

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

CAMPO DI RIPALTA

**STUDIO GEOMECCANICO DELLE CONDIZIONI
TENSO-DEFORMATIVE DELLA ROCCIA
SERBATOIO E DELLA
*CAP-ROCK***

Autore: Prof. P. Oreste

INDICE

1	INTRODUZIONE	1
2	CARATTERIZZAZIONE GEOMECCANICA.....	5
3	METODO NUMERICO UTILIZZATO	8
4	SIMULAZIONE NUMERICA DISACCOPPIATA DEI CICLI DI STOCCAGGIO	10
4.1	GEOMETRIA DELLE SEZIONI DI STUDIO	10
4.2	DESCRIZIONE DEL PROCEDIMENTO DI CALCOLO	13
4.3	ANALISI DEI RISULTATI	14
4.3.1	<i>Condizione 1 - Condizione iniziale, con pressione nel gas pari a $p_i = 18,1$ MPa</i>	14
4.3.2	<i>Condizione 2 - Condizione al termine della produzione primaria ($p_{min} = 5,2$ MPa)</i>	24
4.3.3	<i>Condizione 3 – Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 110% della pressione iniziale ($p_{110\%} = 19,93$ MPa)</i>	34
4.3.4	<i>Condizione 4 – Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 120% della pressione iniziale ($p_{120\%} = 21,74$ MPa)</i>	44
5	SIMULAZIONE NUMERICA CON MODELLAZIONE ACCOPPIATA BIFASICA	56
5.1	CARATTERISTICHE DEL MODELLO NUMERICO MESSO A PUNTO	56
5.2	ANALISI DEI RISULTATI	56
5.2.1	<i>Condizione 3 - Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 110% della pressione iniziale ($p_{110\%} = 19,93$ MPa)</i>	56
5.2.2	<i>Condizione 4 - Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 120% della pressione iniziale ($p_{120\%} = 21,74$ MPa)</i>	60
6	CONCLUSIONI	65

1 INTRODUZIONE

Lo studio geomeccanico ha avuto lo scopo di individuare le condizioni tensionali e deformative che si realizzano nel giacimento di stoccaggio di Ripalta e nella sovrastante *cap rock*, in relazione a differenti pressioni di esercizio.

Dopo aver caratterizzato dal punto di vista geomeccanico i litotipi presenti, sono stati inizialmente messi a punto quattro modelli numerici 2D per l'analisi disaccoppiata, in grado di studiare i diversi aspetti del problema; successivamente un modello numerico accoppiato bifasico di dettaglio ha permesso di verificare come i risultati ottenuti dall'analisi disaccoppiata siano comunque conservativi.

Per lo studio secondo l'approccio di tipo disaccoppiato sono state analizzate quattro sezioni ritenute rappresentative del giacimento (fig. 1), di cui due in direzione longitudinale (sez. I e II) e due in direzione trasversale (sez. III e IV).

Di particolare interesse è l'analisi del comportamento delle rocce in condizioni di pressione di esercizio pari al 110% (ovvero 19,932 MPa) e 120% (ovvero 21,744 MPa) rispetto alla pressione iniziale del gas nel giacimento. Dal calcolo è stato possibile prevedere le tensioni e le deformazioni nella roccia-serbatoio e soprattutto nella *cap rock* in corrispondenza del valore delle pressioni di esercizio massime previste e, quindi, valutare le condizioni di sicurezza nei riguardi della rottura per fessurazione della *cap rock* e della stessa roccia serbatoio.

Le analisi numeriche sono state condotte prendendo in considerazione l'influenza della pressione interstiziale sulle condizioni tensionali delle rocce.

L'incertezza della caratterizzazione del materiale alla scala del problema è stata affrontata adottando parametri geomeccanici delle rocce conservativi, cioè posti ai limiti degli intervalli di variabilità ritenuti probabili e in grado di indurre condizioni tensionali più critiche (fattori di sicurezza minimi).

L'analisi numerica sviluppata ha permesso di considerare i tre fattori che influenzano la capacità di un giacimento di stoccaggio ad operare in sicurezza in condizioni di pressioni di esercizio superiori a quella iniziale (Gas Research Institute, 1998):

- le caratteristiche geomeccaniche della roccia serbatoio e della *cap rock*;
- lo stato tensionale litostatico nella roccia serbatoio e nella *cap rock*;
- le variazioni delle condizioni tensionali nel giacimento e al contorno di esso, durante i cicli di iniezione ed erogazione del gas.

Il Gas Research Institute (1998) ha messo a punto anche un protocollo progettuale che definisce nel dettaglio i passi da compiere per sviluppare una corretta analisi geomeccanica sulla pressione limite che è possibile raggiungere durante lo stoccaggio del gas:

- determinazione delle caratteristiche meccaniche della roccia serbatoio e della *cap rock*;
- determinazione dello stato tensionale litostatico nella roccia serbatoio e nella *cap rock*;
- stima della variabilità della pressione di fratturazione in funzione della quota e della pressione del gas in giacimento;
- analisi degli effetti tensionali indotti nel giacimento dai cicli di iniezione ed erogazione del gas attraverso analisi numerica;
- confronto tra le condizioni tensionali indotte nella roccia serbatoio e nella *cap rock* e la resistenza che manifestano i litotipi presenti alle particolari condizioni tensionali del sito; nel caso abbiano lo stesso ordine di grandezza, sono raccomandate ulteriori analisi di dettaglio e verifiche in sito.

Sovente, però, le caratteristiche meccaniche delle rocce presenti e lo stato tensionale litostatico sono stimati sulla base di informazioni e indagini carenti o del tutto assenti. In questi casi è necessario fare riferimento a correlazioni empiriche e a valutazioni in analogia con situazioni simili.

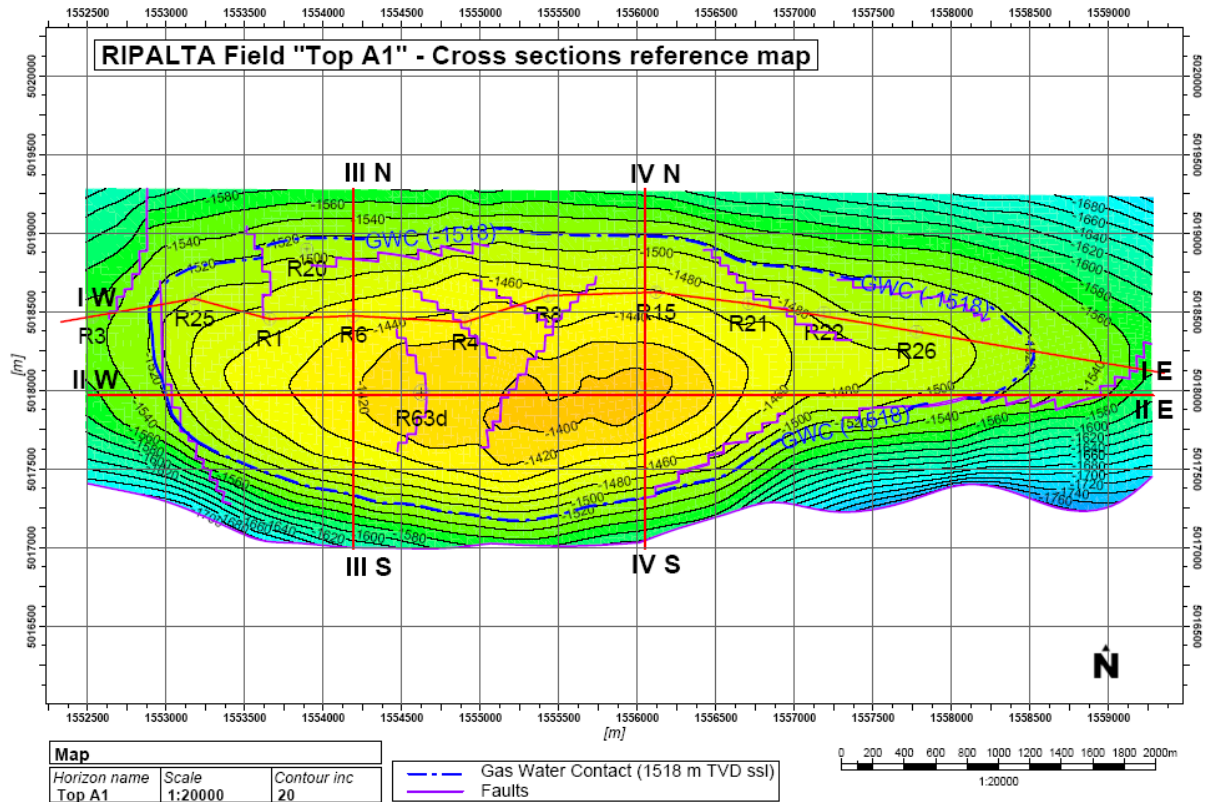
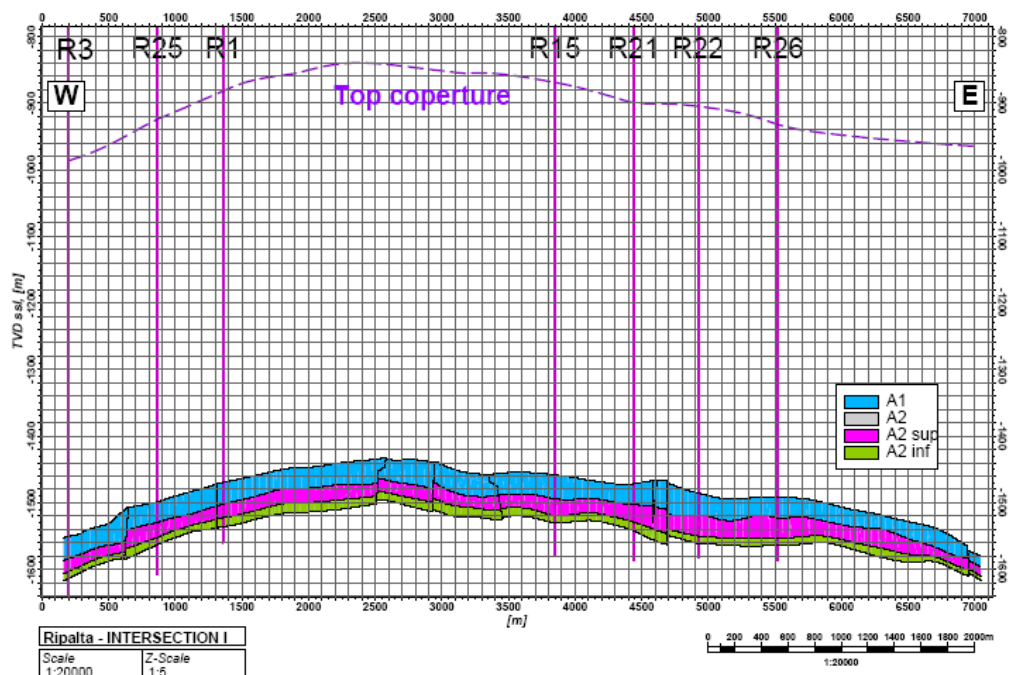
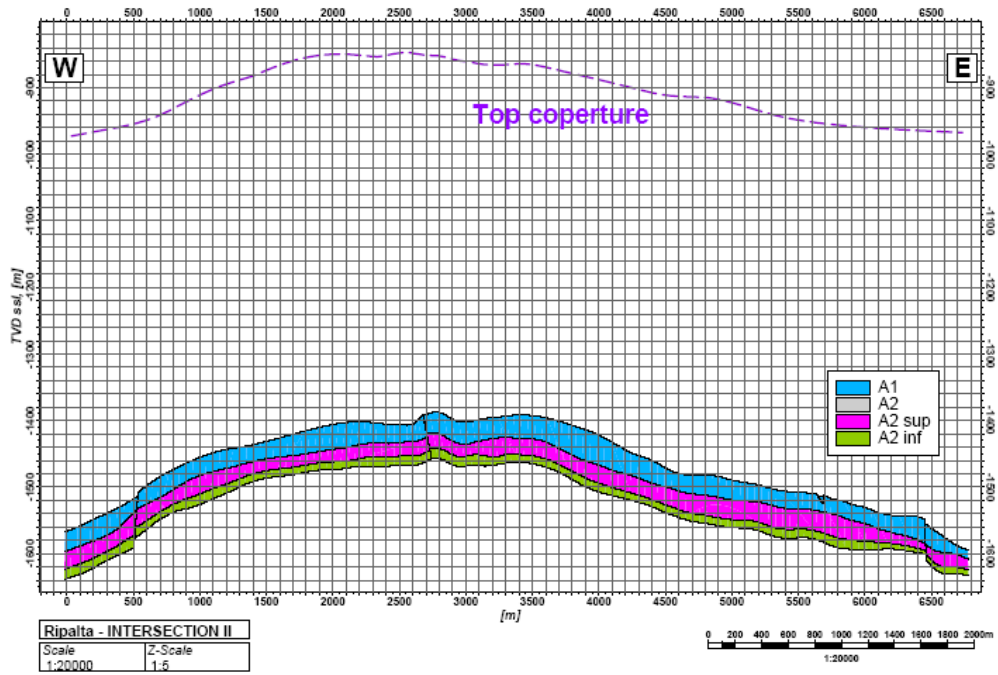


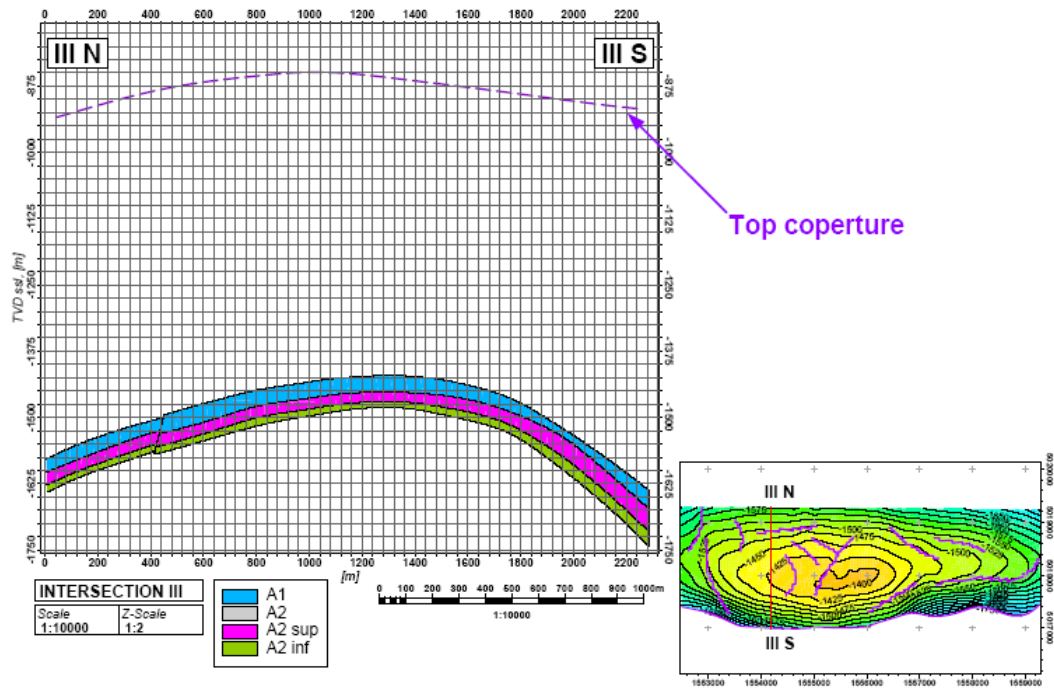
Fig. 1 - Rappresentazione delle sezioni analizzate sulla vista in pianta del giacimento



SEZIONE I



SEZIONE II



SEZIONE III

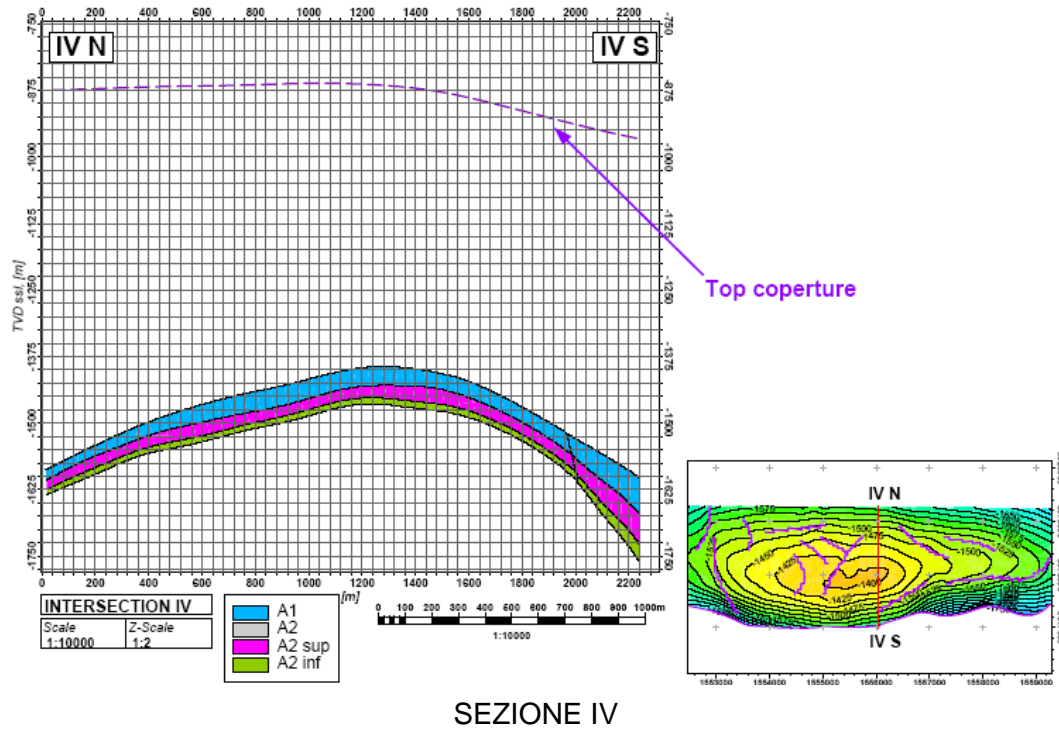


Fig. 2 - Sezioni del giacimento analizzate nel calcolo numerico: con il colore è evidenziata la zona del serbatoio

2 CARATTERIZZAZIONE GEOMECCANICA

Per operare valutazioni di tipo quantitativo sulla pressione limite che si può realizzare in condizioni di sicurezza in un giacimento di stoccaggio di gas, è necessario procedere ad un'affidabile caratterizzazione geomeccanica, alla scala del problema, dei litotipi presenti. Purtroppo, però, le indagini di laboratorio permettono di ricavare parametri geomeccanici della roccia alla piccola scala, che sovrastimano quelli alla grande scala. Alcune correlazioni empiriche sono in grado di tenere conto dell'effetto scala ed operare le necessarie correzioni dei parametri ottenuti in laboratorio. Le indagini geofisiche in foro, invece, offrono stime semi-quantitative dei parametri geomeccanici direttamente alla scala del problema. Esiste, comunque, sempre, nei problemi di questo tipo, una certa incertezza nella caratterizzazione geomeccanica delle rocce. Per questo motivo risulta essere molto utile definire intervalli di variabilità, ritenuti altamente probabili, dei diversi parametri geomeccanici, in modo da poter sviluppare successivamente analisi di tipo parametrico e una efficace *back-analysis* delle misure in sito disponibili.

I principali livelli mineralizzati del campo di Ripalta sono racchiusi nell'intervallo stratigrafico di età messiniana appartenente alla formazione Strati di Caviaga. In particolare si individuano due distinti orizzonti porosi, denominati Livelli A1 e A2, con differenti caratteristiche litologiche e petrofisiche, separati da un sottile orizzonte poco permeabile di natura argilloso-siltosa.

Il livello A1 presenta uno spessore medio di 30-35 m, mentre il livello A2 sottostante è a sua volta ripartito in A2 sup, con spessore medio di 25 m, costituito da una fitta alternanza di sedimenti a diversa granulometria, e A2 inf, con spessore medio 15-20 m e con caratteristiche migliori.

La copertura, o *cap rock*, è assicurata dai soprastanti livelli argillosi (Argille del Santerno, 1440-1520 m MD), mentre la formazione basale è costituita da livelli arenacei alternati a livelli argillosi (Sabbie di Caviaga, 1520 – 1623 m MD, fig. 3).

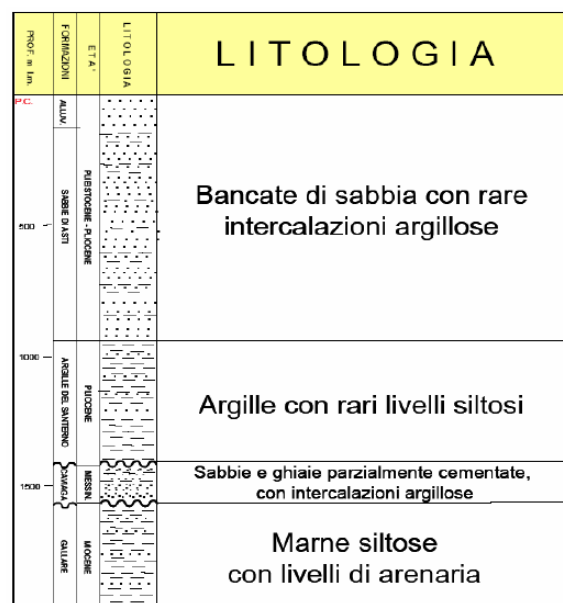


Fig. 3 - Schema stratigrafico (rapporto ENI, "Ripalta 63 DIR. Caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica. Studio integrato", 31/03/2008)

I modelli numerici generati hanno considerato due litotipi: quello relativo alla roccia serbatoio, ovvero “arenarie”, e il litotipo sovrastante relativo alla *cap rock*, ovvero “argille sommitali” (componente argillosa in senso stretto attorno al 40%, porosità effettiva media del 10%). Data la potenza rilevante della *cap rock*, non si è ritenuto necessario modellizzare anche la formazione ad essa sovrastante.

Per la caratterizzazione geomeccanica della *cap rock* sono disponibili alcune prove di laboratorio di tipo triassiale, condotte su campioni prelevati dal pozzo Ripalta 63 DIR a profondità diverse. Dall’analisi del log d’immagine FMI tale formazione è costituita da argilla talvolta marnosa con sottili intercalazioni di livelli arenacei. I piani di stratificazione immergono prevalentemente a ESE con basso angolo di inclinazione (2°). Non sono stati individuati né fenomeni di break-out né fratture indotte, pertanto non è stato possibile avere alcuna indicazione dello stress in situ. Sono state invece individuate 9 fratture naturali che mostrano un trend principale di fatturazione con direzione NNE-SSW.

La caratterizzazione geomeccanica delle argille di copertura è basata sulle prove di laboratorio (prove triassiali del tipo isotropicamente consolidate e non drenate TxICU e prove edometriche in cella triassiale (tabella 1).

