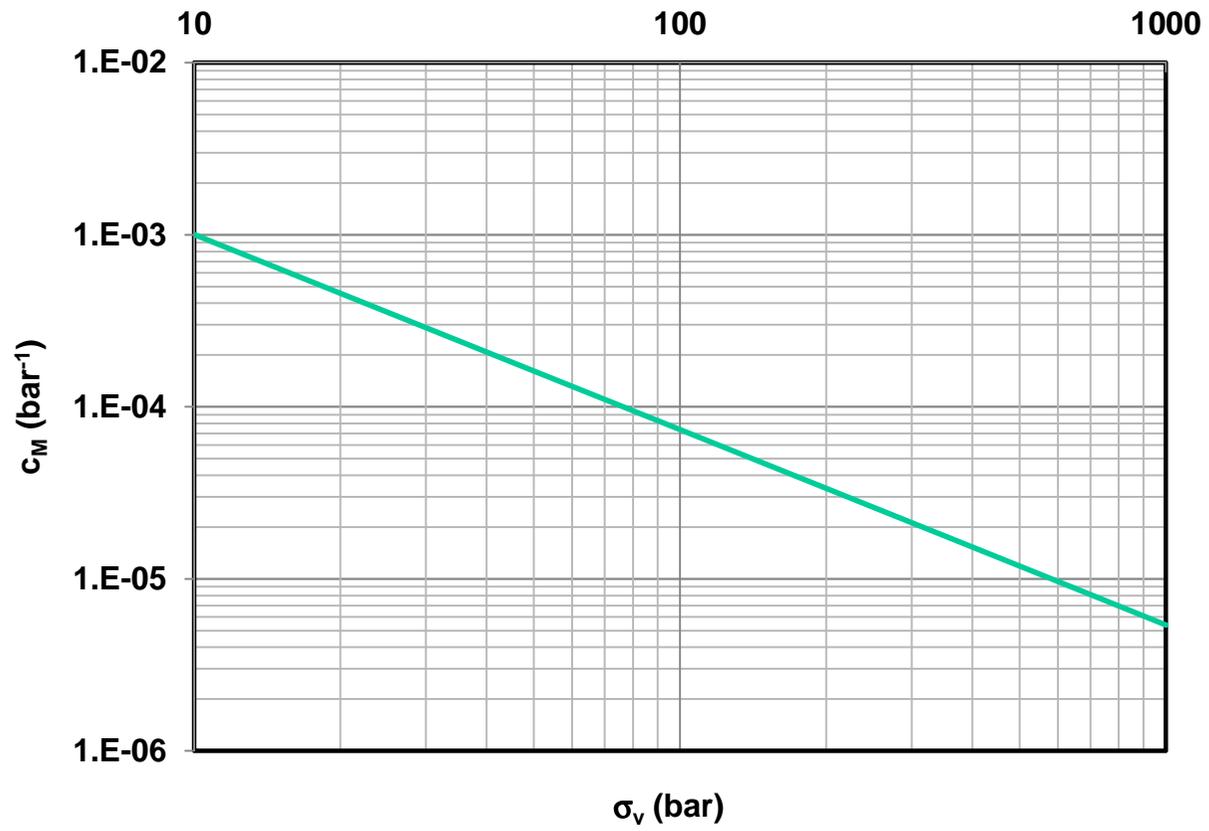


fig.31- Correlazione tra tensione verticale efficace e compressibilità verticale (Teatini, 2011)

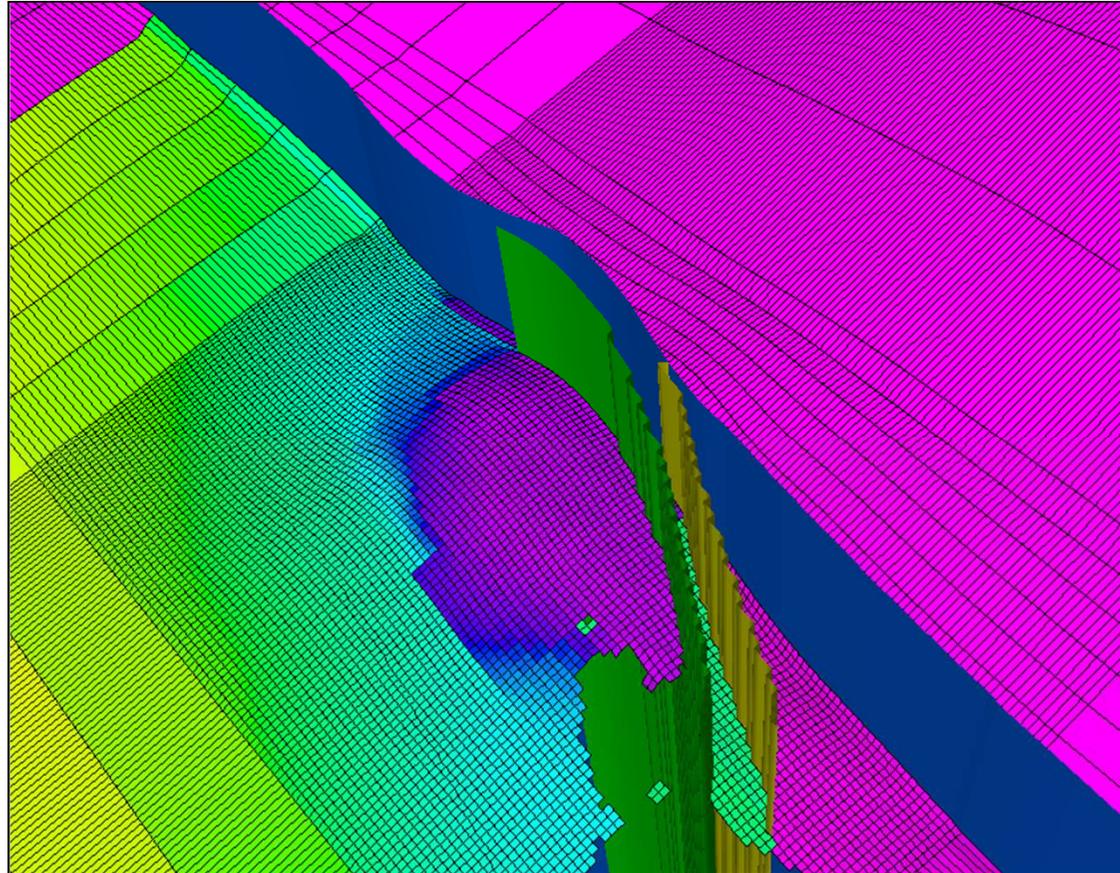


fig.32- Dislocazionedellefagliecaratterizzate aifinidellostudiogeomeccanico

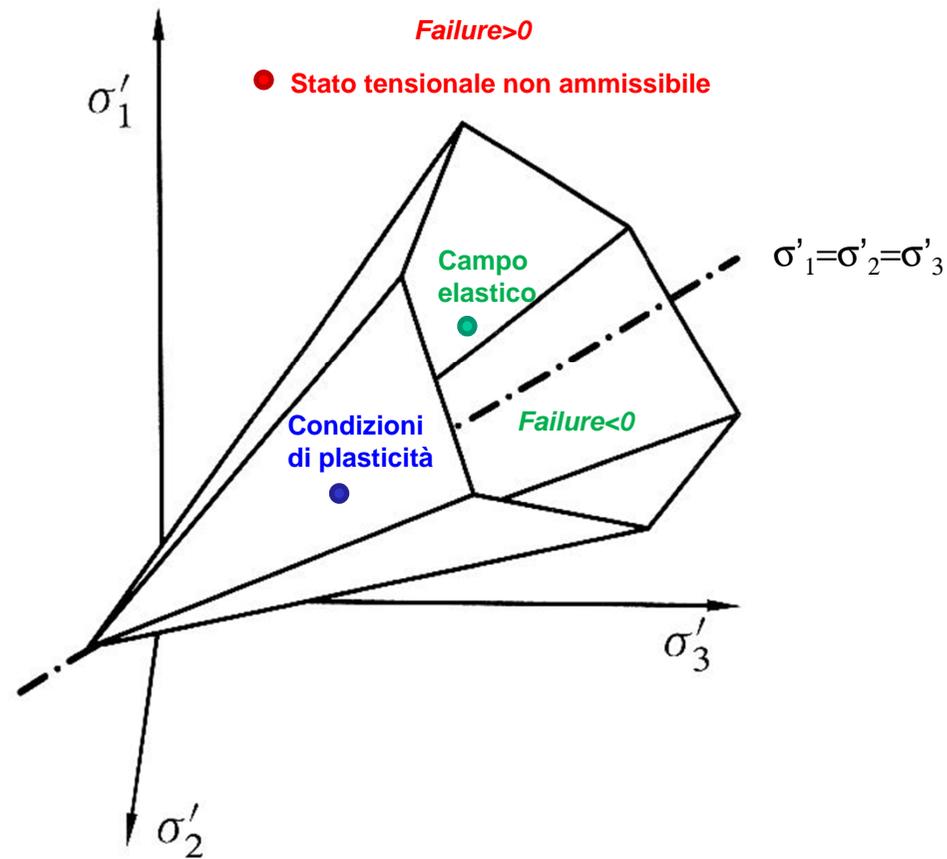
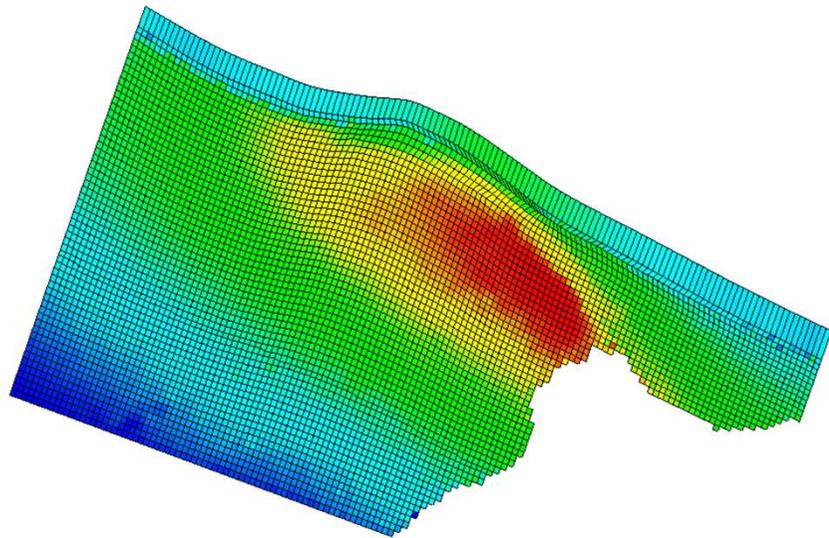
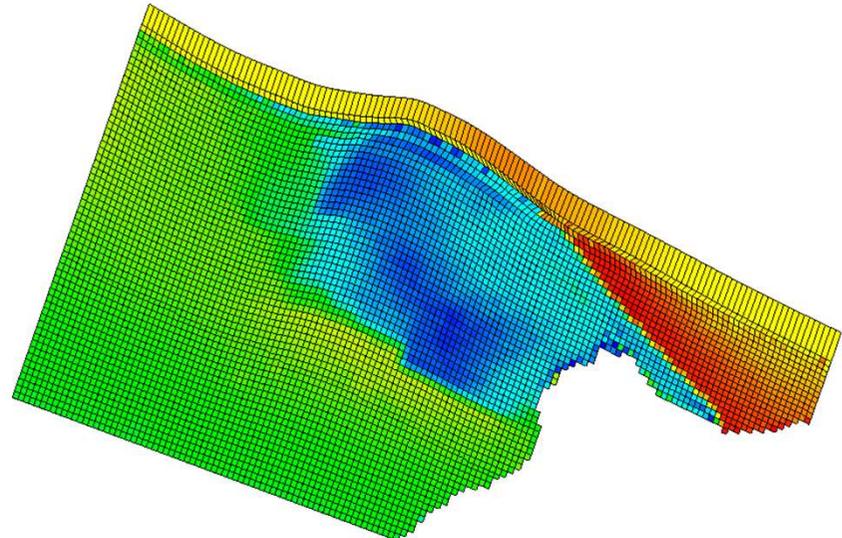


fig.33- CriteriodiMohr-Coulombsulpianodelle tensioniprincipali(FJÆR,2008)

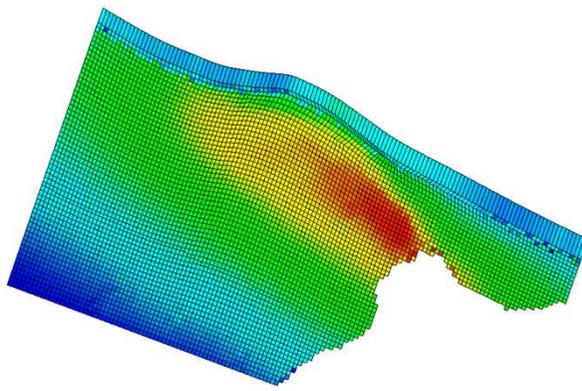
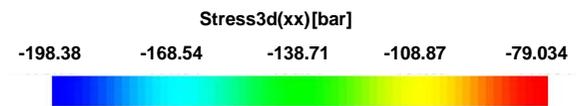
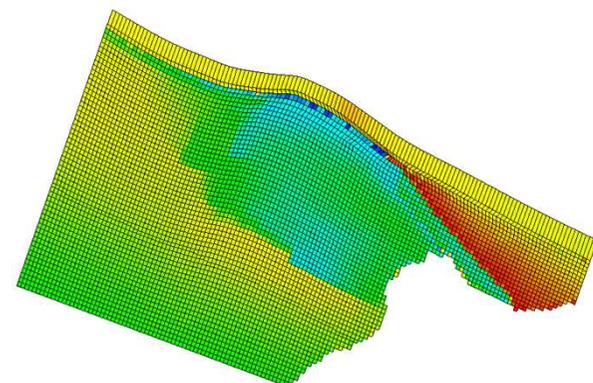
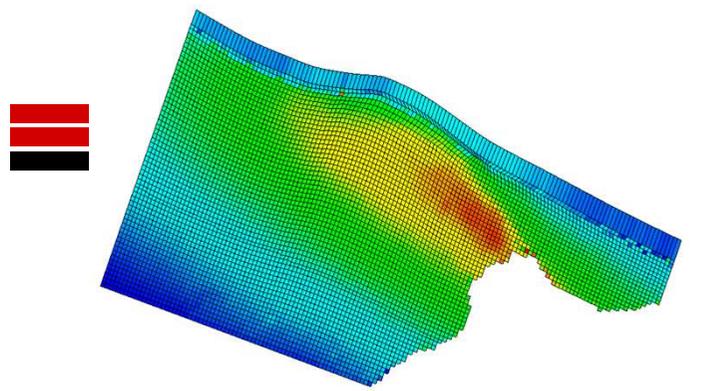


