



**petroleum
engineering
group**



STOGIT

CONTRATTO DI RICERCA TRA
POLITECNICO DI TORINO – DIATI e STOGIT – Unità GIAC

CAMPO DI BORDOLANO

**STUDIO GEOMECCANICO DEL CAMPO
(POOL B - STOCCAGGIO)**

Giugno 2015



INDICE

EXECUTIVE SUMMARY

1	DATI GENERALI DEL CAMPO	1
2	MODELLO STATICO A SCALA REGIONALE	3
2.1	Inquadramento geologico	3
2.2	Dataset	5
3	ANALISI STRATIGRAFICA	9
4	ANALISI STRUTTURALE	12
5	RICOSTRUZIONE GEOLOGICA 3D	15
5.1	Grid.....	16
5.2	Modello stratigrafico-strutturale.....	17
6	MODELLO GEOMECCANICO	20
6.1	Descrizione del software Reservoir Geomechanics (Petrel).....	21
6.2	Definizione del modello.....	22
6.2.1	<i>Dataset</i>	22
6.2.2	<i>Grid</i>	23
6.2.1	<i>Faglie</i>	23
6.2.2	<i>Classificazione geomeccanica</i>	23
6.2.3	<i>Caratterizzazione geomeccanica</i>	25
6.2.3.1	<i>Parametri di deformabilità dei mezzi porosi</i>	26
6.2.3.2	<i>Parametri di resistenza dei mezzi porosi</i>	32
6.2.3.3	<i>Parametri di deformabilità e resistenza delle faglie</i>	33
6.3	Monitoraggio delle variazioni altimetriche del piano campagna.....	34
6.4	Inizializzazione del modello	36
6.5	Principi di analisi	37
6.6	Analisi effettuate	39
6.7	Analisi dei risultati	40



6.7.1	<i>Evoluzione del campo delle pressioni</i>	40
6.8	Subsidenza.....	41
6.9	Analisi dell'evoluzione del campo tensionale nel mezzo poroso.....	42
6.9.1	<i>Produzione primaria</i>	42
6.9.2	<i>Gestione futura dello stoccaggio</i>	43
6.10	Analisi di stabilità delle faglie	43
6.10.1	<i>Verifica delle condizioni di stabilità</i>	44
7	BIBLIOGRAFIA	46

ALLEGATO A – Tagli stratigrafici

ALLEGATO B – Mappe isobate regionali (AGIP, 1987)

ALLEGATO C – Parametri geomeccanici delle rocce

ALLEGATO D – Risultati di dettaglio delle simulazioni geomeccaniche



EXECUTIVE SUMMARY

Il presente rapporto descrive i risultati dello studio condotto dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino per valutare la risposta geomeccanica del campo di Bordolano a seguito delle future attività di stoccaggio del gas naturale e della perforazione di 7 nuovi pozzi.

La successione stratigrafica di interesse è formata dalla Formazione Strati di Caviaga, di età tra il Messiniano post-evaporitico e il Pliocene inferiore, dai sedimenti prevalentemente sabbiosi del Pliocene superiore, dalle sottostanti argille del Santerno, che comprendono anche locali intercalazioni sabbiose, dai sedimenti grossolani (F.ne Sabbie di Caviaga) del Messiniano superiore ed infine dalle marne di Gallare del Messiniano inferiore. I livelli *reservoir* ed in particolare il *Pool B* oggetto del presente studio sono ospitati all'interno della Formazione degli Strati di Caviaga.

Oltre al *Pool B* in esame, il campo di Bordolano comprende anche altri livelli mineralizzati minori, oggetto di concessione mineraria: il livello A, sovrastante il *Pool B*; i livelli C+D, E+E1 ed F+F1, sottostanti il *Pool B*. Questi livelli sono stati messi in produzione nel periodo 1953-1994 e hanno fornito una produzione cumulativa totale pari a $706.2 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. Attualmente tutti i livelli risultano chiusi e verosimilmente hanno raggiunto nuovamente condizioni di equilibrio idrostatico con l'acquifero confinante, pertanto la loro presenza risulta trascurabile ai fini dell'analisi previsionale del comportamento meccanico del *Pool B*; ne consegue che nel presente studio questi livelli non sono stati modellizzati.

Per quanto riguarda il *Pool B*, l'avvio della produzione primaria risale al 1952. Già a partire dal 1995 il livello è stato oggetto di iniezione di gas per contrastare almeno parzialmente la risalita dell'acquifero. Attualmente il campo non è interessato dalle operazioni cicliche e stagionali di stoccaggio. La risposta dinamica del sistema in relazione agli scenari di esercizio futuro di interesse, ovvero imponendo una pressione massima operativa pari alla pressione iniziale della formazione, è stata definita grazie alle simulazioni fluido-dinamiche già completate dallo stesso *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino (2015).

I risultati dello studio geomeccanico hanno consentito di valutare l'evoluzione degli sforzi, delle deformazioni e degli spostamenti indotti dalle future attività di stoccaggio nel campo.

Il lavoro si è articolato in tre fasi.

La prima fase ha riguardato la realizzazione di un modello geologico esteso, messo a punto sulla base di tutti i dati messi a disposizione da STOGIT S.p.A. ovvero disponibili presso il sito dell'UNMIG, nonché sulla base della bibliografia scientifica dedicata. L'approccio modellistico è stato definito allo scopo di soddisfare i requisiti dello studio geomeccanico. Per tale ragione il modello geologico, finalizzato alla ricostruzione di

dettaglio del *Pool B*, si estende in profondità e include l'intera sequenza stratigrafica sovrastante il livello oggetto di indagine.

Il volume modellizzato presenta un'estensione di circa 25 x 25 km² e uno spessore complessivo di circa 6 km; tale estensione è sufficiente a garantire condizioni di bordo indisturbate nella successiva fase di simulazione geomeccanica. La definizione dell'assetto stratigrafico e strutturale dell'area a scala regionale è stata effettuata sulla base dei dati di pozzo relativi al campo di Bordolano e dei pozzi perforati nelle aree limitrofe, dell'interpretazione sismica 3D (Eni, 2008) ed infine dei modelli geologici disponibili in letteratura.

Nella seconda fase dello studio è stato definito e popolato il modello geomeccanico, utilizzando e integrando le informazioni messe a disposizione da STOGIT, i dati disponibili in letteratura e le conoscenze maturate da precedenti esperienze. La caratterizzazione delle formazioni oggetto di analisi in termini di deformabilità e resistenza è stata effettuata avvalendosi dei risultati forniti dalle prove di laboratorio di tipo edometrico e triassiale, condotte su campioni prelevati sia dal giacimento sia dalla copertura, e sull'analisi dei log registrati in uno dei pozzi perforati recentemente. Questi dati sono stati estesi anche alle formazioni limitrofe grazie a informazioni disponibili in letteratura e ad esperienze pregresse su sistemi analoghi.

Nella terza fase dello studio, una volta completata l'inizializzazione del modello geomeccanico mediante l'assegnazione delle tensioni iniziali gravitative e delle pressioni originarie dei fluidi, è stata analizzata la risposta tenso-deformativa di tutta la sequenza stratigrafica modellizzata. Poiché le registrazioni delle variazioni altimetriche nell'area di Bordolano, relative al periodo compreso tra ottobre 2003 e novembre 2013, non risentono delle operazioni effettuate nel *Pool B* (discontinue iniezioni di gas tra il 2008 e il 2013), le misure disponibili non hanno potuto essere utilizzate per calibrare il modello meccanico (in termini di valori del modulo elastico) tramite *back-analysis*.

Il modello è stato poi utilizzato come strumento previsionale per descrivere l'evoluzione del campo tensionale e delle deformazioni del sistema. L'analisi geomeccanica ha permesso sia di definire l'evoluzione delle condizioni di stabilità e sicurezza del giacimento, delle formazioni incassanti e delle faglie principali, sia di valutare le variazioni altimetriche del piano campagna eventualmente associate alle future operazioni di stoccaggio. Gli scenari di *forecast* analizzati sono tutti caratterizzati da una pressione massima di iniezione pari a quella di scoperta. La variazione di pressione indotta dalle future attività di stoccaggio risulta minore rispetto a quella causata dalla produzione primaria: di conseguenza l'aggravio tensionale imputabile allo stoccaggio risulta più contenuto rispetto a quello che ha sopportato il sistema durante la produzione storica. I risultati restituiti dalle analisi condotte hanno evidenziato che, nelle condizioni di pressione considerate, sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero fattori di sicurezza puntuali, ampiamente maggiori dell'unità. Inoltre, va sottolineato come



le condizioni di sicurezza delle argille di copertura si mantengono praticamente inalterate e pari alle condizioni iniziali, in tutti i casi analizzati.

Particolare attenzione è stata posta nell'analisi dell'evoluzione dello stato tensionale della faglia che delimita il volume mineralizzato in direzione sud: infatti, costituendo una barriera al flusso, essa è sottoposta ad un gradiente di tensione apprezzabile. In tutti gli scenari analizzati e per tutti gli elementi faglia sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero di fattori di sicurezza puntuali ampiamente maggiori dell'unità

È stato infine calcolato che le variazioni altimetriche massime del piano campagna indotte dai cicli di iniezione ed erogazione del gas saranno dell'ordine del centimetro e interesseranno un'area di raggio poco superiore ai 3 km (assumendo uno spostamento verticale minimo pari a 5 mm). Queste stime potranno essere confermate grazie ai monitoraggi futuri degli spostamenti superficiali e anche grazie alle misure già disponibili per il decennio 2003-2013, relative agli spostamenti imputabili unicamente a cause naturali o a fattori antropici differenti dalle attività di stoccaggio sotterraneo del gas naturale nel *Pool B*, da sottrarre agli spostamenti complessivi che verranno registrati.

1 DATI GENERALI DEL CAMPO

Il campo di Bordolano è ubicato in Pianura Padana (Fig. 1), nella omonima concessione di stoccaggio.

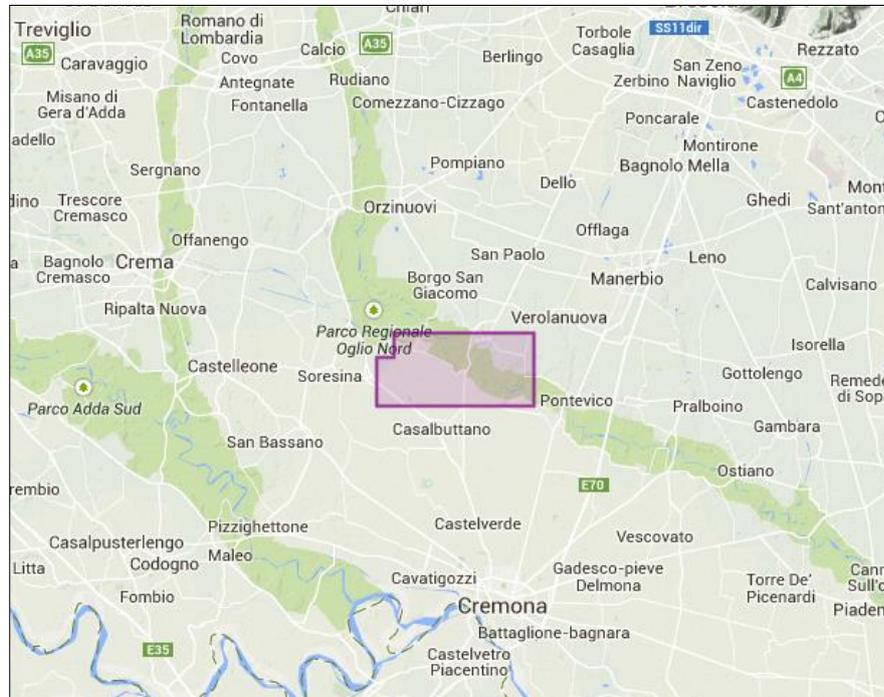


Fig. 1 - Ubicazione della Concessione di Stoccaggio “Bordolano”
(<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>)

Il campo comprende una successione di 6 livelli mineralizzati, denominati dal più superficiale al più profondo A, B, C+D, E+E1 e F+F1. I livelli mineralizzati, rinvenuti ad una profondità compresa tra 1600 e 2200 m TVDss, appartengono alla Formazione Strati di Caviaga di età tra il Messiniano post-evaporitico e il Pliocene inferiore. Le litologie variano da ghiaie sabbioso-siltose, talvolta cementate, a sabbie medie-fini. Il livello principale del campo è rappresentato dal *Pool B*, mentre i livelli A, C+D, E+E1, F+F1 rappresentano corpi ghiaiosi/sabbiosi di dimensioni ridotte rispetto al *Pool B*. A sua volta il *Pool B* è costituito da 5 livelli, denominati dal più superficiale al più profondo B1, B2, B3, B4 e B5. I livelli *reservoir* sono talora separati da depositi pelitici (marne argilloso-siltose), anch’essi di origine torbiditica, che non presentano continuità areale e che pertanto non costituiscono barriere idrauliche. L’unica eccezione è rappresentata dall’intervallo argilloso interposto ai livelli B1 e B2 che appare esteso su tutto il campo. Per quanto riguarda l’assetto strutturale, le interpretazioni sismiche più recenti (ENI, 2008a; STOGIT, 2014) evidenziano un sistema di faglie molto sviluppato sia nella zona di culmine del *reservoir*, con lineamenti di dimensioni ridotte e rigetti subsismici, sia nelle zone esterne alla mineralizzazione, dove i lineamenti sono più estesi e i relativi rigetti sono decisamente più marcati.



La copertura del *reservoir* è costituita dalla Formazione delle Argille del Santerno, successione prevalentemente argillosa con spessore di alcune centinaia di metri.

La scoperta del giacimento risale al 1951 (pozzo Bordolano 1). La delimitazione e lo sviluppo primario del campo è avvenuto nel triennio 1952-54 con la perforazione di 17 pozzi (BO-2, BO-2dir, BO-3, BO-4D, BO-5 fino a BO-17). Il pozzo BO-2 venne chiuso minerariamente già nello stesso anno 1952. Il pozzo BO-9 venne completato solo sui livelli C+D, i pozzi BO-5 e BO12 vennero completati sui i livelli B e C+D e il pozzo BO-6 sui livelli A e B. Dal 1956 al 1964 vennero perforati altri 3 pozzi (BO-18, BO-19, BO-20) per verificare la presenza dei corpi sabbiosi all'interno delle argille di Santerno della copertura pliocenica. Gli ultimi 2 pozzi, BO-21dir e BO-4dirA vennero perforati nel biennio 1996-1997 e finalizzati all'acquisizione di dati (statici e dinamici) per lo stoccaggio nel *Pool B*. I pozzi BO-21dir e BO-01 sono stati utilizzati tra il 2008 e il 2013 per il completamento dell'iniezione del Cushion Gas.

Negli anni 2013 e 2014 sono stati inoltre perforati 7 nuovi pozzi per lo sviluppo allo stoccaggio del giacimento con acquisizione di nuovi dati utilizzati nella realizzazione del presente studio.

2 MODELLO STATICO A SCALA REGIONALE

Il modello geologico regionale comprende il modello statico di Bordolano (PEG, 2015) e il modello stratigrafico-strutturale a scala regionale ed è stato definito sulla base dell'analisi dei dati dei pozzi perforati nella concessione di stoccaggio di Bordolano e resi disponibili da Stogit S.p.A., nonché dei dati dei pozzi perforati nelle zone limitrofe qualora disponibili sul sito UNMIG (<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>). Sono inoltre state utilizzate informazioni reperibili in letteratura.

2.1 *Inquadramento geologico*

Il campo di Bordolano è situato sul margine meridionale dell'arco subalpino lombardo ad ovest della monoclinale mantovana.