Per quanto riguarda la roccia serbatoio, non essendo disponibili campioni prelevati in giacimento, si è fatto riferimento a dati disponibili relativi a situazioni simili e alla letteratura tecnico-scientifica (tabella 2), assumendo valori cautelativi (parametri di resistenza pessimistici). La roccia serbatoio è costituita in prevalenza da livelli arenacei (reservoir) costituiti da arenarie massive, con gradazioni da medie a fini, e da sottili livelli di arenaria fine o molto fine. Sono presenti clasti prevalentemente carbonatici. La stratificazione mostra le stesse caratteristiche di direzione e immersione delle argille di copertura. Dal punto di vista petrofisico l’intervallo reservoir principale (1570 - 1582.5 m) mostra una porosità effettiva media del 25% e saturazioni medie in acqua del 20%. L’intervallo reservoir 1609 – 1613 m mostra analoga porosità ma una saturazione in acqua tra il 60 e l’80%.

Da prove in situ sullo stato tensionale naturale della roccia, è stato possibile ricavare un coefficiente k_0 (coefficiente di spinta laterale a riposo) pari a 0,86.

Tab. 1: Parametri geomeccanici attribuiti al litotipo caratteristico della *cap rock*, a partire dalle prove di laboratorio

Parametri geomeccanici	Valore
Modulo di deformazione E_d (MPa)	2000
Coesione c (MPa)	0
Angolo d’attrito Φ (°)	25
Resistenza a trazione σ_t (MPa)	0
Peso specifico (kN/m^3)	21

Tab. 2: Parametri geomeccanici attribuiti al litotipo caratteristico del reservoir, sulla base di analisi di letteratura

<i>Parametri geomeccanici</i>	<i>Valore</i>
Modulo di deformazione E_d (MPa)	3100
Coesione c (MPa)	0,3
Angolo d'attrito Φ (°)	26
Resistenza a trazione σ_t (MPa)	0,2
Peso specifico (kN/m^3)	21

3 METODO NUMERICO UTILIZZATO

L'analisi tenso-deformativa della roccia-serbatoio e della *cap rock* durante i cicli carico-scarico è sviluppata attraverso la modellazione numerica del mezzo continuo equivalente. I metodi usati possono essere agli elementi finiti, alle differenze finite, agli elementi discreti o agli elementi di contorno. Nel seguito sarà impiegato il metodo alle differenze finite, particolarmente adatto ad analisi complesse di tipo accoppiato (tenso-deformativo e di flusso interstiziale) per materiali a comportamento elasto-plastico.

Il codice di calcolo utilizzato nel presente studio per la modellazione numerica è il *FLAC* (Fast Lagrangian Analysis of Continua) versione 4.

FLAC è un solutore esplicito alle differenze finite (FDM) (Cundall, 1976; Itasca Consulting Group, 1993; Itasca Consulting Group, 1994) che sviluppa analisi bidimensionali di tipo Lagrangiano su un continuo discretizzato in una maglia di elementi: ogni equazione differenziale che governa il problema in esame è descritta attraverso espressioni algebriche in termini di variabili di campo in punti discreti dello spazio. La natura esplicita del metodo consiste nel derivare, per un intervallo di tempo molto piccolo, le velocità e gli spostamenti note che siano le sollecitazioni e le forze agenti sul singolo elemento, le deformazioni nell'unità di tempo dalle velocità e, quindi, nuovamente, le sollecitazioni dalle deformazioni nell'unità di tempo (figura 4).

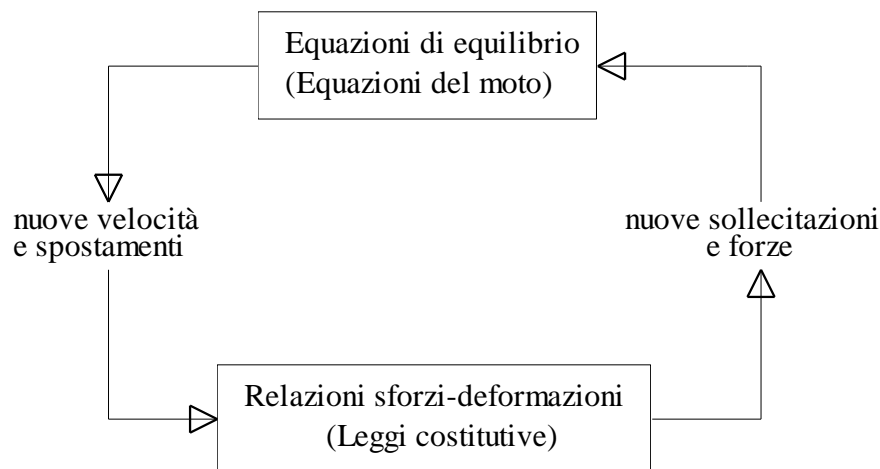


Fig. 4 - Ciclo-base del calcolo esplicito con il *FLAC* (Fast Lagrangian Analysis of Continua)

FLAC analizza la meccanica del mezzo continuo attraverso un sistema di equazioni differenziali, che mette in relazione variabili fisiche (tensioni) e variabili cinematiche (velocità di deformazione, velocità), e che viene risolto per particolari geometrie e proprietà, date specifiche condizioni iniziali e al contorno.

Il metodo risolutivo adottato da *FLAC* è basato sui seguenti tre punti:

- approccio alle differenze finite (le derivate del primo ordine rispetto allo spazio e al tempo vengono approssimate con differenze finite assumendo una variazione lineare della variabile all'interno dell'intervallo dello spazio e del tempo);
- discretizzazione del modello (il mezzo continuo è sostituito da un discreto equivalente di elementi quadrilateri, in cui tutte le forze coinvolte sono concentrate ai nodi della maglia, usata per la rappresentazione del mezzo stesso);

- schema risolutivo dinamico (i termini inerziali delle equazioni del moto vengono utilizzati per la ricerca dello stato di equilibrio del sistema).

Nella formulazione Lagrangiana adottata, un punto del mezzo è caratterizzato dalle componenti dei vettori posizione x_i , spostamento u_i , velocità v_i e accelerazione dv_i/dt . Per definizione, trazione e deformazione di estensione sono considerate positive.

Le incognite del problema sono le tre componenti del tensore di sollecitazione, le due componenti del vettore velocità di deformazione e le due componenti del vettore velocità.

L'intervallo di tempo di ogni step di calcolo viene scelto automaticamente dal codice numerico così piccolo che le informazioni non abbiano il tempo di propagarsi agli elementi vicini (ogni materiale presenta una velocità finita con la quale si trasferiscono le informazioni relative allo stato tensionale e deformativo). Naturalmente dopo diversi cicli di calcolo i disturbi possono propagarsi agli altri elementi, allo stesso modo come accade nella realtà. Questo, dunque, rappresenta il concetto centrale dei sistemi espliciti: la velocità di propagazione del calcolo deve sempre restare maggiore della velocità di propagazione delle informazioni fisiche, in modo che le equazioni possano sempre operare su termini noti, che sono fissi per la durata del calcolo.

La condizione di stabilità per un solido elastico discretizzato in un elemento di dimensioni Δx è:

$$\Delta t < \frac{\Delta x}{C}$$

dove: C: velocità massima alla quale si propaga l'informazione fisica, generalmente l'onda di compressione p (C_p):

$$C_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3} \cdot G}{\rho}}$$

Contrariamente al metodo degli elementi finiti (FEM), nel metodo alle differenze finite (FDM) le variabili di campo non vengono approssimate nel singolo elemento da funzioni specifiche definite a priori, ma la variazione dell'incognita nell'intervallo di tempo viene linearizzata; così pure si assume che la deformazione, e conseguentemente la sollecitazione, siano costanti all'interno di ogni elemento utilizzato per la discretizzazione spaziale; non è necessario, inoltre, definire la matrice di rigidezza globale del problema in esame.

Entrambi i metodi (degli elementi finiti e alle differenze finite di tipo esplicito) presentano le stesse equazioni risolutive, ma in forma diversa. L'approccio esplicito del FLAC comporta la soluzione di equazioni dinamiche sempre, anche quando il problema è chiaramente statico. Nei problemi in cui la legge costitutiva è non lineare, come per i problemi di geotecnica ed ingegneria delle rocce, invece, il FDM è molto competitivo, poiché, contrariamente al FEM, non sono richiesti lunghi e dispendiosi processi iterativi.

4 SIMULAZIONE NUMERICA DISACCOPPIATA DEI CICLI DI STOCCAGGIO

Le analisi del comportamento tenso-deformativo sono state effettuate inizialmente in modo disaccoppiato, ed hanno analizzato le quattro sezioni rappresentative del giacimento con quattro diversi modelli numerici.

Si è scelto di condurre le simulazioni in campo elastico, poiché da analisi numeriche preliminari è risultato che sia la *cap-rock* sia la roccia serbatoio permangono in campo elastico durante i cicli di iniezione ed estrazione del gas. La determinazione del fattore di sicurezza è stata quindi eseguita successivamente al calcolo, confrontando lo stato tensionale determinato in campo elastico con l'involuppo a rottura secondo il criterio di Mohr-Coulomb (definito sulla base della coesione, dell'angolo d'attrito e della resistenza a trazione della roccia).

Lo studio ha reso necessario inizializzare le tensioni geostatiche e le pressioni neutre nei pori.

Le analisi condotte hanno consentito di simulare la risposta deformativa e tensionale del giacimento e della *cap rock* in relazione a quattro scenari che consentono di ripercorrere temporalmente l'evoluzione del campo durante la sua vita operativa:

1. pressione iniziale p_i (18,1 MPa, ovvero 181 barsa): corrispondente alle condizioni naturali indisturbate;
2. pressione minima (5,2 MPa, ovvero 52 barsa): corrispondente alla fine della fase di produzione primaria;
3. pressione di esercizio pari al 110% della p_i (19,93 MPa ovvero 199,3 barsa);
4. pressione di esercizio pari al 120% della p_i (21,74 MPa ovvero 217,4 barsa).

Ad ognuna delle quattro condizioni analizzate corrisponde una quota del contatto gas-acqua nella roccia serbatoio. Tale quota è stata ottenuta attraverso simulazioni numeriche dinamiche di giacimento e/o da misure sul campo:

- condizione 1 ($p = p_i$): -1518 m ss;
- condizione 2 ($p = p_{min}$): -1488 m ss;
- condizione 3 ($p = p_{110\%}$): -1505 m ss;
- condizione 4 ($p = p_{120\%}$): -1508 m ss.

Nella *cap rock* è stata assunta una pressione neutra costante nelle cinque diverse condizioni analizzate: la superficie della falda è stata considerata coincidente con il livello del mare e, quindi, il battente idraulico è stato posto uguale alla profondità ss.

4.1 GEOMETRIA DELLE SEZIONI DI STUDIO

I litotipi presi in considerazione nel modello numerico sono i seguenti:

- roccia serbatoio ("arenarie");
- roccia di copertura ("argille sommitali").

In ogni sezione considerata nel calcolo, la roccia serbatoio è limitato superiormente dalla *cap rock*: si è ipotizzato uno spessore della *cap rock* costante pari a circa 200 m.

Le sezioni di analisi sono state discretizzate in elementi rettangolari di dimensioni medie di 5 m x 2 m per le sez. I e II, e 3.2 m x 3 m per le sez. III e IV; nella tabella 3 sono indicate le

dimensioni dei modelli realizzati per studiare ciascuna sezione e il numero totale di elementi utilizzati.

Nelle figure 5-8 viene presentata la geometria dei modelli numerici di ogni sezione analizzata.

Tab. 3: Dimensioni del modello numerico nelle diverse sezioni analizzate

	DIMENSIONI MODELLO (m)	n° ELEMENTI
<i>SEZIONE I</i>	7500 x 640	480.000
<i>SEZIONE II</i>	7.500 x 640	480.000
<i>SEZIONE III</i>	2.600 x 620	160.000
<i>SEZIONE IV</i>	2.600 x 620	160.000

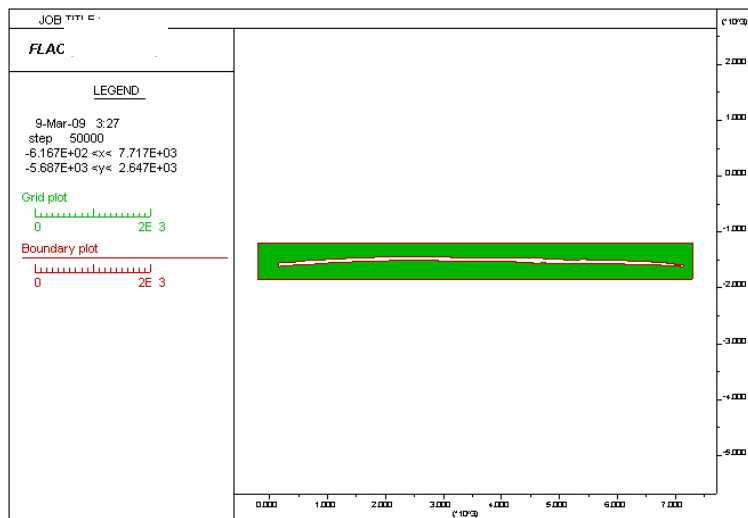


Fig. 5 - Geometria della sezione I

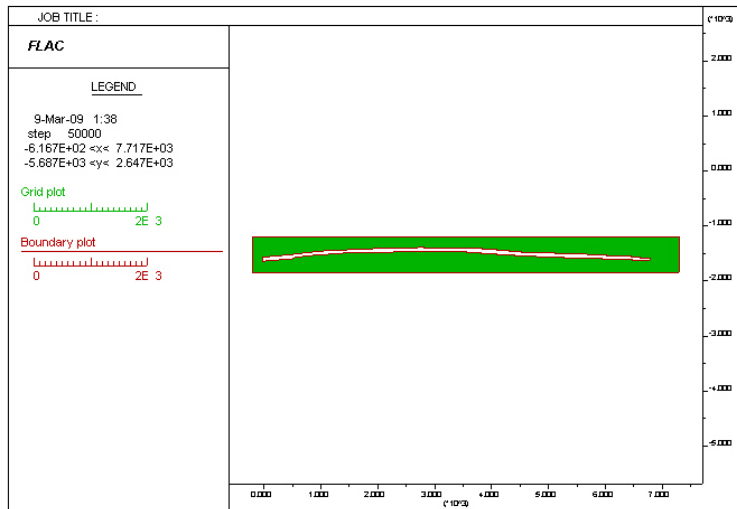


Fig. 6 - Geometria della sezione II

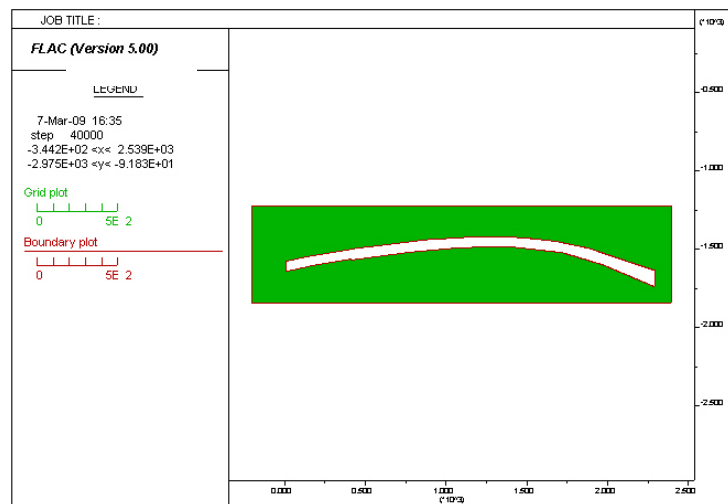


Fig. 7 - Geometria della sezione III

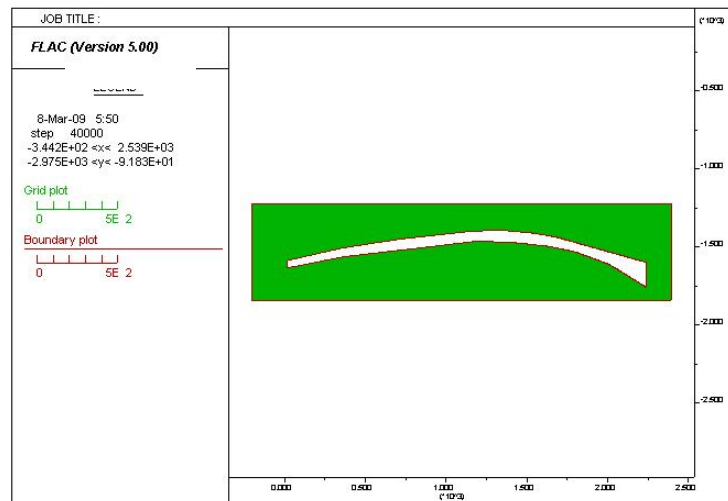


Fig. 8 - Geometria della sezione IV

4.2 DESCRIZIONE DEL PROCEDIMENTO DI CALCOLO

Di seguito è descritto il procedimento utilizzato per la simulazione numerica dell'effetto della pressione del gas nel giacimento, valido per tutte le sezioni oggetto di studio.

L'effetto delle formazioni sovrastanti la *cap rock* fino al piano campagna è stato rappresentato applicando sul bordo superiore del modello una pressione verticale omogenea, dovuta al peso proprio della roccia non rappresentata direttamente nel calcolo.

Fasi della modellazione numerica disaccoppiata:

1. Costruzione della maglia di elementi e definizione delle sottoregioni.
2. Attribuzione delle proprietà delle rocce.
3. Applicazione delle condizioni al contorno ed inizializzazione delle tensioni nella roccia.
4. Inizializzazione delle pressioni interstiziali nel giacimento e nella roccia al contorno di esso (la pressione del gas nel giacimento è posta pari alla pressione esistente prima dell'inizio dell'attività estrattiva).
5. Attivazione dell'accelerazione di gravità.
6. Applicazione delle forze di filtrazione al contatto tra il giacimento e la *cap rock*: sulla superficie di contatto è imposta una pressione pari alla differenza tra la pressione del gas nel giacimento e quella dell'acqua di falda nella *cap rock*.
7. Annullamento degli spostamenti e delle velocità di spostamento.
8. Riduzione progressiva della pressione del gas nel giacimento al valore minimo che si realizza al termine della fase di estrazione e conseguente innalzamento della superficie di contatto gas-acqua.
9. Aumento progressivo della pressione del gas nel giacimento fino al valore massimo ipotizzato e conseguente abbassamento del contatto gas-acqua.
10. Applicazione delle forze di filtrazione al contatto tra il giacimento e la *cap rock*.

Il termine della fase 6 corrisponde alle condizioni indisturbate che precedono l'inizio della coltivazione del campo (condizione 1: $p=p_i$); il termine della fase 8 corrisponde alla fine della fase di produzione primaria (condizione 2: $p=p_{\min}$); il termine delle fase 10 corrisponde, a secondo delle ipotesi di analisi, alle fasi di stoccaggio nelle differenti condizioni di sovrappressione considerate (ovvero condizione 3: $p = 110\%$ di p_i , condizione 4: $p = 120\%$ di p_i).

4.3 ANALISI DEI RISULTATI

I risultati forniti dallo studio sono stati valutati in termini di fattori di sicurezza.

Per fattore di sicurezza in un punto della roccia si intende il minimo valore del rapporto tra la differenza tra le tensioni principali a rottura e la differenza tra le tensioni principali effettivamente presenti:

$$F_s = \frac{(\sigma_{1,r} - \sigma_3)}{(\sigma_1 - \sigma_3)} = \frac{\frac{2 \cdot c \cdot \cos\varphi}{1 - \sin\varphi} + \frac{2 \cdot \sin\varphi}{1 - \sin\varphi} \cdot \sigma_3}{(\sigma_1 - \sigma_3)}$$

dove: c: coesione

φ : angolo d'attrito

$\sigma_{1,r}$: tensione principale massima a rottura per una data σ_3

σ_1 : tensione principale massima esistente

σ_3 : tensione principale minima esistente

4.3.1 Condizione 1 - Condizione iniziale, con pressione nel gas pari a $p_i = 18,1$ MPa

Nelle figure seguenti sono riportate, per ogni sezione indagata, le tensioni orizzontali efficaci, in corrispondenza delle zone di culmine del giacimento, le tensioni verticali efficaci nelle zone laterali del giacimento, e il fattore di sicurezza nei confronti della rottura della roccia, per la condizione originaria ($p = p_i = 18,1$ MPa).

Si può notare come i valori più bassi delle tensioni orizzontali efficaci nella *cap rock*, in corrispondenza delle zone di culmine del giacimento, dove la pressione del gas induce un detensionamento, siano dell'ordine di 13,5-14 MPa (di compressione) nella sezione I, 13-13,5 MPa nelle sezioni II, III e IV. Per quanto riguarda le tensioni verticali efficaci, esse raggiungono i valori minimi nella *cap rock* in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento; in quelle zone, infatti, il detensionamento prodotto dalla pressione del gas nel giacimento è più marcato: si raggiungono valori minimi pari a 16,5-17 MPa (di compressione) in tutte e quattro le sezioni.