(a)

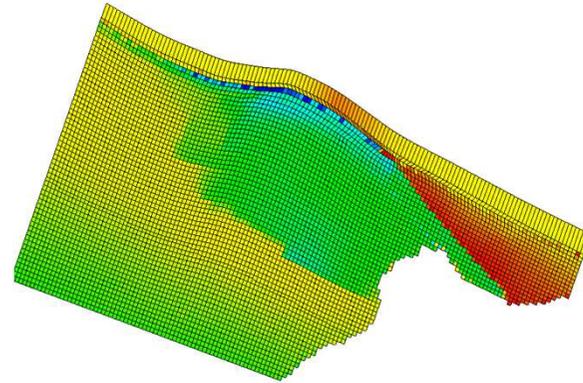


(b)

fig.34– TopPoolC:tensionefficaciverticali iniziali(a)ealtermine dellaproduzione primaria –aprile1971(b)



(a)

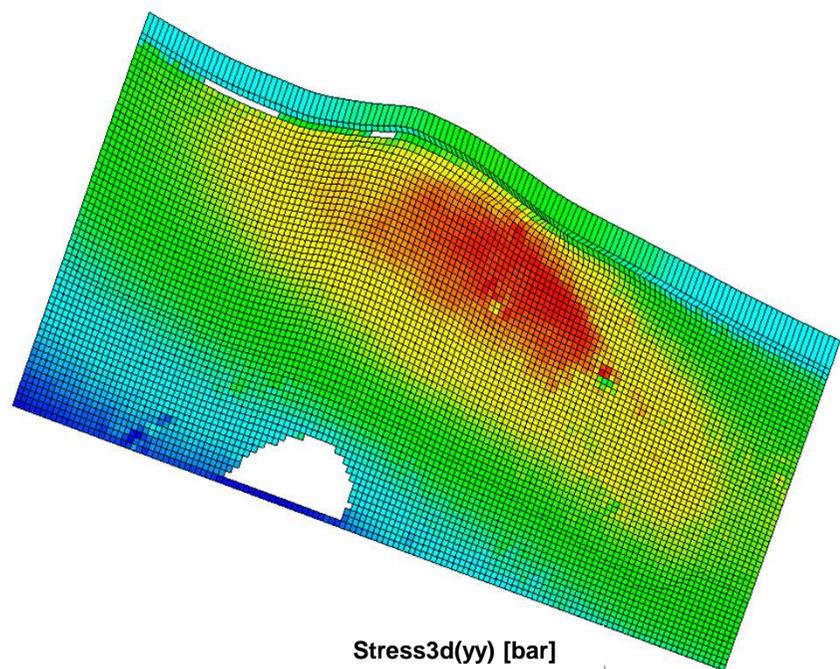


(b)

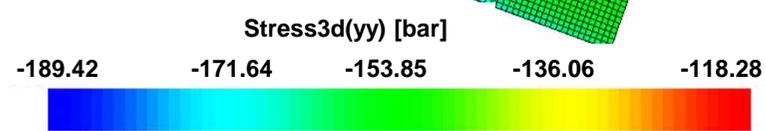
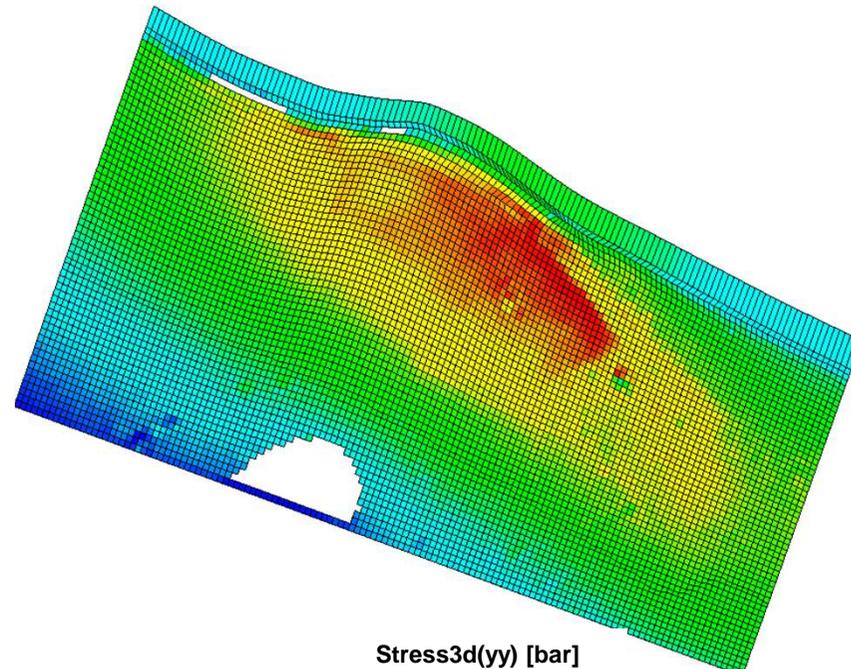
fig.35– TopPoolC:tensionefficaciorizzontal

iiiziali(a)ealterminedellaproduzioneprimar

ia–aprile1971(b)



(a)



(b)

fig.36– Caprock:tensioniefficaciverticaliiniziali(a)ealtermine dellaproduzione primaria – aprile1971(b)

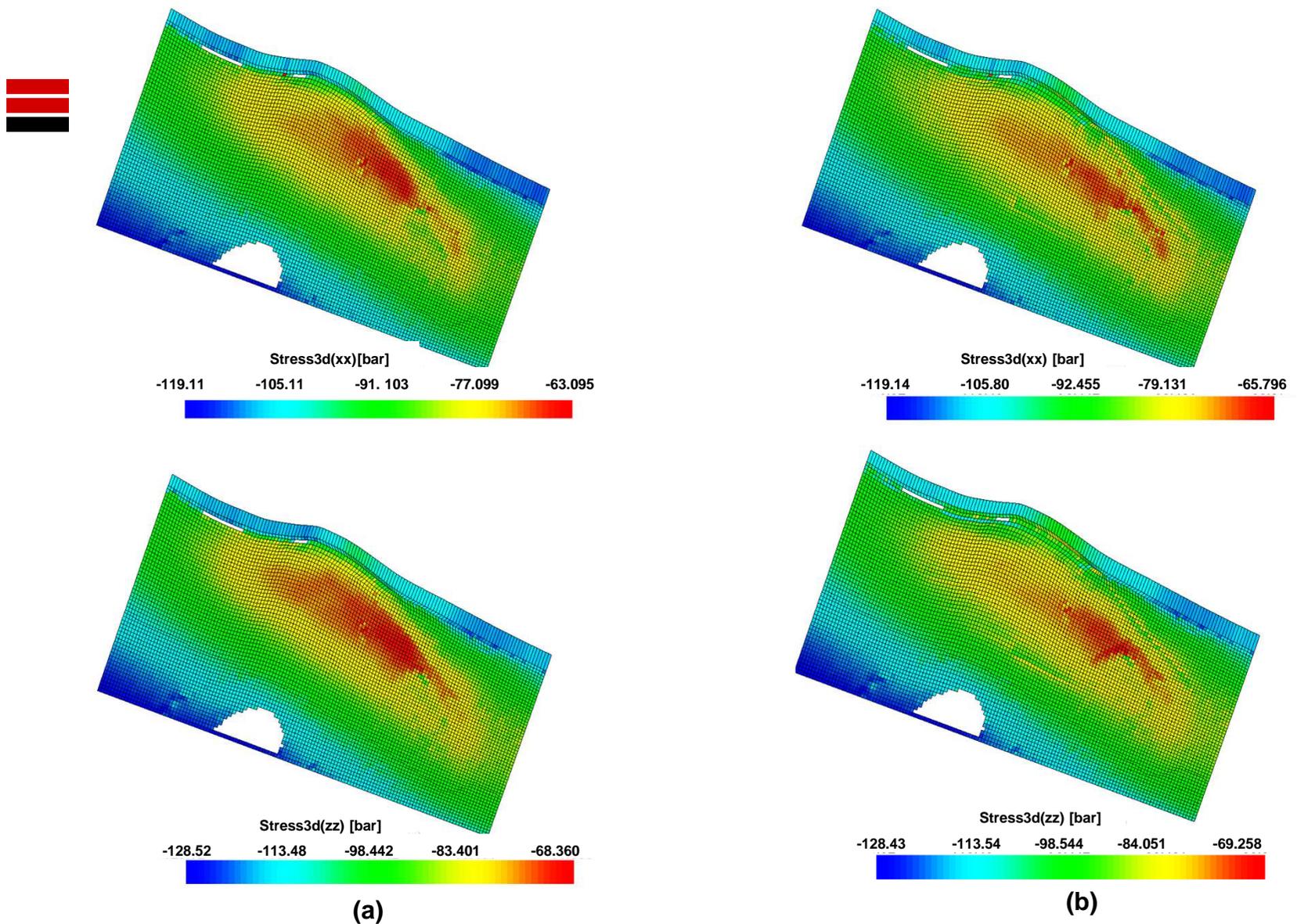
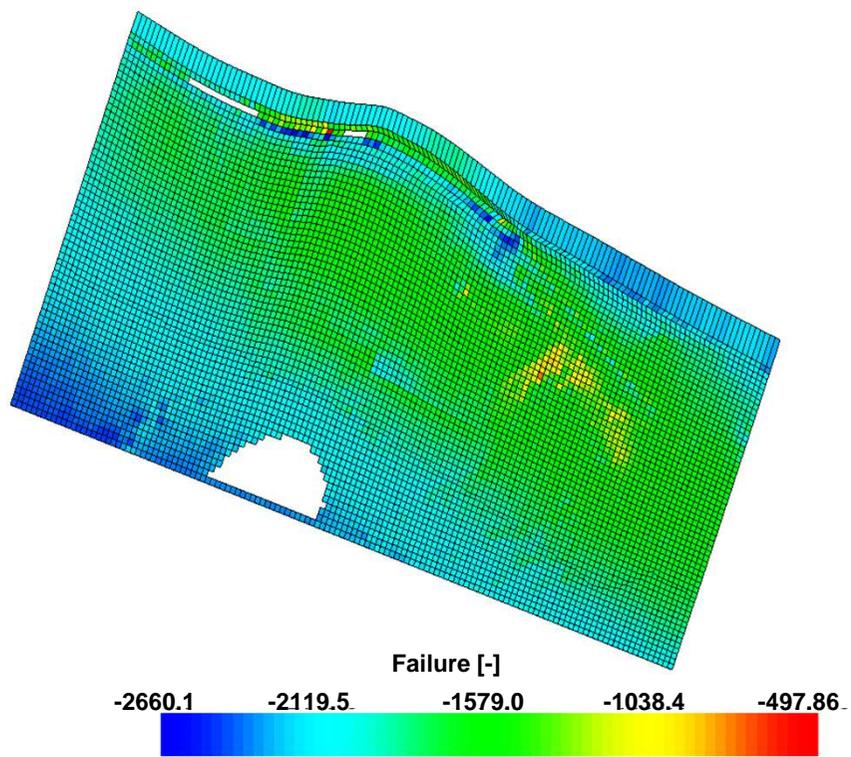
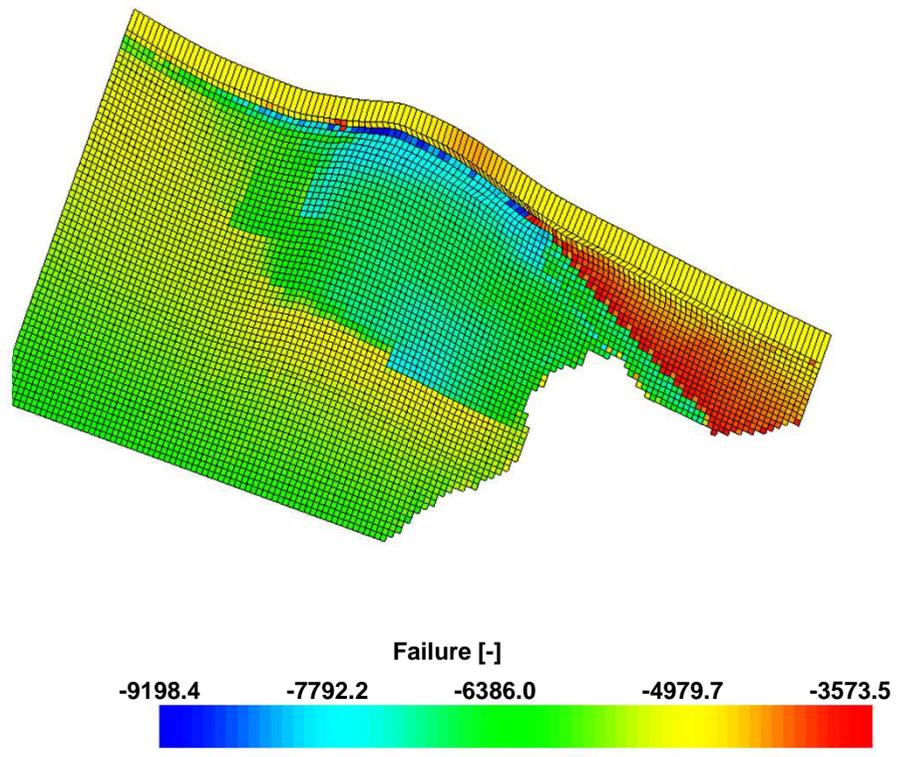


fig.37– Caprock: tensioniefficiatorizzontalii niziali(a)ealtermine dellaproduzione primaria –aprile1971(b)