La successione sedimentaria è caratterizzata da depositi marini che, durante il periodo Permiano-Triassico inferiore, vanno a depositarsi sul basamento ercinico e vengono in seguito ricoperti da depositi carbonatici di piattaforma e di bacino intra-piattaforma, di età dal Triassico al Paleogene. Dalla fine del Cretaceo, la Pianura Padana rappresenta l'avampese di due catene a vergenza opposta: le Alpi Meridionali Sud-vergenti e l'Appennino Settentrionale Nord-vergente (Robertson e Grasso, 1995). Le strutture sepolte più esterne si fronteggiano nel sottosuolo al di sotto dei sedimenti plio-quadernari (STOGIT, 2014).

Le principali strutture tettoniche della pianura padana sono state mappate grazie ai numerosi dati sismici a riflessione utilizzati per la ricerca di idrocarburi (Pieri e Groppi, 1981) e ai dati di pozzo, disponibili già dagli anni 50 (Fig. 2). Il fronte sepolto della catena Nord-appenninica è formato da tre archi strutturali: Arco del Monferrato, Arco Emiliano e Arco Ferrarese-Romagnolo. Procedendo verso sud si distinguono le Strutture Centro Padane (Bello et al. 2002, Fantoni et al. 2004), che rappresentano i fronti più esterni della catena alpina (Ripalta, Caviaga, Soresina, Bordolano), che consistono in blande anticlinali nella successione clastica terziaria, tagliate o debolmente traslate dal successivo incuneamento profondo delle strutture appenniniche verso nord. (STOGIT, 2014a).

Il *reservoir* è costituito da sedimenti torbiditici eterogenei arenaceo-conglomeratici di piattaforma (Formazione Sabbie di Caviaga) del Messiniano post-evaporitico (ENI, 2008a; ENI-STOGIT, 2008) Il Miocene superiore (Messiniano) post-evaporitico è caratterizzato dallo sviluppo di sistemi fluvio-deltaici, sviluppati in combinazione con una riduzione dello spazio di accomodamento e la presenza di acque a bassa salinità, in cui la sedimentazione è dominata da eventi alluvionali catastrofici. Questi depositi sono identificati lungo il margine sudalpino come Fm. di Sergnano (Ghielmi et al., 2010, 2013). La deposizione della coeva Fm. Sabbie di Caviaga caratterizza invece il settore

centrale della Lombardia e il settore occidentale della monoclinale mantovana in posizione di paleo-alto strutturale (Ghielmi et al., 2010, 2013).

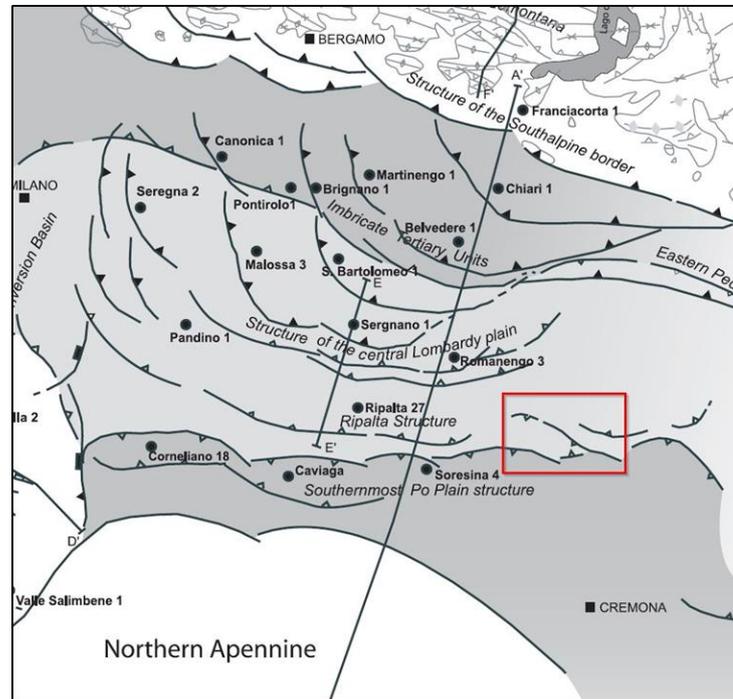


Fig. 2 - Mappa strutturale del settore centrale della catena alpina e dell'avampaese sud alpino (da Fantoni et al., 2004). Il rettangolo rosso indica la zona del campo di Bordolano.

Il presente studio ha riguardato i livelli del *Pool B* (B1, B2, B3, B4, B5), ma sono state modellizzate anche tutte le formazioni geologiche sovrastanti e sottostanti.

I corpi *reservoir*, in particolare il *Pool B*, sono costituiti da ghiaie sabbioso-siltose talvolta cementate, generate da *debris flow* sottomarini che passano nella parte inferiore a sabbie medie-fini, talvolta siltose e cementate, deposte da flussi torbidity più diluiti.

Dalla parte sommitale a quella basale, la successione stratigrafica di interesse è formata da sedimenti prevalentemente sabbiosi, identificati come formazione di Sabbie di Asti (Pliocene superiore), cui seguono le argille del Santerno, all'interno delle quali si identificano localmente intercalazioni sabbiose; successivamente si incontrano sedimenti grossolani (F.ne Sabbie di Caviaga) del Messiniano superiore ed infine le marne di Gallare del Messiniano inferiore. Alla base si trovano i depositi carbonatici della Formazione della Scaglia di età Giurassico-Cretaceo inferiore.

2.2 Dataset

Per la costruzione del modello geologico 3D della sequenza sedimentaria oggetto di studio sono stati utilizzati i dati forniti da STOGIT S.p.A. e i dati reperiti presso il sito dell'UNMIG (<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it>).

Nella fig. 3 vengono mostrati il perimetro del modello statico a scala regionale (in nero) e il perimetro del modello statico a scala di *reservoir* (in rosso). I dati dei pozzi che ricadono all'interno della zona *reservoir* sono stati forniti da STOGIT Spa (fig. 3 - destra). I dati dei pozzi esterni all'area di *reservoir* (ovvero alla concessione di stoccaggio di Bordolano) sono stati reperiti presso il sito dell'UNMIG (fig. 3 – sinistra). Per questi ultimi, la disponibilità dei dati è limitata. In figura 3 è riportata l'ubicazione delle teste pozzo di tutti i pozzi perforati nell'area: in rosso sono rappresentati i pozzi per i quali i dati sono disponibili presso UNMIG, in blu sono rappresentati i pozzi per i quali i dati sono proprietari e quindi non pubblicati presso il sito dell'UNMIG.

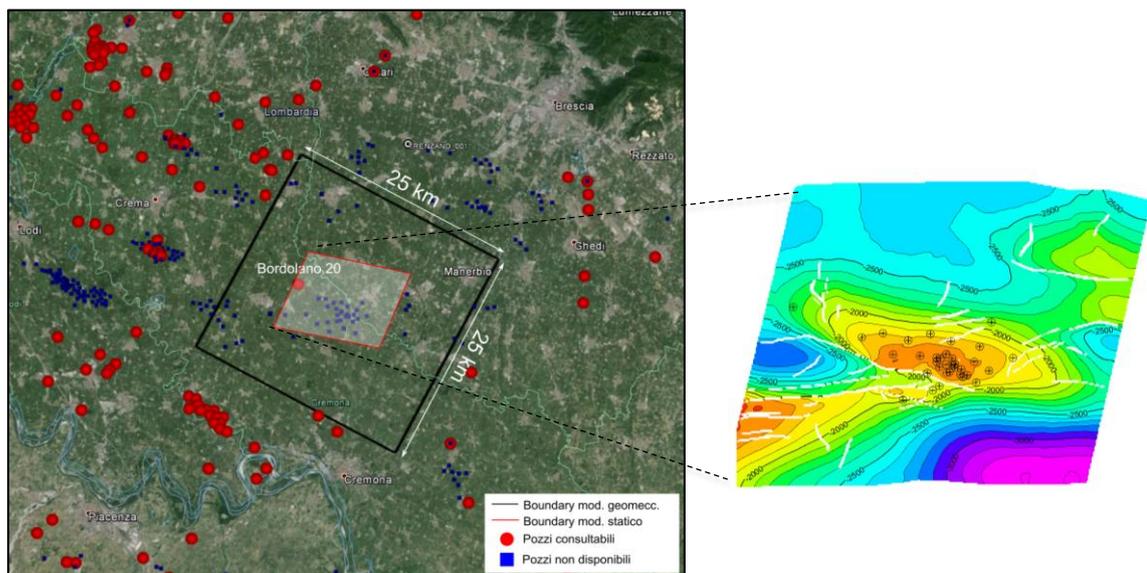


Fig. 3 - (sinistra) Perimetro del modello statico a scala regionale (linea nera) e del modello statico a scala di giacimento di Bordolano (linea rossa). I colori blu e rosso si indicano le ubicazioni dei pozzi in relazione alla disponibilità dei loro profili presso il sito dell' UNMIG. (destra) Ubicazione dei pozzi disponibili nella zona reservoir forniti da STOGIT Spa.



I dati utilizzati per la generazione del modello esteso sono riportati nel seguito:

- 1) Dati di pozzo in formato digitale (LAS/DLIS/ASCII):
 - ✓ Coordinate di testa pozzo e traiettorie dei 35 pozzi di Bordolano (BO-1, BO-2, BO-2bisdir, BO-3, BO-4dir, BO-4dirA, BO-5, BO-6, BO-7, BO-8, BO-9, BO-10, BO-11, BO-12, BO-13, BO-14, BO-15, BO-16, BO-17, BO-18, BO-19, BO-20, BO-21dir, BO-22dir, BO-23PH, BO-23dir foro1, BO-23dir foro2, BO-24dir, BO-25dir, BO-26PH, BO-26dir, BO-27PH, BO-27dir, BO-28PH, BO-28dir).
 - ✓ Coordinate di testa pozzo e traiettoria del pozzo Barzaniga-1
 - ✓ Coordinate di testa pozzo e traiettorie di 7 pozzi (ubicati al di fuori del *boundary* del modello statico a scala regionale) reperiti presso il sito dell'UNMIG (Belvedere-1, Piadena-9, Seniga-1, Cremona Sud-7, Cremona Nord-1, Cremona Nord-2, Gallignano-1, Romanengo-10, Soncino-1)
 - ✓ Log di potenziale spontaneo e resistività, relativi a 23 pozzi (BO-1, BO-2, BO-2bisdir, BO-3, BO-4dir, BO-4dirA, BO-5, BO-6, BO-7, BO-8, BO-9, BO-10, BO-11, BO-12, BO-13, BO-14, BO-15, BO-16, BO-17, BO-18, BO-19, BO-20, BO-21dir) e il pozzo Barzaniga 1 (più il log sonico).
 - ✓ Log di gamma ray, resistività, porosità neutronica, densità, sonic, caliper relativi a 12 pozzi (BO-22dir, BO-23PH, BO-23dir foro1, BO-23dir foro2, BO-24dir, BO-25dir, BO-26PH, BO-26dir, BO-27PH, BO-27dir, BO-28PH, BO-28dir).
 - ✓ CPI relativi a 10 pozzi (porosità effettiva, saturazione in acqua irriducibile, V_{sh} , V_{sand} , $V_{calcite}$) (BO-21dir, BO-23PH, BO-23dir foro1, BO-24dir, BO-26PH, BO-26dir, BO-27PH, BO-27dir, BO-28PH, BO-28dir).
 - ✓ *Well tops* relativi al Top e Bottom dei *Pool* B, C, D, E, E1, F e F1.
- 2) Dati di pozzo in formato TIFF, JPEG o PDF:
 - ✓ *Composite log* a scala 1:1000 relativi ai pozzi: Bordolano (BO-1, BO-2, BO-2bisdir, BO-3, BO-4dir, BO-4dirA, BO-5, BO-6, BO-7, BO-8, BO-9, BO-10, BO-11, BO-12, BO-13, BO-14, BO-15, BO-16, BO-17, BO-18, BO-19, BO-20, BO-21dir, BO-22dir, BO-23PH, BO-23dir foro1, BO-23dir foro2, BO-24dir, BO-25dir, BO-26PH, BO-26dir, BO-27PH, BO-27dir, BO-28PH, BO-28dir, Barzaniga-1)
 - ✓ *Composite log* a scala 1:1000 relativi ai pozzi reperiti presso il sito dell'UNMIG (Belvedere-1, Piadena-9, Seniga-1, Cremona Sud-7, Cremona Nord-1, Cremona Nord-2, Gallignano-1, Romanengo-10, Soncino-1)



3) Dati sismici da interpretazione sismica 3D:

- a scala reservoir:
 - ✓ Mappa strutturale del Top del *Pool B* (ENI, 2008a)
 - “Dc2013-TopB.DAT”
 - ✓ Mappa strutturale del Bottom del *Pool B* (ENI, 2008a)
 - “Dc2013-BaseB.DAT”
 - ✓ Mappa strutturale del Bottom del *Pool B* clipped (ENI, 2008a)
 - “Dc2013-BaseBclip.DAT”
 - ✓ Isopaca del *Pool B* (ENI, 2008a)
 - “ISOPACA.DAT”
 - ✓ Mappa strutturale del Top del *Pool B* (STOGIT, 2014)
 - “B-top.DAT”
 - ✓ Mappa strutturale del Bottom del *Pool B* (STOGIT, 2014)
 - “B-base.DAT”
 - ✓ Poligoni di faglia per il Top e Bottom del *Pool B*
 - ✓ Mappa dell’attributo sismico di coerenza
 - “Coherence seismic prop, Coe_B1, Coe_B5”

- a scala regionale
 - ✓ Mappa strutturale del Bottom delle Sabbie di Asti (ENI, 2008b)
 - “01_SABAST_dth-rip.DAT”
 - ✓ Mappa strutturale del Bottom del Top Poroso (ENI, 2008b)
 - “02_TOPPOR_dth-rip.DAT”
 - ✓ Mappa strutturale del Bottom del Bottom Poroso (ENI, 2008b)
 - “05_BOTPOR_dth-rip.DAT”
 - ✓ Poligoni di faglia per il Bottom delle Sabbie di Asti, il Top Poroso e il Bottom Poroso



4) Documentazione:

- ✓ Concessione Bordolano stoccaggio : Studio Geostrutturale (STOGIT, 2014)
- ✓ Campo di Bordolano : Revisione sismica (ENI, 2008a)
- ✓ Campo di Bordolano : Modello statico di giacimento (ENI-STOGIT, 2008)
- ✓ Campo di Bordolano - Interpretazione sismica finalizzata a studi di subsidenza (ENI, 2008b).
- ✓ Campo di Bordolano - STUDIO STATICO DI GIACIMENTO - LIVELLO DI STOCCAGGIO *POOL B*", Politecnico di Torino-DIATI e STOGIT – Unità GIAC, Marzo 2015
- ✓ Pubblicazioni scientifiche (si vedano i riferimenti nel testo e in bibliografia)

3 ANALISI STRATIGRAFICA

L'assetto stratigrafico a scala regionale è stato definito sulla base di un dataset costituito da 24 pozzi ubicati nella zona di *reservoir* e di 9 pozzi ubicati nelle aree limitrofe, nonché sulla base dell'interpretazione sismica effettuata da ENI nel 2008. Inoltre, si è fatto riferimento a pubblicazioni scientifiche dedicate (Bello M. e Fantoni R., 2002; Bresciani e Perotti, 2014; Ghielmi et al. 2013; Mappe isobate AGIP, 1987).

L'interpretazione sismica effettuata da ENI (2008b) ha interessato una porzione estesa della pianura Padana settentrionale che include i campi di Sergnano, Ripalta e Bordolano. Uno degli scopi dello studio era quello di produrre mappe strutturali funzionali a successivi studi di valutazione dell'impatto delle attività di stoccaggio su eventuali fenomeni di subsidenza.

Le superfici sismiche disponibili, aventi un'estensione areale di circa 53 x 28 km, sono le seguenti (fig. 4):

- ✓ Bottom delle Sabbie di Asti
- ✓ Top Poroso (Top sabbie di Caviaga/Top ghiaie di Sergnano)
- ✓ Bottom Poroso (Bottom sabbie di Caviaga/Bottom ghiaie di Sergnano)

Il *Bottom delle Sabbie di Asti* corrisponde ad una superficie erosionale interpretata all'interno della successione Pliocenica. La zona è costituita da sabbie e sabbie argillose con intercalazioni argillose ed è presente e correlabile sui campi di Bordolano, Sergnano e Ripalta.