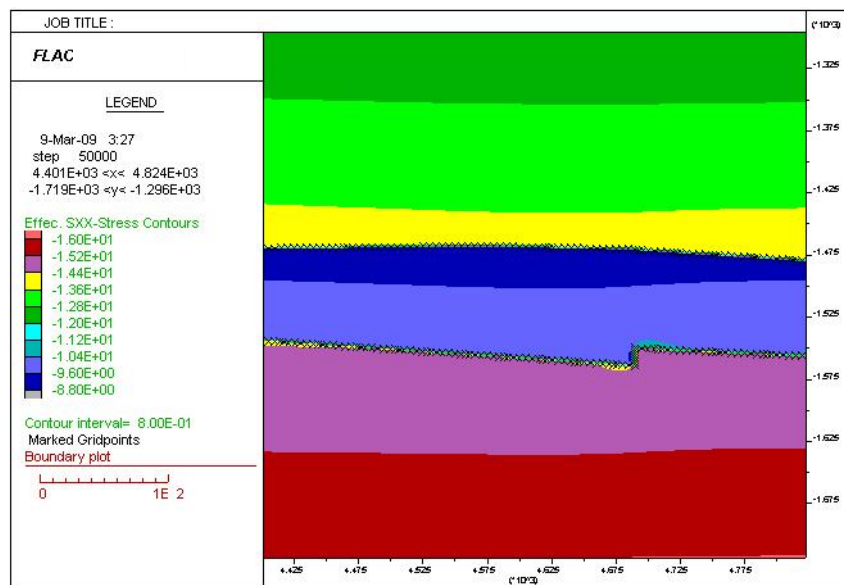
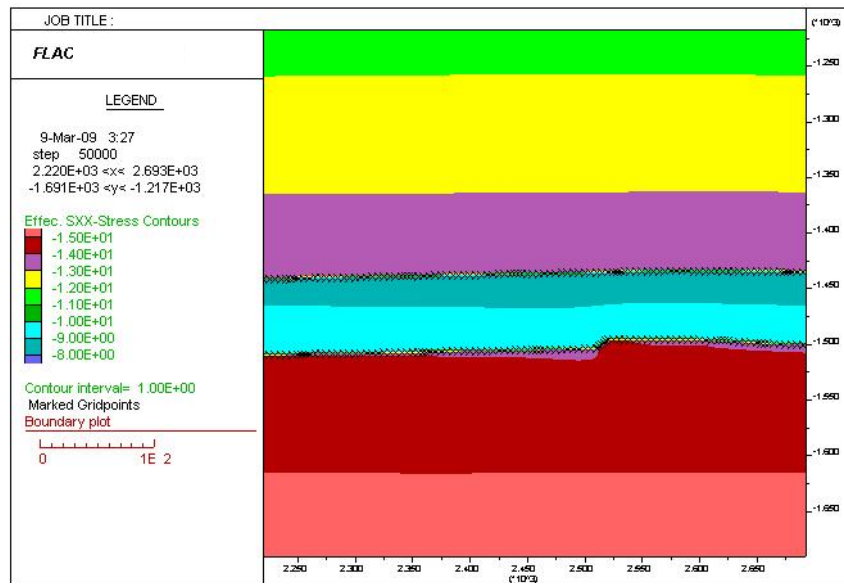


Fig. 9 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni orizzontali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza di due diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

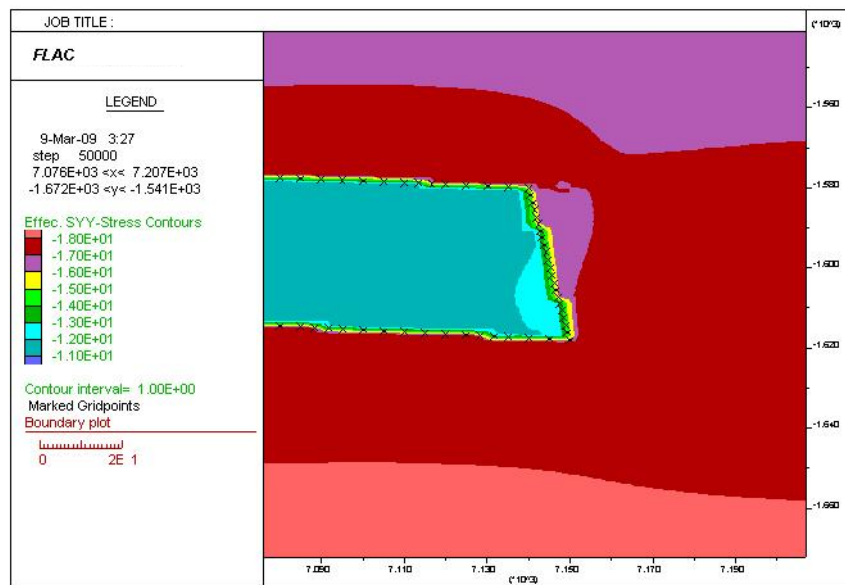
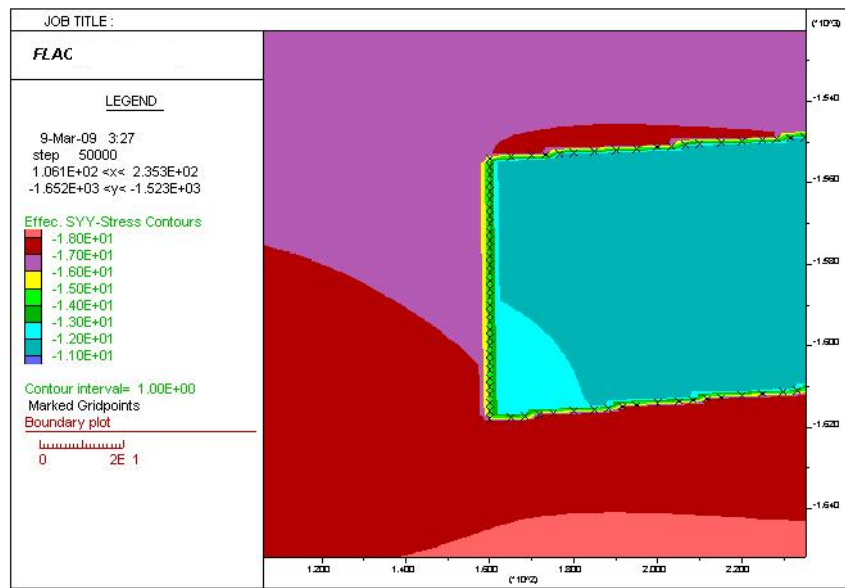
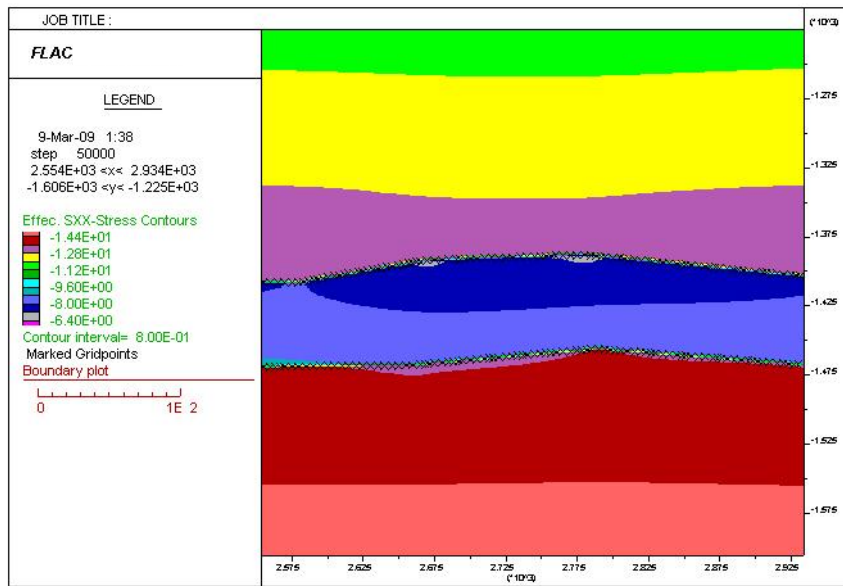
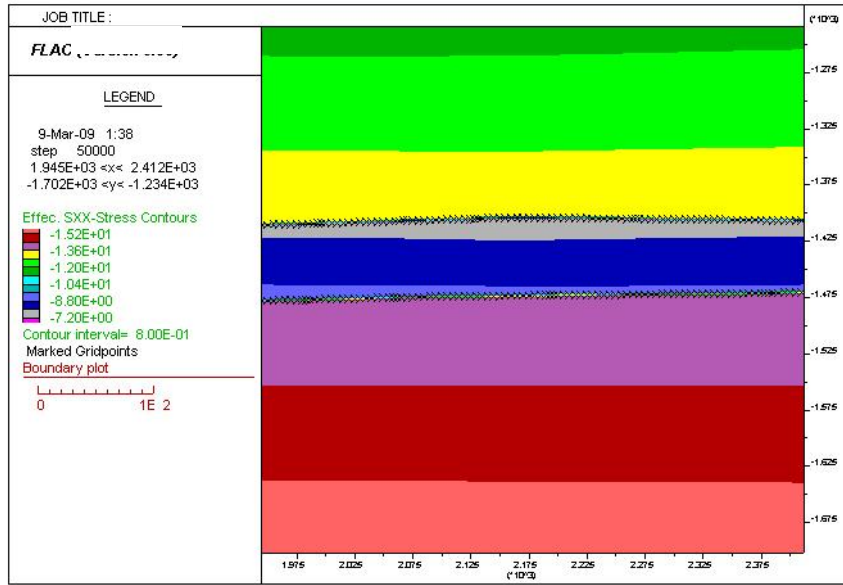


Fig. 10 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni verticali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*



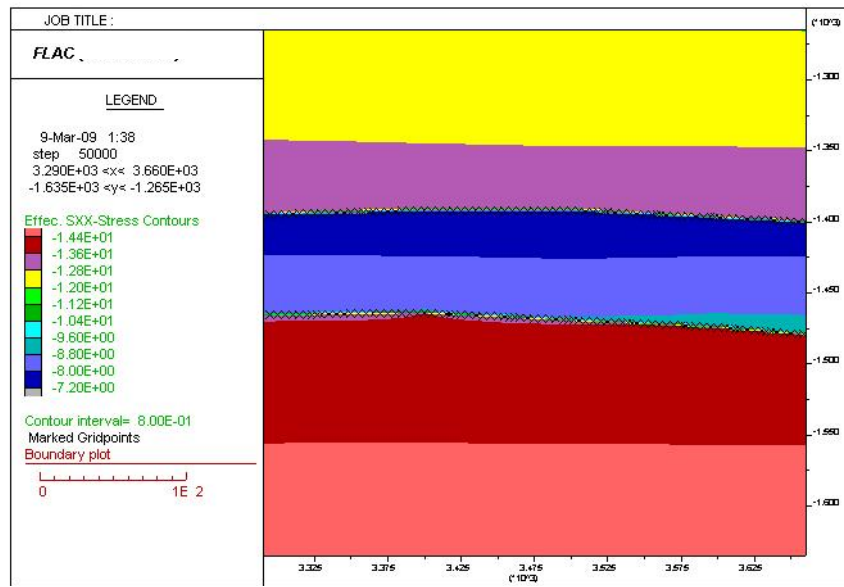


Fig. 11 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni orizzontali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza di tre diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

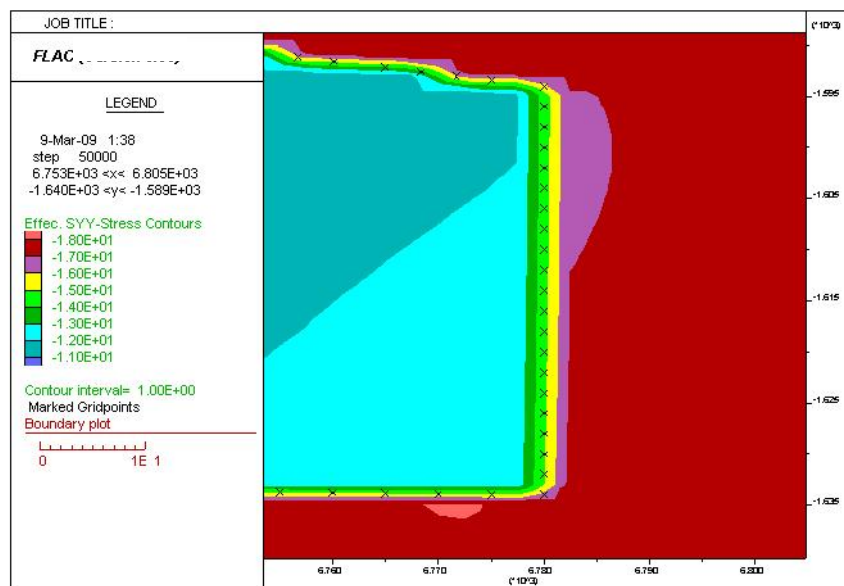
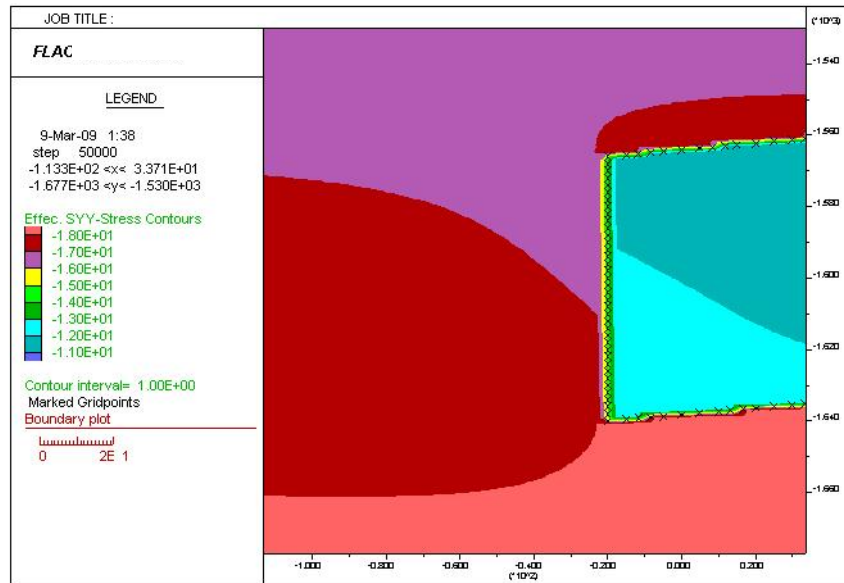


Fig. 12 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni verticali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

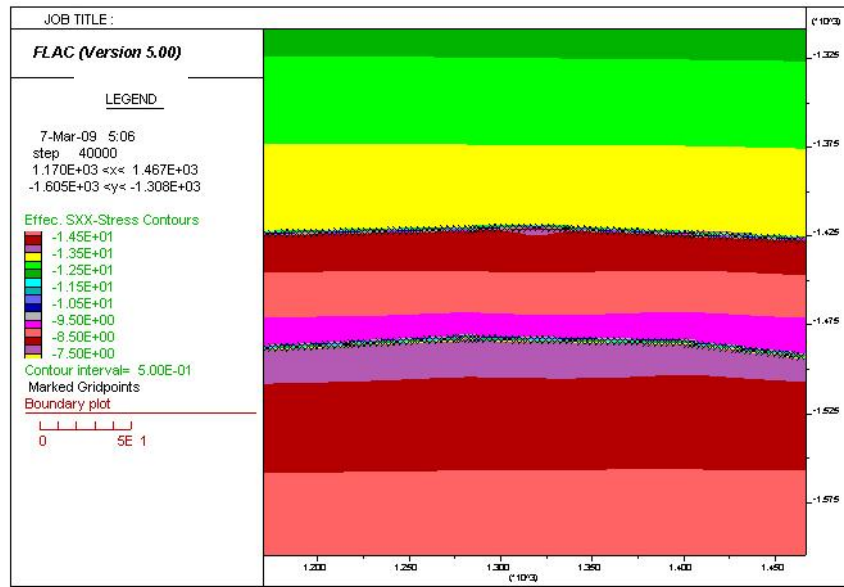


Fig. 13 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni orizzontali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

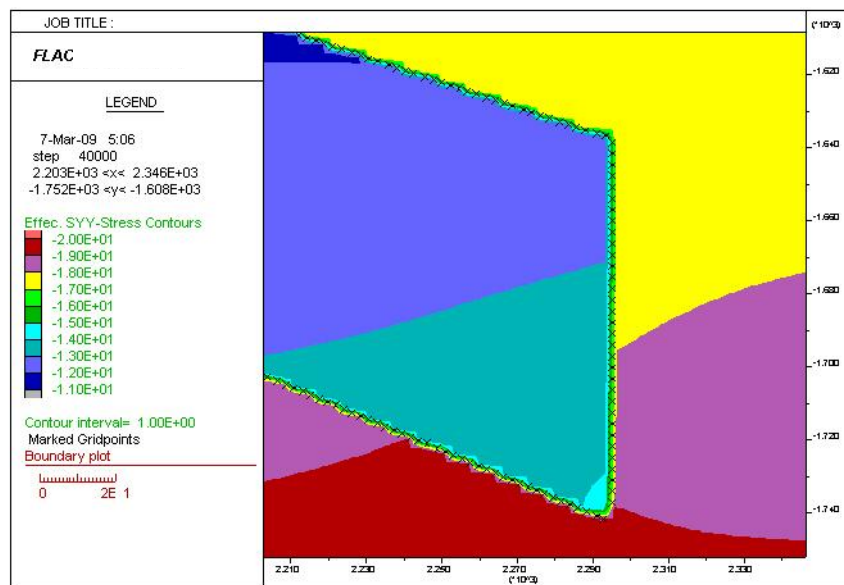
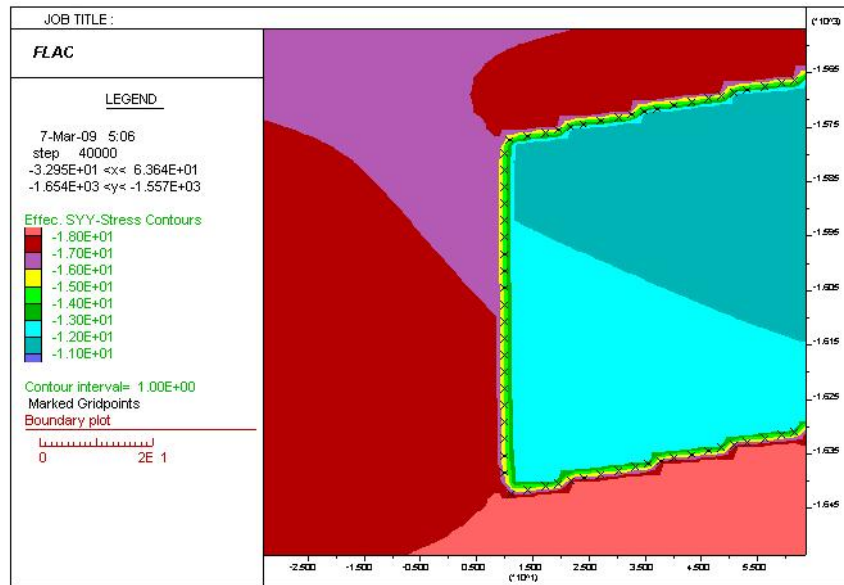


Fig. 14 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni verticali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

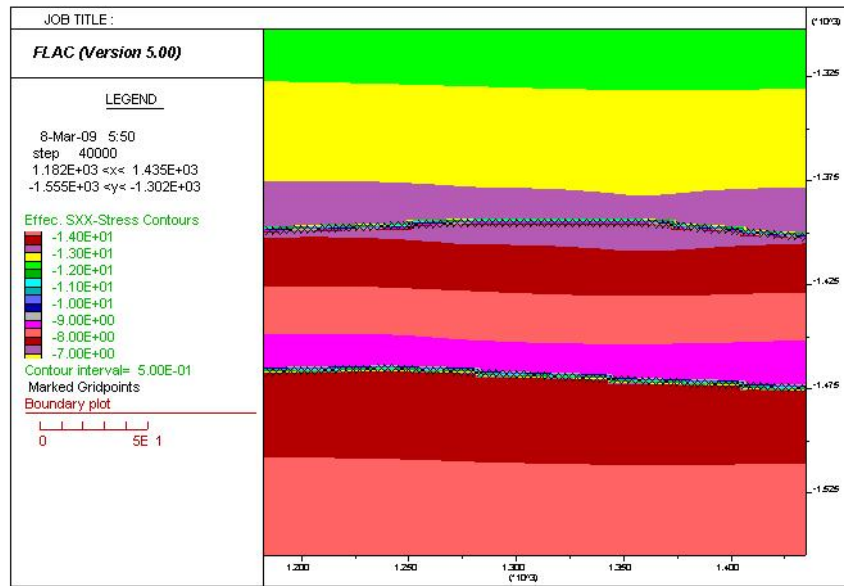


Fig. 15 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni orizzontali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

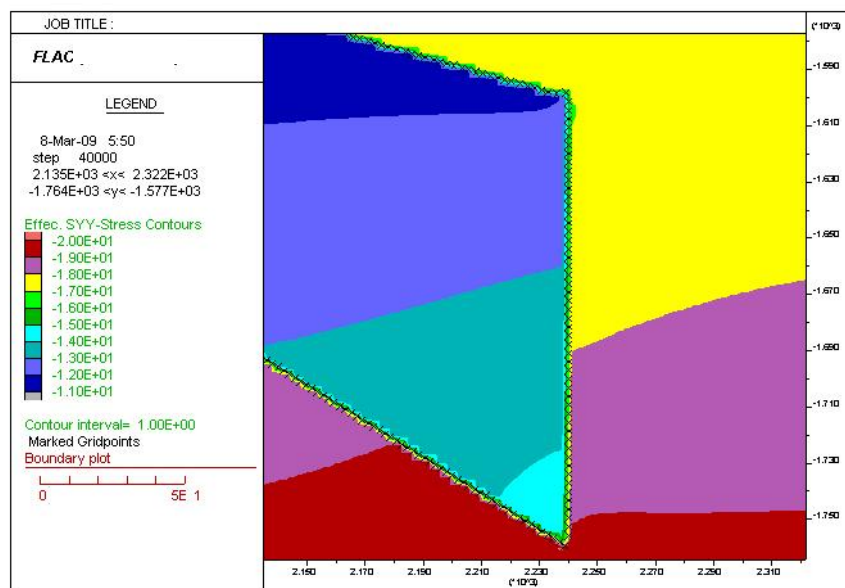
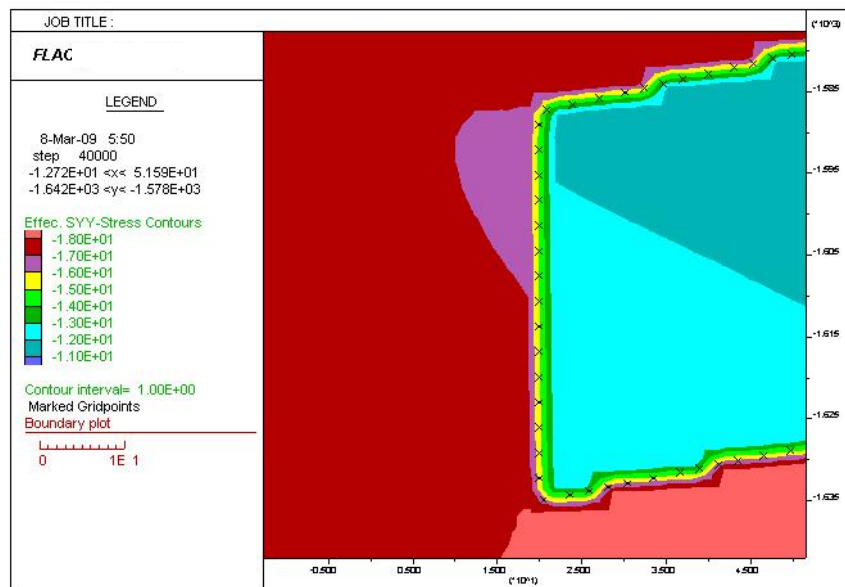


Fig. 16 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni verticali efficaci in MPa nelle condizioni iniziali di pressione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

4.3.2 Condizione 2 - Condizione al termine della produzione primaria ($p_{min} = 5,2$ MPa)

Nelle figure seguenti sono riportate, per ogni sezione indagata, le tensioni orizzontali efficaci, in corrispondenza delle zone di culmine del giacimento, le tensioni verticali efficaci nelle zone laterali del giacimento, e il fattore di sicurezza nei confronti della rottura della roccia, per la condizione a fine estrazione primaria ($p = p_{min} = 5,2$ MPa).