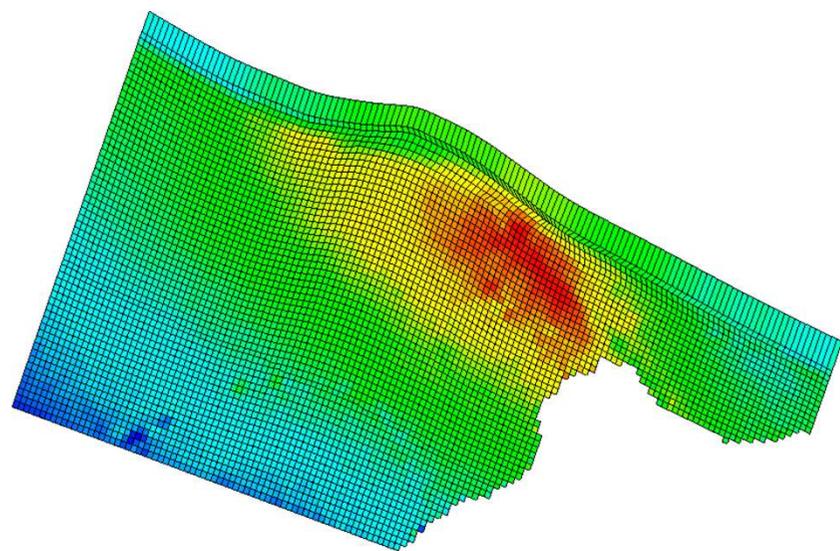
(a)



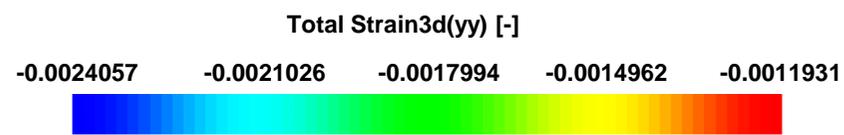
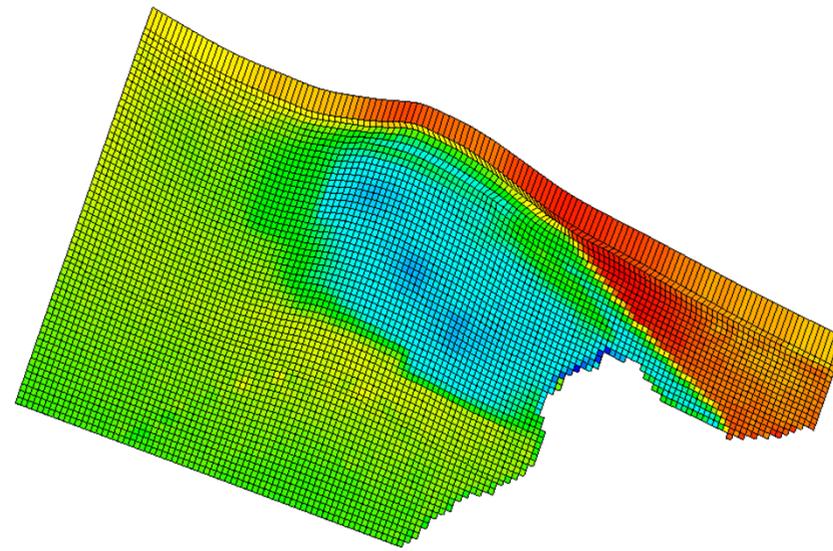
(b)

fig.38- Valori di failure nella caproccia al top

PoolCa al termine della produzione primaria



(a)



(b)

fig.39– Deformazioniverticalialterminedellap roduzioneprimaria– aprile1971– nellacaprock(a) ealtopdelpoolC(b)

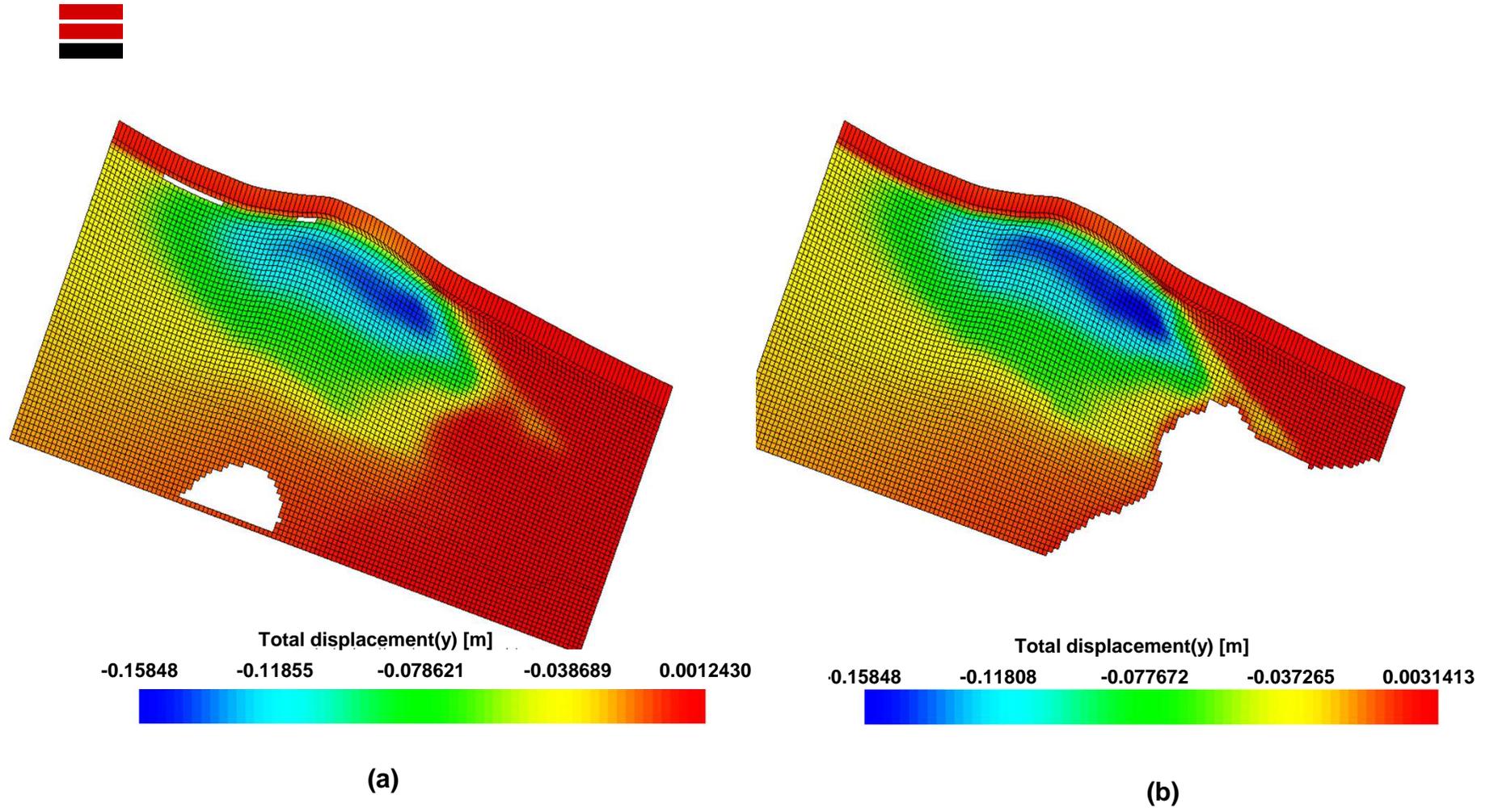


fig.40- Spostamenti verticali al contatto tra cap rock (a) e top del Pool C (c) alla fine della produzione primaria

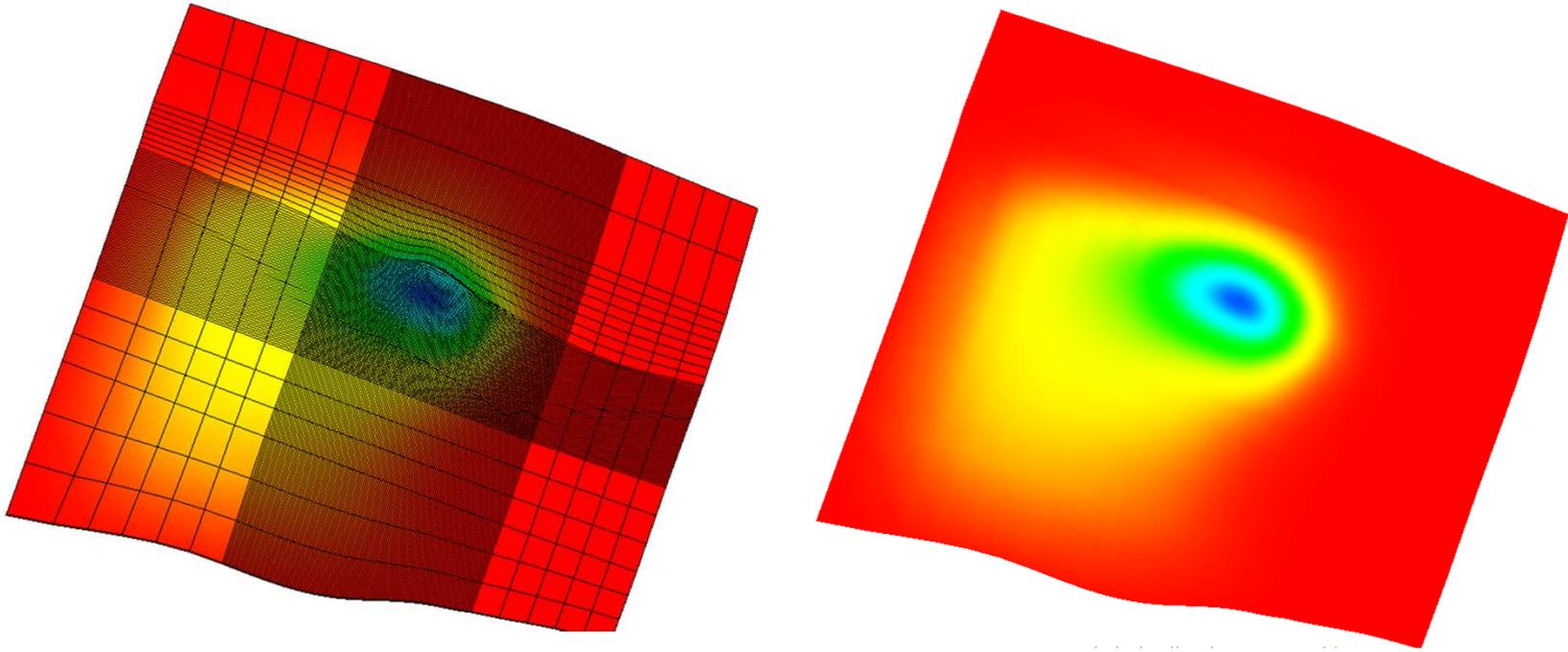


fig.41- Subsidenza indotta dalla produzione prima ri del Pool C sul pianocampagna