Le superfici *Top Poroso* e *Bottom Poroso* corrispondono al Top della F.ne Sabbie di Caviaga per i campi di Bordolano e Ripalta e al Top della F.ne Ghiaie di Sergnano per il campo di Sergnano (superfici erosionali in discordanza sulle sottostanti successioni); entrambe le formazioni sono costituite da conglomerati poligenici con intercalazioni di sabbia e argilla. Analogamente il *Bottom Poroso* corrisponde al Bottom delle stesse formazioni.

Sulla base dell'analisi dei dati di pozzo, dell'interpretazione sismica nonché delle informazioni bibliografiche di riferimento sono state identificate sei superfici stratigrafiche principali, di estensione regionale, per la correlazione ai pozzi e la ricostruzione della stratigrafia di modello (dall'alto verso il basso stratigrafico):

- **Alluvioni:**
 - ✓ Ghiaie e sabbie con intercalazioni di argilla di ambiente continentale (Olocene-Recente)
 - ✓ Definita sulla base di correlazione stratigrafica ai pozzi



- **Sabbie di Asti:**
 - ✓ Sabbie e sabbie argillose con intercalazioni argillose (Pleistocene)
 - ✓ Definita sulla base di correlazione stratigrafica ai pozzi, la superficie sismica Base_Asti (ENI, 2008b) e mappe regionali dalla letteratura

- **Argille del Santerno:**
 - ✓ Argille prevalenti con intercalazione sabbiose (Pliocene med.-sup.)
 - ✓ Definita sulla base di correlazione stratigrafica ai pozzi e la superficie sismica Base Asti e Top_Poroso (ENI, 2008b)

- **Sabbie di Caviaga:**
 - ✓ Conglomerato poligenico, con intercalazioni di arenarie siltose e marne. (Miocene Sup.-Pliocene inf.)
 - ✓ Definita sulla base di correlazione stratigrafica ai pozzi e la superfici sismiche del *reservoir* e del Top_Poroso (ENI, 2008b, STOGIT, 2014)

- **Marne di Gallare:** Marne e marne leggermente siltose (Miocene)
 - ✓ Definita sulla base di correlazione stratigrafica ai pozzi e della stratigrafia riconosciuta al pozzo Belvedere 1.

- **Substrato carbonatico:** Dolomie e calcari con intercalazione di marna. (Triassico-Eocene)
 - ✓ Definita sulla base della stratigrafia riconosciuta al pozzo Belvedere 1.

La stratigrafia di dettaglio della formazione Sabbie di Caviaga è stata definita in accordo con il modello statico del 2015 (PEG, 2015) e attraverso l'analisi dei log di pozzo. I tagli stratigrafici si presentano nel Allegato A.

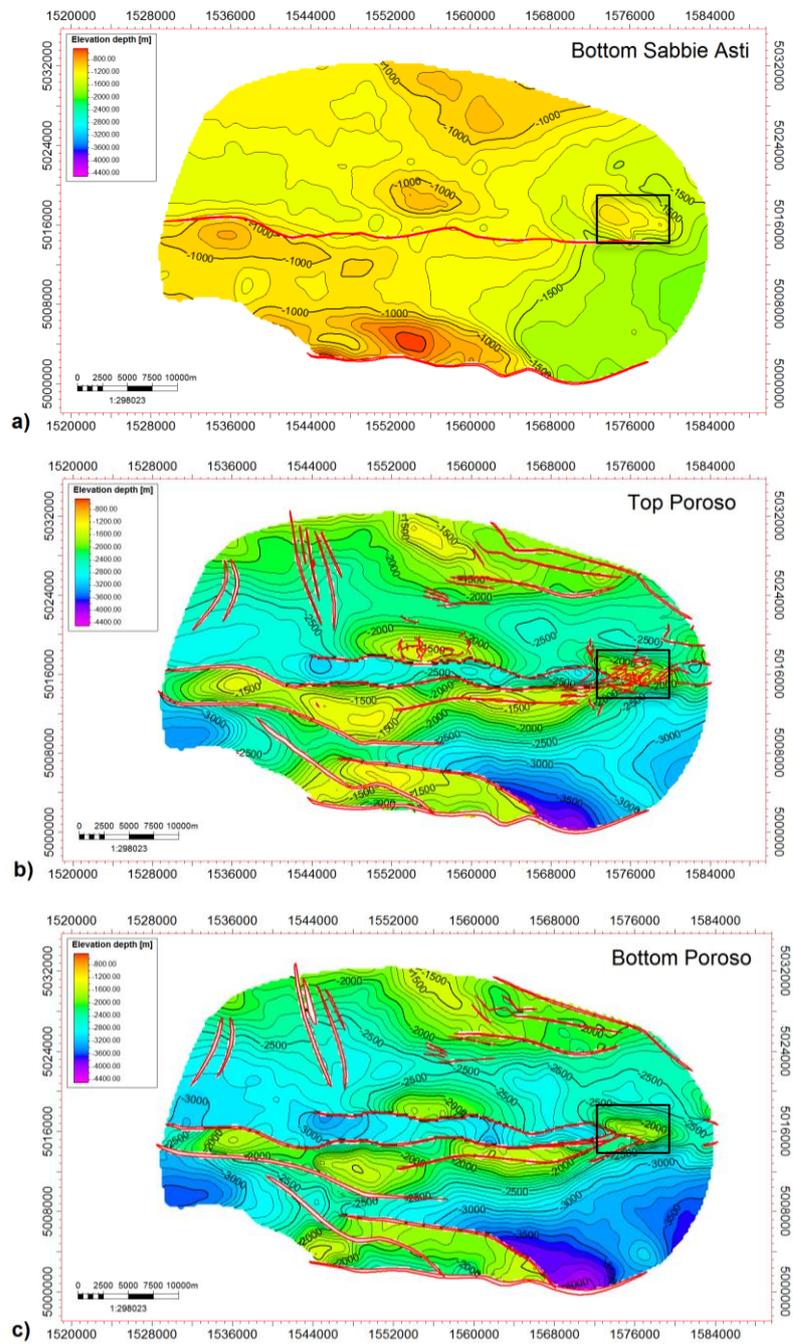


Fig. 4 - Superfici sismiche (ENI, 2008b). a) Bottom Sabbie di Asti, b) Top Poroso, c) Bottom Poroso. In rosso i poligoni di faglia per ogni superficie.

4 ANALISI STRUTTURALE

L'assetto strutturale dell'area oggetto di studio è stato ricostruito sulla base del dato sismico (poligoni di faglia) fornito da STOGIT, delle mappe disponibili (AGIP, 1987) e delle sezioni geologiche e informazioni tratte dalla letteratura scientifica (Picotti et al., 2007; STOGIT 2014; Bresciani e Perotti, 2014)

La superficie sismica che corrisponde alla base delle Sabbie di Asti presenta una pendenza generale verso E-SE (depocentro del bacino), con una geometria caratterizzata da variazioni locali legate ai culmini delle anticlinali dei principali campi a gas presenti nell'area. Sulla superficie di base delle Sabbie di Asti sono state riconosciute solamente due faglie, appartenenti ad un sistema di faglie *thrust* nord vergenti. Questo sistema è l'unico che attraversa anche i livelli Pliocenici e talora i livelli Pleistocenici; al contrario i sistemi Alpini sud-vergenti non arrivano ai sedimenti Messiniani (Bresciani e Perotti, 2014). Nella fig. 5 viene mostrata una sezione geologica NNE-SSO dove si evidenzia la geometria dei *thrust* principali nell'area estesa del campo di Bordolano.

Le superfici sismiche del Top Poroso e Bottom Poroso, che definiscono i livelli mineralizzati dei campi di Ripalta, Bordolano e Sergnano, si presentano fortemente deformate e fagliate al di sotto della sequenza torbidaica pliocenica. Il sistema di faglie include sia i *thrust* Apenninici sia quelli Alpini che hanno prodotto rigetti talora anche chilometrici. Le principali strutture presenti nell'area sono il risultato del regime tettonico compressivo tipico alle catene a pieghe e sovrascorrimenti. Nella fig. 6 viene mostrata l'interpretazione stratigrafico-strutturale della linea sismica MRG-1 (STOGIT, 2014): i lineamenti strutturali presenti nell'area hanno come superficie di scollamento un importante limite geologico rappresentato dal top della Scaglia e si arrestano al interno della successione Miocenica.

Nella fig. 7 è riportata la zonazione del modello stratigrafico di riferimento dedotto dalla correlazione ai pozzi e dall'analisi dei dati sismici.

Nell'Allegato A sono riportati i tagli stratigrafici definiti dalla correlazione ai pozzi utilizzati per costruzione del modello 3D.

Nell'area modellizzata si possono notare alcune faglie di estensione regionale (fig. 8). Le faglie Reg-1, che delimita il giacimento verso Sud, Reg-2 e Reg-3 presentano una continuità laterale molto importante e rigetti variabili da alcune decine ad alcune centinaia di metri. Le faglie Reg-4, Reg-5, Reg-6, Reg-7 e Reg-8 appartengono a sistemi regionali e ricadono solo parzialmente nell'area del modello; tra queste le faglie Reg-7 e Reg-8 sono state estese verso Est con informazioni di letteratura (AGIP, 1987)

Il culmine del giacimento è caratterizzato da un sistema di lineamenti strutturali che non riportano dislocazioni riconoscibili dal dato sismico.

Le incertezze associate alla posizione delle faglie (dove non esiste la copertura dei dati sismici) e all'andamento degli orizzonti più profondi (al di sotto della profondità massima dei pozzi) sono pertanto legate alla risoluzione e alla precisione dei dati riportati nei documenti ricavati dalla letteratura.

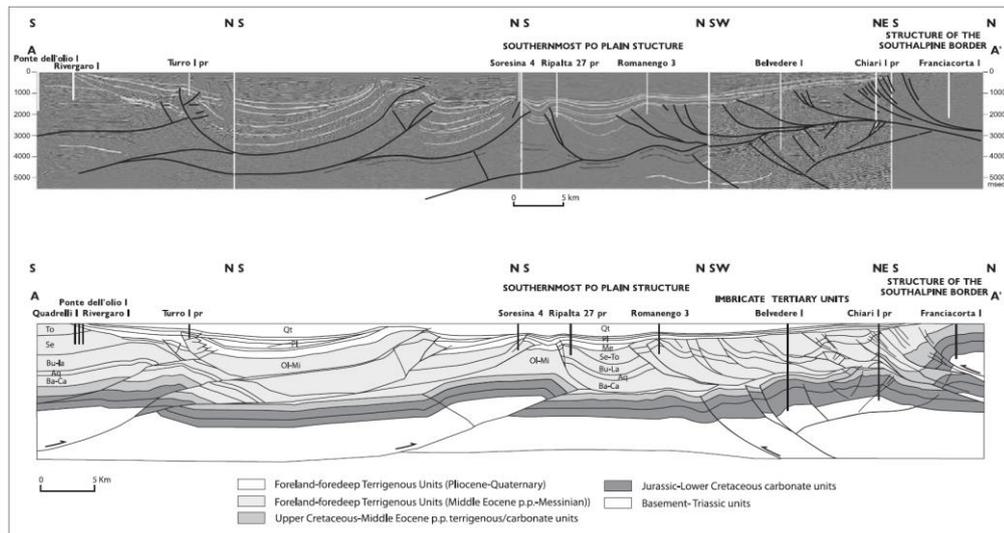


Fig. 5 - Sezione sismica e relativa sezione geologica del margine sudalpino e dell'avampaese padano (fig. da Fantoni et al., 2004)

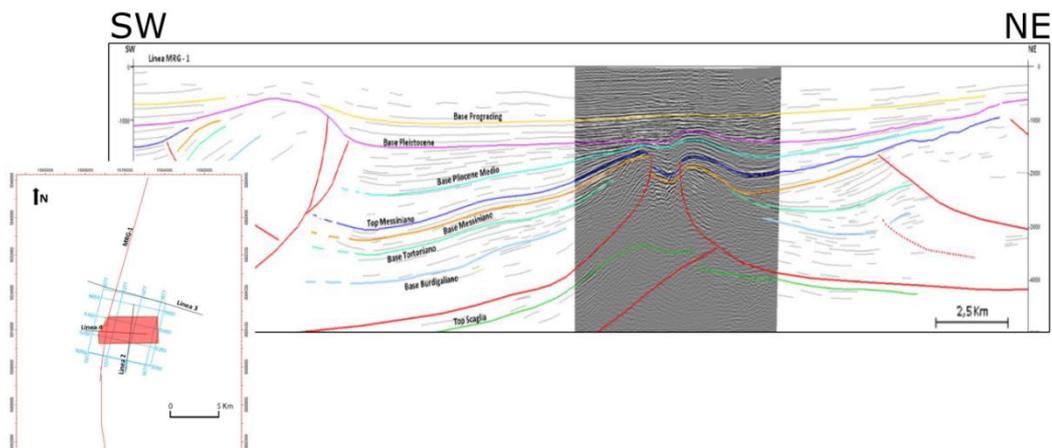


Fig. 6 - Interpretazione stratigrafico-strutturale della linea sismica MRG-1.

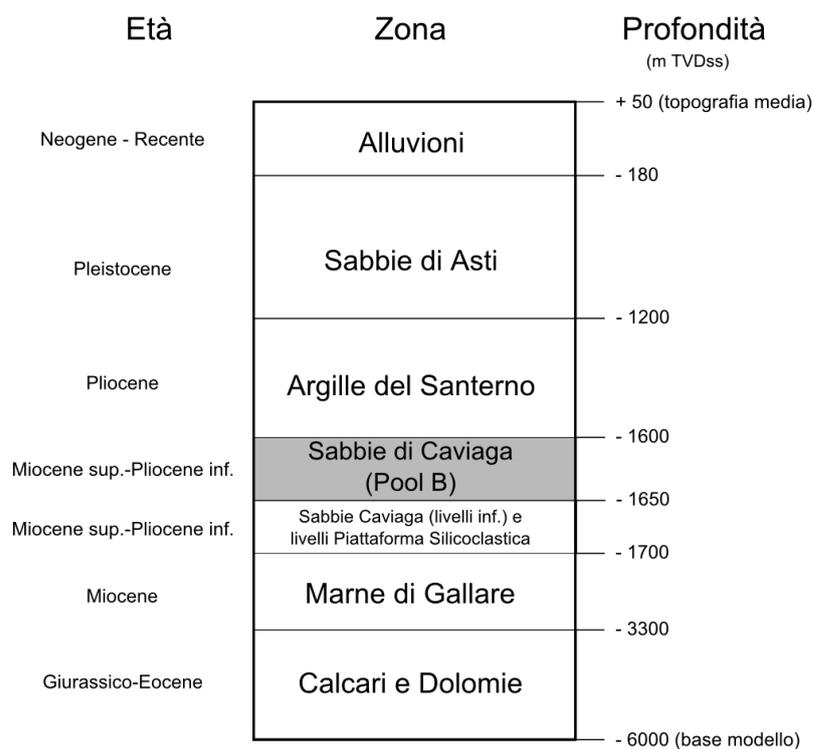


Fig. 7 - Zonazione stratigrafica semplificata (non in scala) del modello 3D a scala regionale.