Si può notare ora come le tensioni orizzontali efficaci aumentino nella *cap rock*, rispetto alla condizione 1, con il diminuire della pressione del gas: i valori minimi sono dell'ordine di 23,5-24,5 MPa (di compressione) nelle sezioni I e II, 23-24 MPa nella sezione III, circa 26 MPa nella sezione IV. Anche le tensioni verticali efficaci aumentano rispetto alla condizione 1: nelle zone laterali del giacimento si raggiungono nella *cap rock* valori minimi pari a 18-19 MPa (di compressione) in tutte e quattro le sezioni analizzate.

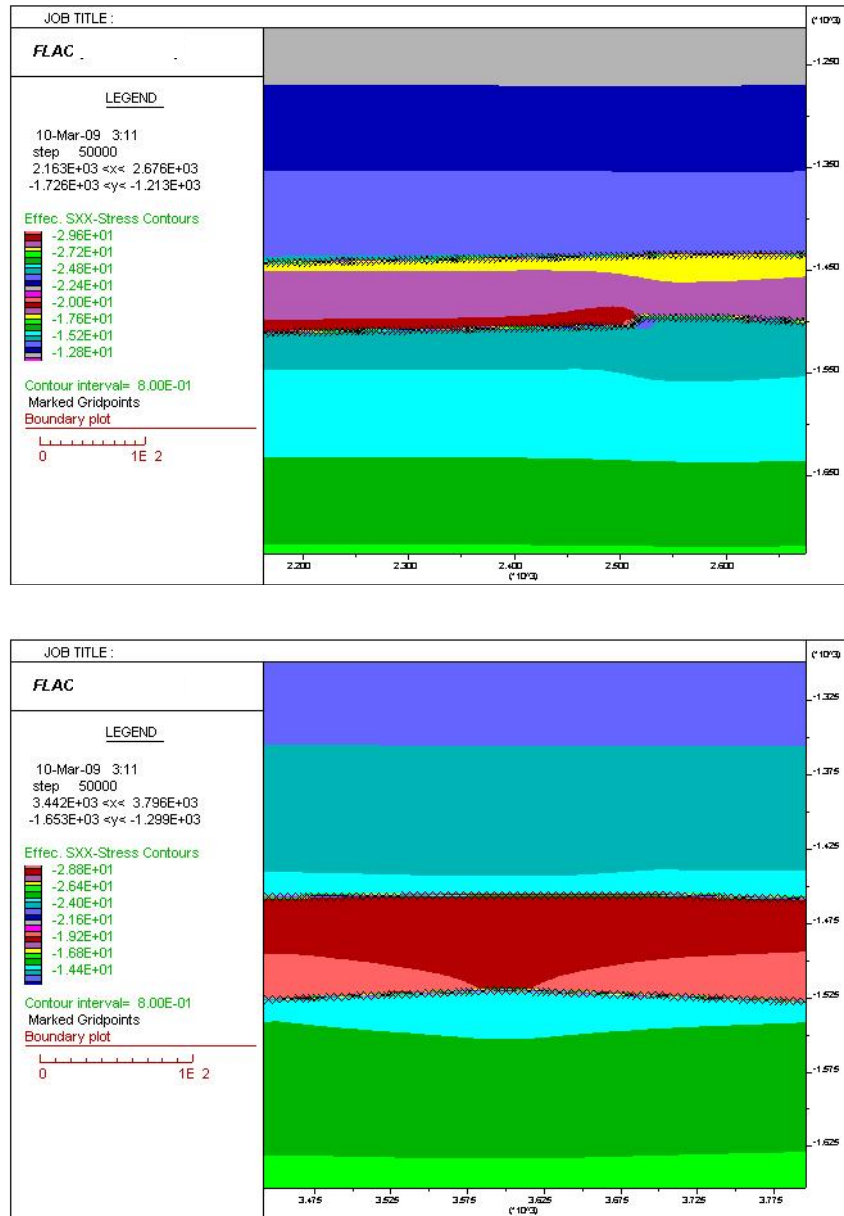


Fig. 17 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni orizzontali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza di due diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

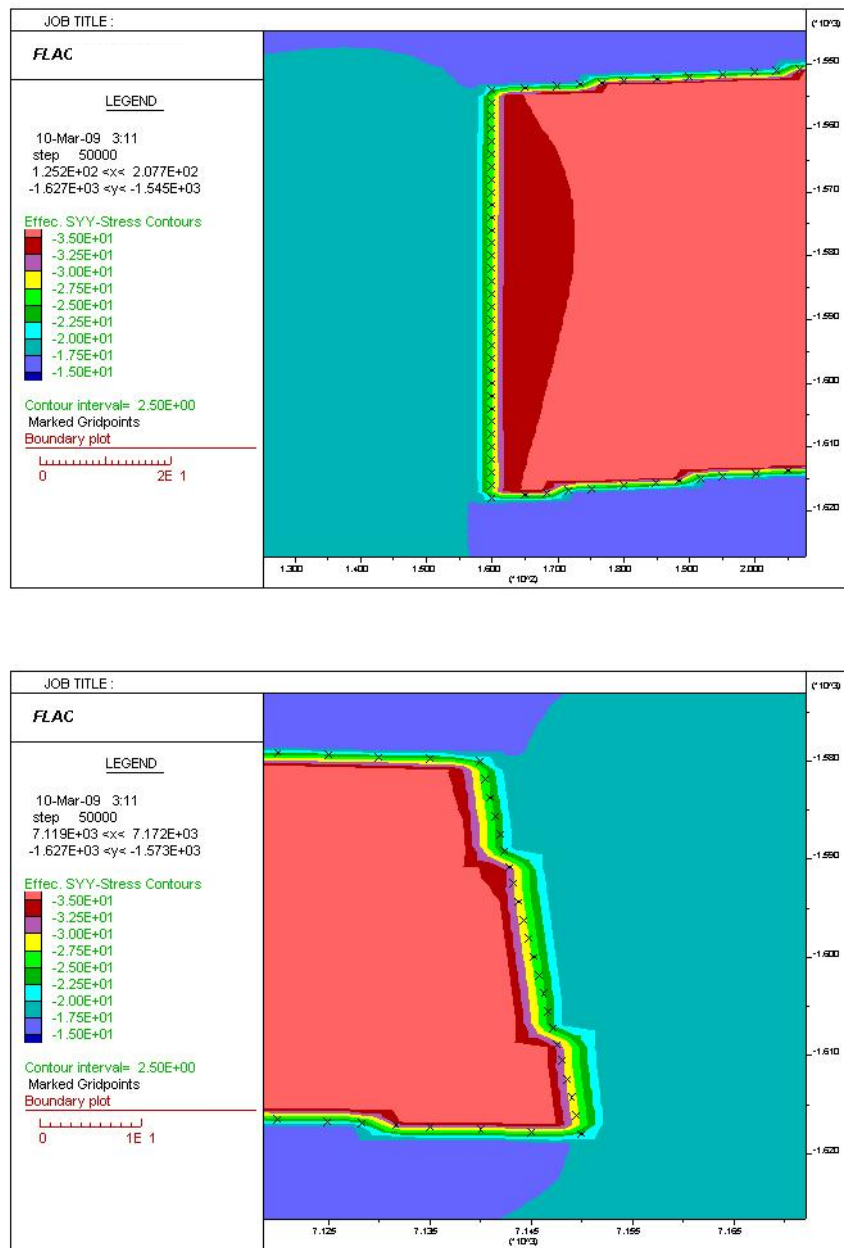
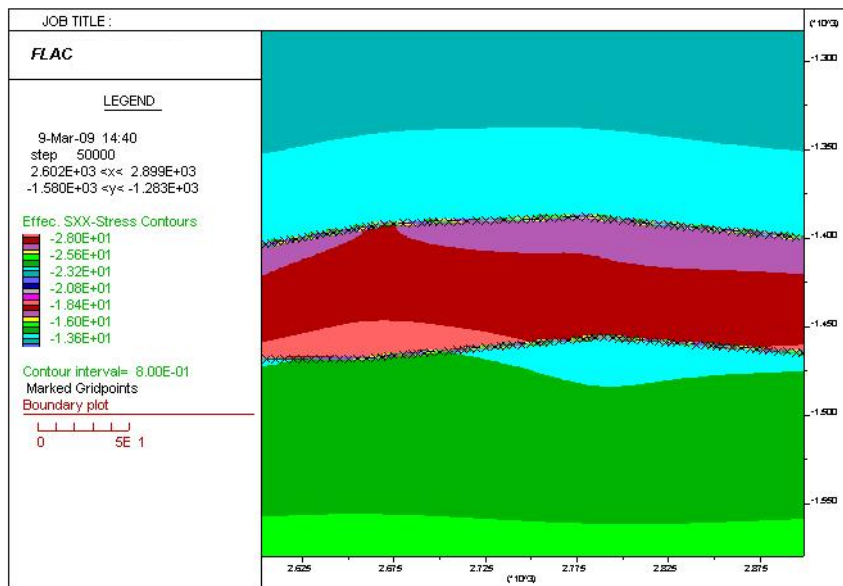
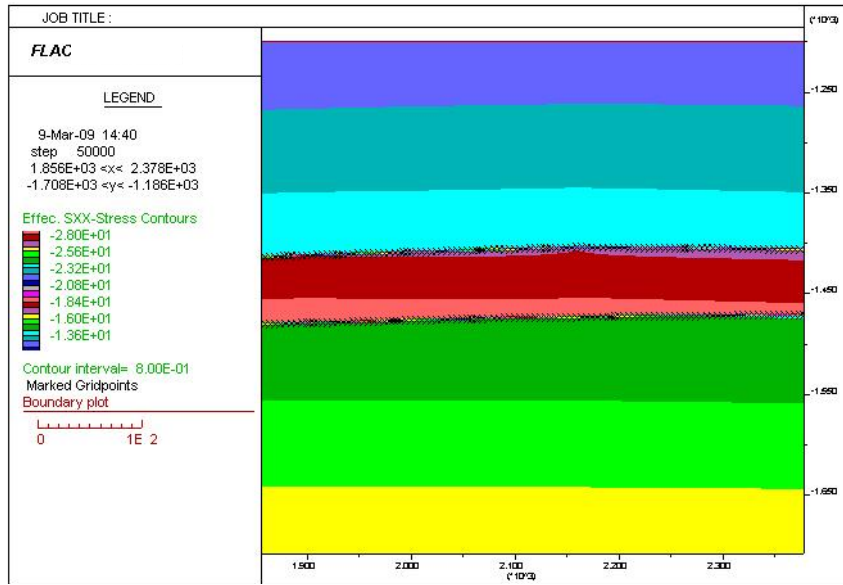


Fig. 18 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni verticali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock



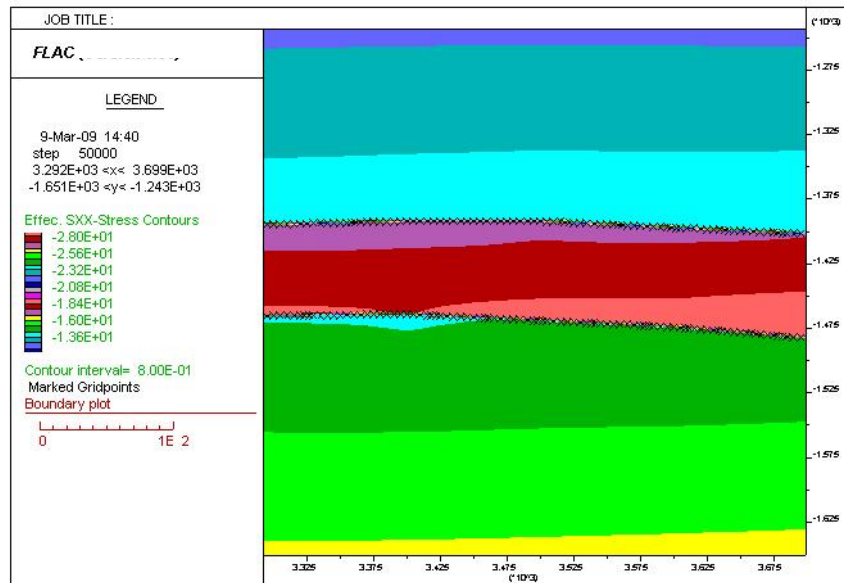


Fig. 19 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni orizzontali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza di tre diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

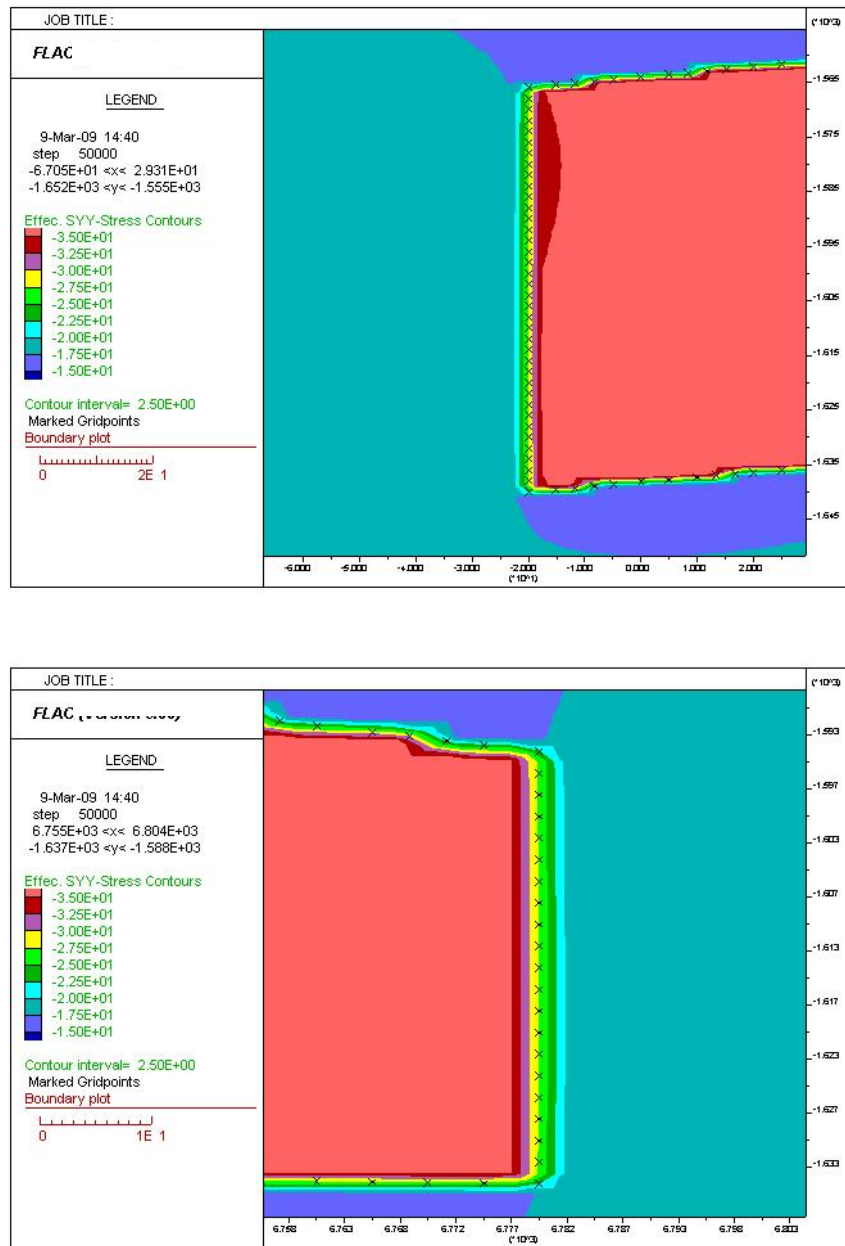


Fig. 20 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni verticali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

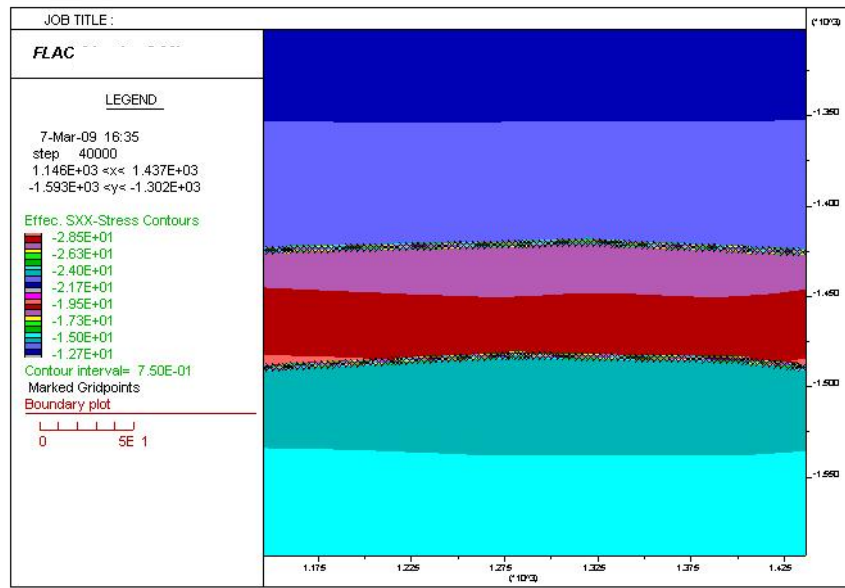


Fig. 21 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni orizzontali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

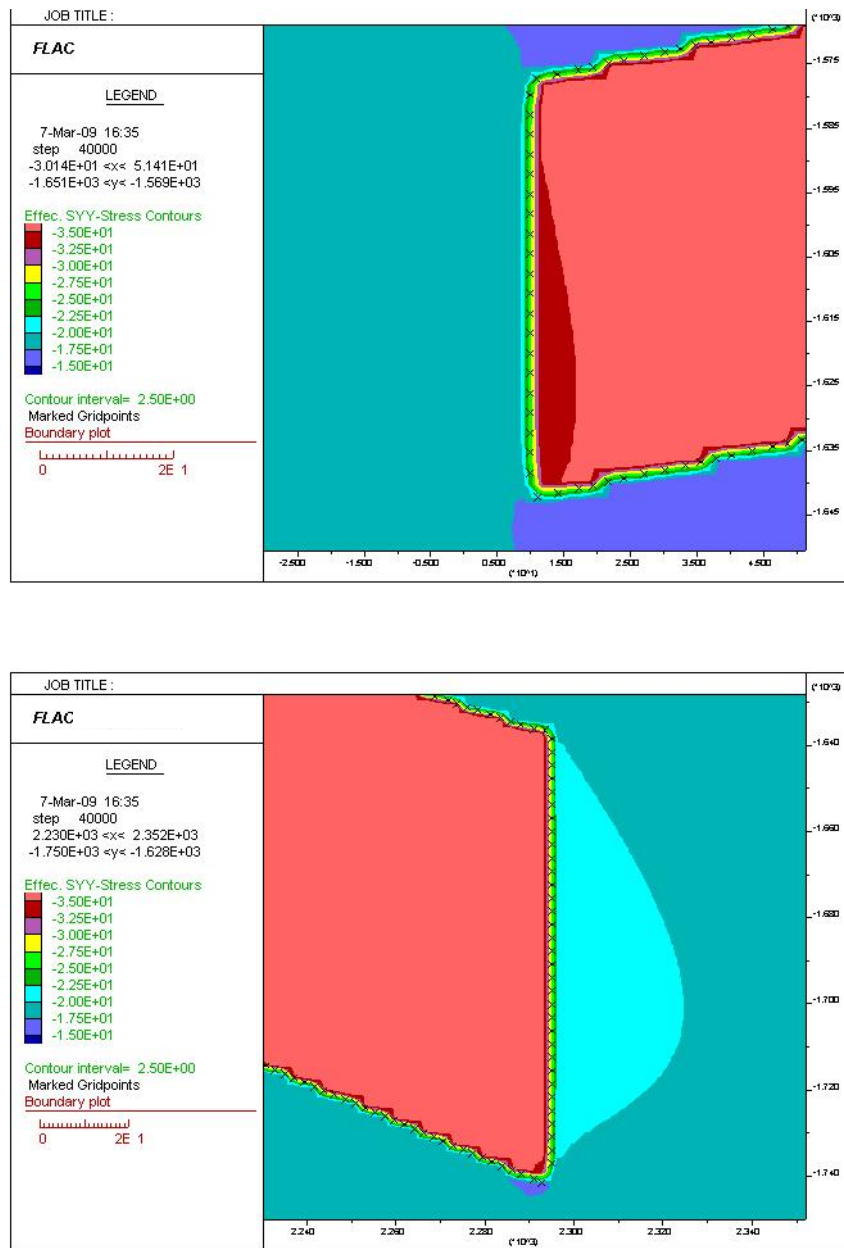


Fig. 22 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni verticali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

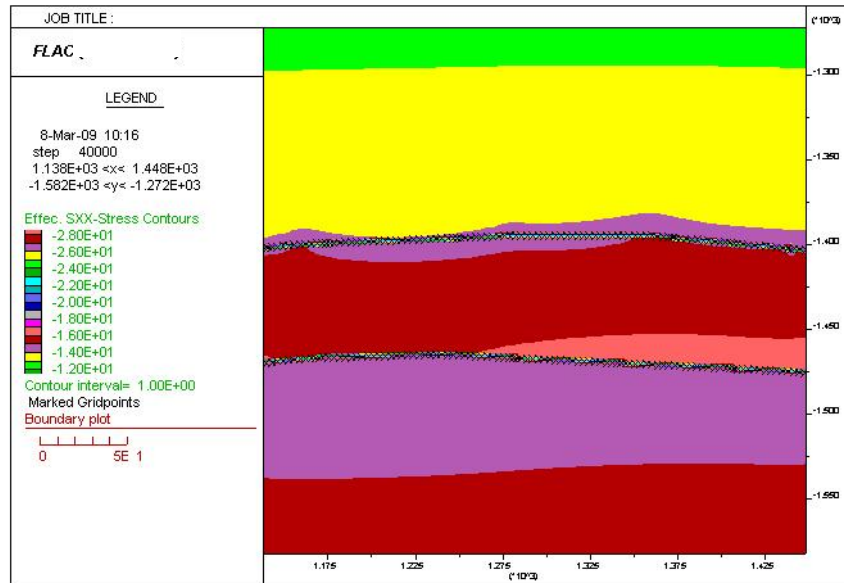


Fig. 23 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni orizzontali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