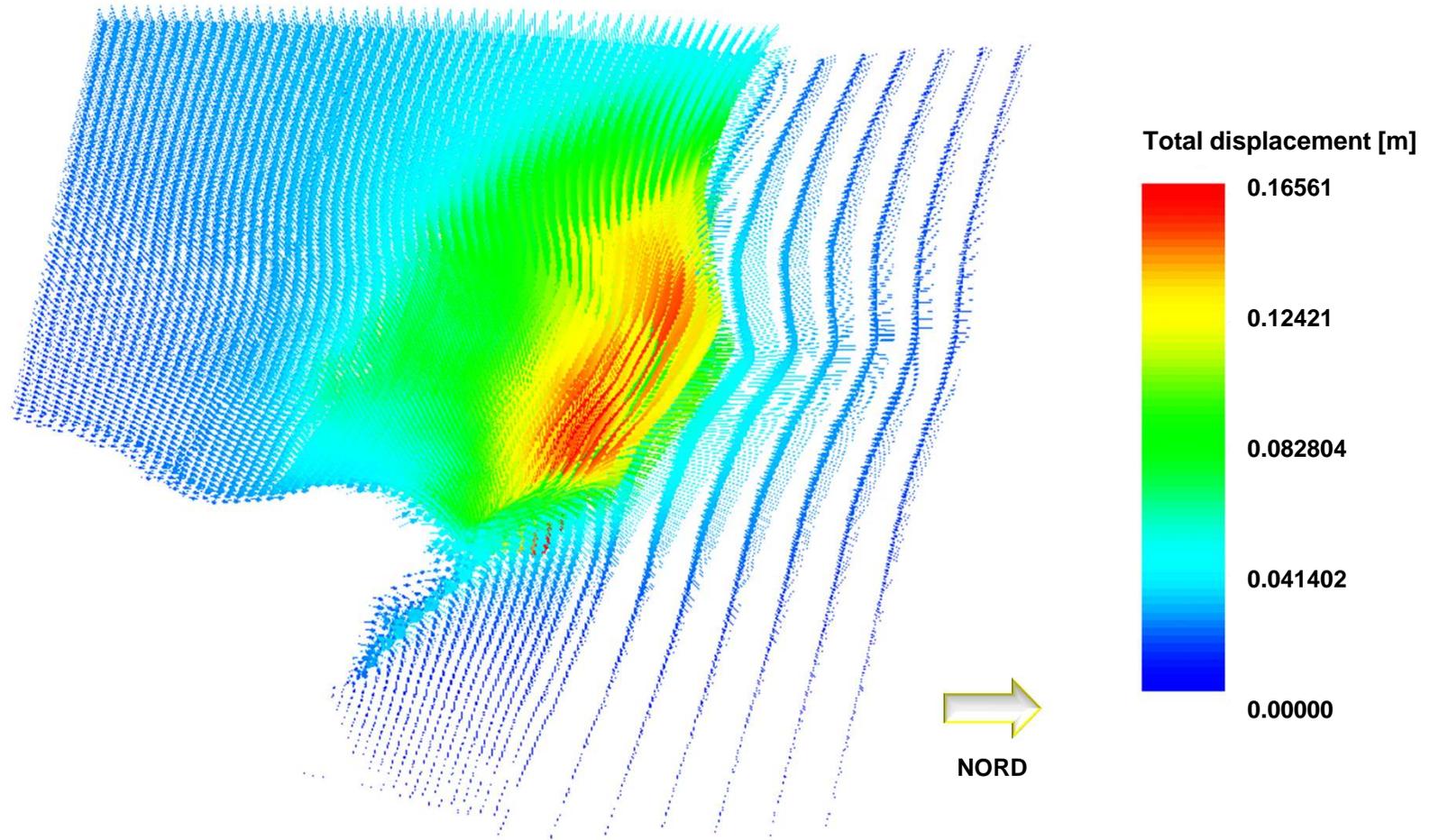


fig.42- TopPoolC:andamentovettorialedelle

nsioniefficaciindottedallaproduzioneprimaria

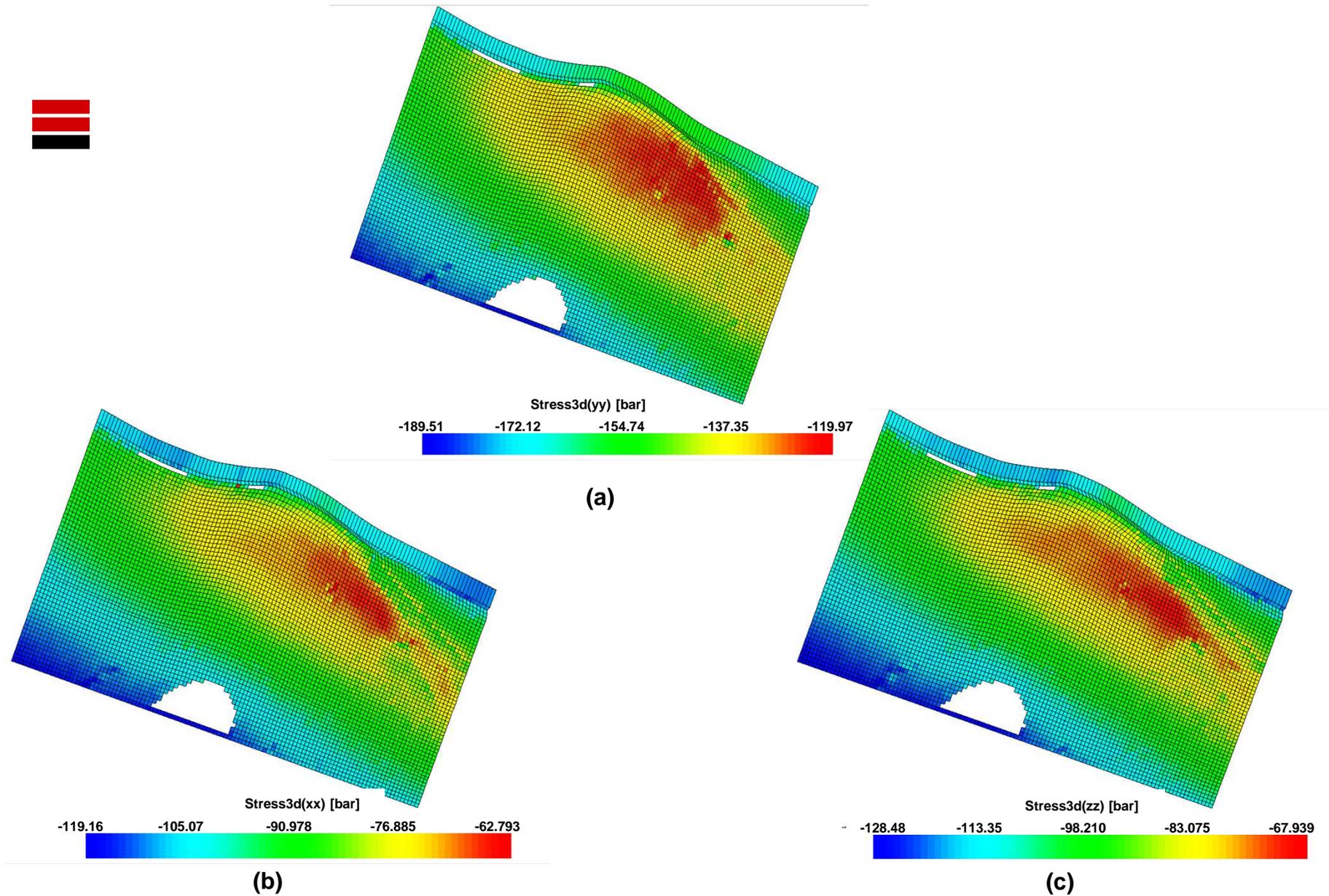
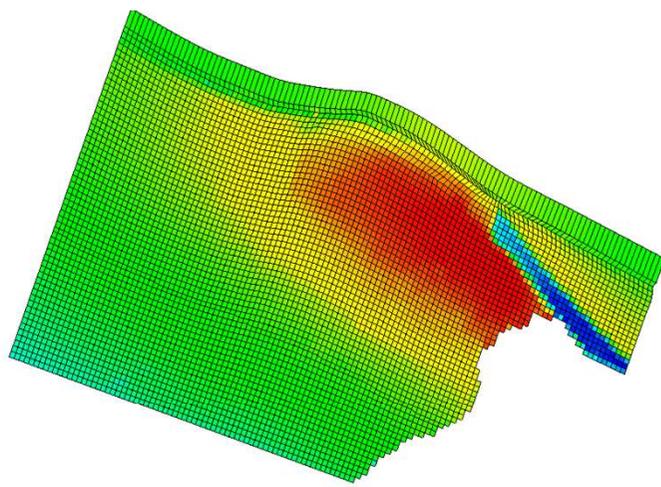


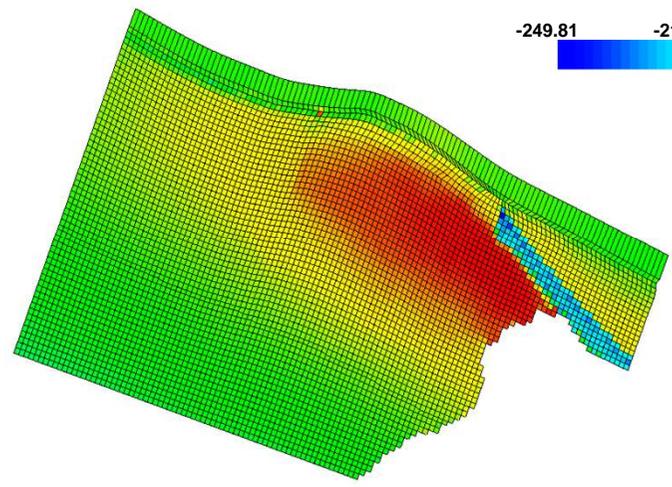
fig.43- Caprock: andamenti della tensione efficace

civerticali(a)eorizzontali(b)e(c)altermine

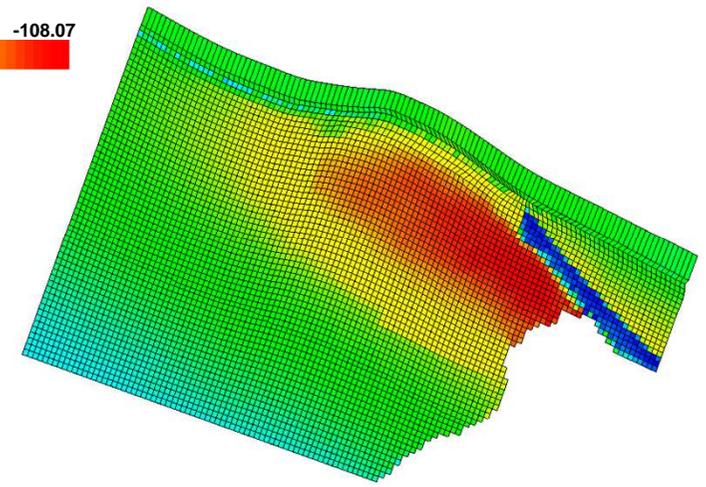
dellafasediricostituzione



(a)

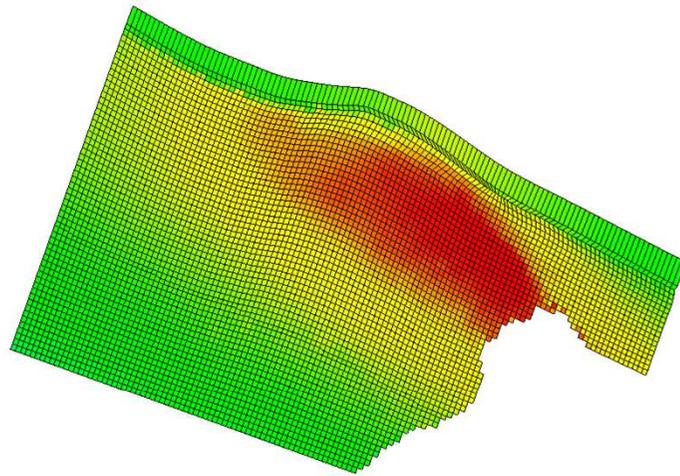


(b)

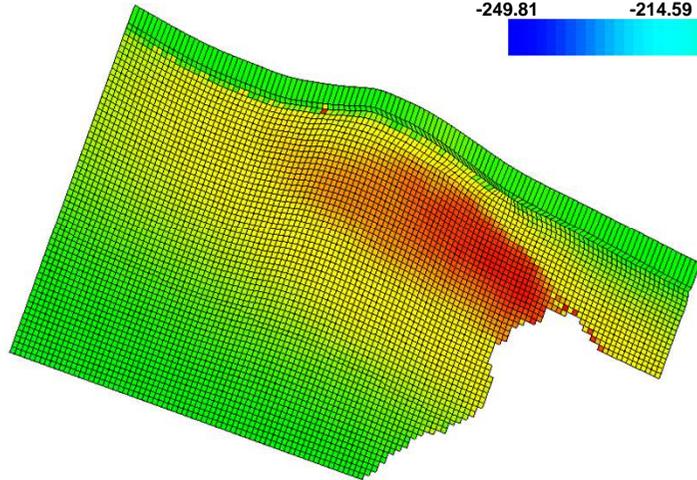


(c)

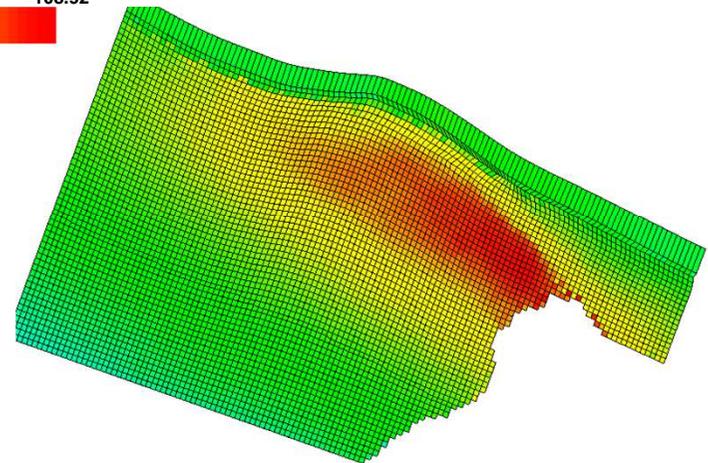
fig.44- TopPoolC:andamentodelletensionieffi caciverticali(a)eorizzontali(b)e(c)altermi nedellafasediricostituzione



(a)



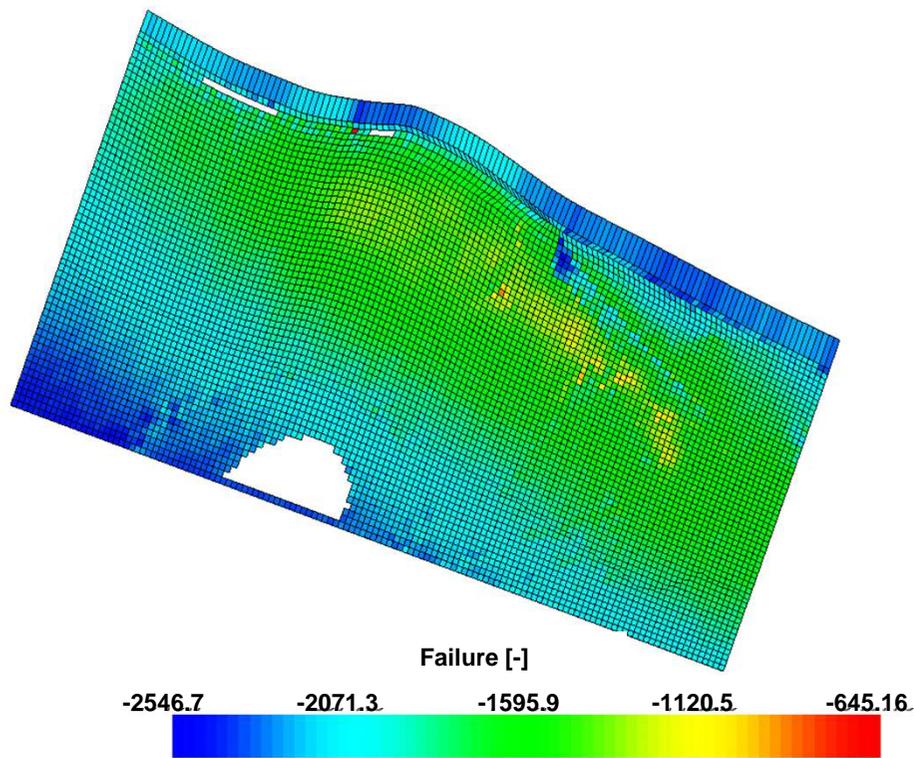
(b)