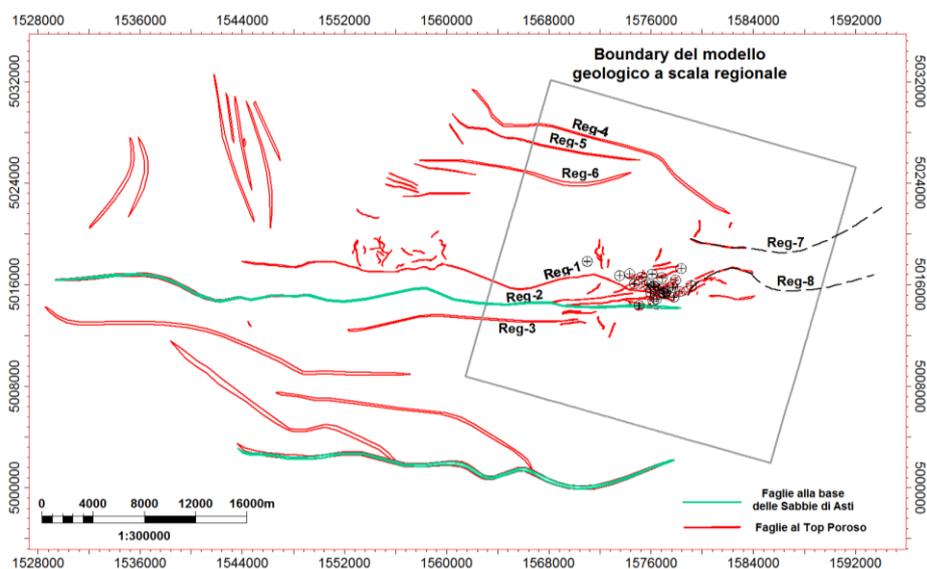


Fig. 8 - Sovrascorrimenti regionali nella zona del campo di Bordolano. Le faglie modellizzate sono quelle che ricadono all'interno del *boundary* del modello geologico.

5 RICOSTRUZIONE GEOLOGICA 3D

Il modello geologico tridimensionale a scala regionale è stato realizzato utilizzando il *software* Petrel Geoscience (versione 2013.1) commercializzato dalla società Schlumberger.

Al fine di generare un *grid* di dimensioni sufficientemente ampie per evitare che i risultati delle simulazioni geomeccaniche risentissero di effetti di bordo e altresì per garantire la stabilità dei calcoli durante le simulazioni stesse, la costruzione del modello geometrico 3D ha richiesto che le superfici interpretate a scala regionale e il sistema di faglie riconosciuto venissero estesi verso est e verso nord utilizzando informazioni raccolte dalla letteratura. Infatti, come si evidenzia dal confronto tra le dimensioni del modello esteso del campo di Bordolano e le superfici sismiche disponibili riportato nella fig. 9, le mappe offrivano la copertura dell'area estesa solo in direzione ovest e sud.

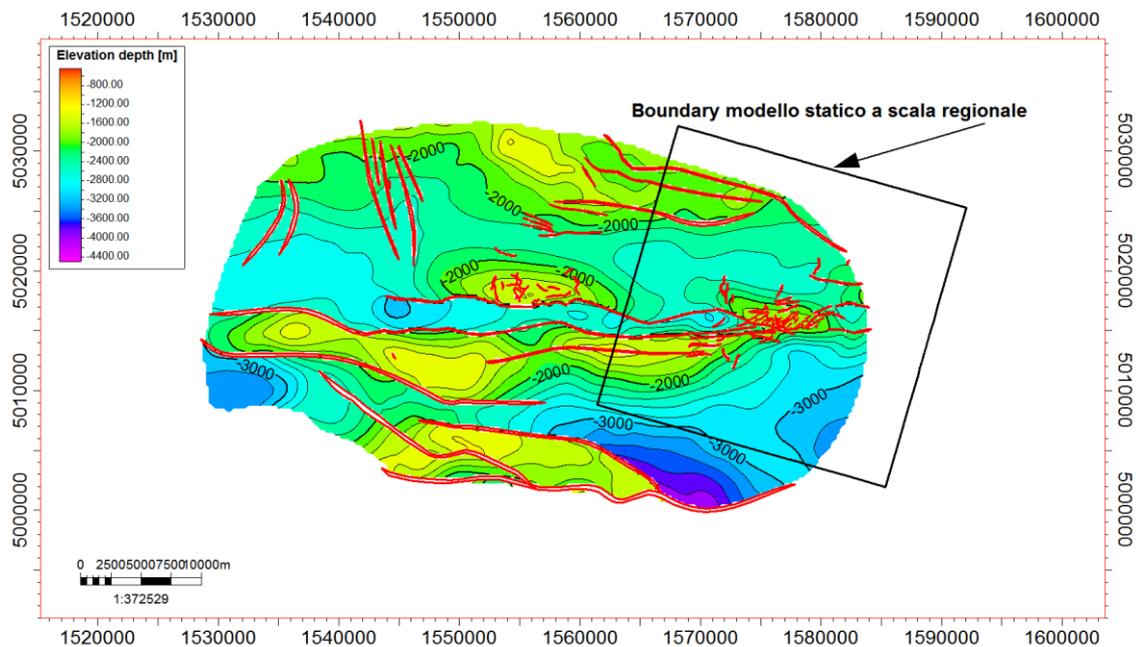


Fig. 9 - Estensione delle superfici sismiche a scala regionale e *boundary* del modello statico esteso.

La superficie che corrisponde alla base delle sabbie di asti è stata estesa verso est e nord utilizzando i tagli stratigrafici ai pozzi disponibili e mappe reperibili in letteratura (AGIP, 1987; Allegato B). Analogamente sono state estese anche le mappe del Top e Bottom del *reservoir* a scala regionale. I risultati dell'estensione delle superfici è mostrato nella fig. 10. Tutte le superfici sottostanti sono state estese in modo conforme alla superficie di Bottom *reservoir*.

Il volume modellizzato presenta un'estensione di circa 25 x 25 km² in direzione NE-SO e NO-SE, mentre lo spessore complessivo del modello è di circa 6 km. Tali dimensioni sono sufficienti a garantire condizioni di bordo indisturbate nella successiva fase di simulazione geomeccanica.

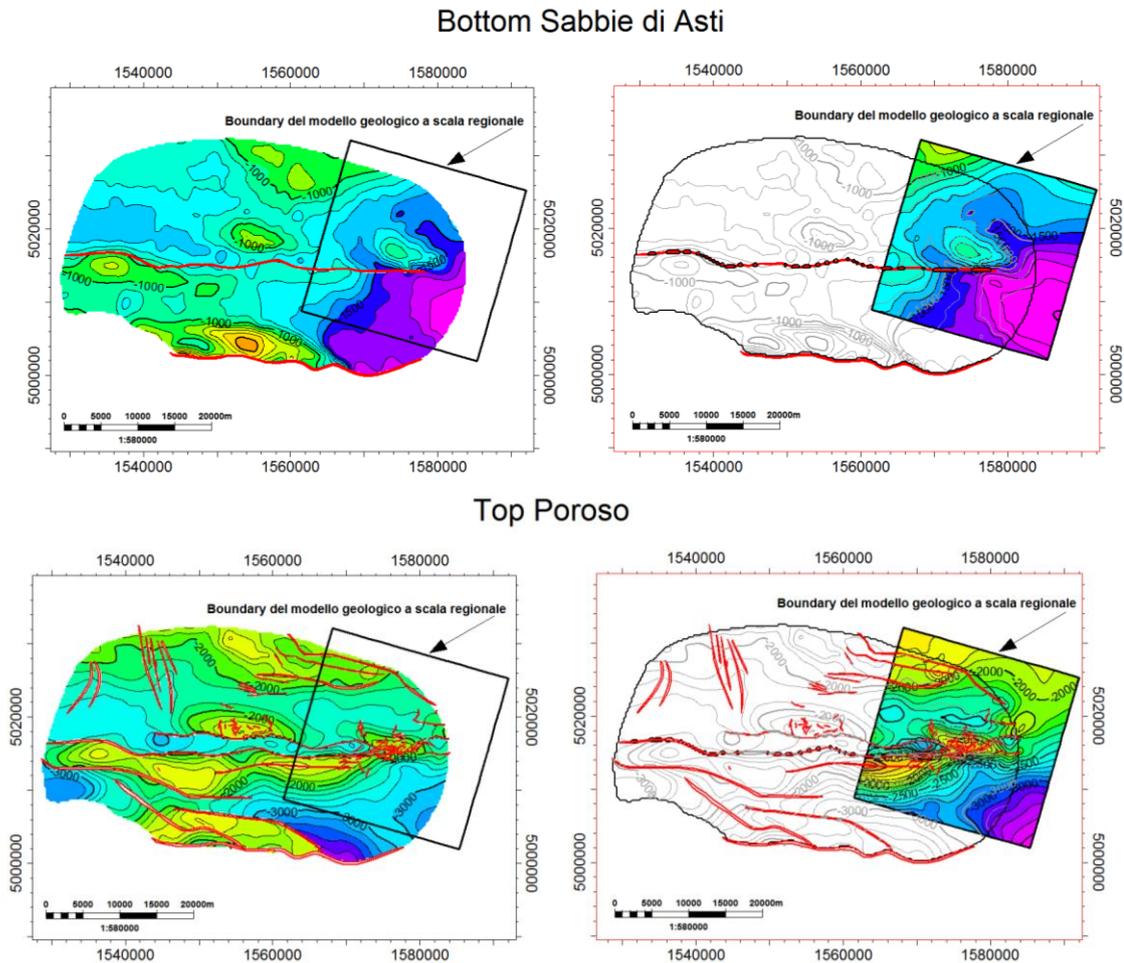


Fig. 10 - Mappe del Bottom delle Sabbie di Asti e del Top Poroso dall'interpretazione sismica (sinistra). Mappe estese verso Est e utilizzate per la costruzione del modello geologico a scala regionale (destra).

5.1 *Grid*

Il *grid* del modello geologico tridimensionale a scala regionale è stato generato in modo da soddisfare i requisiti della simulazione geomeccanica per ottenere un livello di dettaglio adeguato alla descrizione dei fenomeni fluido-dinamici e tenso-deformativi oggetto di studio. Nella parte centrale del modello, che include la zona *reservoir* e la

caprock, è stata adottata una discretizzazione fitta, mentre verso i bordi del modello è stata utilizzata una discretizzazione più lasca.

Il *grid* presenta una suddivisione a maglie quadrate, con dimensioni di 75 x 75 m² nella porzione centrale del modello e progressivamente crescenti verso i bordi del modello. Verticalmente la suddivisione nei livelli *reservoir* non è stata modificata in modo da rispettare la geometria del modello dinamico e da mantenere la corrispondenza tra il *grid* del modello statico a scala regionale e il *grid* del modello dinamico. Superiormente e inferiormente alla zona *reservoir* la discretizzazione è stata adattata in modo che diventasse progressivamente più lasca verso la superficie e in profondità.

Il *grid* finale risulta costituito da un totale di 263'376 celle (fig. 11).

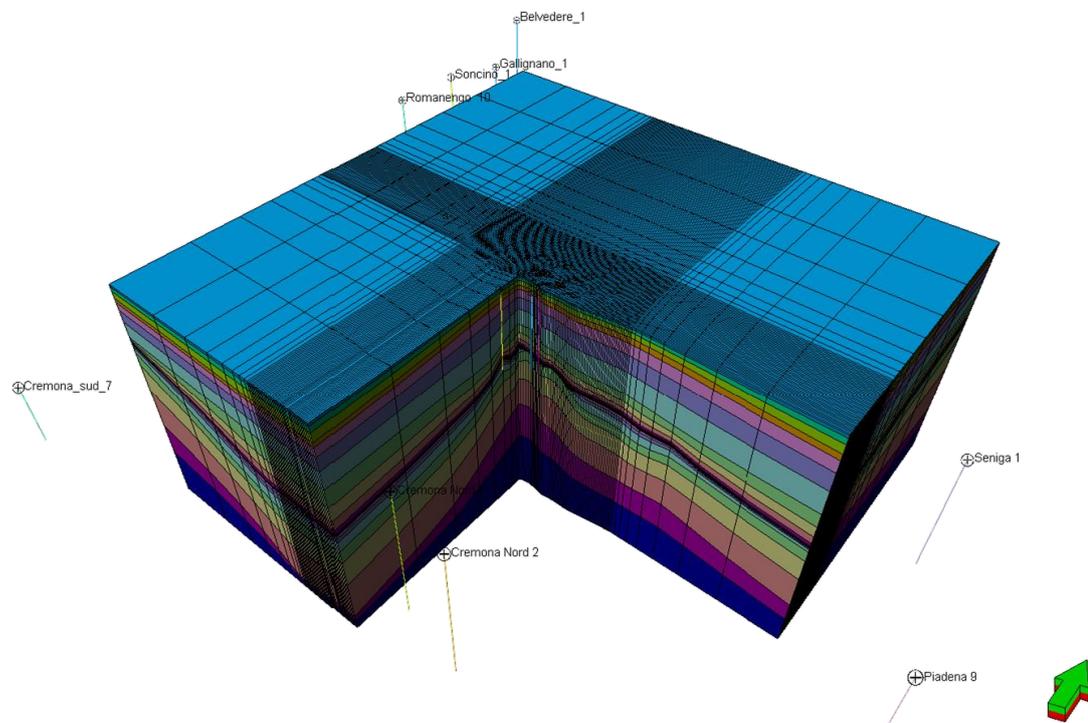


Fig. 11 - Modello 3D a scala regionale e discretizzazione

5.2 **Modello stratigrafico-strutturale**

L'assenza di pozzi con disponibilità di profili 1:1000 all'interno del *boundary* del *grid* geomeccanico (fig. 3) ha dato origine ad incertezze nella definizione della geometria delle superfici nelle zone lontane dall'area di giacimento. Inoltre la definizione delle

superfici più profonde è stata basata solamente sui dati del pozzo Belvedere 1 che, attraversando i depositi carbonatici di età Giurassico inferiore, arriva alla profondità di 7267 m.

La successione stratigrafica dell'area definita sulla base dell'analisi del dato di pozzo è la seguente. Si presenta anche lo spessore medio per ogni zona del grid 3D:

1. **Alluvioni**
 - Spessore medio 238 m
2. **Sabbi di Asti**
 - Spessore medio 1062 m
3. **Argille del Santerno**
 - Spessore medio 440 m
4. **Sabbie di Caviaga (Pool B)**
 - Spessore medio 42 m
5. **Sabbie di Caviaga/Piattaforma silicoclastica**
 - Spessore medio 145 m
6. **Marne di Gallare**
 - Spessore medio 1550 m
7. **Substrato carbonatico**
 - Spessore medio 2100 m (fino al bottom del *grid* a 6000m).

Il *sub-layering* che è stato adottato per le varie zone del modello segue quello del modello statico per la zona di reservoir ed è rimasto conforme a quello di reservoir per tutte le altre zone modellizzate.

Le faglie regionali sono state modellizzate in modo di mantenere la loro geometria reale senza la loro conversione a faglie verticali o tipo *stair-step*. Sono stati inizialmente utilizzati i poligoni di faglia dall'interpretazione sismica per la ricostruzione iniziale dei piani di faglia. Successivamente, utilizzando informazioni disponibili dalla letteratura (vede cap. 4), sono state estese arealmente e in profondità su tutta l'area modellizzata. Le superfici (piani di faglia) prodotti a questo modo sono state inserite direttamente nel modello geomeccanico. Nella fig. 12 viene mostrata una sezione del modello dove si evidenzia la stratigrafia generale del modello e la geometria delle principali faglie modellizzate.