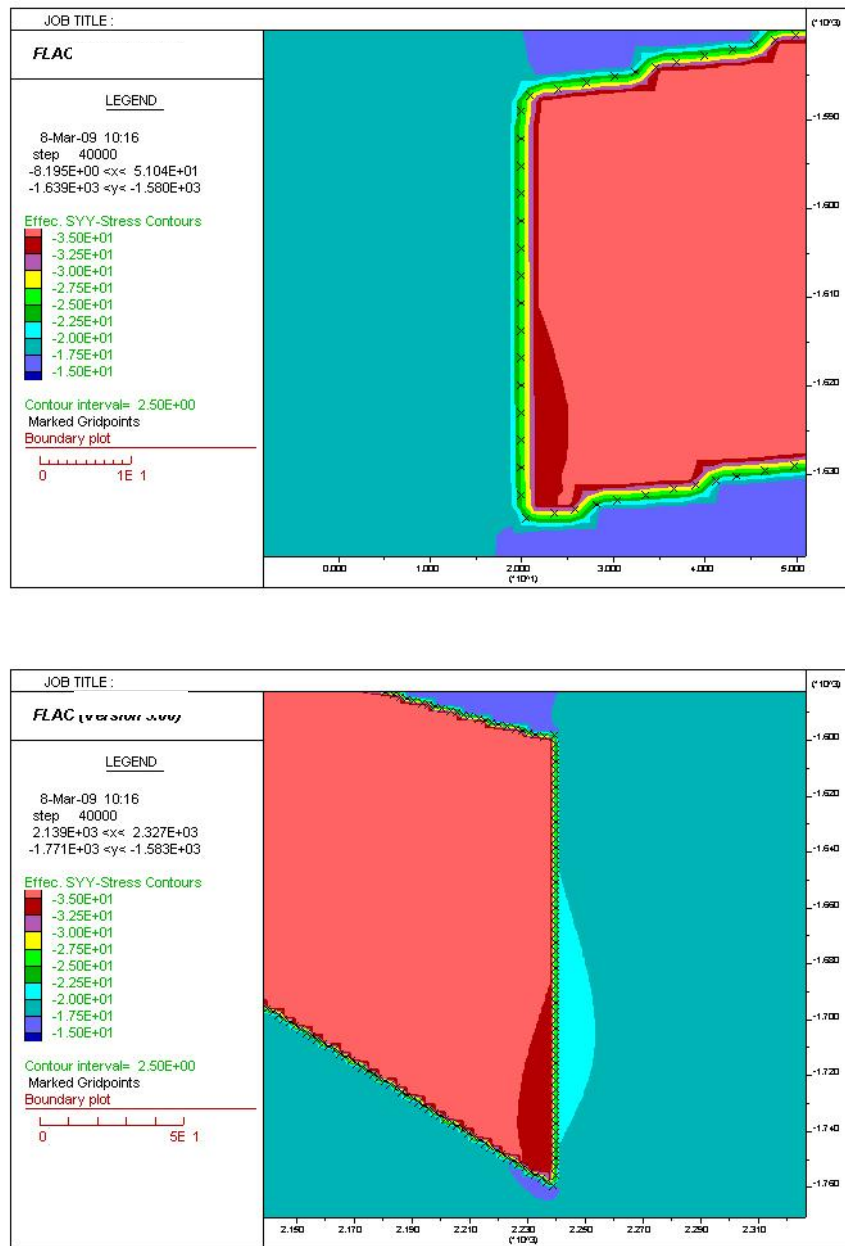


Fig. 24 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni verticali efficaci in MPa al termine della fase di estrazione, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

4.3.3 Condizione 3 – Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 110% della pressione iniziale ($p_{110\%} = 19,93 \text{ MPa}$)

Nelle figure seguenti sono riportate, per ogni sezione indagata, le tensioni orizzontali efficaci, in corrispondenza delle zone di culmine del giacimento, le tensioni verticali efficaci nelle zone laterali del giacimento, e il fattore di sicurezza nei confronti della rottura della roccia, per la condizione di stoccaggio con pressione del gas pari al 110 % della pressione originaria iniziale ($p = 19,93 \text{ MPa}$).

Rispetto alla situazione originaria (condizione 1) si rileva una riduzione delle tensioni orizzontali efficaci nella *cap rock* in corrispondenza delle zone di culmine del giacimento: 13-13,5 MPa (di compressione) nella sezione I, 12,5-13 MPa nelle sezioni II, III e IV. Anche le tensioni verticali efficaci si riducono rispetto alla situazione originaria, raggiungendo valori minimi pari a 16-16,5 MPa (di compressione) in tutte e quattro le sezioni.

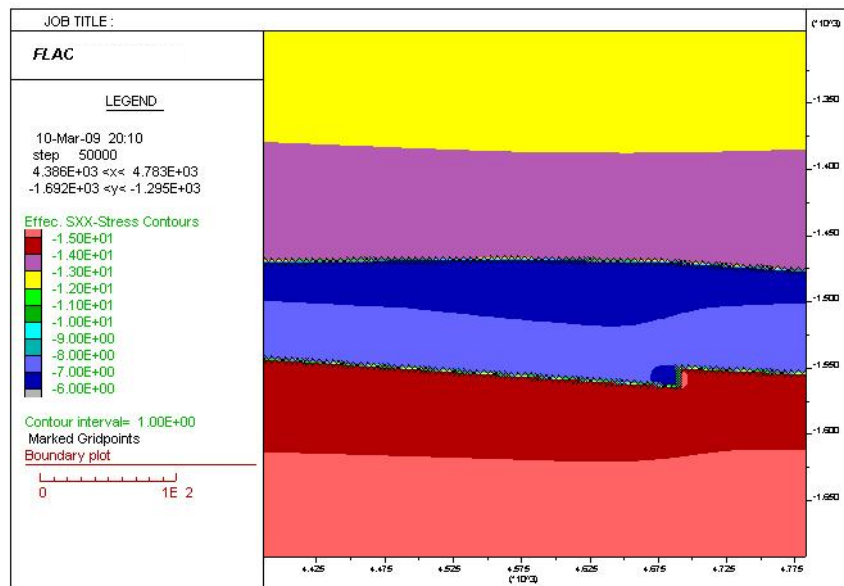
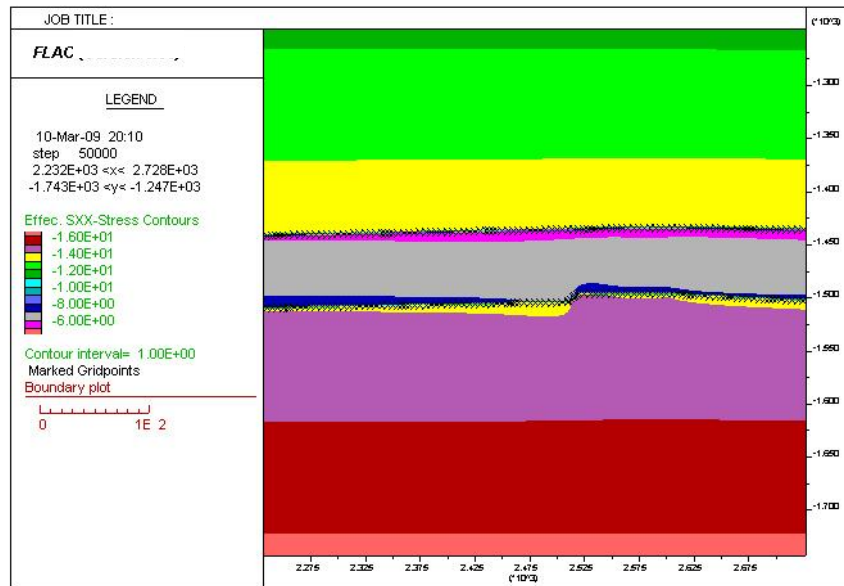


Fig. 25 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza di due diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

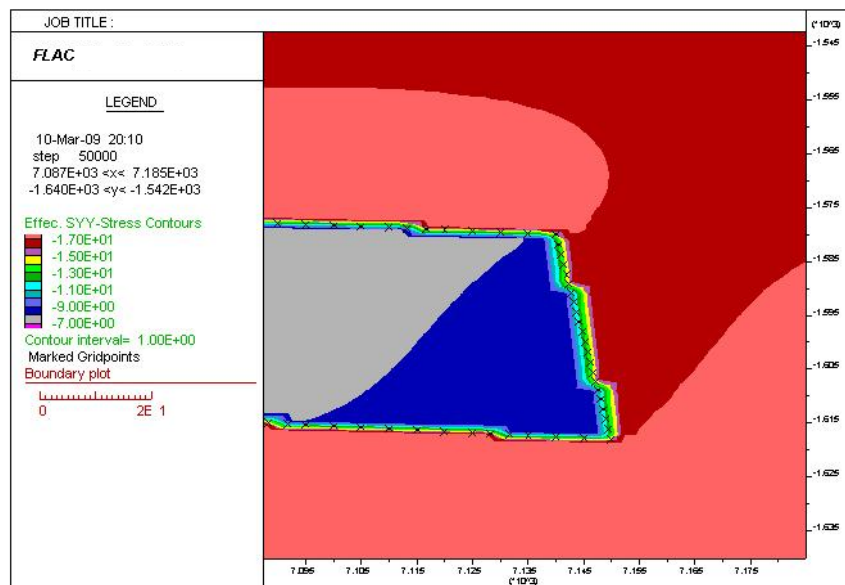
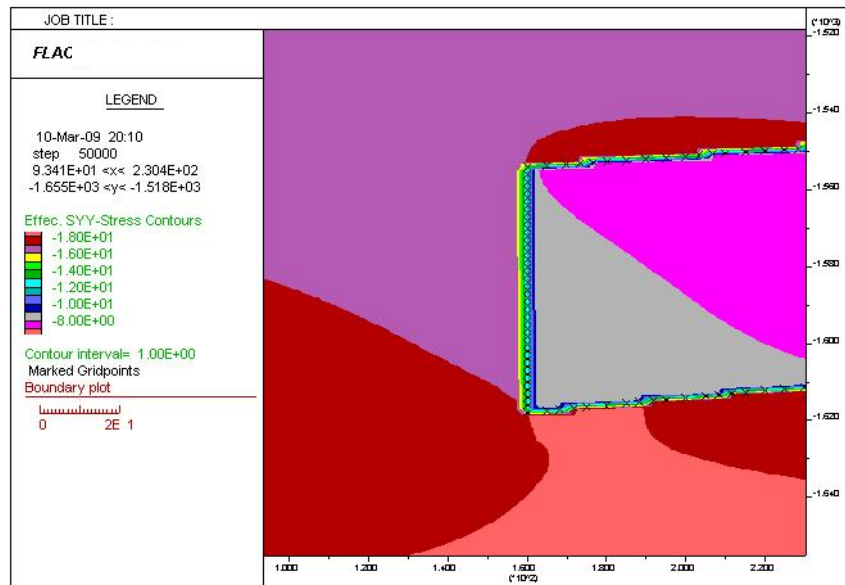
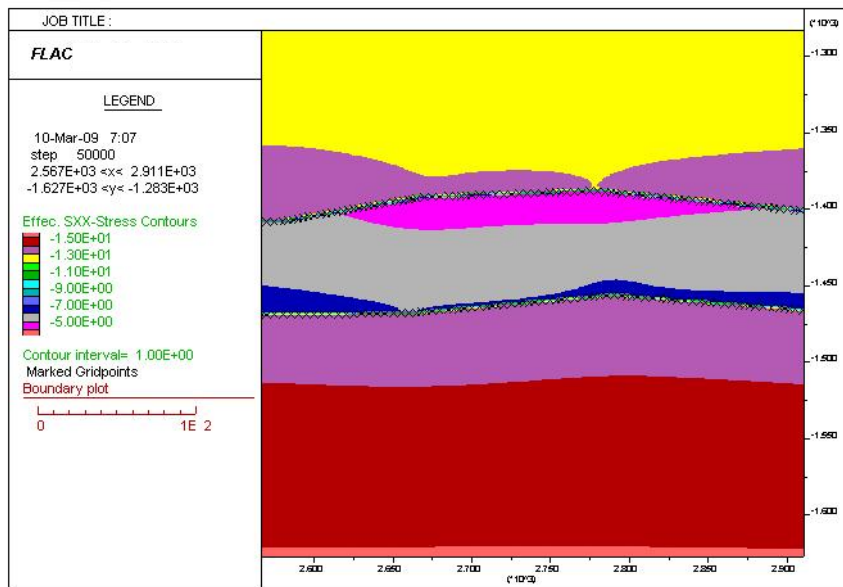
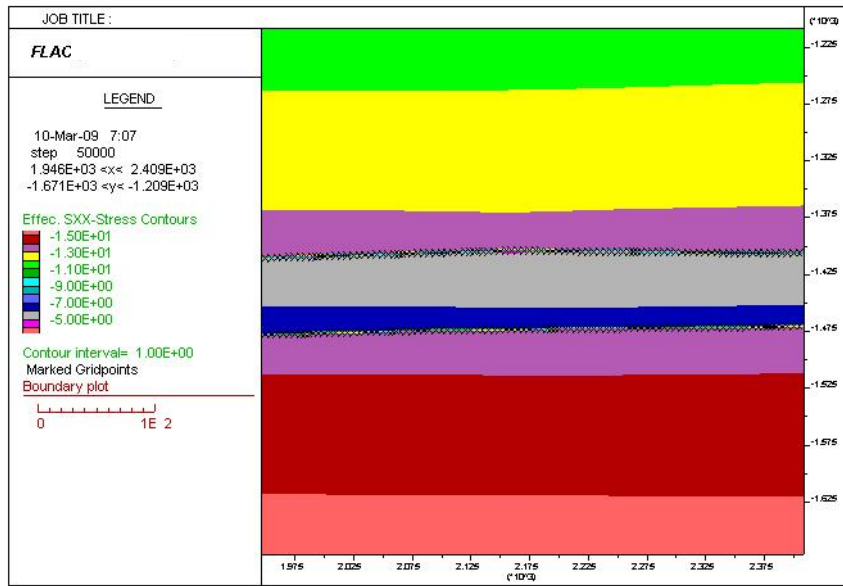


Fig. 26 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*



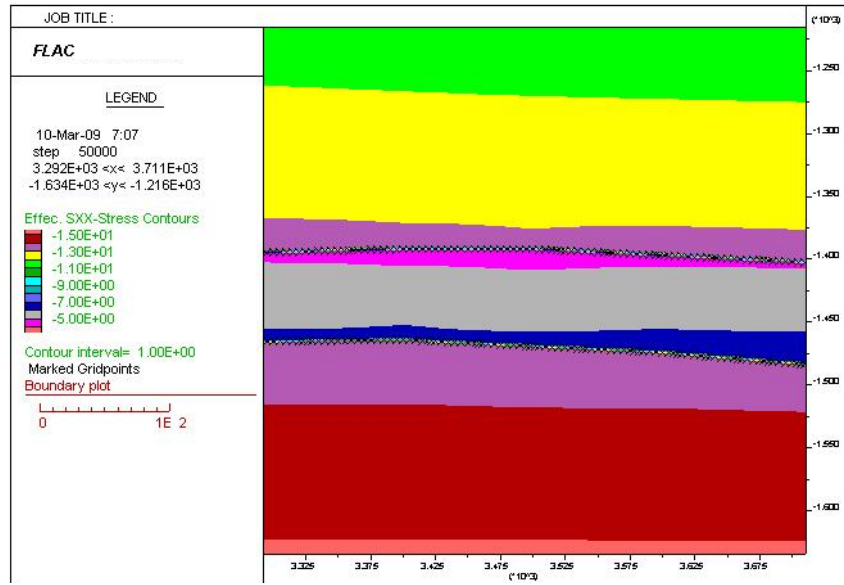


Fig. 27 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza di tre diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