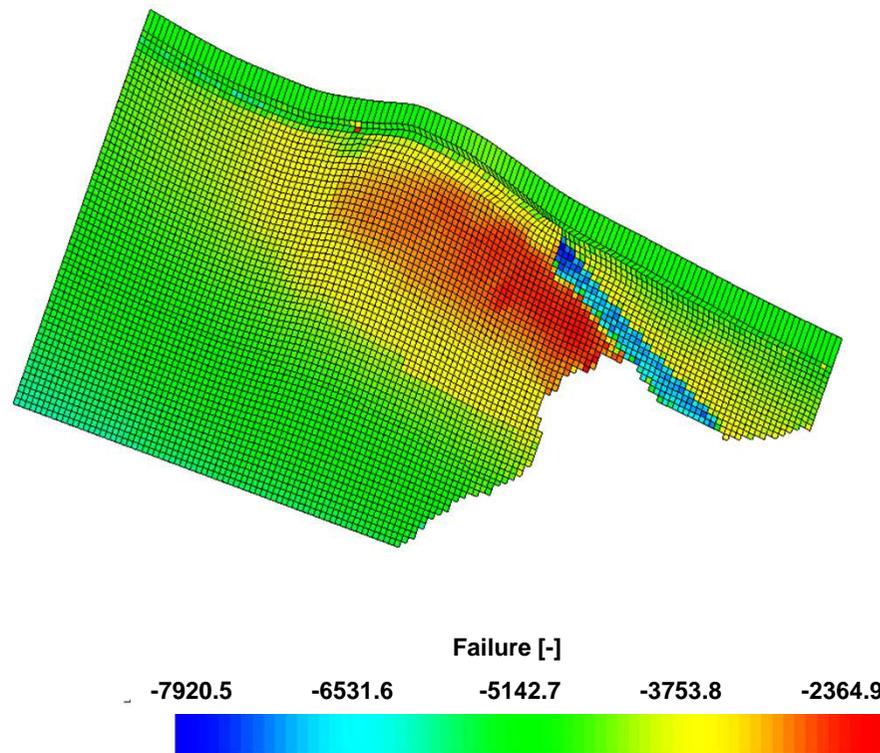
(c)

fig.45- TopPoolC:andamentodelletensionieffi

caciiniziali,verticali(a)eorizzontali(b)e(c)



(a)



(b)

fig.46- Valordifailurenellacaprockeal top

PoolCalterminedellaricostituzione

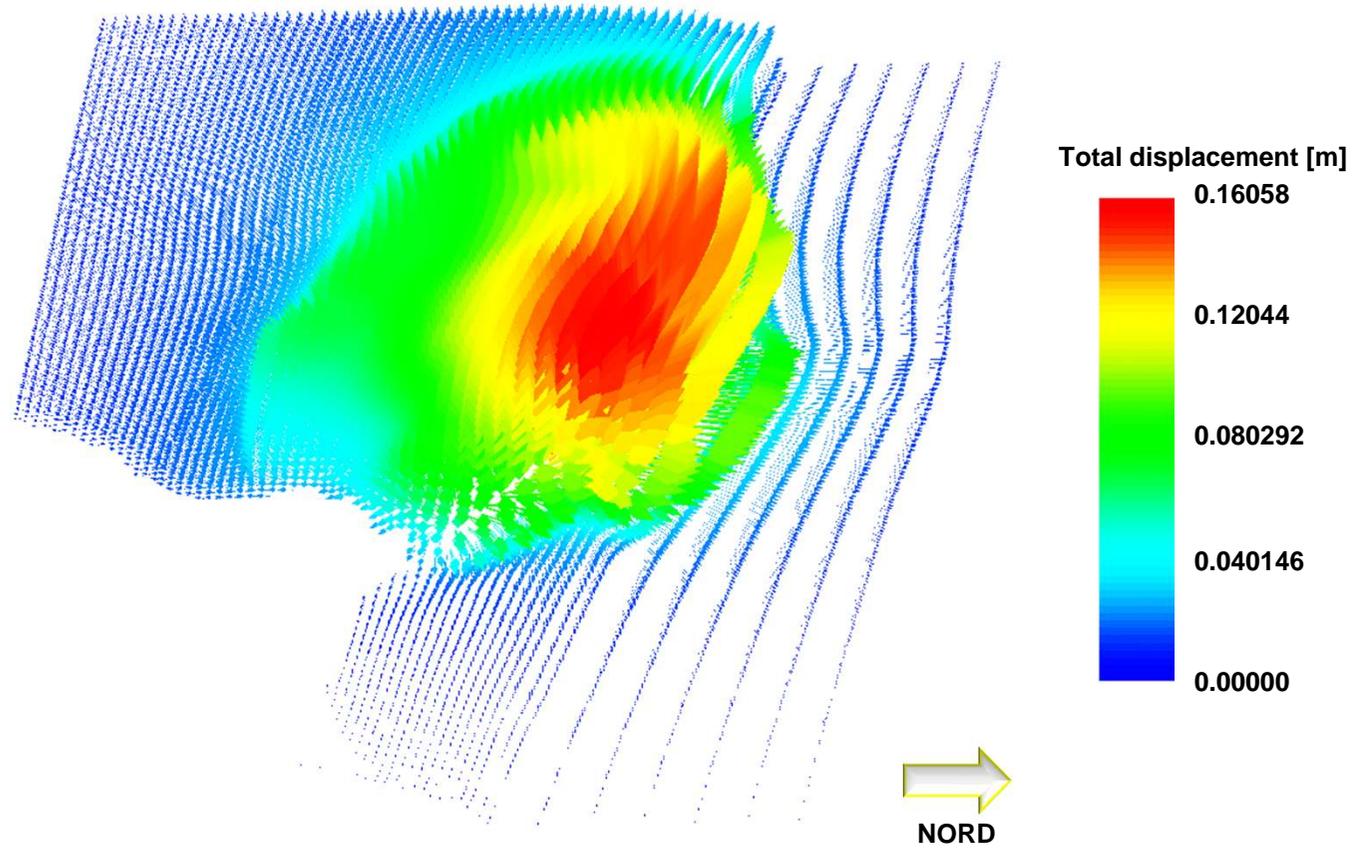


fig.47- TopPoolC:andamentovettorialedellettensionefficaciindottealtermine dellaricostituzone