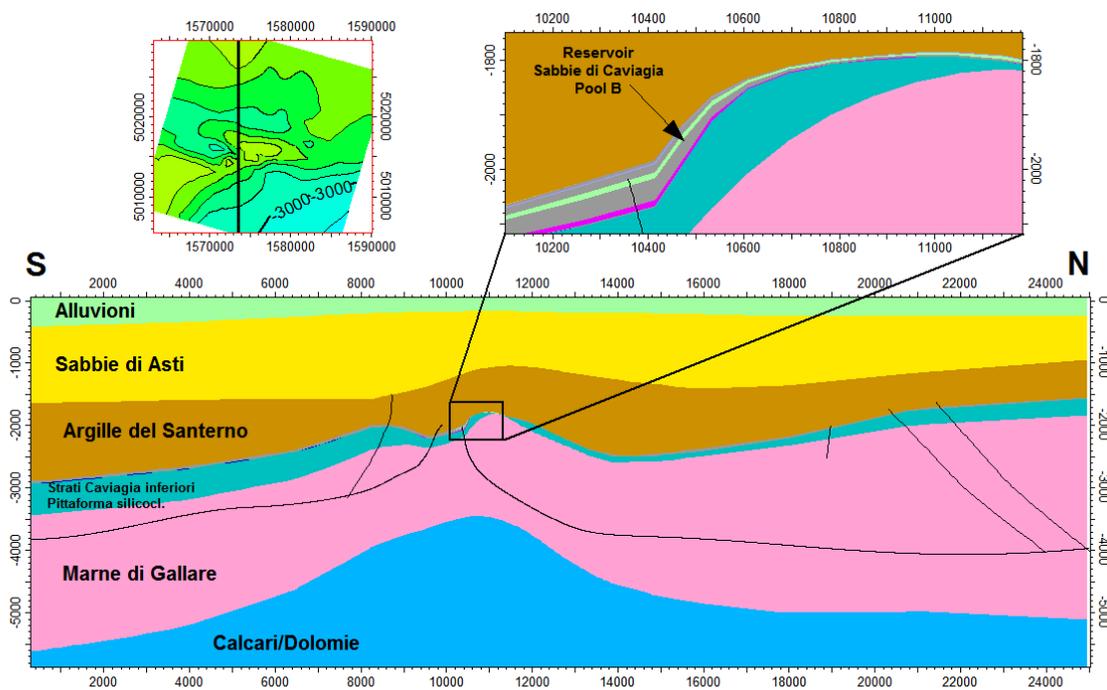


Fig. 12 - Sezione N-S del modello geologico 3D. In evidenza le zone principali del modello e il sistema di faglie.

6 MODELLO GEOMECCANICO

L'obiettivo dello studio geomeccanico è stato quello di valutare l'evoluzione dei campi degli sforzi, delle deformazioni e degli spostamenti indotti nel *Pool B* del campo di Bordolano dalla produzione primaria di gas e dalle future attività di stoccaggio. A questo scopo è stata condotta una modellazione ad elementi finiti in campo tridimensionale con il codice di calcolo *Reservoir Geomechanics* (Schlumberger), previa la caratterizzazione geomeccanica delle formazioni interessate dalle operazioni di produzione/iniezione nonché di tutta la sequenza stratigrafica sovrastante e delle formazioni immediatamente sottostanti il giacimento.

Oltre al *Pool B* in esame il campo di Bordolano comprende anche altri livelli mineralizzati minori, oggetto di concessione mineraria: il livello A, sovrastante il *Pool B*; i livelli C+D, E+E1 ed F+F1, sottostanti il *Pool B*. Questi livelli sono stati messi in produzione nel periodo 1953-1994 e hanno fornito una produzione cumulativa totale pari a $706.2 \cdot 10^6 \text{ m}_{\text{SC}}^3$. Attualmente tutti i livelli risultano chiusi e verosimilmente hanno raggiunto nuovamente condizioni di equilibrio idrostatico con l'acquifero confinante, pertanto la loro presenza risulta trascurabile ai fini dell'analisi previsionale del comportamento meccanico del *Pool B*; ne consegue che nel presente studio questi livelli non sono stati modellizzati.

Per stimare la risposta in termini di deformabilità e resistenza delle formazioni oggetto di studio è indispensabile poter disporre di una caratterizzazione geomeccanica appropriata del sistema. La caratterizzazione del giacimento e delle formazioni limitrofe è stata effettuata avvalendosi dei risultati forniti da analisi di log di pozzo e da prove di laboratorio condotte su campioni prelevati da differenti pozzi e relativi sia ai livelli mineralizzati sia alla formazione argillosa incassante il *Pool B*. Questi dati sono stati integrati ed estesi alle formazioni limitrofe grazie a informazioni disponibili in letteratura e ad esperienze pregresse su sistemi analoghi.

Nella prima fase della modellizzazione, detta di inizializzazione, oltre ai parametri di deformabilità e di resistenza della roccia, a ciascun elemento del grigliato sono state assegnate la tensione iniziale gravitativa e la pressione originaria dei fluidi. Il modello è stato successivamente utilizzato come strumento previsionale per descrivere il comportamento del sistema, in termini di evoluzione del campo tensionale e delle deformazioni, in relazione alla futura attività di stoccaggio.

I risultati delle analisi condotte sono riportati in termini di evoluzione della subsidenza, di variazione del campo tensionale e delle condizioni di sicurezza nel mezzo poroso. Nell'ambito del presente studio la funzione di plasticità adottata, definita "*failure*", deriva dal criterio di Mohr-Coulomb ed è espressa in funzione del secondo invariante dello sforzo. Il codice di calcolo utilizzato definisce i valori assunti dalla *failure* in ogni elemento del sistema per ogni *time-step* di analisi. Sulla base di tale

informazione è stato possibile analizzare l'evoluzione delle condizioni di sicurezza del sistema per ogni scenario ipotizzato.

6.1 Descrizione del software Reservoir Geomechanics (Petrel)

Il modello geomeccanico è stato realizzato con il software Reservoir Geomechanics, totalmente compatibile con i software Petrel Geoscience e Petrel Reservoir Engineering (equivalente al simulatore Eclipse), della stessa società, che consentono rispettivamente la costruzione del modello statico e la simulazione fluido-dinamica.

Basandosi su un approccio ad elementi finiti (FEM), il software 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, e l'aspetto geomeccanico, per lo studio del comportamento tenso-deformativo e le loro reciproche influenze. L'accoppiamento avviene attraverso alcuni parametri, quali porosità e permeabilità, sensibili alle variazioni sia di pressione interstiziale sia dello stato tensionale della roccia. L'approccio accoppiato risulta quindi particolarmente utile nel settore petrolifero poiché permette di valutare gli effetti della produzione e/o dell'iniezione dei fluidi 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 su permeabilità e porosità) della roccia serbatoio.

È possibile considerare differenti livelli di interazione tra fenomeni geomeccanici e fluidodinamici, ovvero: analisi di tipo *iteratively coupling* o analisi di tipo *one-way coupling* (fig. 13).

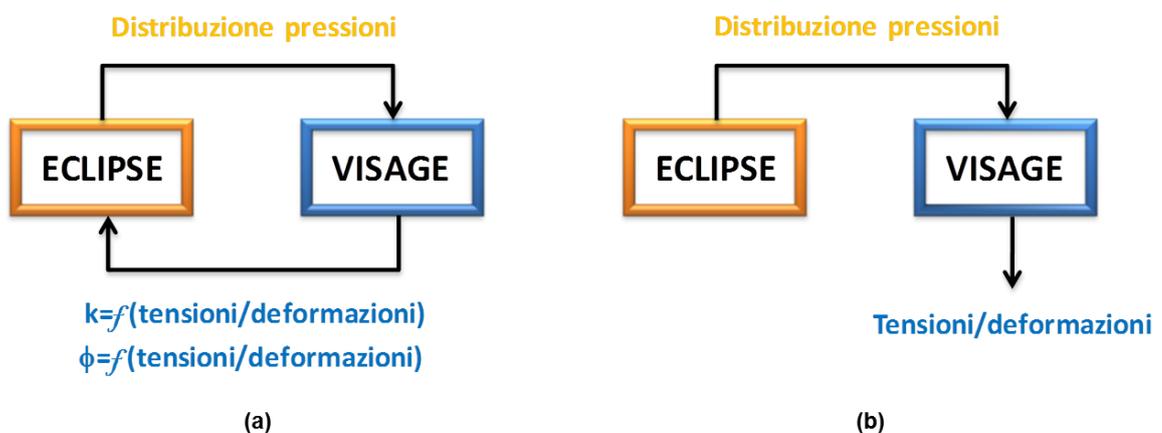


Fig. 13 - Schema esplicativo per l'approccio *iteratively coupling* (a) e *one-way coupling* (b).

L'approccio *iteratively coupling* prevede la soluzione separata e sequenziale delle equazioni di modello: per ogni *time-step* di analisi si determina, tramite la soluzione delle equazioni di flusso, la variazione di pressione indotta dalle attività di produzione; la distribuzione delle pressioni così calcolata viene usata 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 utilizzando i valori aggiornati di permeabilità/porosità. Secondo l'approccio *one-way coupling*, invece, ad ogni *time-step* selezionato si determina lo stato tenso-deformativo indotto nel sistema a seguito di una determinata variazione di pressione. 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 calibrazione del modello di giacimento (per esempio, nel caso di formazioni fortemente comprimibili).

6.2 **Definizione del modello**

6.2.1 *Dataset*

Di seguito è riportato l'elenco dei dati forniti da STOGIT ed utilizzati nel presente studio:

- Dati di laboratorio
 - ✓ Prove *RCA (Routine Core Analysis)*, analisi granulometriche, *scratch test*, prove edometriche e triassiali effettuate su campioni di argilla e di *reservoir* prelevati al pozzo Bordolano 27 dir (Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, “Bordolano 27 dir: caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato), agosto 2014; Eni S.p.A.);
 - ✓ Prove edometriche e triassiali su campioni di argilla e di *reservoir* prelevati ai pozzi Bordolano 21 dir (ENI S.p.A. –AGIP Milano, “Rapporto prove di consolidazione in cella edometrica”, aprile 1998; ENI S.p.A. –AGIP Milano, “Rapporto prove triassiali consolidate drenate”, marzo 1998);
 - ✓ Risultati di prove triassiali condotte ai pozzi Bordolano 22 dir, 23 dir, 25 dir, 26 dir, 27dir;
- Dati di pozzo

- ✓ Analisi delle fratturazioni e stress *in situ* al pozzo Bordolano 27 dir (Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, “Bordolano 27 dir: caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato), agosto 2014; Eni S.p.A.);
- ✓ Andamento dei moduli elastici (modulo di Young, modulo di taglio, *bulk modulus*, coefficiente di Poisson,) in funzione della profondità, da interpretazione di log sonici e di densità acquisiti al pozzo Bordolano 27dir, nell’intervallo compreso tra 1648.7 e 1689.1 m TVD ss (Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, “Bordolano 27 dir: caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato), agosto 2014; Eni S.p.A.).
- Monitoraggio delle variazioni altimetriche del piano campagna
 - ✓ Analisi interferometrica dei dati *Radarsat* attraverso la tecnica dei *Permanent Scatterers* sul campo di Bordolano per il periodo ottobre 2003 - novembre 2013 (“Interferometria differenziale SAR e Tecnica PS. Campo di stoccaggio di Bordolano. Concessione STOGIT. (Aggiornamento dati novembre 2013)”, Eni S.p.A. Divisione Esplorazione & Produzione, gennaio 2014).

6.2.2 Grid

Il *grid* utilizzato nello studio geomeccanico è quello generato durante la modellizzazione geologica e descritto al paragrafo 5.1.

6.2.1 Faglie

Tutte le faglie descritte nei precedenti paragrafi 4 e 5 sono state importate e caratterizzate nel modello meccanico.

6.2.2 Classificazione geomeccanica

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

Le formazioni modellizzate sono state distinte in 7 differenti classi, identificate in funzione del litotipo e dei parametri geomeccanici e finalizzate alla descrizione del comportamento sforzi–deformazioni dell’ammasso roccioso. Sulla base di considerazioni litologiche sono stati individuati cinque litotipi dominanti: argille, sabbie, conglomerati, marne e rocce carbonatiche (i.e. calcari e dolomie). Si è quindi adottata la

descrizione stratigrafica semplificata, soprattutto per quanto riguarda le formazioni basali, riportata nel paragrafo 5.2, dettata sia da esigenze di modellizzazione sia dalla limitata disponibilità dei dati.

Le formazioni meglio caratterizzate (tramite log di pozzo e test di laboratorio) sono quelle che costituiscono il giacimento e i terreni sovrastanti fino al piano campagna, ovvero la porzione di modello maggiormente interessata dai fenomeni oggetto di studio. Le formazioni basali, per la caratterizzazione delle quali si è fatto ricorso a dati di letteratura, risultano scarsamente influenzate dalle operazioni di produzione e stoccaggio e, comunque, non critiche da un punto di vista dell'analisi di sicurezza o delle deformazioni. Nell'ottica della modellizzazione esse assolvono il compito principale di garantire le necessarie condizioni di contorno.

È opportuno specificare che i terreni che si trovano a profondità superiori a 1000 m sono naturalmente soggetti a sforzi orizzontali (tensioni intermedie e minime) di ordine superiore a 10 MPa (ovvero 100 bar); per questo motivo le caratteristiche meccaniche di questi terreni sono più assimilabili a quelle delle rocce che a quelle dei terreni sciolti.

Nella tab. 1 vengono riportate le classi meccaniche, e i relativi *layers* di modello, associate alla sequenza stratigrafica ricavata nell'area di interesse e riprodotta nel modello meccanico.

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

- I. parametri di inizializzazione, utilizzati per determinare lo stato tensionale della formazione indisturbata;
- II. proprietà pseudo-elastiche: modulo di Young in funzione della profondità, rapporto di Poisson e coefficiente di Biot (nell'ipotesi di comportamento elastico isotropo);
- III. parametri di resistenza: coesione e angolo di resistenza a taglio, assumendo come criterio di resistenza quello di Mohr-Coulomb.

Per una descrizione dettagliata dei sopracitati parametri meccanici delle rocce si rimanda a Fjær et al. (2008) e a Lancellotta (2004).

I criteri adottati per definire le proprietà pseudo-elastiche e i parametri di resistenza sono illustrati nei successivi paragrafi.

Tab. 1: Sequenza stratigrafica, litotipi, classi geomeccaniche e relativi layers di modello.

STRATIGRAFIA	LITOLOGIA DOMINANTE	CLASSI GEOMECCANICHE	LAYERS DI MODELLO
Alluvioni	Sabbie e ghiaie	1	1 – 3
Sabbie di Asti/Porto Corsini	Sabbie, alternanza sabbie e argille	2	4 – 7
Argille Santerno	Argilla	3	8 – 12
<i>Sabbie di Caviaga</i>	RESERVOIR: Ghiaie poligeniche passanti a corpi sabbiosi lentiformi	4	13-15; 17-19; 21-22; 24-25, 27-28
	<i>Interlayer</i> argilla	3	16; 20; 23; 26
Bottom Caviaga + Piattaforma	Sedimenti silico-clastici di piattaforma	5	29 – 31
Marne di Gallara	Merne con intercalazioni di sottili livelli sabbioso-siltosi	6	32 – 34
Substrato Carbonatico	Calcari e dolomie con intercalazioni di marne	7	35 – 36

6.2.3 Caratterizzazione geomeccanica

La caratterizzazione geomeccanica del modello si è avvalsa dei risultati forniti dalle prove di laboratorio e di pozzo elencate nel paragrafo 6.2.1. A questo scopo in particolare ci si è avvalsi dei risultati delle prove triassiali condotte su carote prelevate ai pozzi: Bordolano 21dir, 22 dir, 23 dir, 25 dir, 26 dir e 27dir, riportati nelle tabelle C.1 e C.2 dell'Allegato C.

I parametri di deformazione e resistenza per ciascuna classe geomeccanica di riferimento sono riportati nella tab. C.3 dell'Allegato C.

6.2.3.1 Parametri di deformabilità dei mezzi porosi

Il comportamento sforzi-deformazioni delle formazioni mineralizzate (ghiaie sabbioso-siltose talvolta cementate, passanti a sabbie medio-fini talvolta cementate) e delle rocce incassanti (argille consistenti) avviene in campo non lineare sia nella fase di iniezione sia in quella di produzione ed è caratterizzato, in genere, da piccole deformazioni.

Il campo di esistenza dei parametri elastici di un mezzo poroso è definito in funzione della profondità del mezzo e del livello di deformazione indotta dalla produzione o dallo stoccaggio, come mostrato nella fig. 14 che riporta l'andamento del modulo a taglio, G (Davich, 2004).