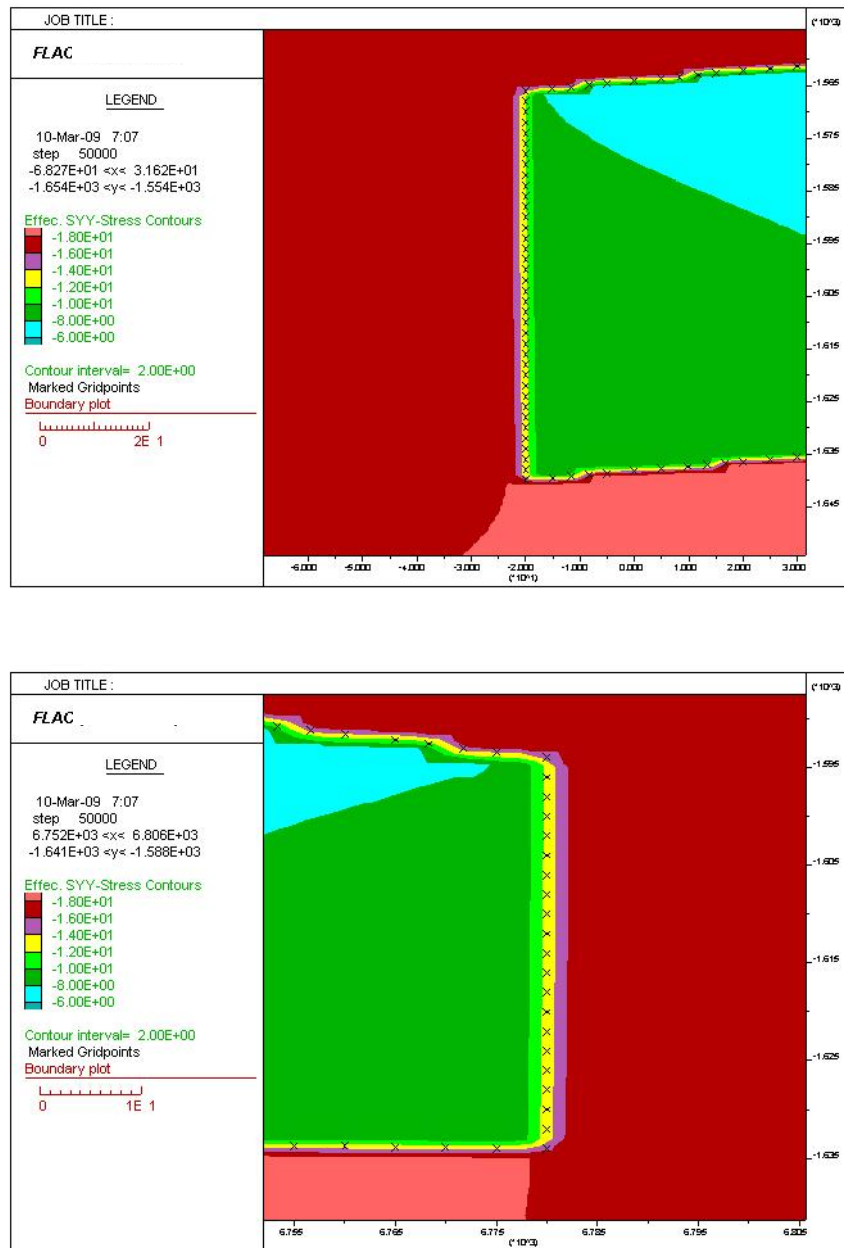


Fig. 28 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

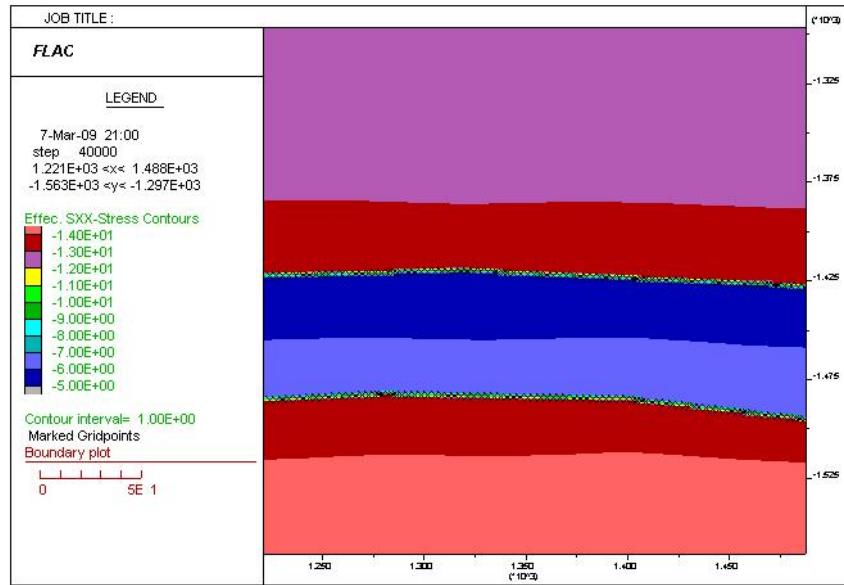


Fig. 29 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

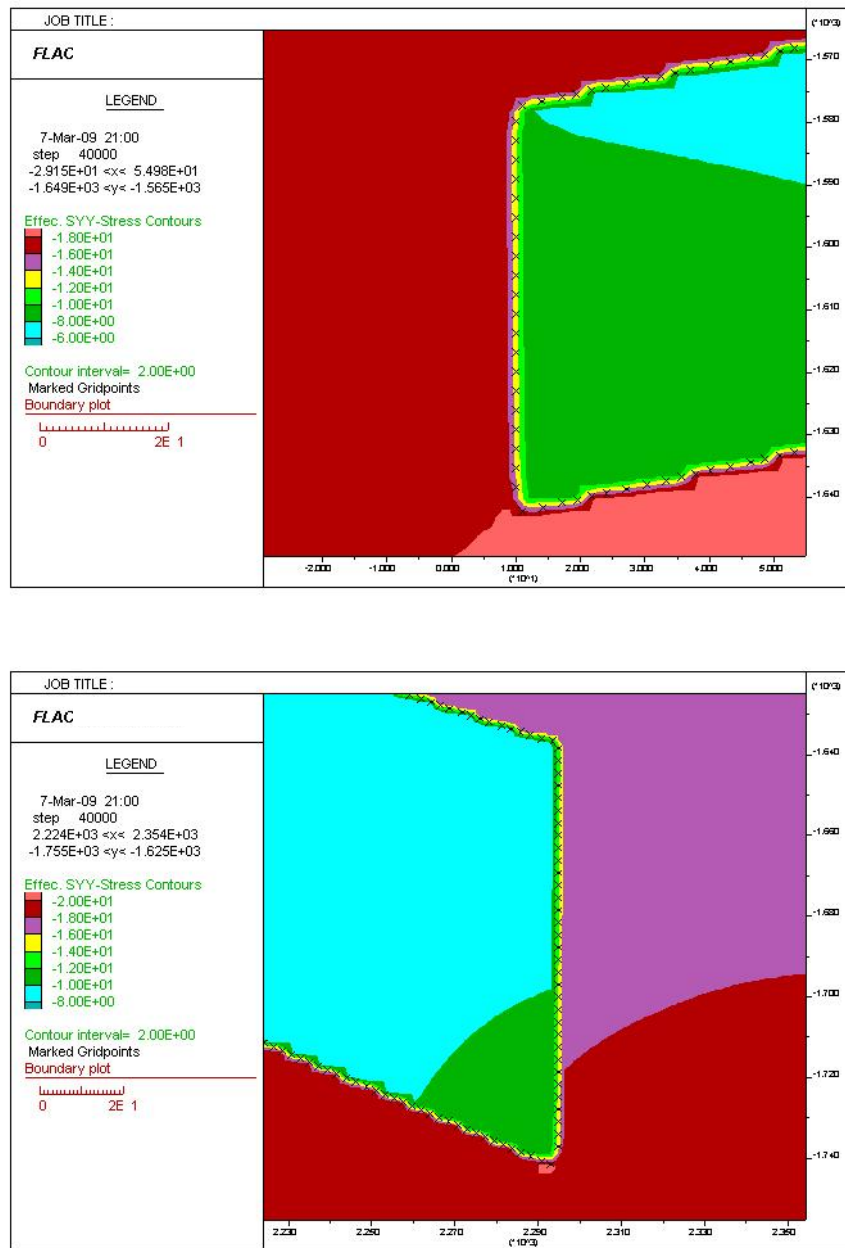


Fig. 30 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

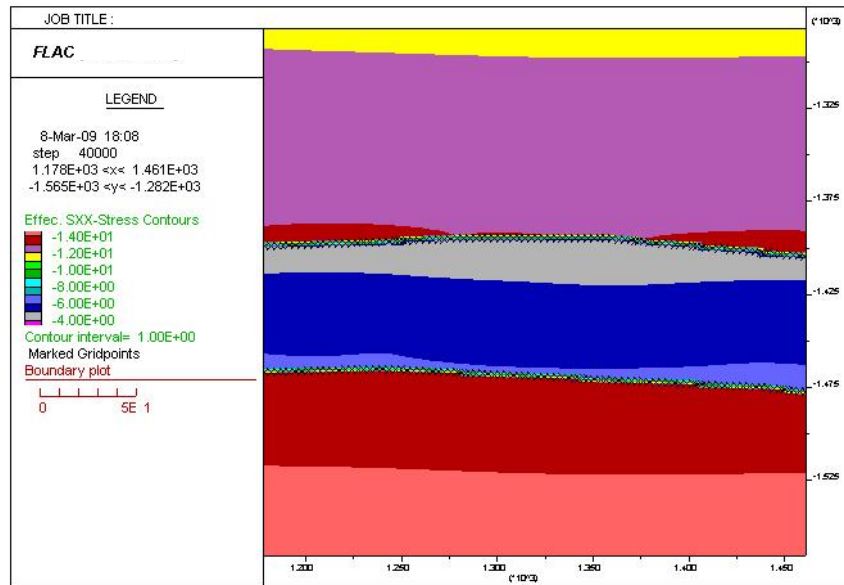


Fig. 31 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

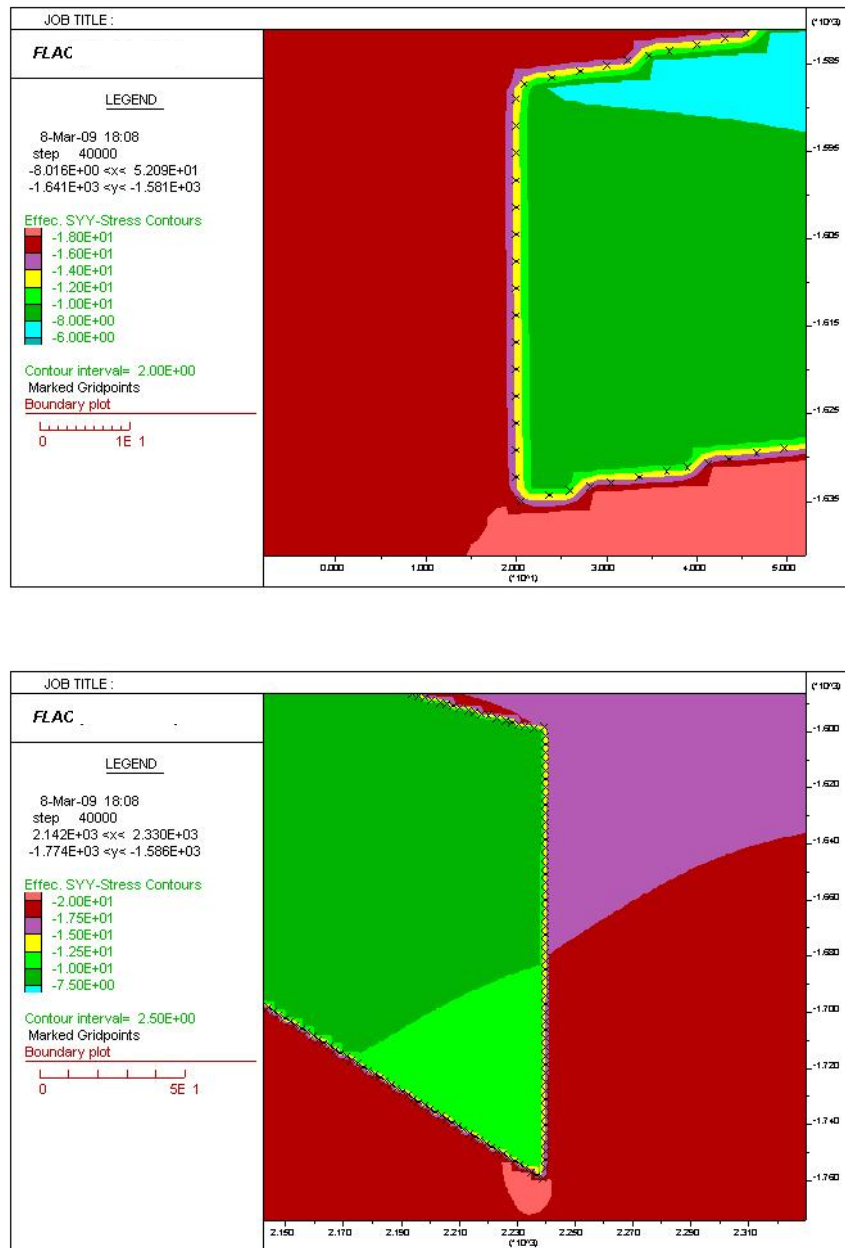


Fig. 32 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 110 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

4.3.4 Condizione 4 – Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 120% della pressione iniziale ($p_{120\%} = 21,74 \text{ MPa}$)

Nelle figure seguenti sono riportate, per ogni sezione indagata, le tensioni orizzontali efficaci, in corrispondenza delle zone di culmine del giacimento, le tensioni verticali efficaci nelle zone laterali del giacimento, e il fattore di sicurezza nei confronti della rottura della roccia, per la condizione di stoccaggio con pressione del gas pari al 120 % della pressione originaria iniziale ($p = 21,74 \text{ MPa}$).

Si rilevano, rispetto alla condizione 3, ulteriori leggere riduzioni sia della tensione orizzontale efficace nella *cap rock* in corrispondenza della zona di culmine, sia della tensione verticale efficace nella *cap rock* ai lati del giacimento.

I fattori di sicurezza raggiungono nella *cap rock* valori minimi pari a 11 nella sezione 4 (in prossimità della zona laterale destra del giacimento).

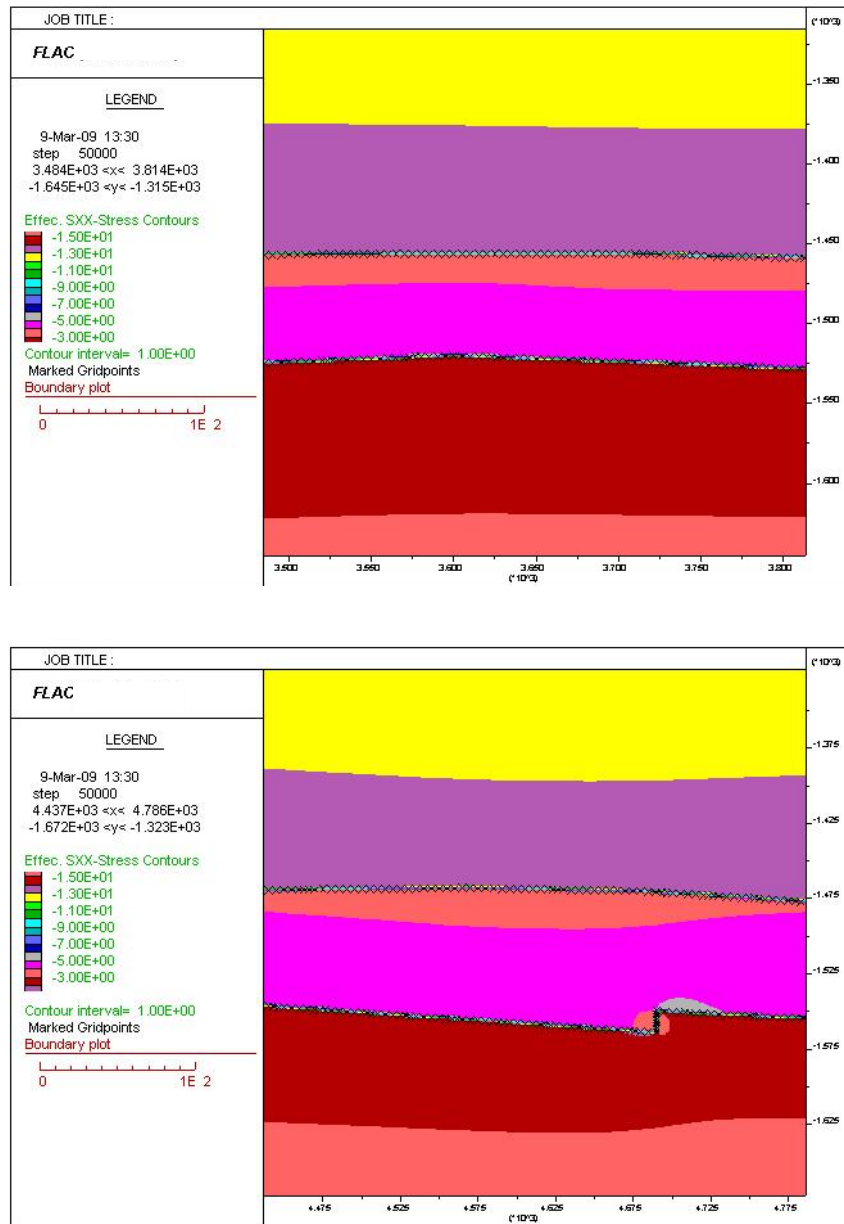


Fig. 33 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza di due diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

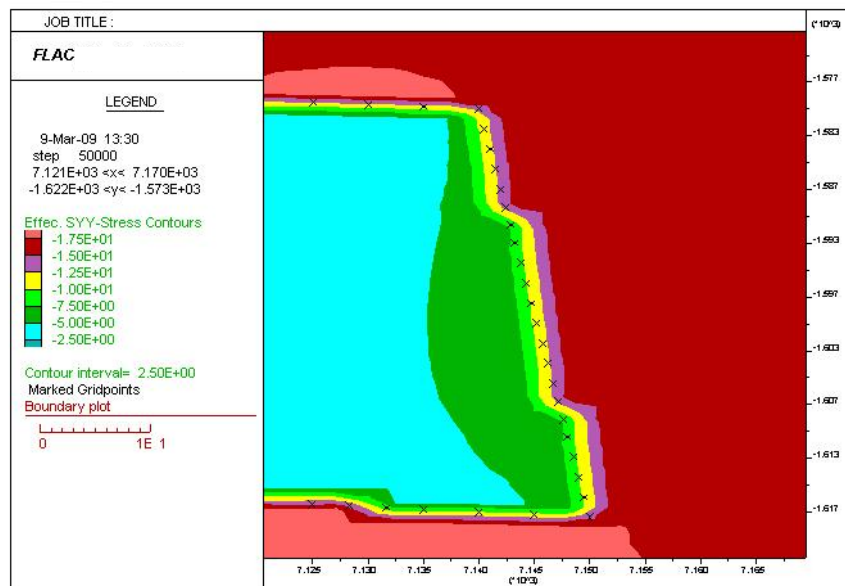
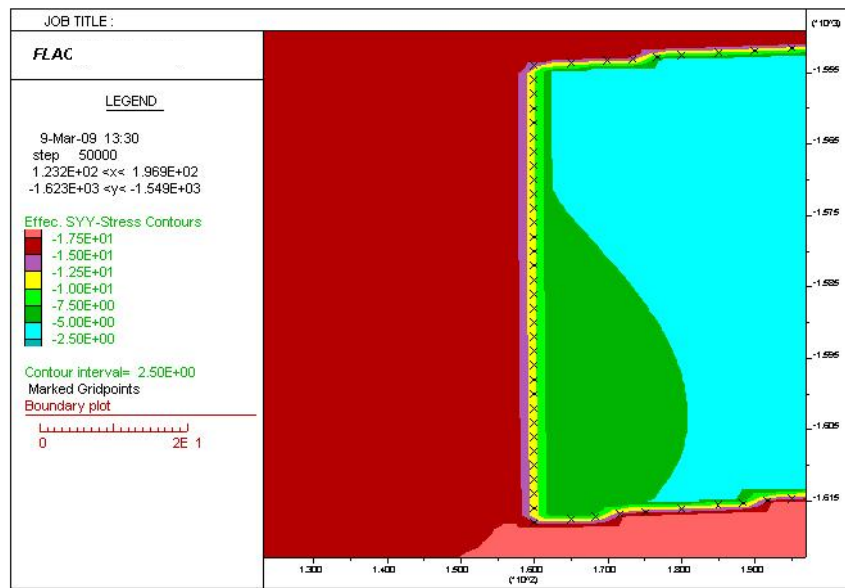
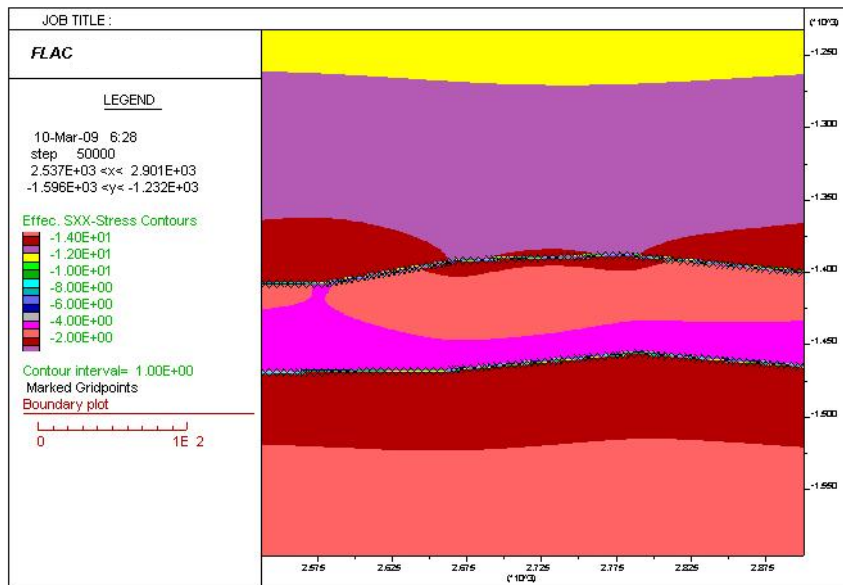
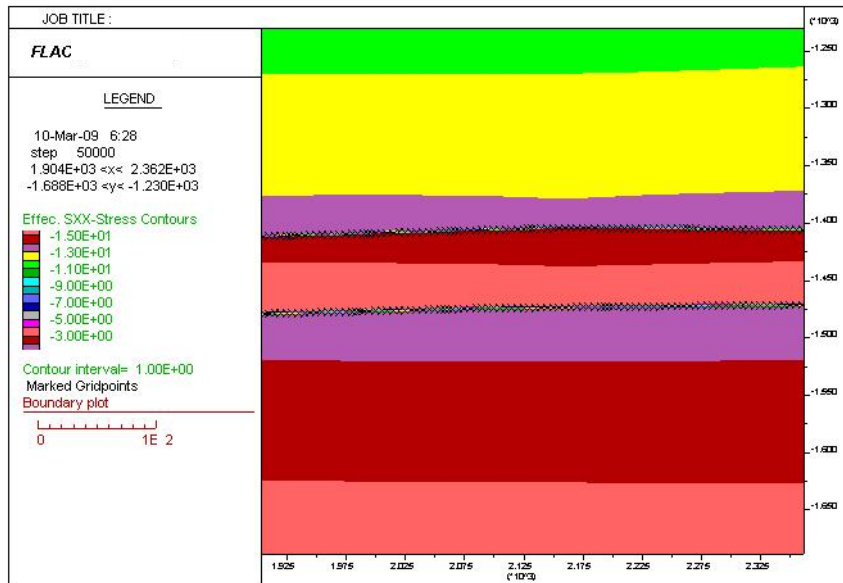


Fig. 34 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione I. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*



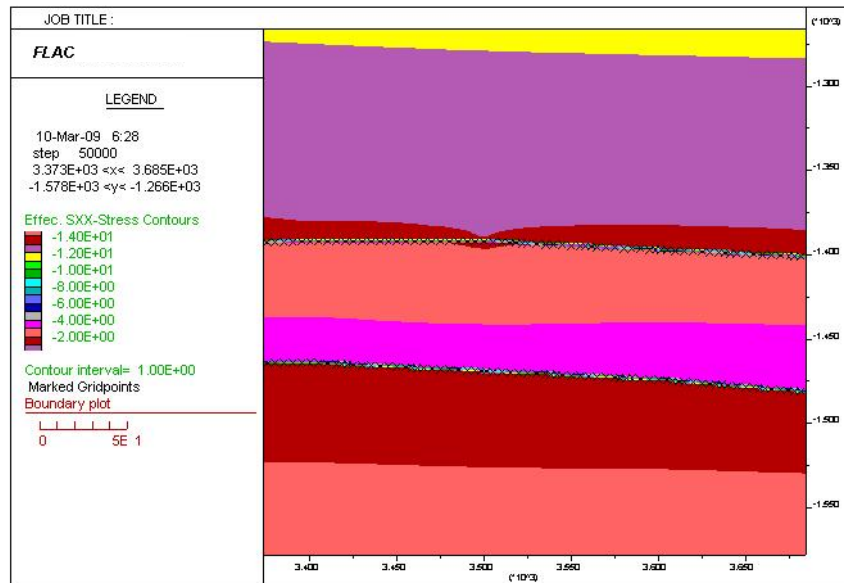


Fig. 35 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza di tre diverse zone di culmine del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

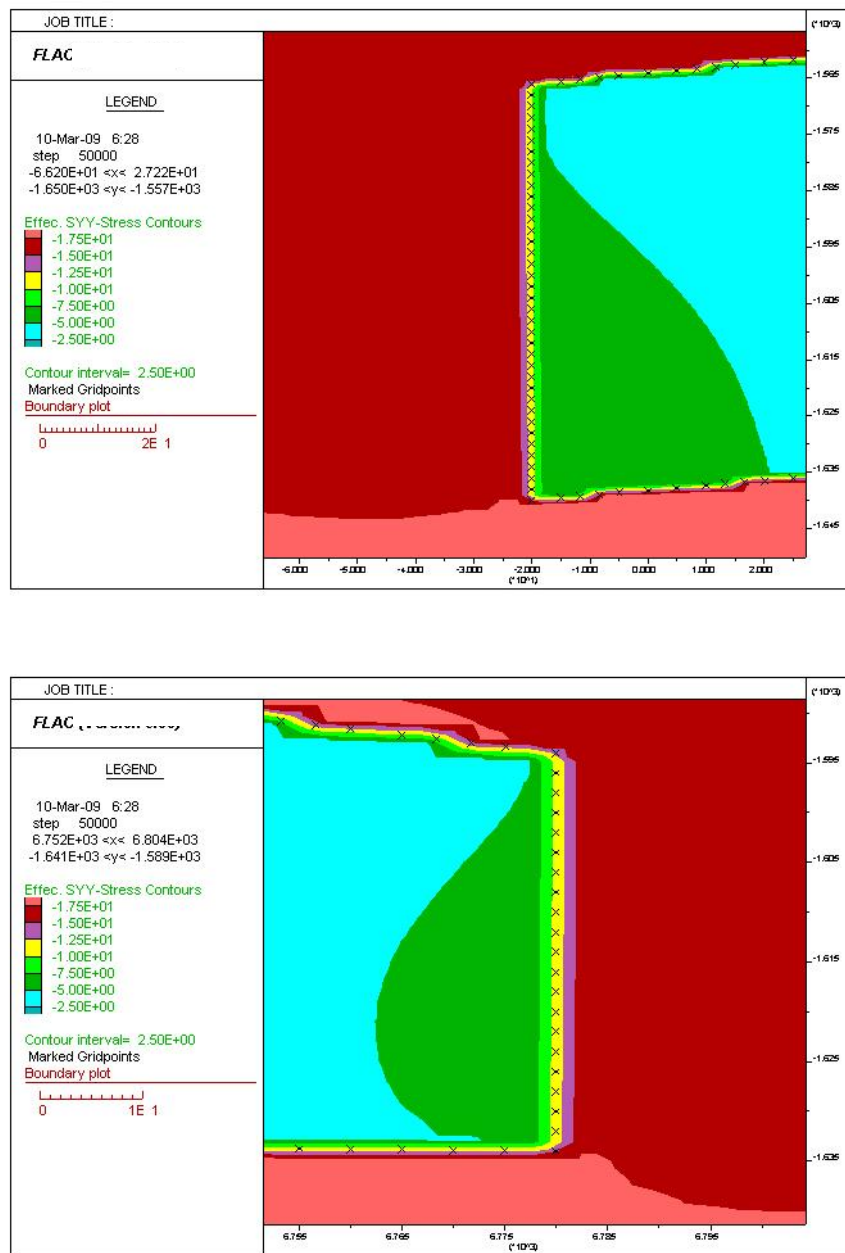


Fig. 36 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione II. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