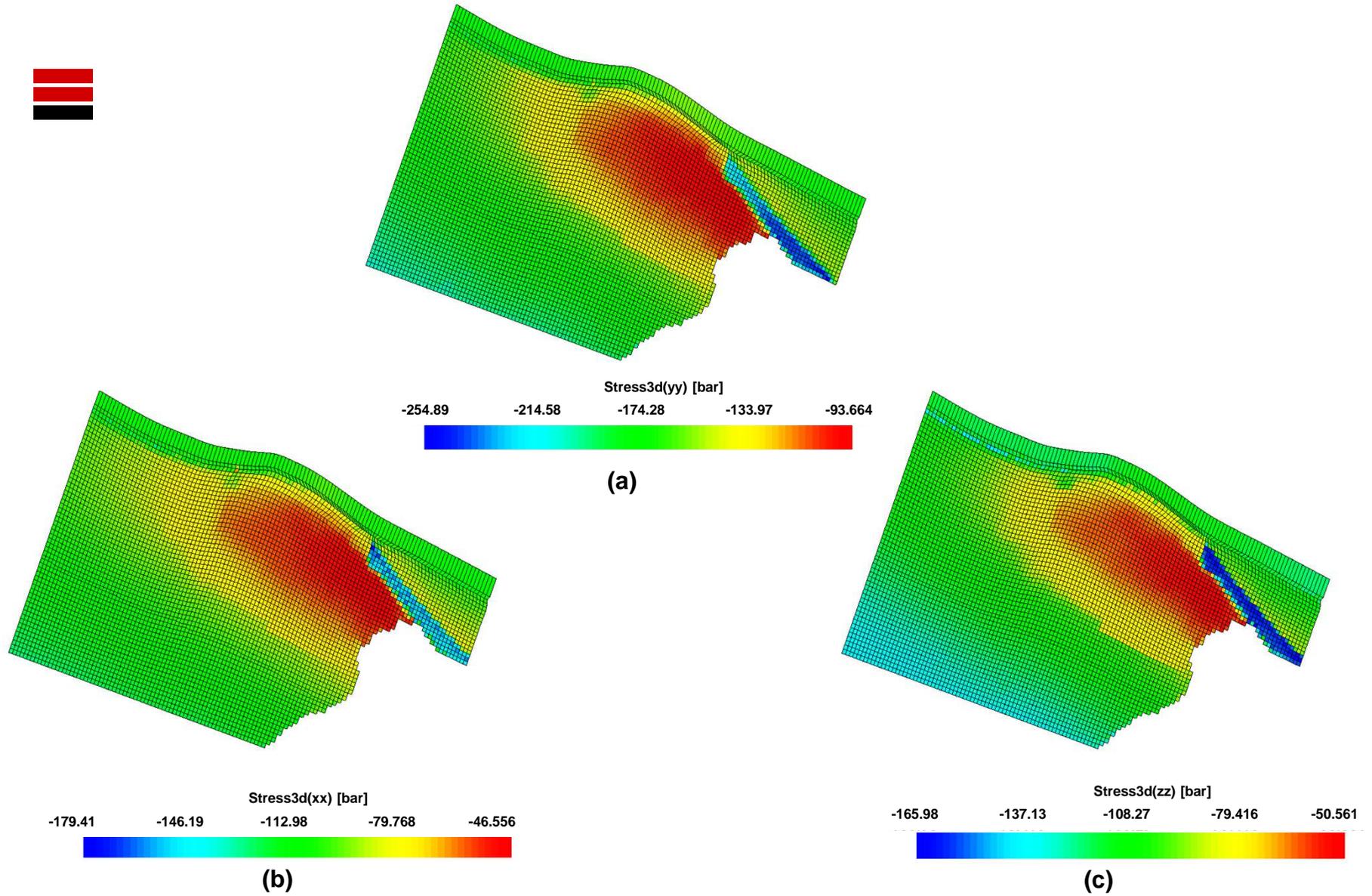


fig.48– TopPoolC:andamentodelletensionieffi

caciinbarverticali(a)eorizzontali(b)e(c)a

dunapressioneperial107%pi

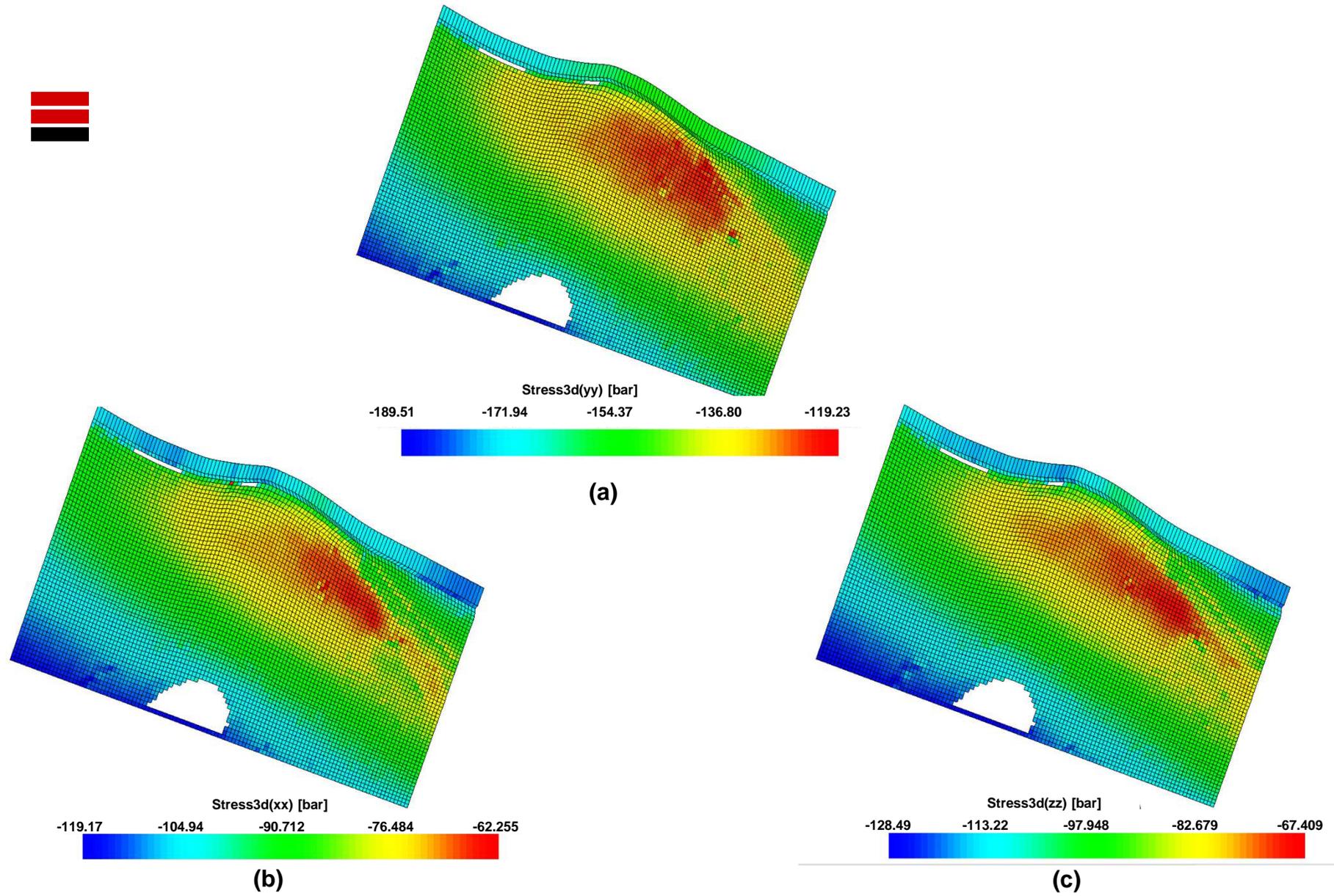


fig.49- Caprock:andamentodelletensionieffica

civerticali(a)eorizzontali(b)e(c)adunapre

ssioneparial107%pi

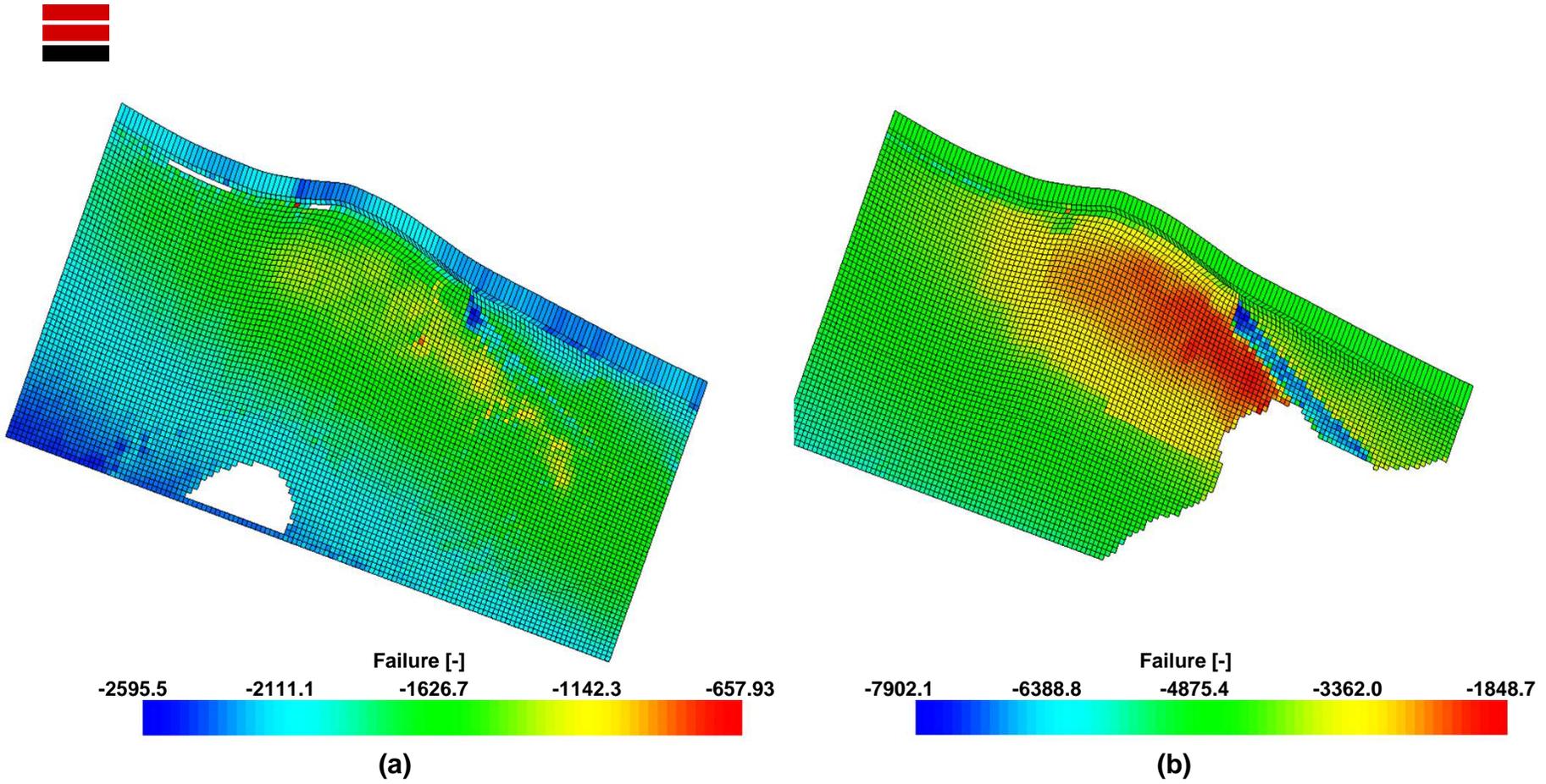


fig.50- Valordifailurenellacaproccealtop

PoolCadunapressioneperial107%pi

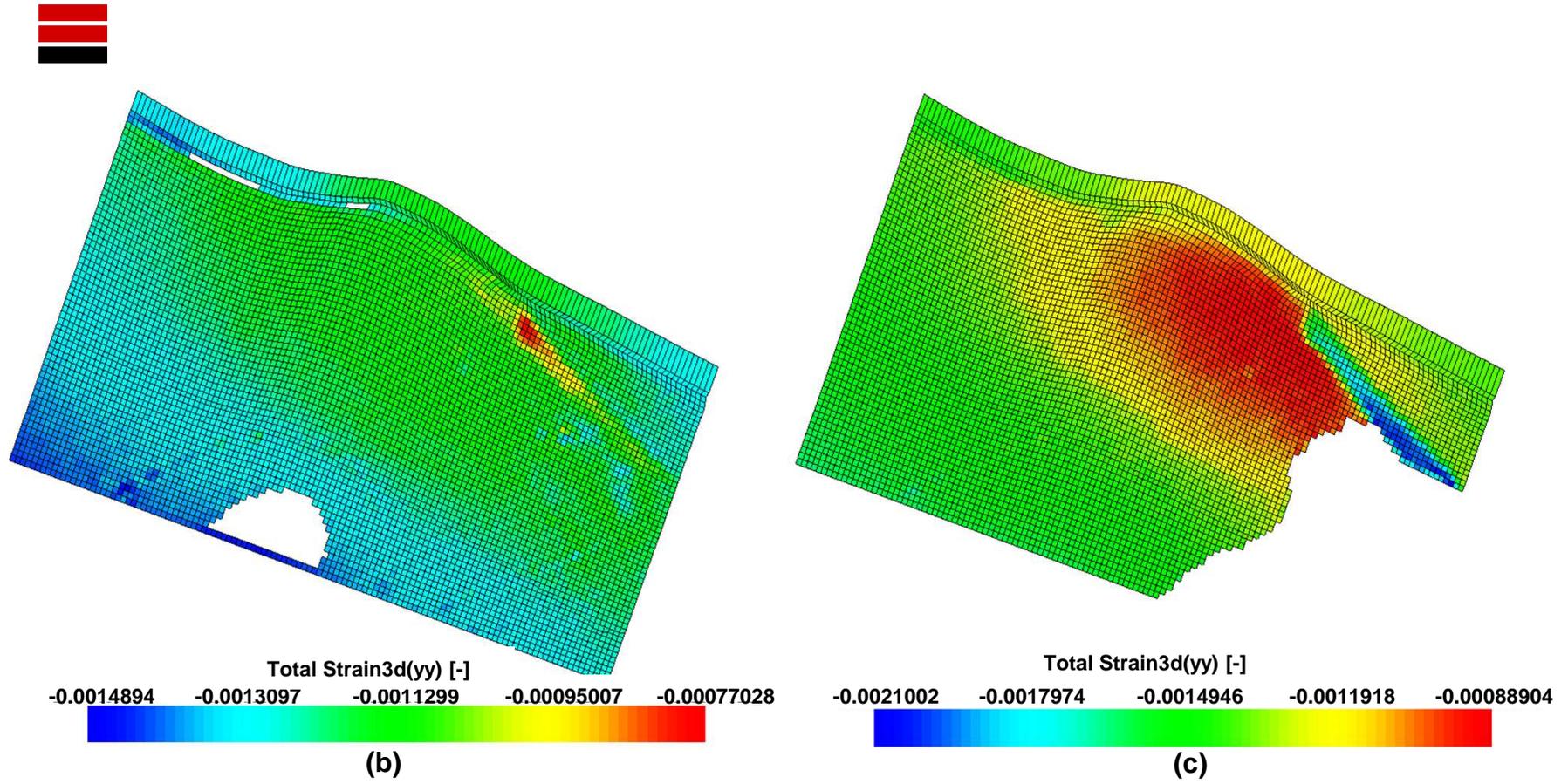


fig.51- Deformazioniverticalinellacaprock(a)

ealtopdelpoolC(b)adunapressioneeparial1

07%pi

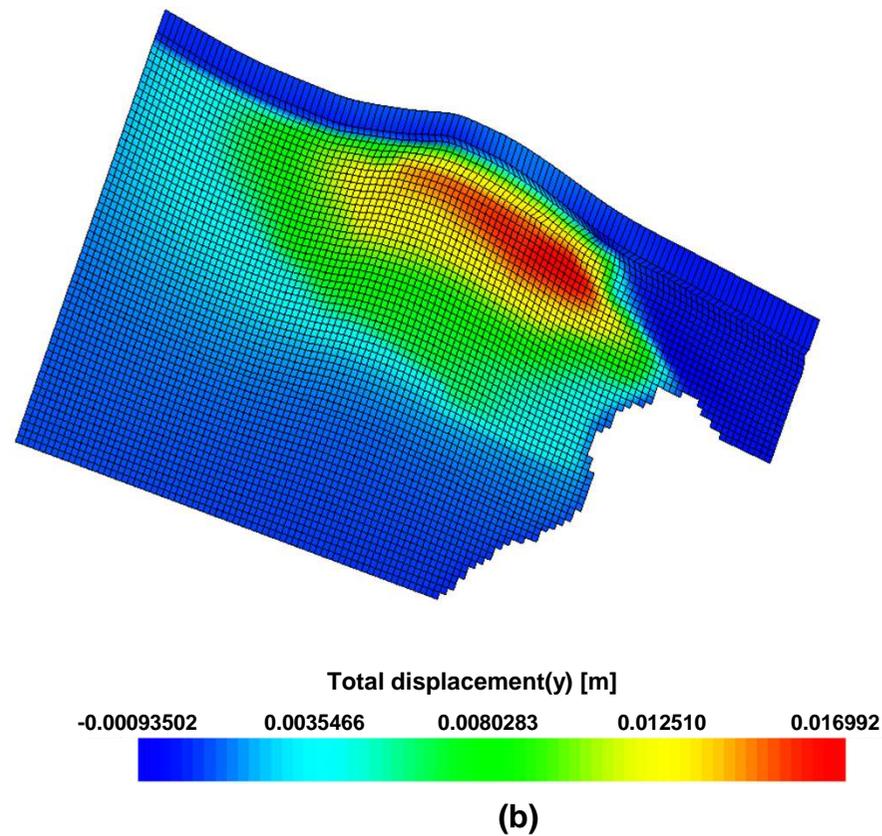
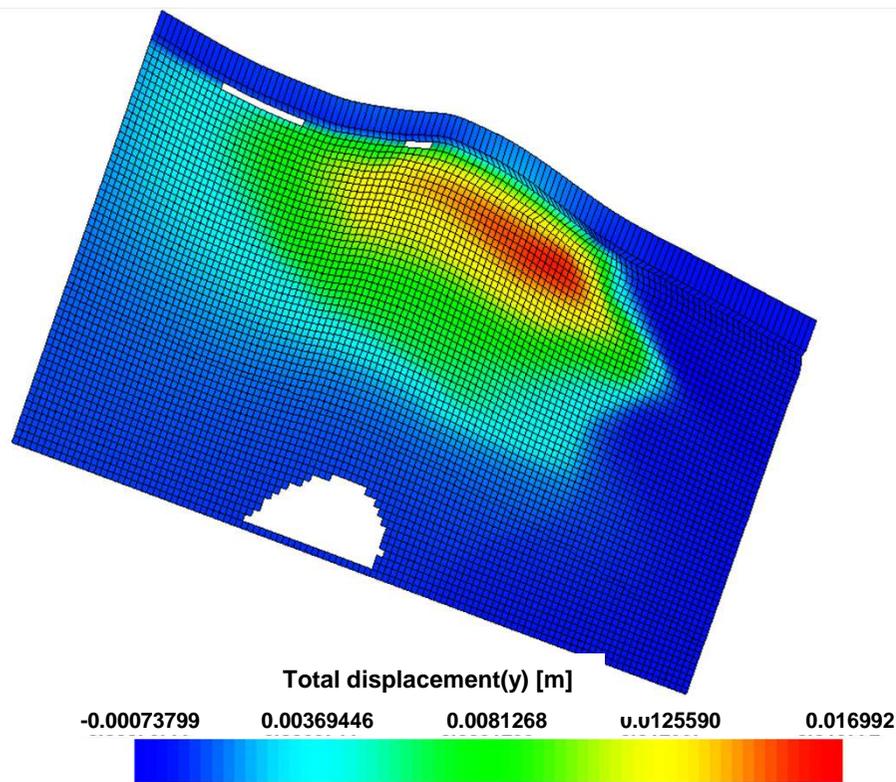