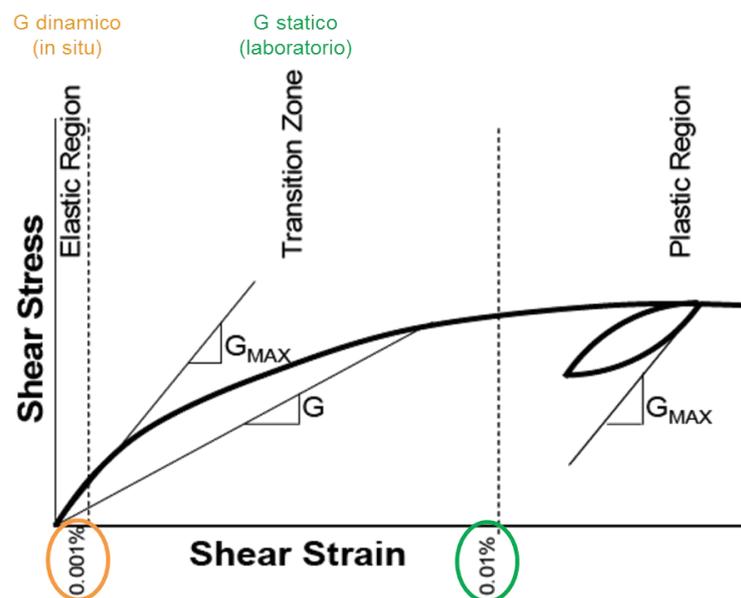


Fig. 14 - Variazione del modulo elastico a taglio, G , in funzione del livello di deformazione (Davich, 2004).

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

Il comportamento deformativo della formazione mineralizzata e dei livelli argillosi sovrastanti e sottostanti è stato stimato dall'analisi delle misure di laboratorio e dei dati di pozzo (log) disponibili.

I campioni disponibili sono stati sottoposti alle seguenti prove di laboratorio:

- ✓ prove granulometriche;
- ✓ prove triassiali;
- ✓ prove edometriche.

Moduli elastici statici

Per quanto riguarda la definizione dei moduli elastici statici E_s si è fatto riferimento alle prove triassiali condotte su campioni prelevati dalle argille di copertura e dalla formazione mineralizzata. È stato adottato un valore di confinamento prossimo alle condizioni *in situ* delle formazioni oggetto di studio, ovvero circa 10-20 MPa. Le prove triassiali condotte sono consolidate isotropicamente e non drenate (CIU) per i campioni di *cap rock* e consolidate isotropicamente e drenate (CID) per i campioni di giacimento.

I moduli elastici statici ottenuti dalle prove triassiali sono riportati nella fig. 15 per diversi valori della tensione di confinamento. Dal momento che lo stato tensionale iniziale viene assunto isotropo e gravitazionale (vedasi il successivo par. 6.4 - Inizializzazione del modello), a ogni valore della tensione di confinamento equivale una profondità equivalente.

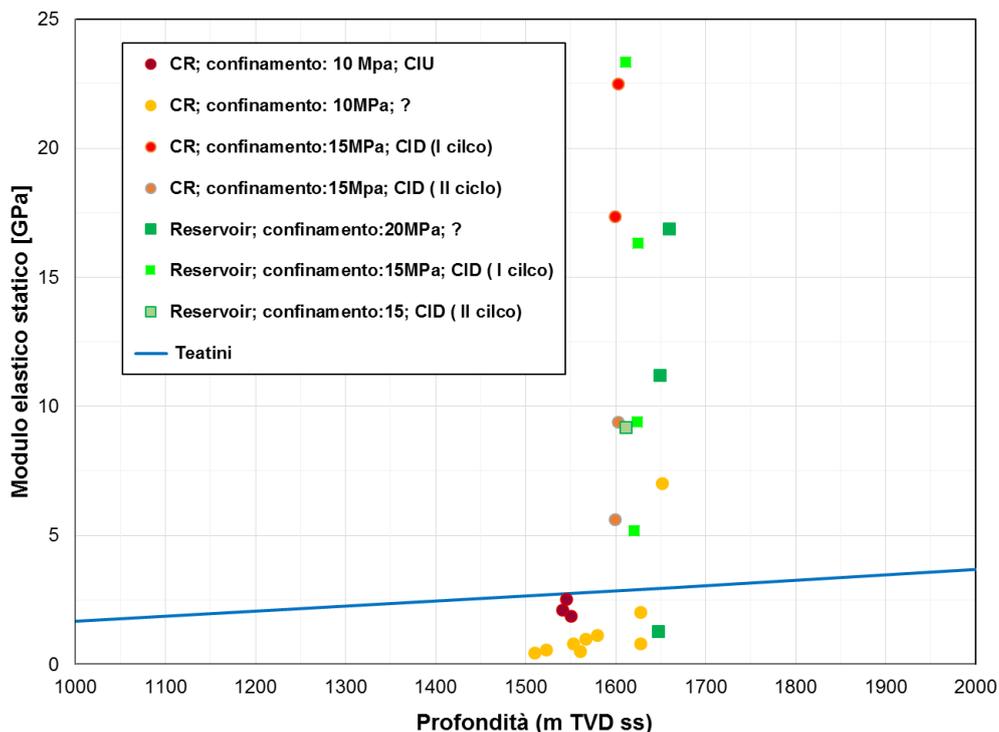


Fig. 15 - Variazione del modulo elastico statico con la tensione di confinamento.

I valori ottenuti sono molto dispersi e i moduli elastici di giacimento sono generalmente superiori a quelli delle argille: i primi assumono valori superiori a 5 GPa, i secondi sono dell'ordine dei 3 - 4 GPa.

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

$$c_M = 1.3696 \cdot 10^{-2} \sigma'_v^{-1.1347} \quad (1)$$

Tale legge è frutto di studi a carattere sia sperimentale sia teorico effettuati presso il Dipartimento di Metodi e Modelli Matematici per le Scienze Applicate (DMMMSA) dell'Università di Padova, tesi a valutare la compressibilità delle *cap rock* e degli acquiferi salini profondi nel territorio italiano. È da notare che questi studi non introducono differenze nei valori dei moduli elastici tra le formazioni arenacee e argillose. Questa semplificazione può ritenersi corretta dal momento che la differenza dei moduli pseudo-elastici relativi ai due litotipi è piuttosto limitata, soprattutto se confrontata con la dipendenza di entrambi i moduli dalla profondità a cui si trovano le formazioni in esame.

La relazione riportata nella fig. 15 esprime, in accordo con l'equazione proposta da Teatini *et al.*, l'andamento del modulo elastico statico, E_s , in funzione della profondità.

Il comportamento deformativo di un ammasso roccioso varia anche in funzione delle sollecitazioni a cui il sistema è sottoposto: in fase di produzione primaria l'ammasso roccioso vergine è sottoposto a sollecitazioni assimilabili alle condizioni di carico, mentre in fase di ri-pressurizzazione del giacimento (ad opera del supporto di un acquifero attivo e/o effettuata tramite iniezione di gas naturale) le formazioni sono soggette a sollecitazioni assimilabili a condizioni di scarico. Come riportato da numerosi studi di settore (Baù et al., 2002; Ferronato et al., 2003a, b; Mauri, 2010; Vigani, 2011), in fase di scarico il sistema risponde in modo più rigido e, di conseguenza, deve essere caratterizzato da moduli elastici maggiori.

I valori medi del coefficiente di Poisson sono pari a 0.3.

Moduli elastici dinamici

La stima dei moduli elastici dinamici è stata effettuata tramite l'interpretazione delle prove soniche *in situ*. L'andamento dei moduli elastici dinamici in funzione della profondità, ottenuto dall'interpretazione di log sonici e di densità acquisiti al pozzo Bordolano 27 dir, è disponibile nell'intervallo compreso tra 1648.7 e 1692.9 m TVD ss. Le formazioni corrispondenti sono, a partire dall'alto: Argille del Santerno (*cap rock*) e Sabbie di Caviaga (*reservoir*).

I valori del modulo elastico dinamico E_D , ottenuti dall'interpretazione dei log sonici (fig. 16), variano nell'intervallo compreso tra circa 18 e 23 GPa per le argille di copertura e gli *interlayer* presenti in giacimento e nell'intervallo compreso tra circa 28 e 48 GPa per la formazione mineralizzata.

Dall'interpretazione dei log di pozzo è stato possibile determinare un valore medio del coefficiente di Poisson pari a 0.3, in linea con il valore statico.

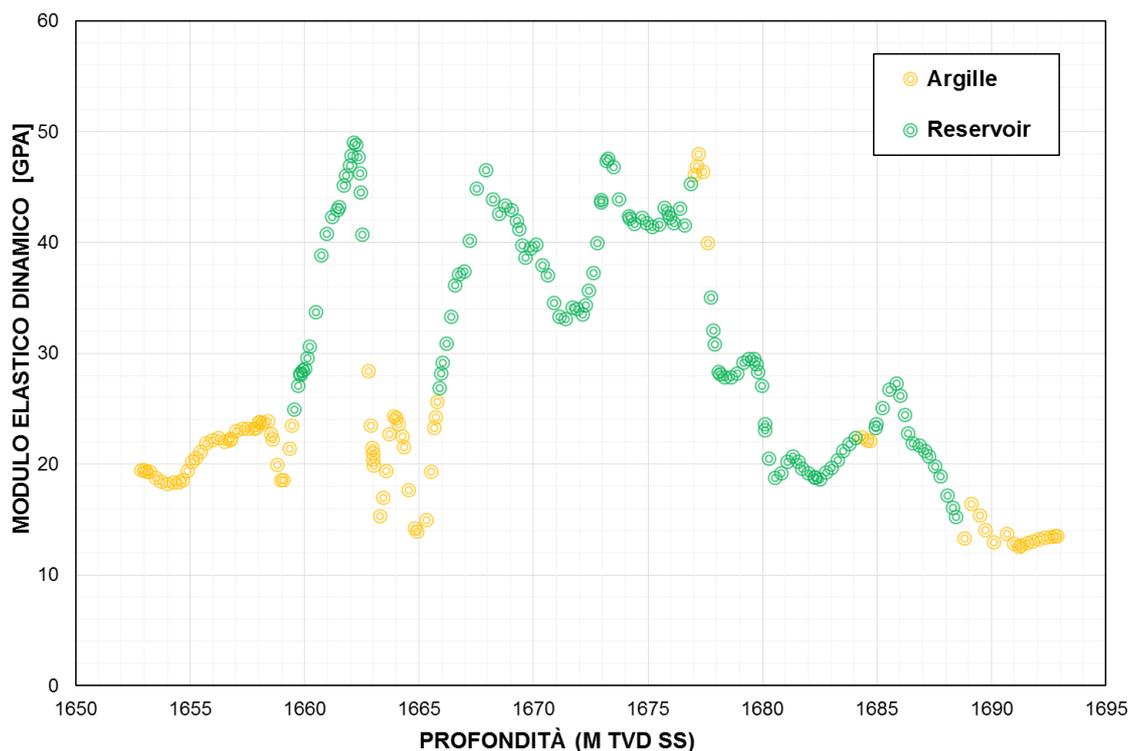


Fig. 16 - Andamento del modulo elastico dinamico in funzione della profondità.

Moduli elastici adottati nel modello meccanico

In fase di modellazione i parametri di deformabilità adottati per descrivere la risposta del sistema durante la produzione primaria (modulo elastico E_D in fase di carico) sono pari a:

- 12 GPa per le argille di Santerno;
- 15 GPa per i conglomerati costituenti le sabbie di Caviaga.

La scelta di questi valori, leggermente inferiori ai valori medi ottenuti dall'interpretazione dei log, trova giustificazione nella volontà sia di lavorare a vantaggio della sicurezza sia di non introdurre valori dei moduli elastici dinamici superiori a 3 volte i valori dei moduli elastici statici.

Per la caratterizzazione delle restanti formazioni sommitali (dal Quaternario al Messiniano) è stato definito un andamento medio equivalente dell'incremento del modulo elastico dinamico in funzione della profondità, ottenuto tarando la relazione di Teatini [equazione (1)] sulla base dei valori dinamici ricavati da log.

Le sequenze basali (Miocene, Triassimo/Eocene) sono costituite in prevalenza da marne, calcari e dolomie. L'effetto di questa variazione litologica, rispetto alle litologie dominanti nei livelli sommitali, è stato riprodotto incrementando notevolmente i valori del modulo di Young nei *layer basali*.

Per simulare correttamente la risposta elastica del sistema in fase di chiusura del campo, durante la quale si assiste ad una marcata ripressurizzazione del giacimento imputabile sia alla spinta dell'acquifero limitrofo sia alle operazioni di parziale ricostituzione, i moduli elastici delle formazioni sommitali (dal Quaternario al Messiniano) sono stati ragionevolmente incrementati (Baù et al., 2002; Ferronato et al., 2003a, b; Mauri, 2010; Vigani, 2011). In particolare si è assunto un modulo elastico E_D in condizioni di scarico pari a (fig. 17):

- 15 GPa per le argille di Santerno;
- 21 GPa per i conglomerati costituenti le sabbie di Caviaga.

I parametri dinamici a scarico sono stati adottati anche in fase previsionale per descrivere la risposta del sistema sottoposto alle future attività di stoccaggio.

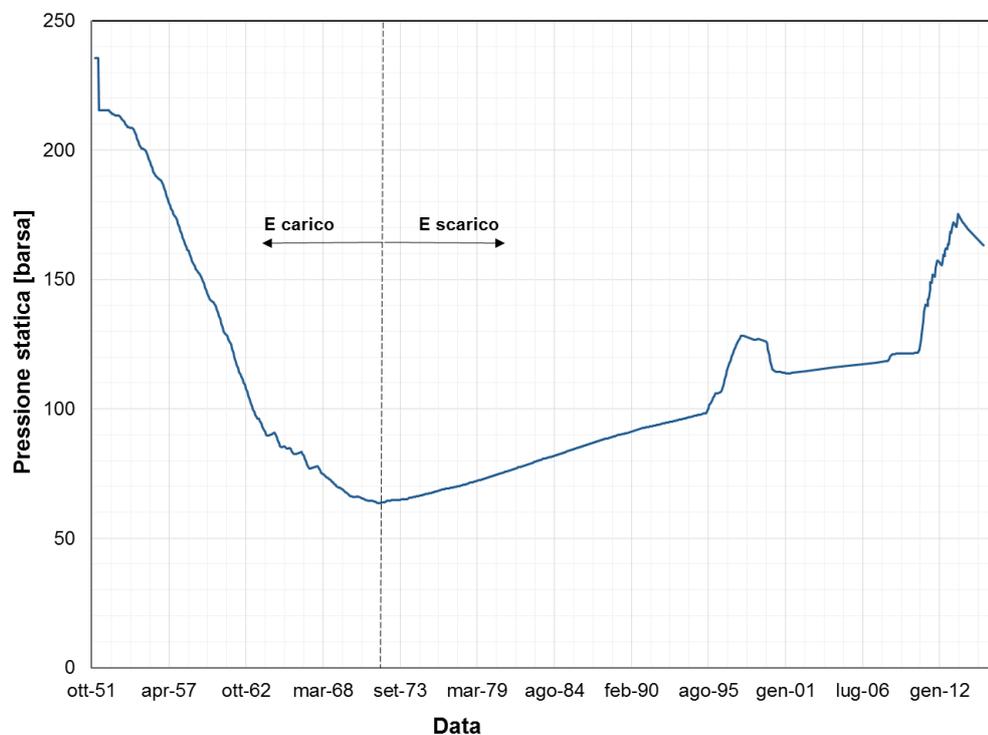


Fig. 17 - Assegnazione del modulo elastico in funzione della pressione media in giacimento.