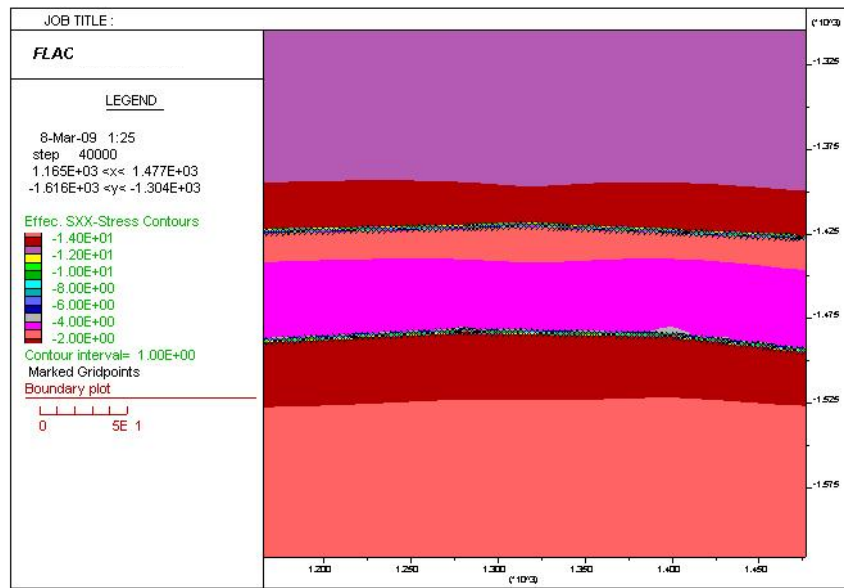


Fig. 37 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

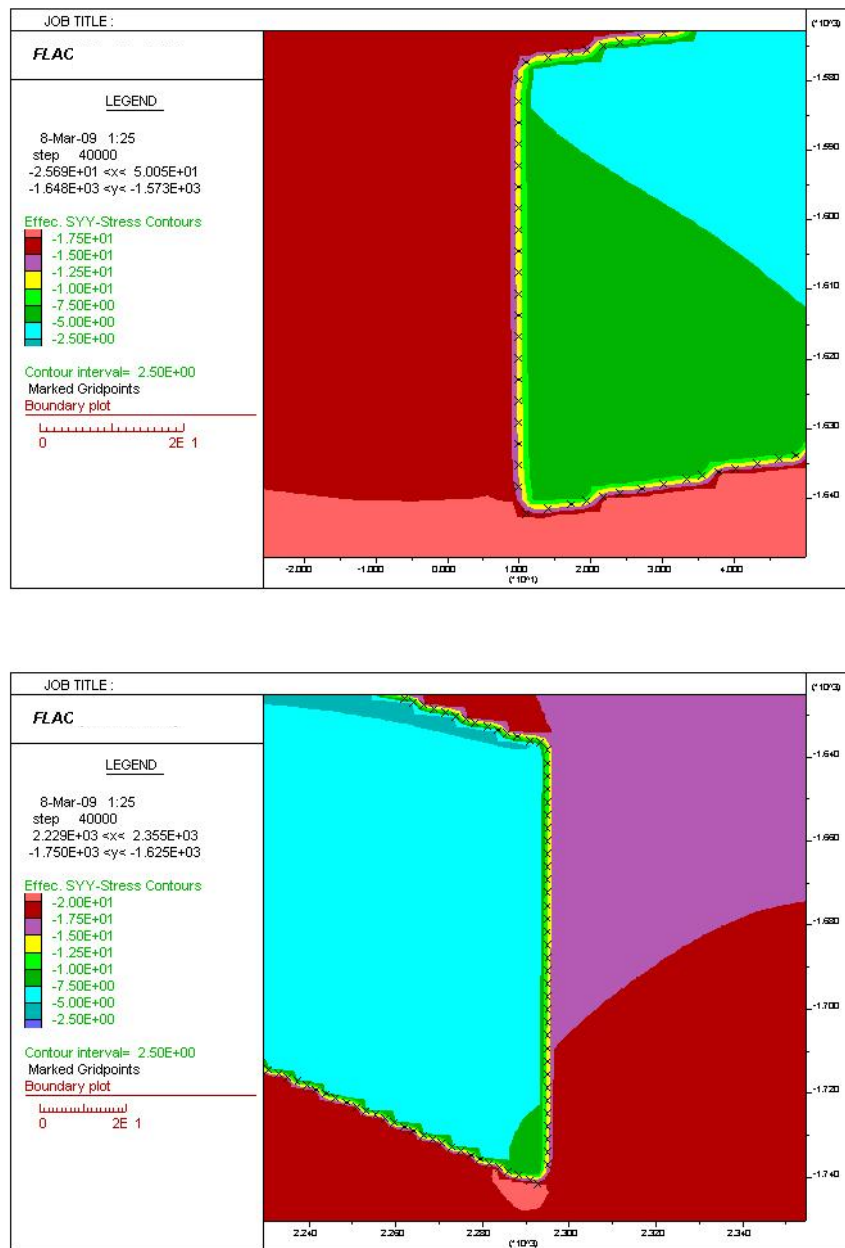


Fig. 38 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione III. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

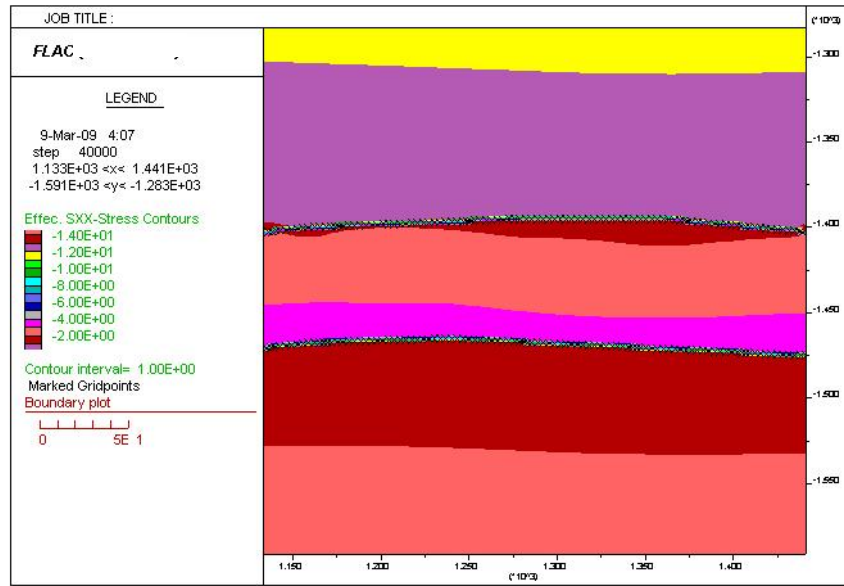


Fig. 39 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni orizzontali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza della zone di culmine centrale del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la *cap rock*

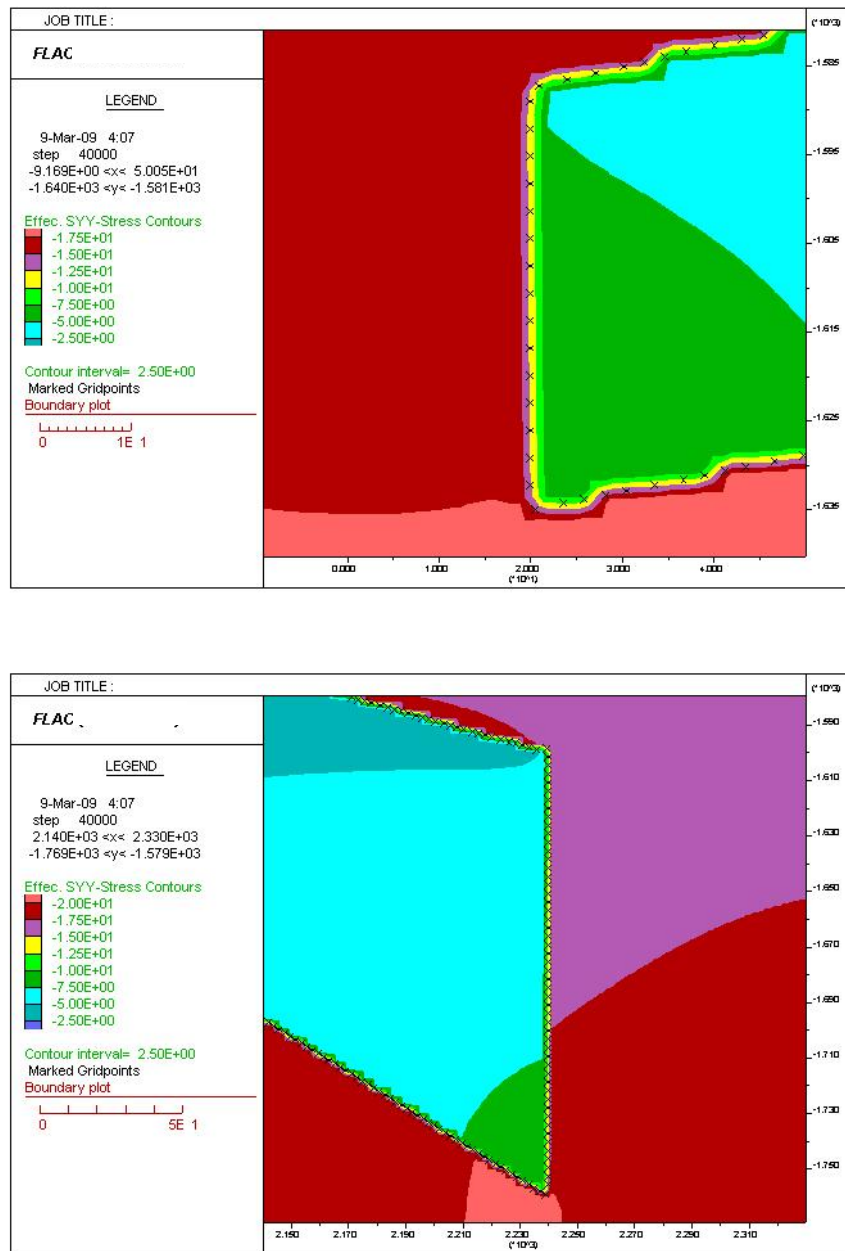


Fig. 40 - Analisi numerica disaccoppiata della sezione IV. Tensioni verticali efficaci in MPa per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria, in corrispondenza delle due zone laterali del giacimento, con indicazione della superficie di contatto tra la roccia-serbatoio e la cap rock

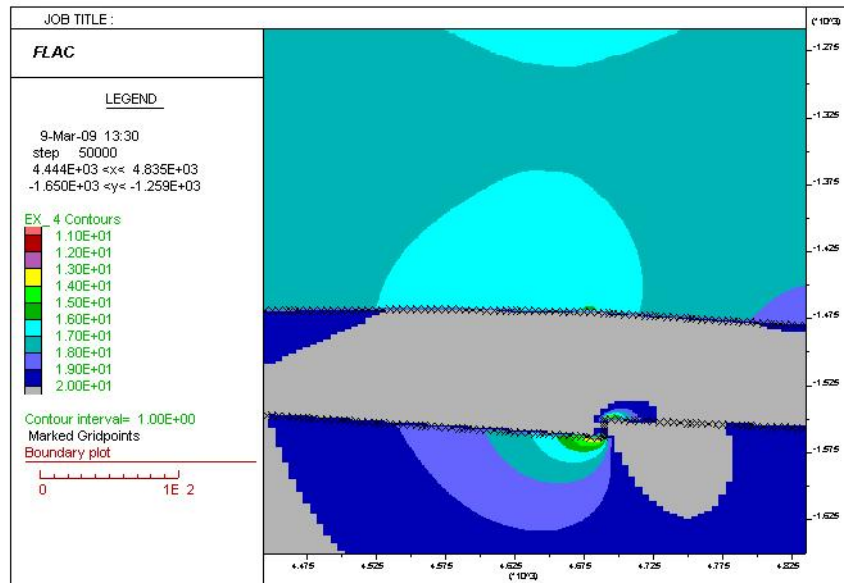


Fig. 41 - Fattori di sicurezza minimi nella *cap rock*, in corrispondenza della zona di culmine del giacimento (sezione I), per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria

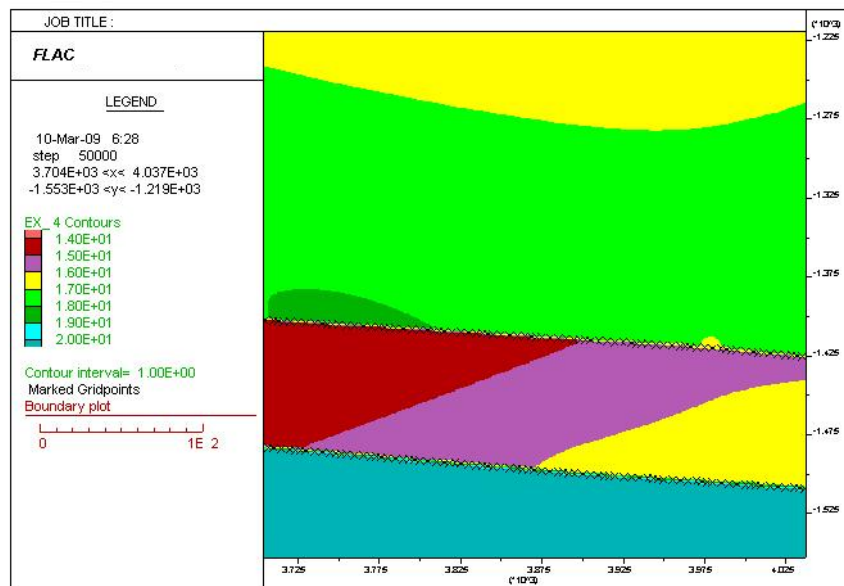


Fig. 42 - Fattori di sicurezza minimi nella *cap rock*, in corrispondenza della laterale del giacimento (sezione II), per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria

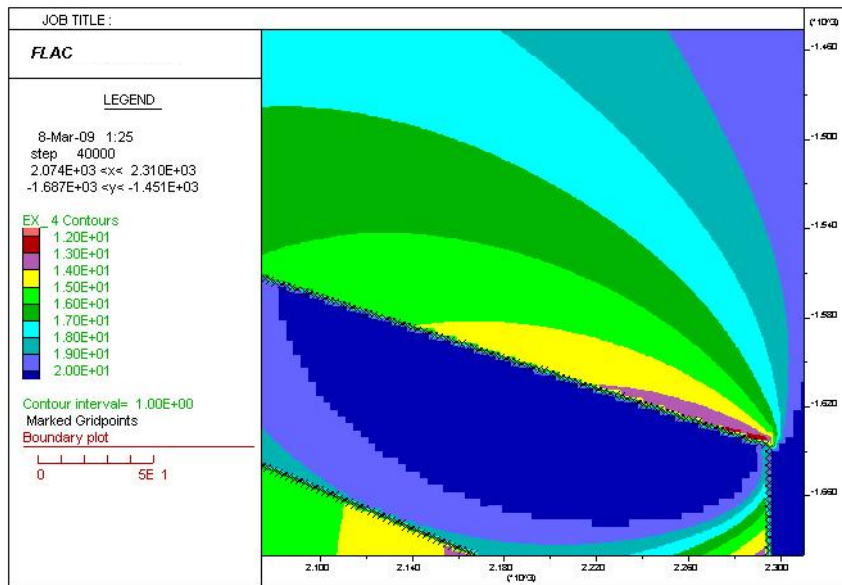


Fig. 43 - Fattori di sicurezza minimi nella *cap rock*, in corrispondenza della zona laterale del giacimento (sezione III) , per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria

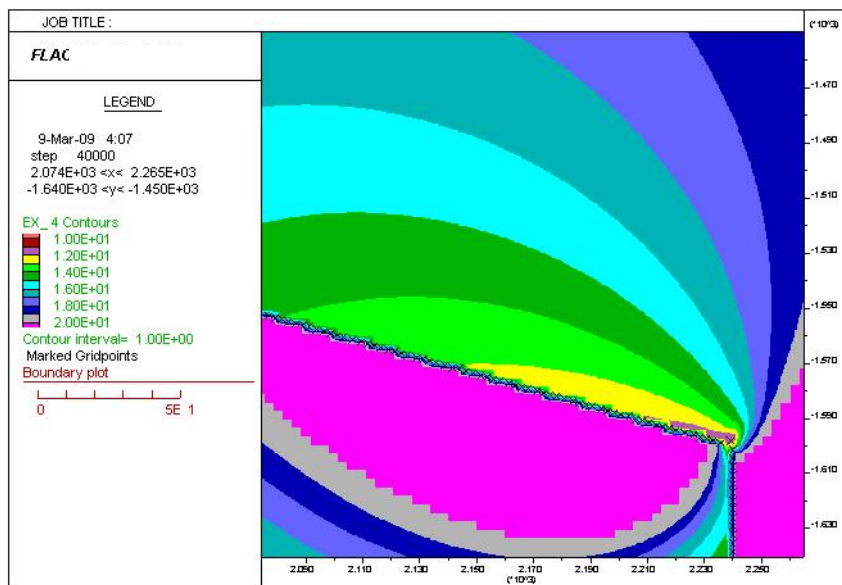


Fig. 44 - Fattori di sicurezza minimi nella *cap rock*, in corrispondenza della zona laterale del giacimento (sezione IV), per pressione interna del gas pari al 120 % della pressione originaria

5 SIMULAZIONE NUMERICA CON MODELLAZIONE ACCOPPIATA BIFASICA

5.1 CARATTERISTICHE DEL MODELLO NUMERICO MESSO A PUNTO

L'analisi tensionale e deformativa della *cap rock* è stata sviluppata anche attraverso un modello numerico accoppiato al flusso interstiziale bifasico. Vista la onerosità computazionale richiesta da questo tipo di calcolo, nel modello numerico è stata rappresentata una porzione ridotta della *cap rock*, una fetta verticale di altezza pari a 20 m e di larghezza pari a 50 cm. Gli elementi utilizzati hanno dimensione molto piccola, di 0,1 x 0,1 m.

Lo scopo della più complessa analisi accoppiata è quello di valutare più nel dettaglio gli effetti del moto di filtrazione bifasica sul comportamento meccanico dei terreni ed in particolare sulle condizioni tensionali e deformative della porzione corticale di *cap rock* a contatto con la roccia-serbatoio. In questo tipo di analisi, le forze di filtrazione non sono inserite direttamente nel calcolo, ma vengono valutate in modo automatico sulla base delle caratteristiche del flusso interstiziale.

Le condizioni analizzate sono in questo caso solo le seguenti due, di maggior interesse pratico:

1. al completamento della fase di iniezione, in corrispondenza del valore della pressione del gas pari alla pressione iniziale maggiorata del 10 % (condizione 3);
2. al completamento della fase di iniezione, in corrispondenza del valore della pressione del gas pari alla pressione iniziale maggiorata del 20 % (condizione 4).

La pressione del gas nella roccia-serbatoio è modificata variando opportunamente la condizione al contorno sul bordo inferiore del modello numerico. Il calcolo ha simulato una permanenza di cinque mesi in ognuna delle due condizioni analizzate.

Le fasi di calcolo del modello numerico di analisi accoppiata sono le seguenti:

1. Costruzione della maglia di elementi che simula la fetta verticale di *cap rock* studiata
2. Attribuzione delle proprietà meccaniche e di flusso interstiziale della roccia
3. Applicazione delle condizioni al contorno (meccaniche e di flusso bifasico) ed inizializzazione delle tensioni nella roccia
4. Inizializzazione delle pressioni interstiziali nella *cap rock*
5. Simulazione della permanenza per cinque mesi nella condizione esaminata

5.2 ANALISI DEI RISULTATI

5.2.1 Condizione 3 - Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 110% della pressione iniziale ($p_{110\%} = 19,93 \text{ MPa}$)

Nelle figure seguenti sono riportate la saturazione in acqua, il flusso di gas, la pressione del gas e dell'acqua, le tensioni efficaci orizzontale e verticale, i fattori di sicurezza. Si può notare come il flusso di gas all'interno della *cap rock* sia molto basso e le saturazioni solo leggermente modificate nella zona a contatto con la roccia-serbatoio. Le tensioni orizzontali efficaci sono molto elevate nella zona di contatto e poi si stabilizzano velocemente su valori più bassi. I fattori di sicurezza sono molto elevati nella zona di contatto (valgono circa 20), crescono e poi decrescono a valori simili a quelli delle analisi disaccoppiate allontanandosi da essa.