fig.52– Spostamentiverticaliinmetrinellacap

rock(a)ealtopdelpoolC(b)adunapressione

arial107%pi

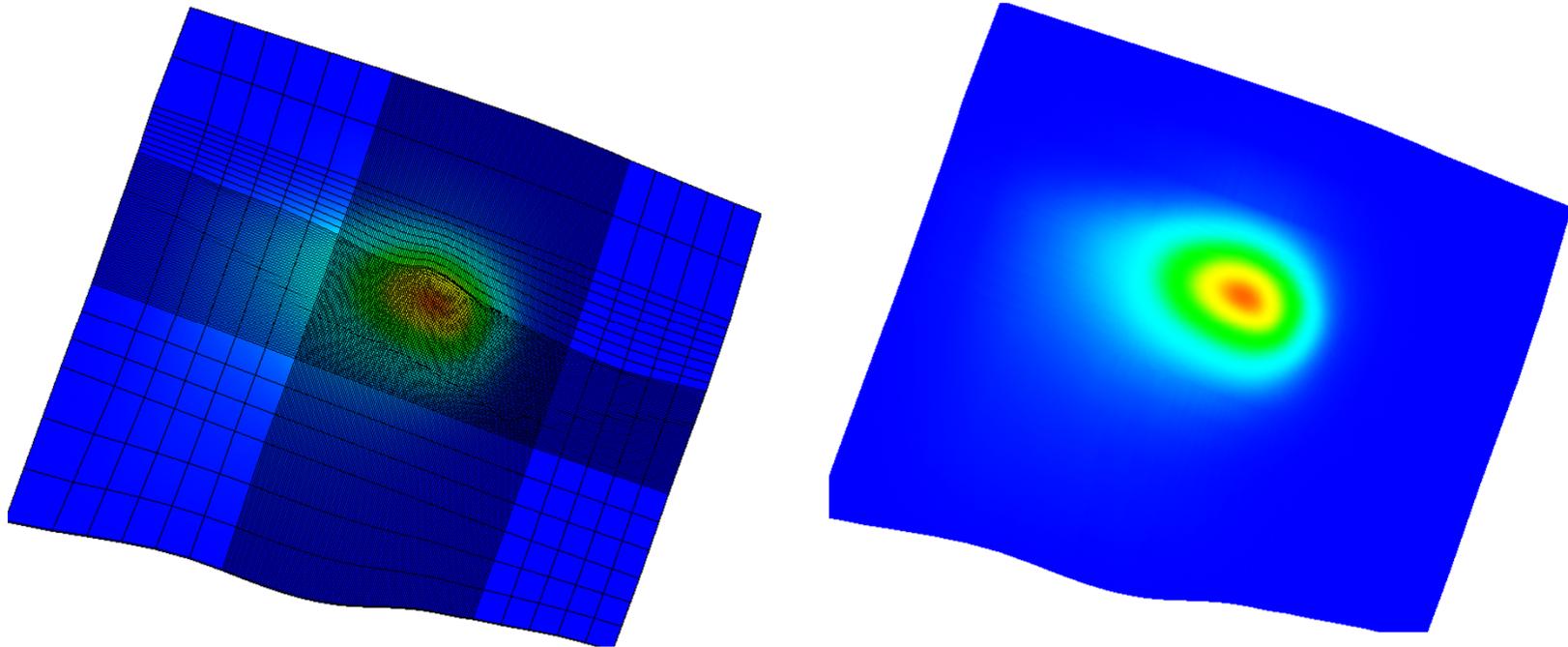


fig.53- Pianocampagnaalterminedell'iniezione al107%

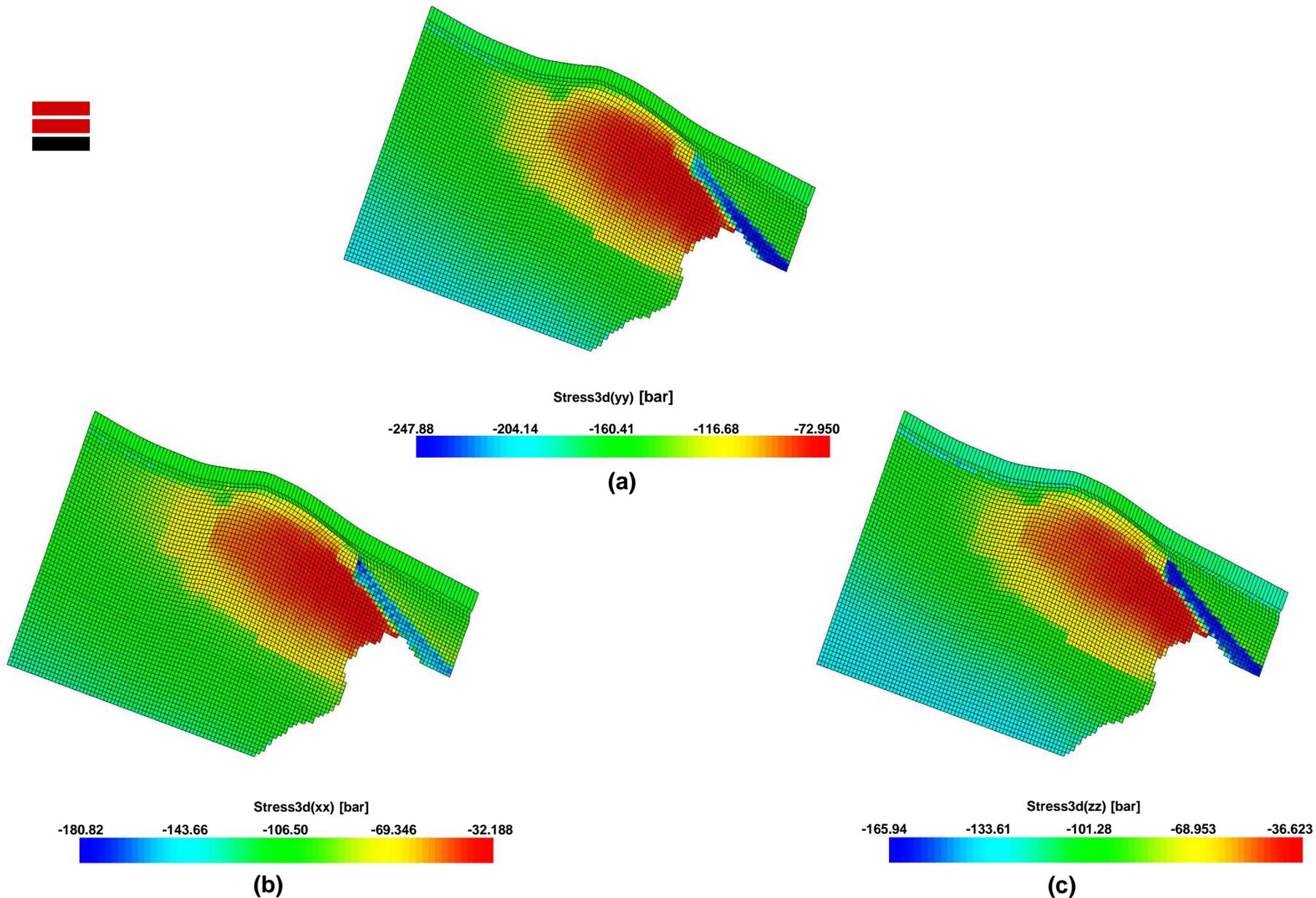


fig.54– TopPoolC:andamentodelletensionieffi

caciverticali(a)eorizzontali(b)e(c)adunap

ressioneparial120%pi

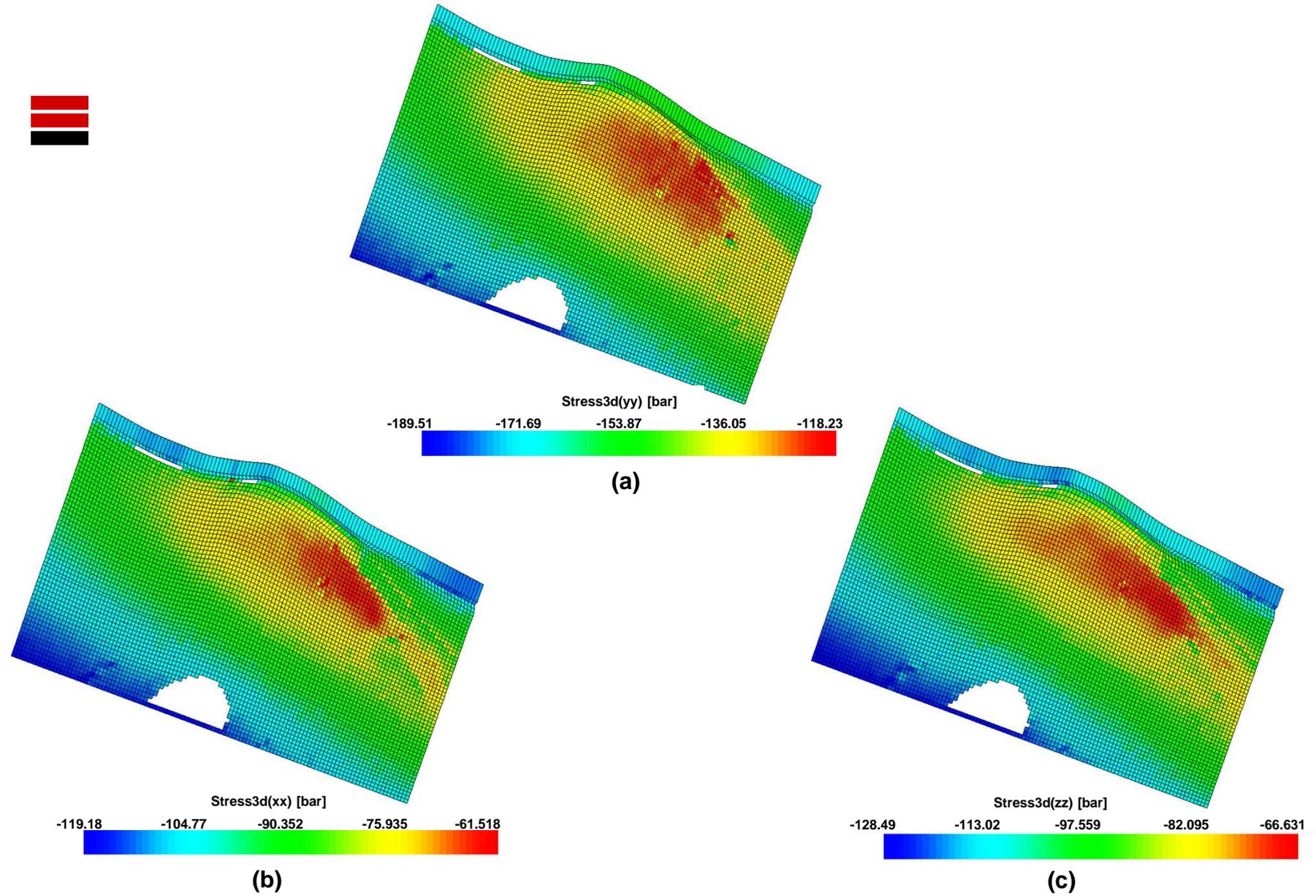


fig.55- Caprock:andamentodelletensionieffica

civerticali(a)eorizzontali(b)e(c)adunapre

ssioneparial120%pi

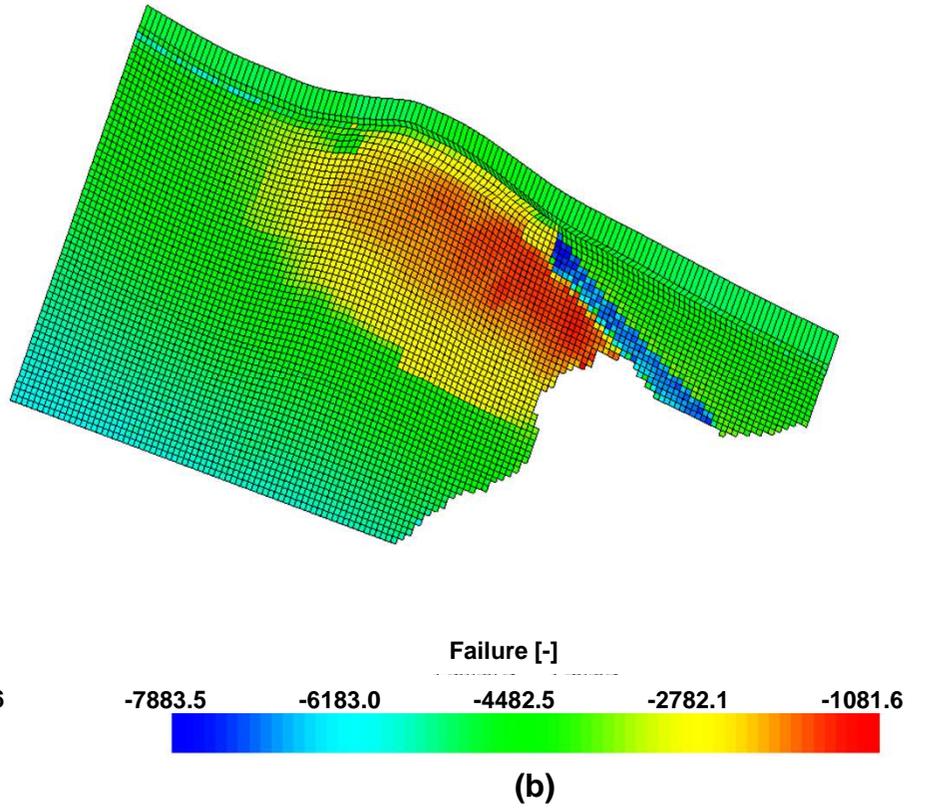
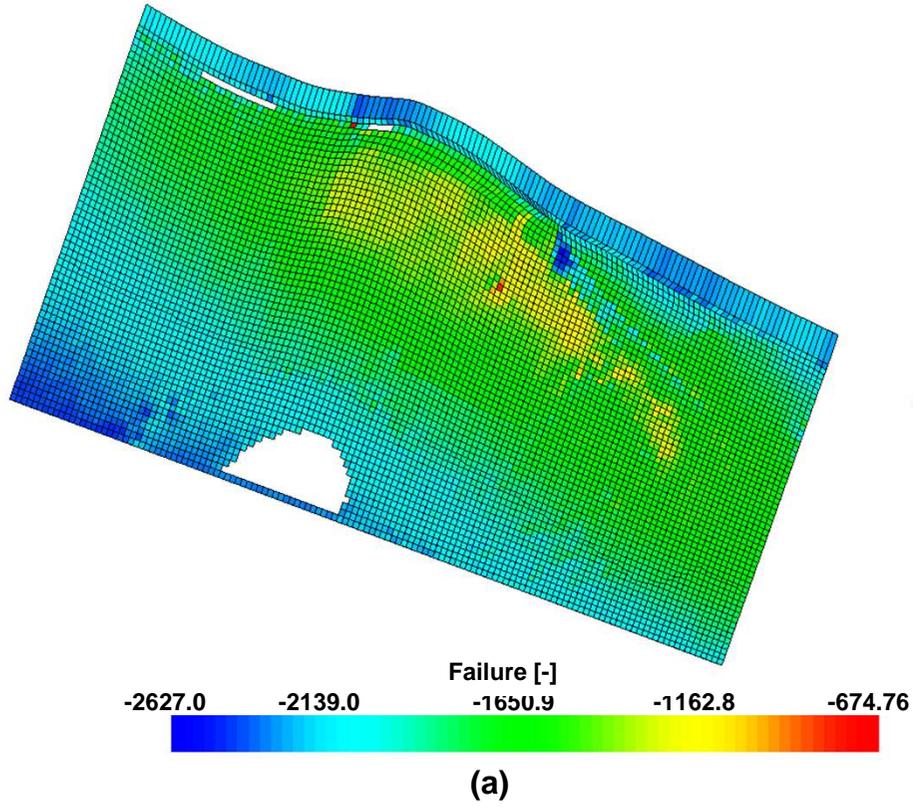