Prove edometriche

I campioni di argilla della *cap rock* sono stati sottoposti a prove edometriche al fine di riprodurre la storia geologica e di valutare gli indici di compressione, ricomprensione e rigonfiamento. Dall'interpretazione di queste prove è possibile risalire alla conoscenza delle fasi di deposizione o di erosione che ha subito l'elemento di volume sottoposto al test.

I risultati delle prove edometriche condotte sui campioni di natura argillosa ottenuti dai sondaggi consentono di valutare quantitativamente il valore del σ'_p (ovvero la tensione efficace di preconsolidazione), che, nella situazione in esame, risulta molto simile a quello della tensione verticale efficace iniziale σ'_{v0} .

Le figg. 18-19 riportano i risultati di due prove edometriche (in termini di diagramma: indice dei vuoti, e , vs carico verticale applicato, σ'_{v0}) condotte su campioni di argilla prelevati al pozzo Bordolano 27 dir.

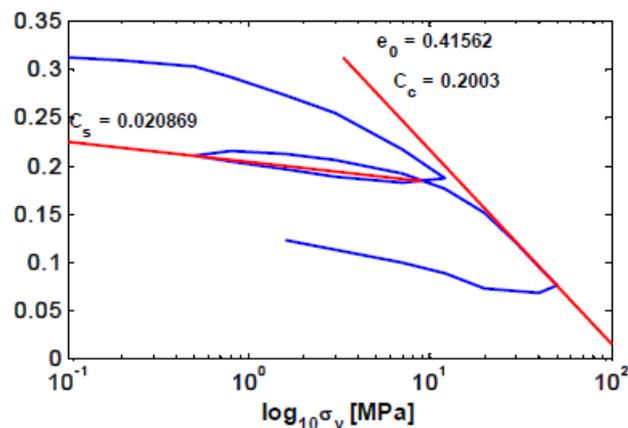


Fig. 18 - Risultato di una prova edometrica condotta su un provino di argilla (provino 3, profondità 1746.0 m) prelevato al pozzo Bordolano 27 dir.

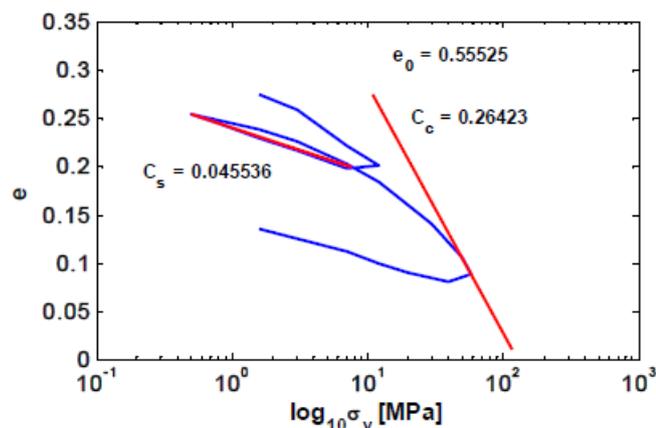


Fig. 19 - Risultato di una prova edometrica condotta su un provino di argilla (provino 5, profondità 1745.0 m) prelevato al pozzo Bordolano 27 dir.

Il valore della tensione efficace di preconsolidazione è il punto di massima curvatura del gomito nel passaggio tra la curva di normal consolidazione e quella di rigonfiamento. Nei due casi in esame questo valore può essere stimato approssimativamente nell'intervallo 18-20 MPa per la prova riportata nella fig. 18 e 20-25 MPa per la prova riportata nella fig. 19. E' inoltre da notare come il tratto di scarico mostra un comportamento piuttosto rigonfiante dei campioni.

L'interpretazione delle prove edometriche porta a considerare il terreno come normal consolidato.

6.2.3.2 Parametri di resistenza dei mezzi porosi

La determinazione della coesione drenata e dell'angolo d'attrito della roccia di copertura e delle formazioni mineralizzate è stata effettuata sulla base dei risultati delle prove geotecniche di laboratorio messe a disposizione.

Le prove triassiali consolidate isotropicamente e non drenate (CIU) sulle argille, effettuate per livelli di tensione efficace di confinamento compresi tra 0.5 e 25 MPa, hanno permesso di tracciare inviluppi di rottura che forniscono risultati piuttosto omogenei e racchiusi in intervalli limitati. I risultati degli *Scratch test* condotti sulle argille mostrano valori di resistenza a compressione uniassiale ed angolo d'attrito in linea con i risultati delle prove triassiali.

Sui conglomerati costituenti il giacimento sono state svolte prove triassiali consolidate isotropicamente e drenate (CID).

I valori dei parametri di resistenza a taglio adottati in fase di modellazione, leggermente più cautelativi rispetto ai valori misurati in laboratorio, sono i seguenti: per i litotipi di giacimento si è assunta una coesione drenata pari a 20 bar e un angolo di resistenza a taglio di 35°, per le argille la coesione drenata è stata posta pari a 25 bar e l'angolo di resistenza a taglio è stato assunto pari a 27°.

Le tabelle C.1 e C.2 dell'Allegato C riportano una sintesi dei risultati di tutte le prove triassiali condotte.

A titolo di esempio, nella fig. 20 sono illustrati i percorsi degli sforzi totali e di quelli efficaci nel piano $p' - q$, nonché l'inviluppo di rottura ottenuti da una prova triassiale consolidata isotropicamente, non drenata (CIU) condotta su un campione prelevato in giacimento. Si può notare come nella fase di incremento di carico assiale i percorsi degli sforzi non partano dallo stesso punto sull'asse delle ascisse. Se si esamina infatti la fase di consolidazione a 5 MPa (curva blu della), lo sforzo totale è invece di circa 10 MPa (retta blu). La differenza è data dalla "*back pressure*", pressione dell'acqua per saturare i campione.

E' interessante anche notare che l'interpretazione della prova non considera la zona nell'intorno dell'origine, dove la coesione efficace è pressoché nulla e la resistenza per dilatanza è importante a causa dell'elevata densità relativa delle sabbie. Lavorando però ad alti livelli di σ_1 e di σ_3 il terreno viene caratterizzato con un valore di coesione apparente piuttosto elevata (1 MPa nella prova).

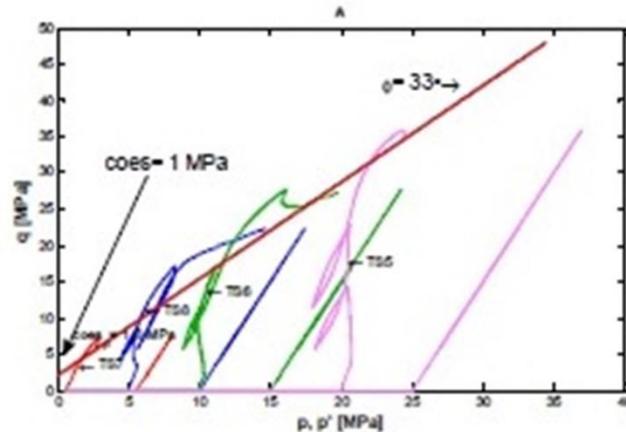


Fig. 20 - Test triassiale CIU: percorsi degli sforzi totali ed efficaci e involucro di rottura.

6.2.3.3 Parametri di deformabilità e resistenza delle faglie

I parametri geomeccanici utilizzati per caratterizzare le faglie sono: la rigidezza normale e di taglio e i parametri di resistenza a taglio (tab. 2). In particolare, al contatto tra le pareti delle faglie si è imposta una brusca riduzione della resistenza di tipo coesivo, in considerazione dei notevoli rigetti. La rigidezza di taglio è stata determinata simulando un fenomeno di scorrimento a grande scala, mentre la rigidezza normale è stata assunta circa 2.5 volte maggiore della rigidezza di taglio, in accordo con i dati reperiti dalla bibliografia (Roest et al., 1999).

Tab. 2: Parametri geomeccanici adottati per le faglie.

RIGIDEZZA NORMALE [bar/m]	RIGIDEZZA A TAGLIO [bar/m]	COESIONE [bar]	ANGOLO D'ATTRITO [°]	ANGOLO DI DILATANZA [°]	RESISTENZA A TRAZIONE [bar]
30000	12000	0	30	10	0.01

6.3 Monitoraggio delle variazioni altimetriche del piano campagna

Le misure delle variazioni altimetriche nell'area di Bordolano Sono disponibili per il periodo ottobre 2003 – novembre 2013. La fig. 21 mostra la posizione dei punti di misura 0001M, 0006A, 000LG, 000ZH rispetto alla proiezione sul piano campagna della zona mineralizzata del campo di Bordolano. In particolare, i punti 000HQ e 000OM sono localizzati nella zona direttamente soprastante il culmine del giacimento, mentre gli altri punti sono esterni rispetto alla zona di influenza del campo.

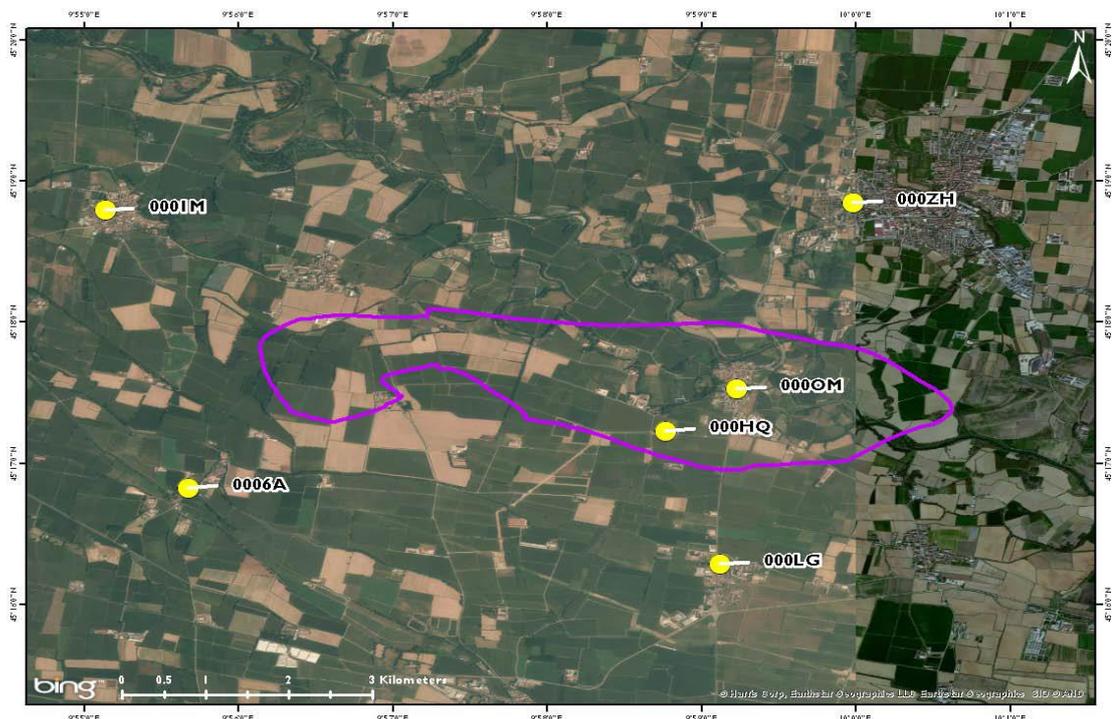


Fig. 21 - Ubicazione dei punti di monitoraggio e proiezione in superficie della zona mineralizzata del campo di Bordolano.

La fig. 22 mostra, nel periodo analizzato, il confronto tra i volumi di gas cumulativamente iniettati nel *Pool B* e gli spostamenti verticali acquisiti all'interno della zona di influenza del campo di Bordolano (000HQ e 000OM). Le variazioni altimetriche in corrispondenza dei punti considerati non risentono delle discontinue operazioni di iniezione effettuate nel *Pool B* tra il 2008 e il 2013 e le oscillazioni registrate presentano tutte periodicità confrontabile e un'ampiezza media di circa 5 mm.

La fig. 23 riporta gli spostamenti verticali misurati per tutti i punti di monitoraggio. Tutte le oscillazioni mostrano una periodicità confrontabile; la loro ampiezza varia in un intervallo mediamente compreso tra 5 e 11 mm, con valori massimi pari a 15 mm.

In conclusione, le misure disponibili di variazioni altimetriche del piano campagna non possono essere attualmente utilizzate per calibrare il modello meccanico in termini di

parametri elastici tramite un processo di *back-analysis*. Tuttavia esse rappresentano un dato essenziale per ‘tarare’ gli spostamenti che verranno misurati in concomitanza delle future attività di stoccaggio poiché consentono di stimare quella quota parte di spostamento imputabile a cause naturali o fattori antropici differenti dalle operazioni di iniezione/produzione del gas naturale nel *Pool B*.

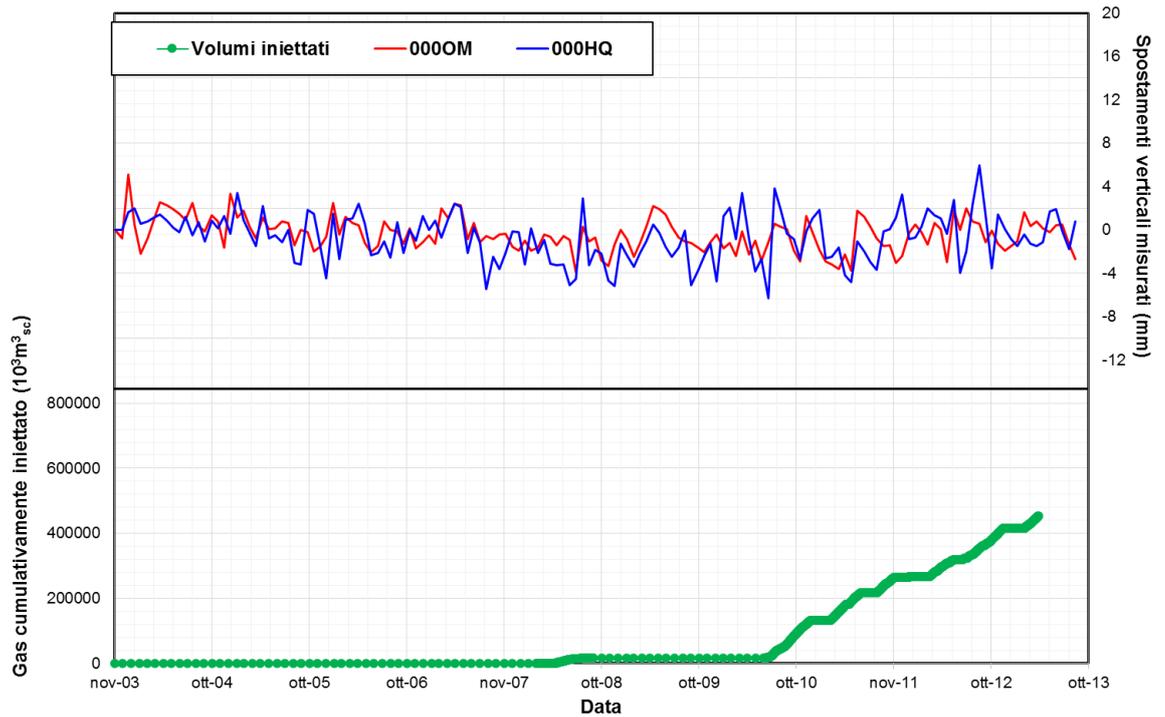


Fig. 22 - Spostamenti verticali misurati e gas storicamente iniettato (2003-2013).