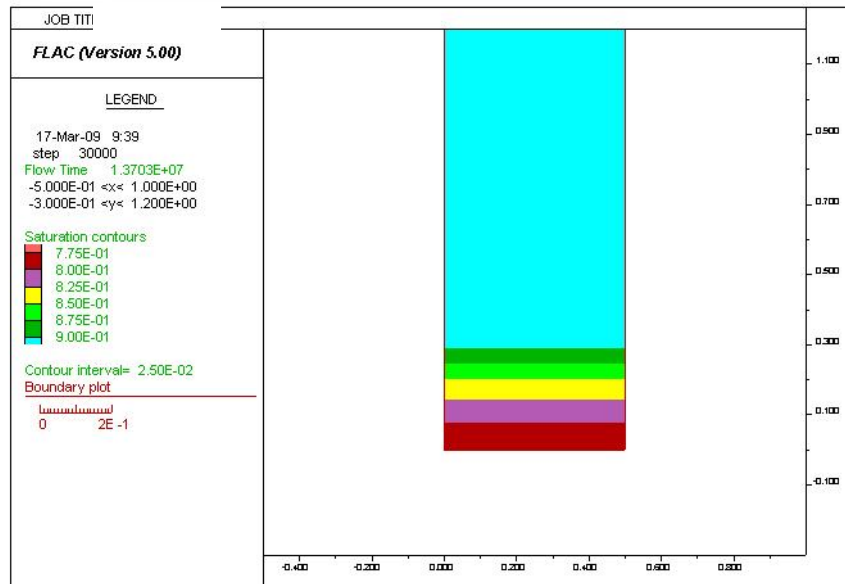


Fig. 45 - Saturazione in acqua della porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

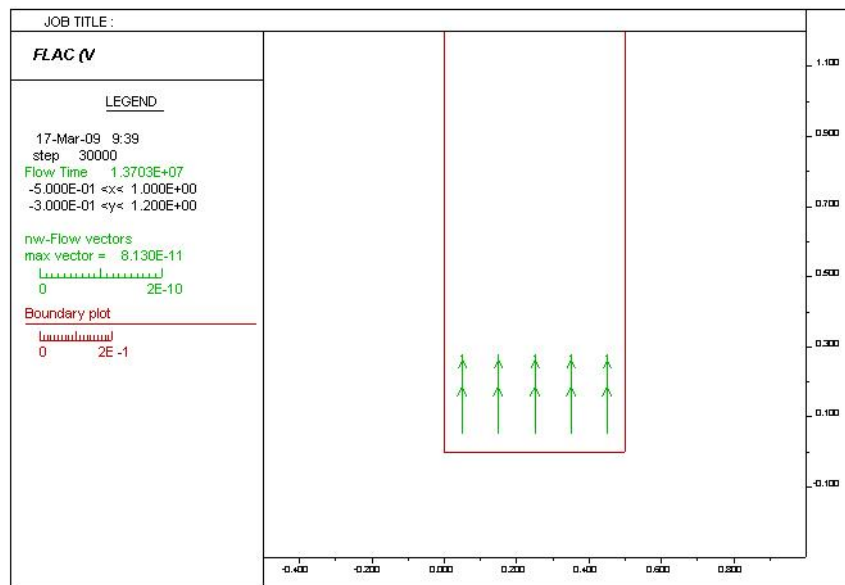


Fig. 46 - Flusso del gas nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

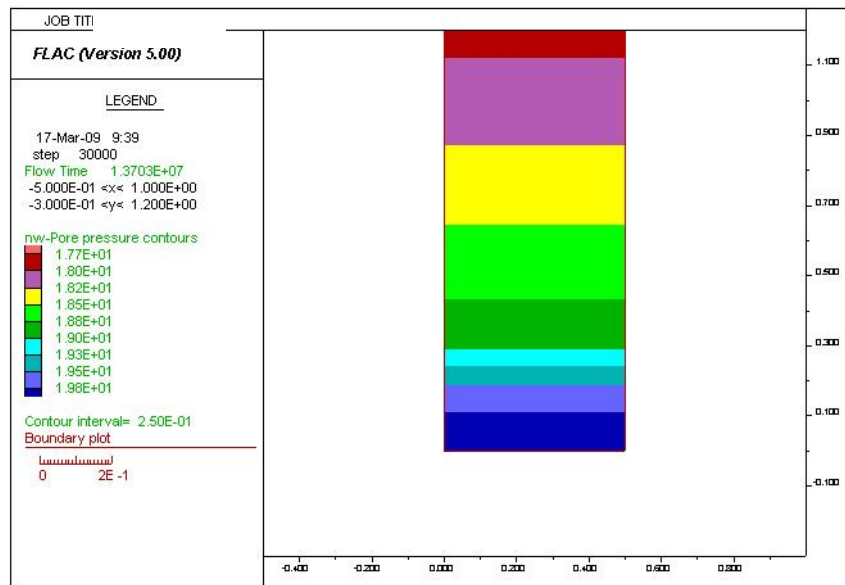


Fig. 47 - Pressione del gas nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

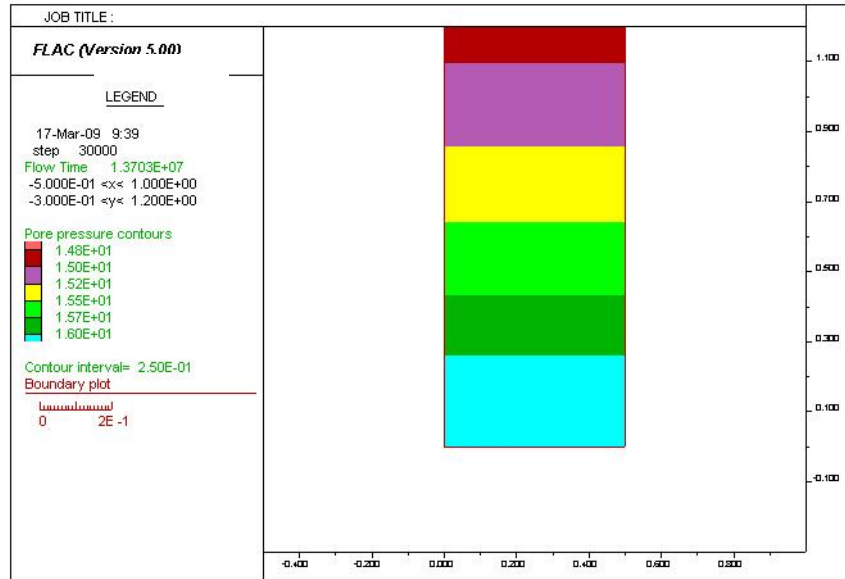


Fig. 48 - Pressione dell'acqua nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

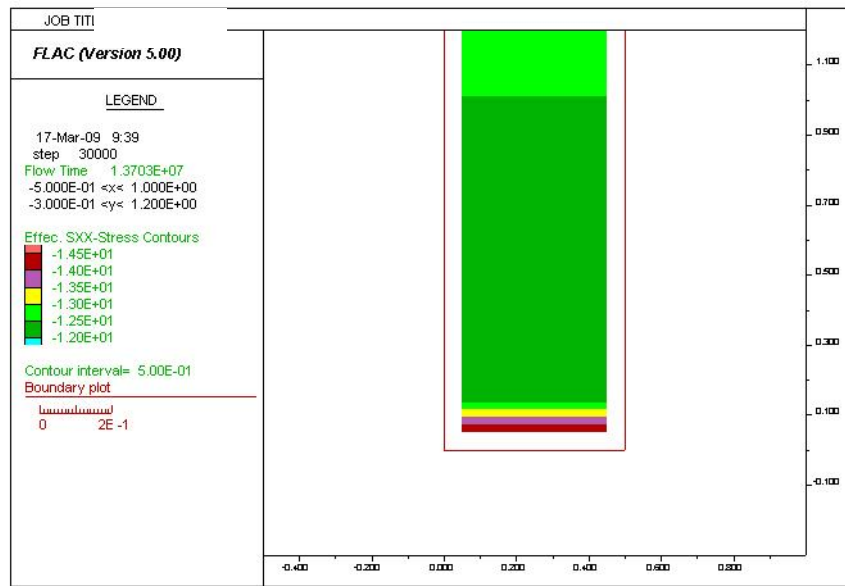


Fig. 49 - Tensione orizzontale efficace nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

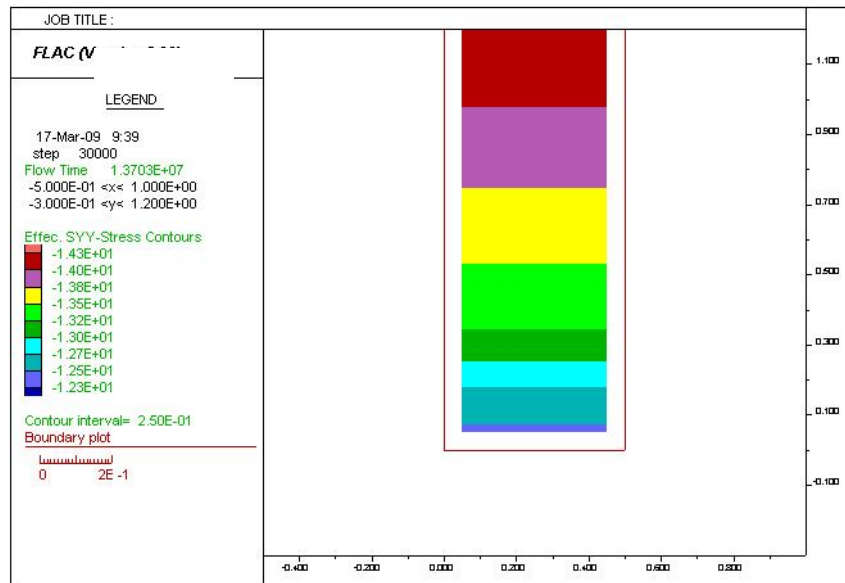


Fig. 50 - Tensione verticale efficace nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

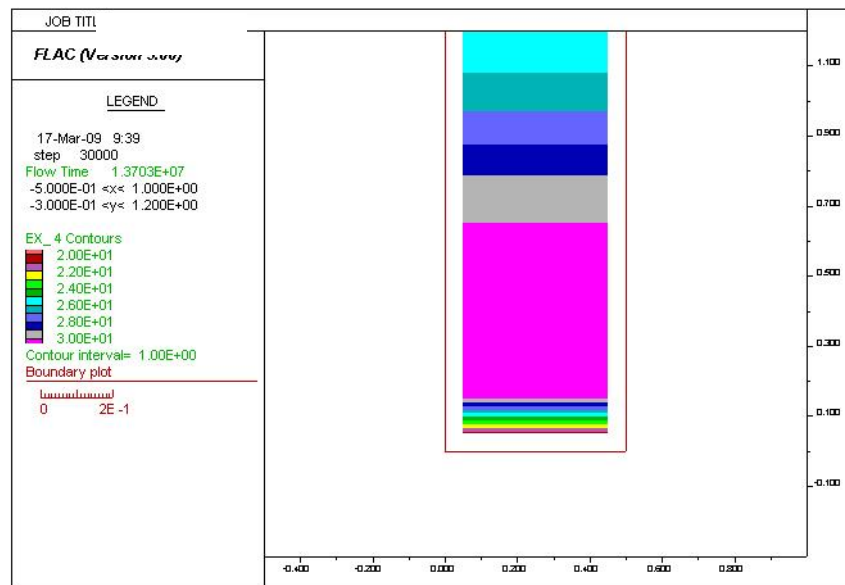


Fig. 51 - Fattori di sicurezza nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 3) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

5.2.2 Condizione 4 - Condizione di stoccaggio del gas con pressione pari al 120% della pressione iniziale ($p_{120\%} = 21,74 \text{ MPa}$)

Nelle figure seguenti sono riportate la saturazione in acqua, il flusso di gas, la pressione del gas e dell'acqua, le tensioni efficaci orizzontale e verticale, i fattori di sicurezza per la fase D. Anche se il flusso del gas cresce leggermente a seguito dell'incremento del valore di pressione, esso rimane comunque molto basso; anche le saturazioni continuano ad essere solo leggermente diverse dai valori originari nella zona a contatto con la roccia-serbatoio. Le tensioni efficaci (orizzontali e verticali) si riducono leggermente rispetto alla Condizione 3. I fattori di sicurezza minimi registrati nella zona di contatto si riducono rispetto alla Condizione 3: ora valgono 15, mentre nella condizione 3 erano pari a 20.

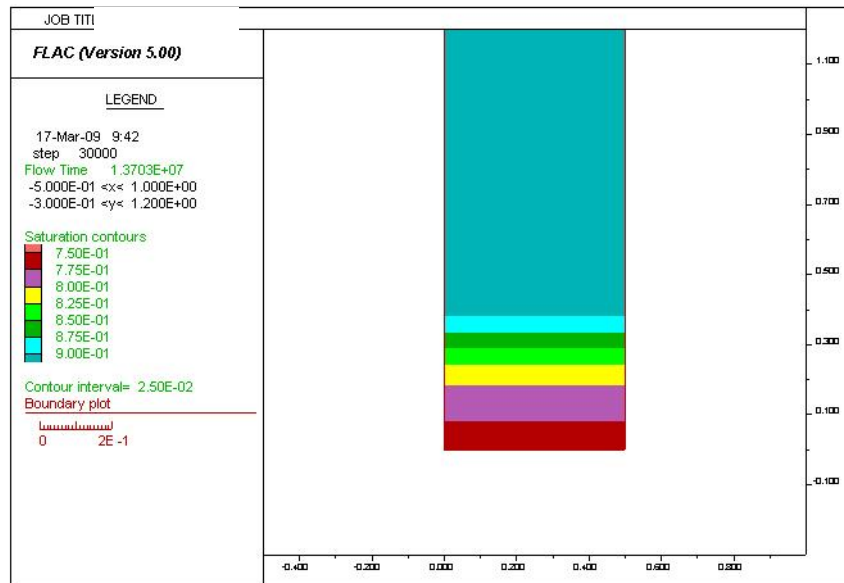


Fig. 52 - Saturazione in acqua della porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

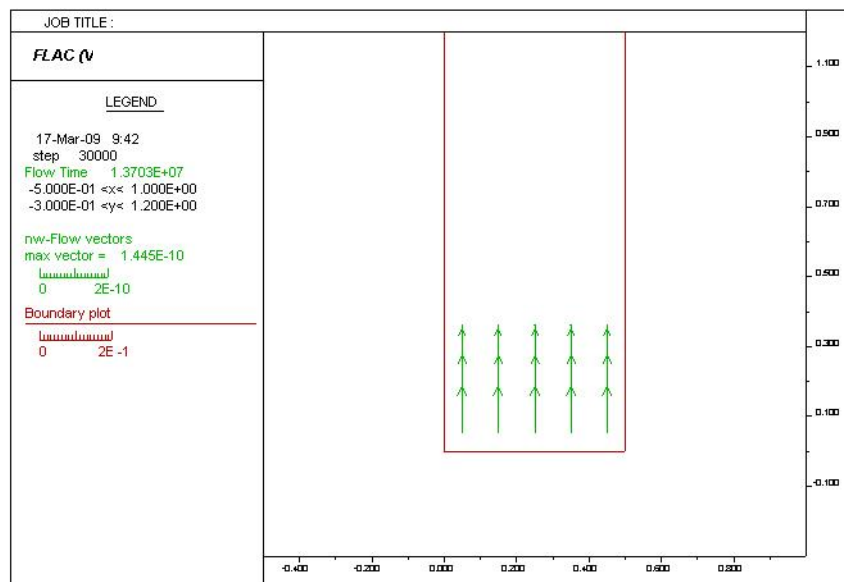


Fig. 53 - Flusso del gas nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

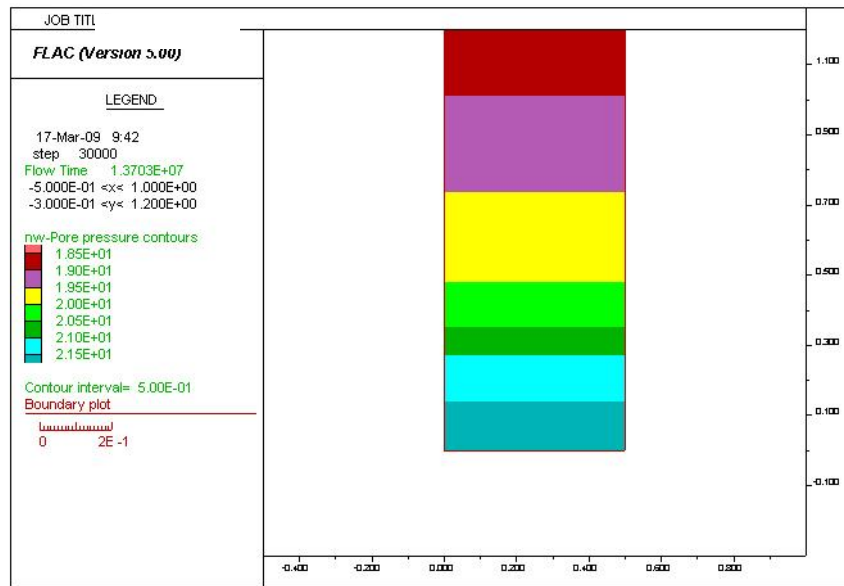


Fig. 54 - Pressione del gas nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

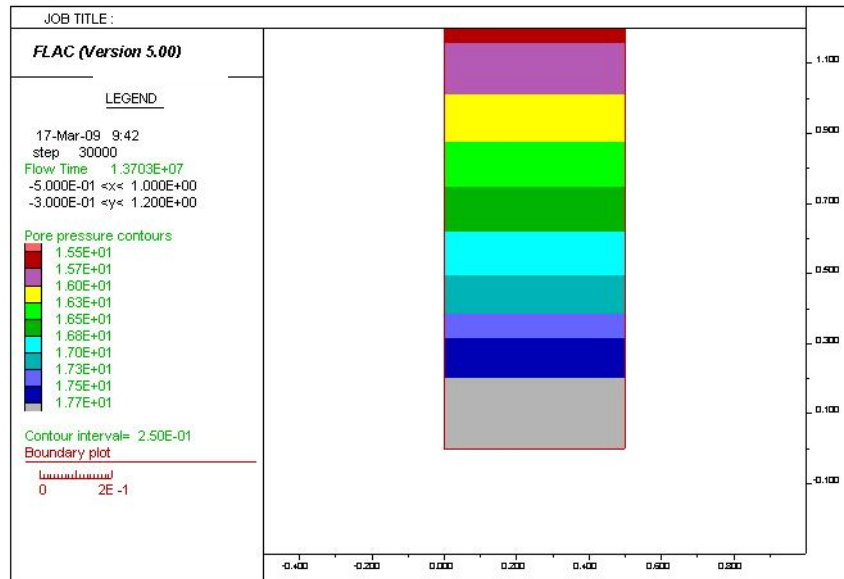


Fig. 55 - Pressione dell'acqua nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

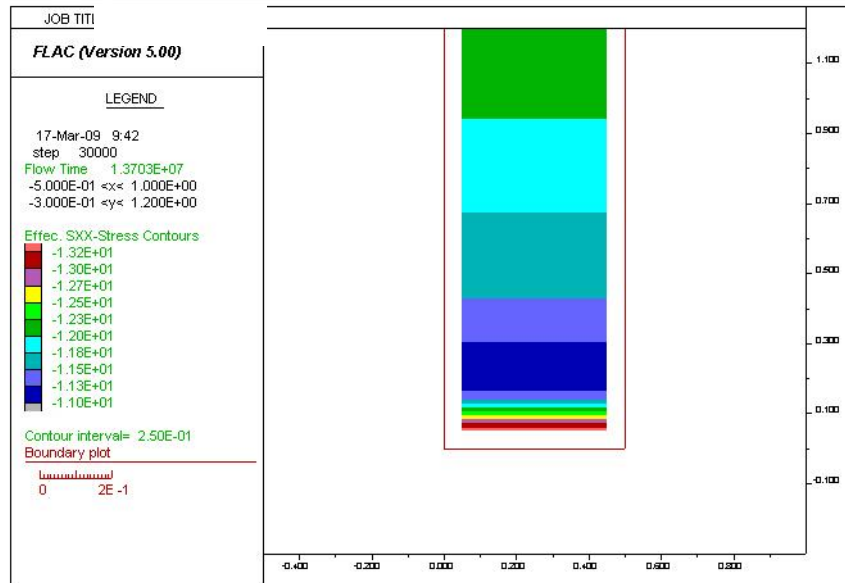


Fig. 56 - Tensione orizzontale efficace nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

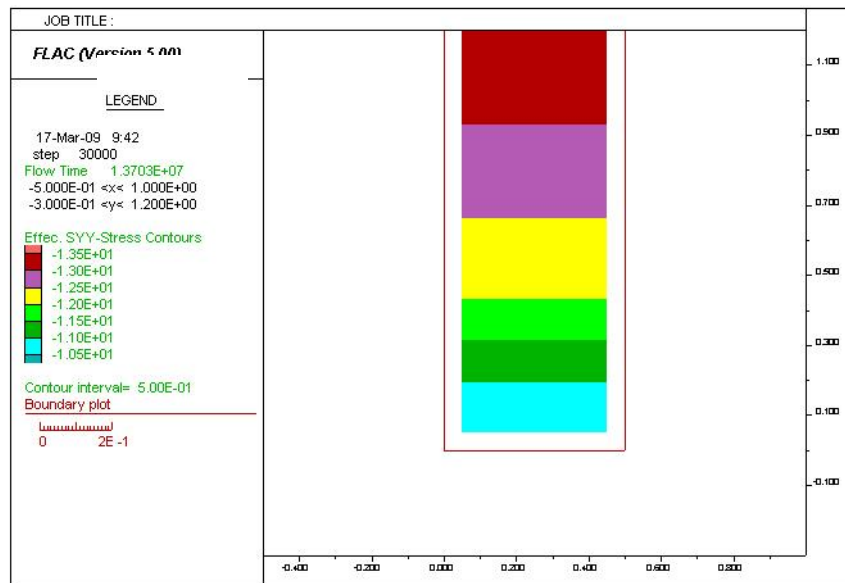


Fig. 57 - Tensione verticale efficace nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

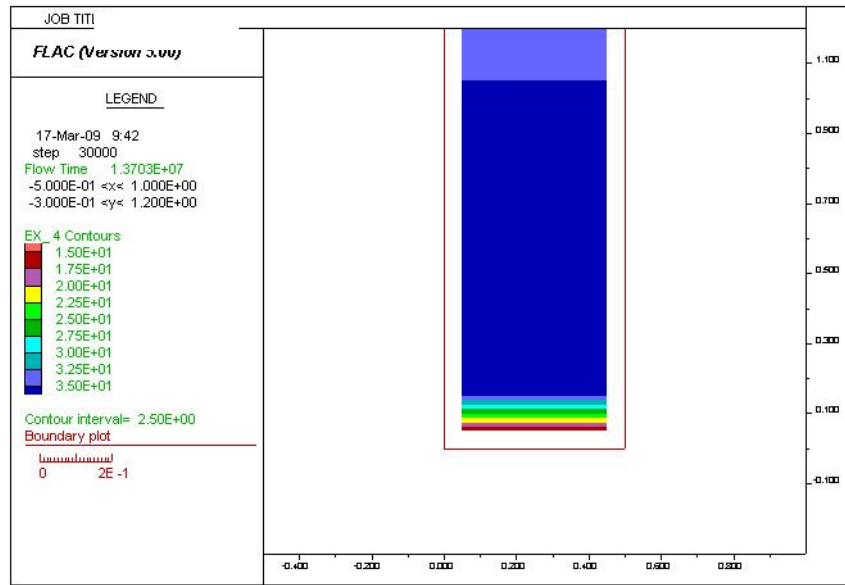


Fig. 58 - Fattori di sicurezza nella porzione inferiore della cap-rock (condizione 4) – Analisi accoppiata bifasica: situazione dopo 5 mesi di stoccaggio del gas.

6 CONCLUSIONI

Lo studio geomeccanico ha avuto come scopo l'individuazione delle condizioni tensionali e deformative che si realizzano nel giacimento di stoccaggio di Ripalta e nella sovrastante *cap rock* in relazione a differenti pressioni di esercizio.

Le analisi del comportamento tenso-deformativo sono state effettuate con un metodo numerico 2D alle differenze finite, inizialmente secondo un approccio di tipo disaccoppiato, e sono state riferite alle quattro sezioni ritenute rappresentative del giacimento. Lo studio è stato sviluppato in campo elastico, visto che sulla base di analisi preliminari non è stato riscontrato il raggiungimento del limite elastico in nessun punto del modello numerico.

L'analisi ha consentito di simulare la risposta tensionale e deformativa del giacimento e della *cap rock* in relazione a quattro scenari di esercizio che consentono di ripercorrere temporalmente l'evoluzione del campo durante la sua vita operativa:

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

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

Dall'analisi delle tensioni e dei fattori di sicurezza risulta che la roccia al contorno del giacimento permane in ogni fase in campo elastico, con tensioni di confinamento sempre molto elevate. Le tensioni di confinamento minime si rilevano nella *cap rock* in prossimità del culmine del giacimento: scendono ad un valore minimo di 12,3 MPa per una pressione del gas pari al 120 % del valore originario.

Anche i fattori di sicurezza nella *cap rock* sono sempre molto elevati. Ovviamente si riducono al crescere della pressione interna del gas, ma risultano comunque sempre maggiori di 11 in ogni fase analizzata e in ognuna delle quattro sezioni studiate. Più in particolare raggiungono i seguenti valori minimi per una pressione interna del gas pari al 120% della pressione originaria: 15,8 nella sezione I, 16,7 nella sezione II, 12,7 nella sezione III, 11,4 nella sezione IV.

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

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

Le deformazioni orizzontali medie nella *cap rock* sono di soli 4 mm/100 m (distensione) in condizioni di stoccaggio pari al 110% della p_i e di 9 mm/100 m (distensione) in condizioni di stoccaggio pari al 120% della p_i .

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

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