fig.56- Valori di failure nella caprocca al top

Pool Caduna pressione pari al 120% pi

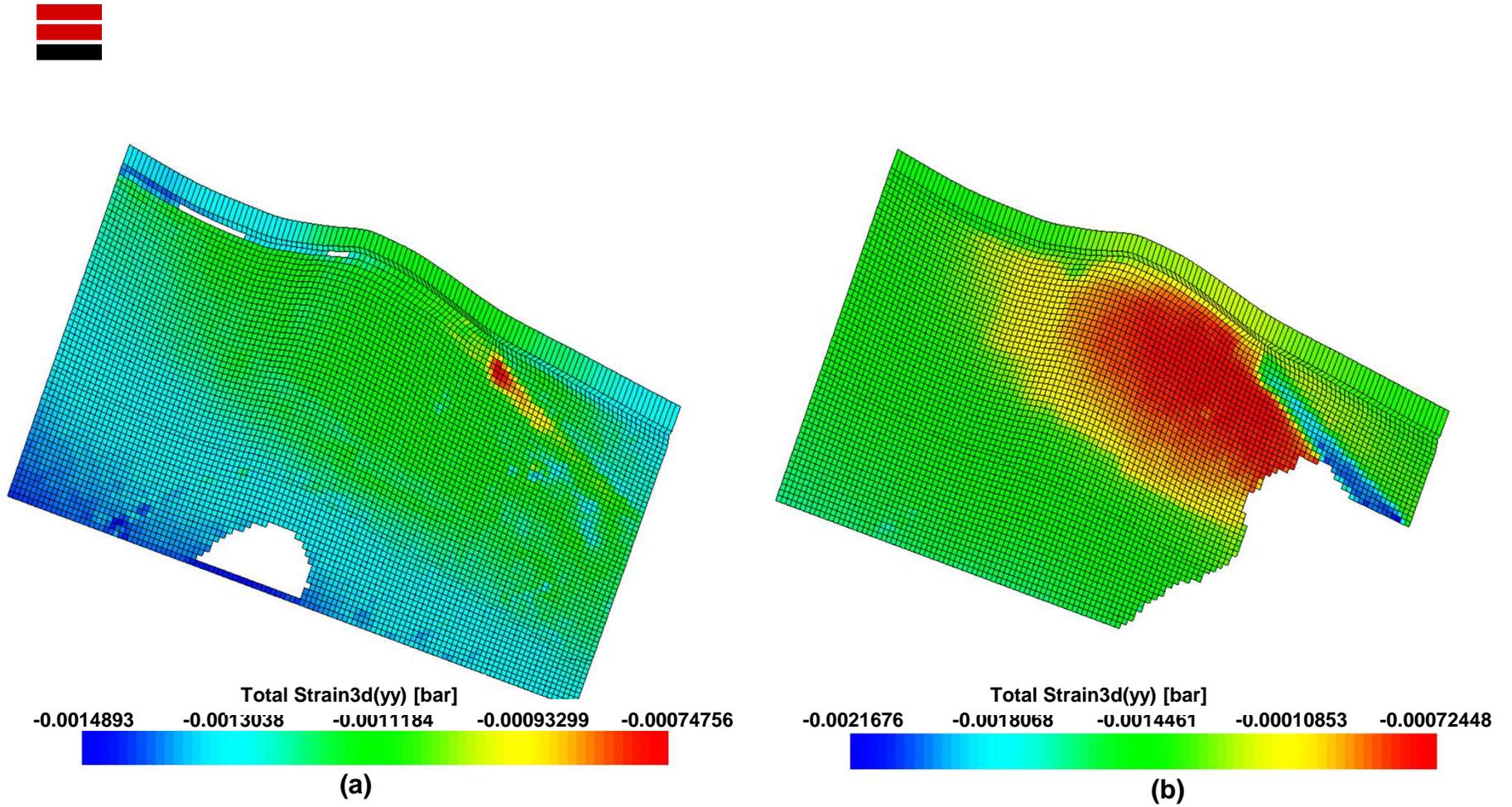
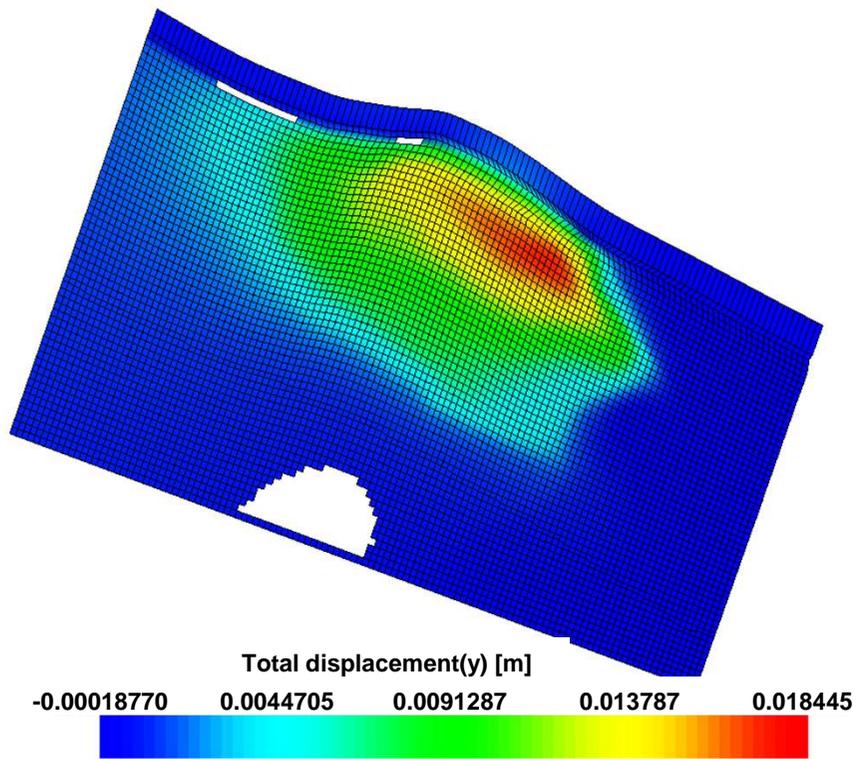


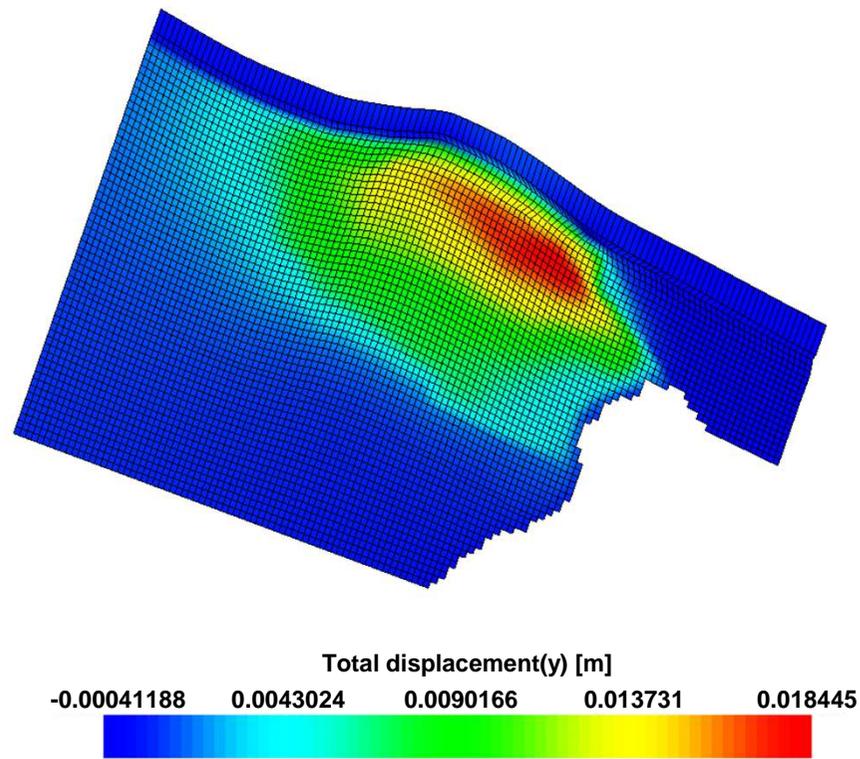
fig.57– Deformazioniverticalinellacaprocc(a)

ealtopdelpoolC(b)adunapressioneeparial1

20%pi



(a)



(b)

fig.58– Spostamentiverticaliinmetrinellacap

rock(a)ealtopdelpoolC(b)adunapressione

arial120%pi

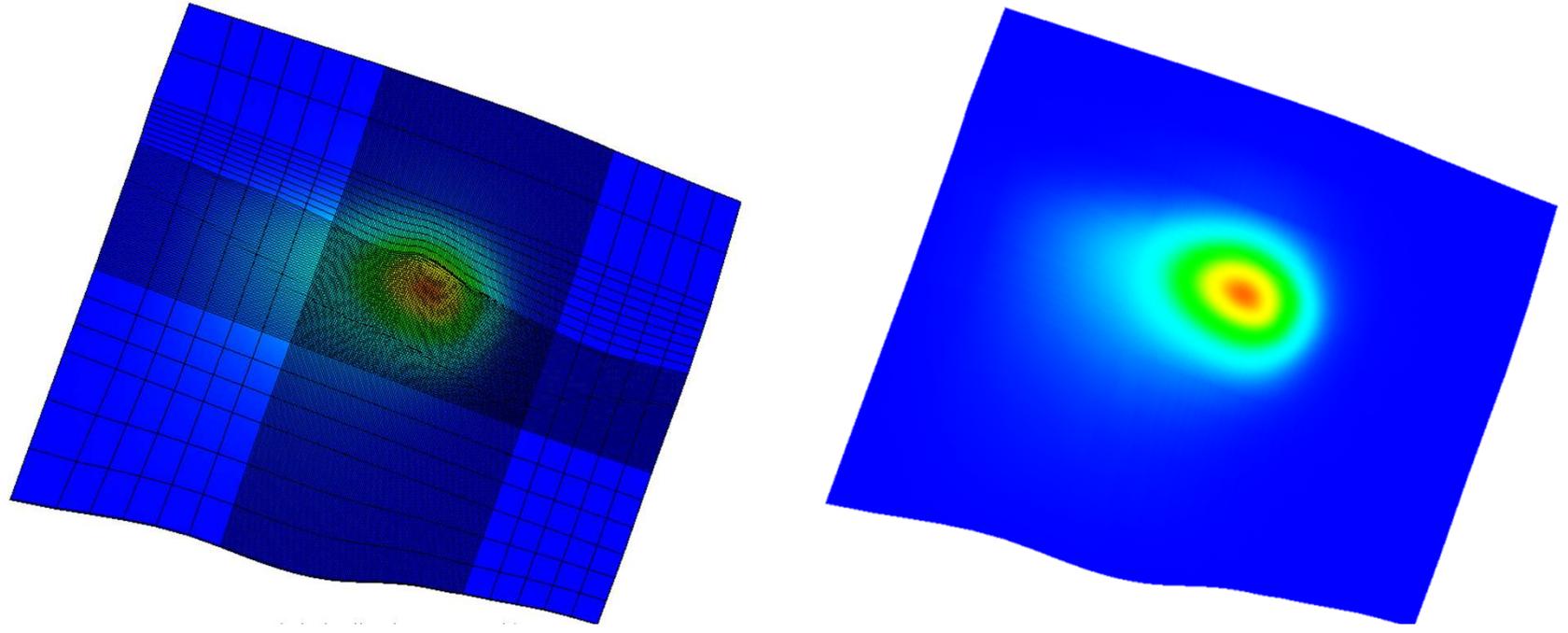


fig.59- Pianocampagna al terminedell'iniezione al120%

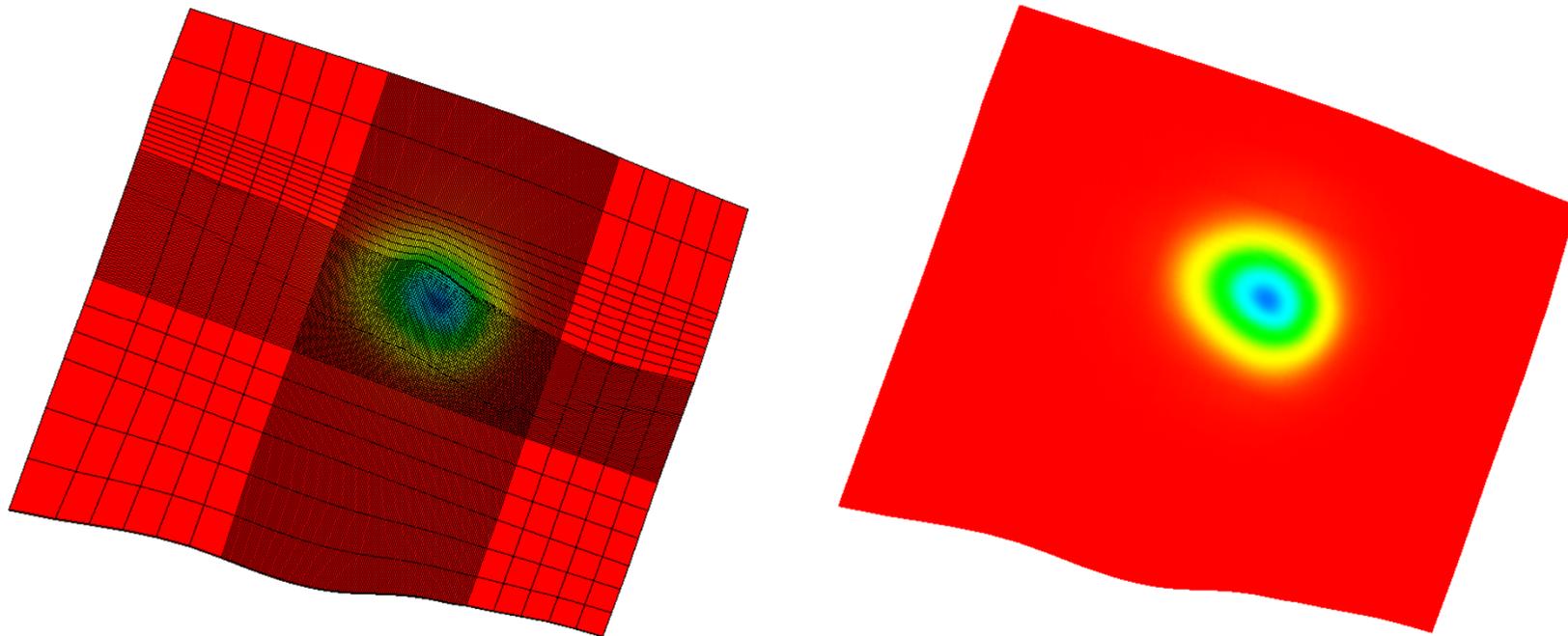


fig.60- Subsidenza indotta al termine di un ciclo di produzione ordinario (THP_{min}=75 barsa) del Pool C sul pianocampagna