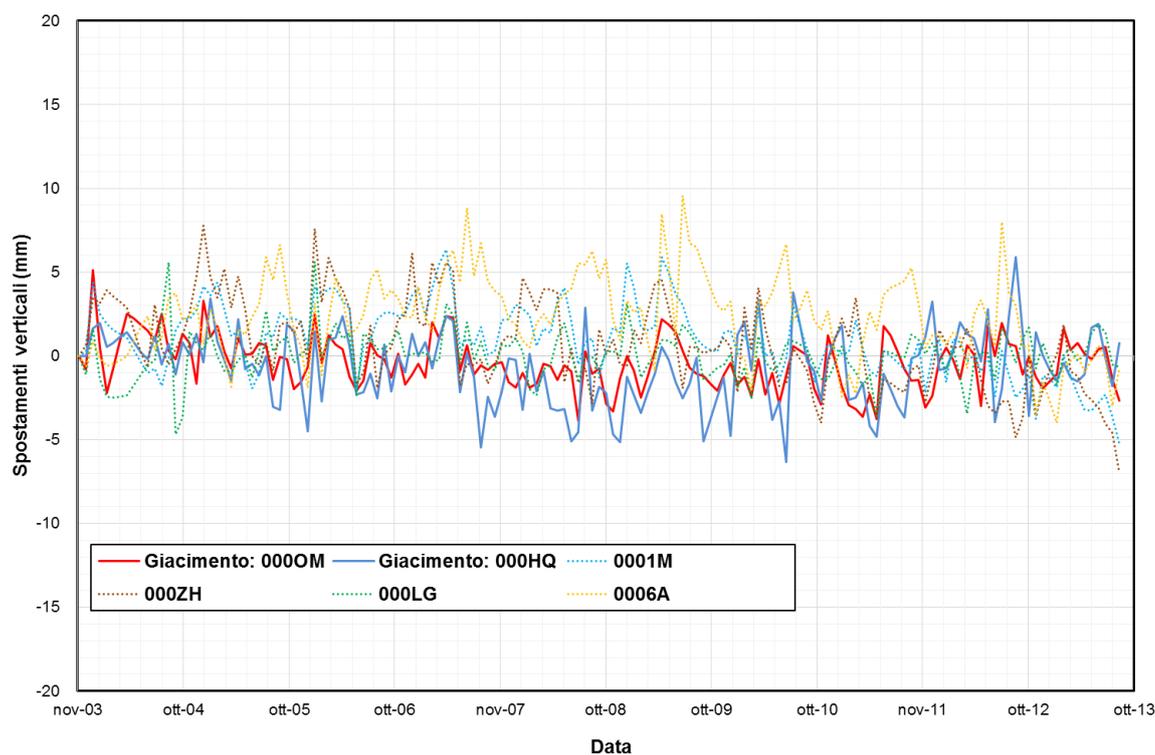


Fig. 23 - Oscillazioni verticali del piano campagna nei punti di monitoraggio.

6.4 *Inizializzazione del modello*

Il modello, popolato con i parametri definiti nei paragrafi precedenti, ha permesso di calcolare sia il campo tensionale sia la distribuzione delle pressioni interstiziali che competono alle formazioni indisturbate in funzione della profondità, della loro tipologia e dei fluidi che le saturano.

Il campo delle pressioni originali è stato definito in funzione dei valori misurati in corrispondenza del *Pool B* al momento della scoperta, che indicano la presenza di un regime di sovrappressione (235.2 bara @ DATUM=1700 m TVD ss). Inoltre si è ipotizzato che la falda idrica superficiale fosse coincidente con il livello del mare. Le celle del modello mineralizzate ad acqua sovrastanti e sottostanti il giacimento sono state popolate con valori di pressione calcolati secondo il gradiente idrostatico. La pressione interstiziale delle celle mineralizzate ad acqua che rappresentano l'acquifero limitrofo al *Pool B* nonché gli *intrelayer* presenti nel giacimento sono state invece calcolate adattando un gradienti di sovrappressione in linea con il regime originale del *Pool B*.

Le pressioni delle celle nei livelli mineralizzati a gas, invece, sono state calcolate secondo il gradiente del gas definito sulla base della *Gas Gravity* e della curva di B_g del gas primigenio, della profondità del contatto gas-acqua originale e del valore di pressione iniziale del *Pool B* riportata al *datum*.

Per quanto concerne il campo tensionale originale, il modello è stato inizializzato assegnando uno stato tensionale gravitazionale. Ne consegue che lo stress verticale è stato assunto uguale alla tensione massima principale, σ_1 . È stato inoltre assunto che il campo di sollecitazione fosse isotropo nel piano orizzontale secondo un rapporto di 0.9 rispetto alla tensione verticale.

La direzione dello stress principale minimo, orientata ESE-WNW, è stata definita dalle analisi dei fenomeni di *breakout* identificati nelle Argille del Santerno e nelle Marne di Gallare al pozzo Bordolano 27 dir.

6.5 Principi di analisi

L'analisi delle variazioni del campo tensionale e deformativo indotte dalla produzione primaria e dalle operazioni di stoccaggio è stata effettuata avvalendosi dell'approccio geomeccanico-fluidodinamico di tipo *one-way coupling*. Questa metodologia di analisi consente di studiare il comportamento geomeccanico delle formazioni profonde in base all'evoluzione delle pressioni nel tempo.

Come già discusso al paragrafo 6.1, l'approccio *one-way coupling* prevede che ad ogni *time-step* di analisi venga calcolata la distribuzione delle pressioni interstiziali indotte dalla produzione di gas nella formazione mineralizzata e nell'acquifero circostante. La pressione nella formazione indisturbata resta costante ed uguale al valore iniziale (fig. 24).

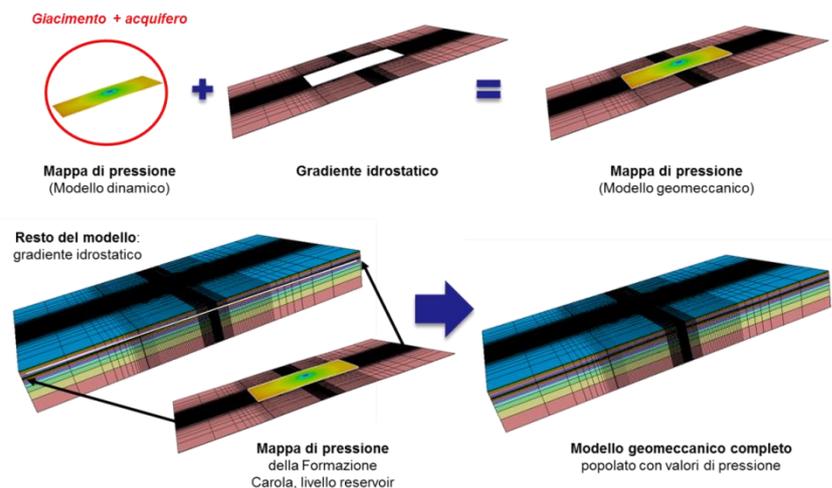


Fig. 24 - Definizione delle mappe di pressione per ciascun *time-step* di analisi.

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 propagano in superficie (fig. 25).

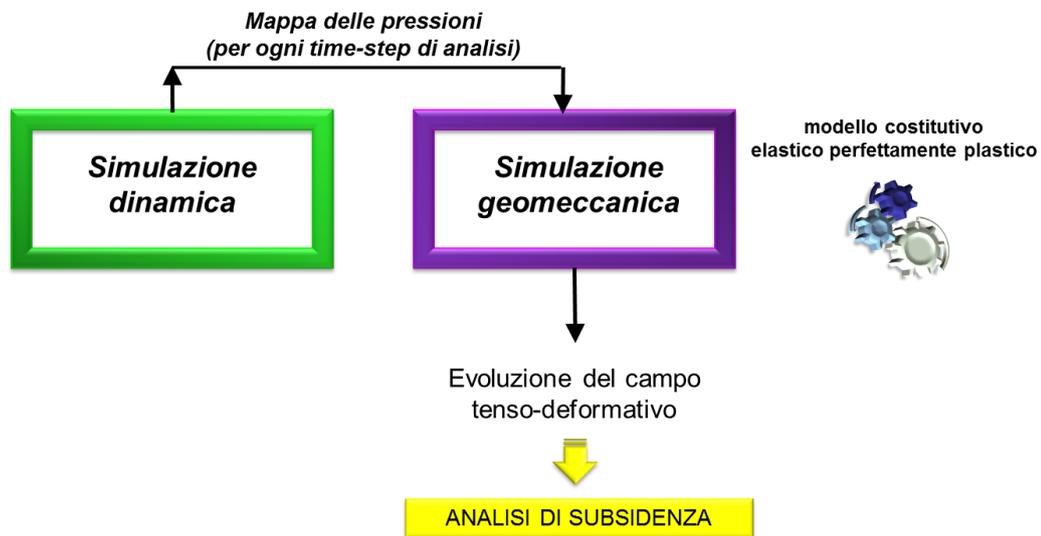


Fig. 25 - Approccio one-way coupling.

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

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

dove φ è l'angolo di attrito.

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

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

Gli stati tensionali elastici si trovano all'interno del solido mentre i punti sulla sua superficie rappresentano una condizione di plasticità (fig. 26). Dal momento che il modello costitutivo scelto è elastico-perfettamente plastico, non si hanno né incrudimento né rammollimento, per cui tutti gli stati tensionali rappresentati da punti che si trovano al di fuori di detto solido sono non compatibili con l'equilibrio del sistema.

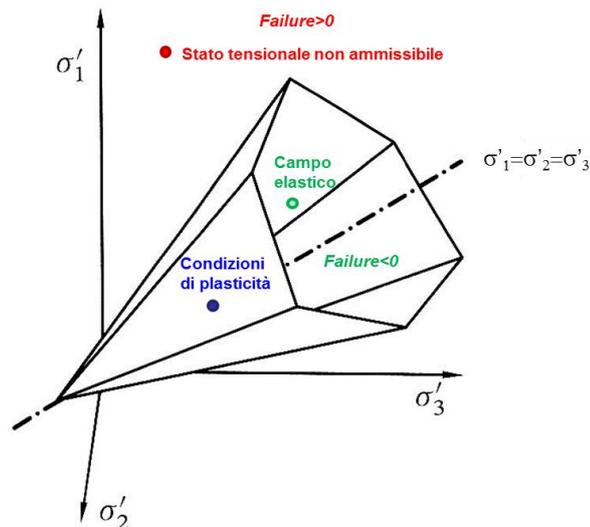


Fig. 26 - Criterio di Mohr-Coulomb sul piano delle tensioni principali (Fjær, 2008).

La verifica delle condizioni di stabilità dello stato tensionale indotto viene effettuata sulla base dei valori assunti dalla funzione di plasticità utilizzata. All'interno dell'ambiente di calcolo di Reservoir Geomechanics, la funzione di plasticità, denominata "failure", è calcolata in funzione del secondo invariante dello sforzo. Per ogni analisi è quindi possibile rappresentare per ogni elemento del sistema il valore della corrispondente failure: valori negativi di failure denotano un comportamento stabile, mentre valori prossimi allo zero segnalano una possibile evoluzione verso la plasticità (Fjær et al., 2008).

6.6 **Analisi effettuate**

Il modello popolato ed inizializzato è stato utilizzato per descrivere il comportamento sforzi-deformazioni storico del campo nel periodo compreso tra il 1952 e il 2015, con particolare attenzione al raggiungimento delle condizioni di pressione minima (1973). Successivamente il modello è stato impiegato come strumento predittivo per valutare la risposta del sistema, sia in termini di deformazioni (ovvero subsidenza) sia di evoluzione del campo tensionale nella matrice rocciosa e nelle faglie, in funzione della futura attività di stoccaggio.

Gli scenari di *forecast* analizzati sono quelli riportati nello studio effettuato dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino, “Campo di Bordolano. Studio dinamico di giacimento. Livello di stoccaggio *Pool B*” (PEG, 2015). L’arco temporale analizzato comprende dieci anni, incluso il periodo di prevalente ricostituzione del campo, in cui i volumi iniettati sono sensibilmente superiori ai volumi prodotti. Per coerenza con lo studio dinamico, il ciclo di riferimento è l’ottavo, quando ormai il Working Gas appare stabile e bilanciato. Sostanzialmente i casi analizzati differiscono per il numero di pozzi utilizzati per lo stoccaggio e per i vincoli operativi sulle portate massime di gas e di acqua prodotte, ma sono tutti caratterizzati da una pressione massima di iniezione pari a quella di scoperta poiché non vengono considerati casi di sovrappressione (ovvero pressione massima di iniezione maggiore di quella iniziale del sistema). Nelle simulazioni dinamiche, inoltre, la pressione minima di testa in fase di produzione, THP_{min} , è pari a 70 bar. Va da sé che, a parità di massima differenza di pressione indotta in giacimento da un ciclo di stoccaggio, le variazioni tensionali e deformative imposte al sistema restano praticamente invariate in tutti i casi analizzati anche se le modalità con cui avviene l’erogazione sono leggermente diverse.

I risultati riportati nel seguito fanno riferimento allo scenario di *forecast* denominato ‘caso1’ nella relazione dinamica, ovvero:

- utilizzo dei pozzi esistenti in fase di stoccaggio
- THP_{min} pari a 70 bar
- pressione massima di iniezione = pressione iniziale di giacimento

6.7 *Analisi dei risultati*

Il comportamento del sistema, valutato in funzione dei differenti scenari di analisi, viene di seguito riportato e commentato in termini di subsidenza, evoluzione del campo tensionale e di valori di *failure* associati.

6.7.1 *Evoluzione del campo delle pressioni*

L’evoluzione delle pressioni nel *Pool B* è mutuata dallo studio effettuato dal *Petroleum Engineering Group* del Politecnico di Torino, “Campo di Bordolano. Studio dinamico di giacimento. Livello di stoccaggio *Pool B*” (PEG, 2015).

La fig. 27 mostra l’evoluzione storica della pressione media di campo, nonché il suo andamento futuro stimato nel ‘caso 1’ di *forecast*.

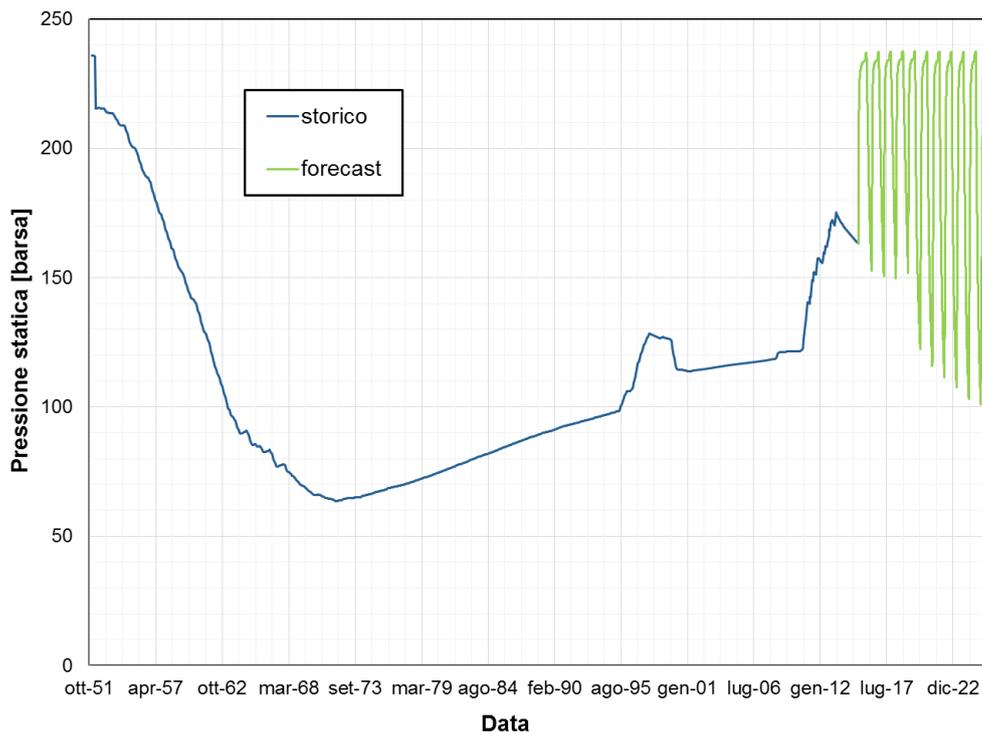


Fig. 27 - Andamento della pressione media di campo.

6.8 Subsidenza

L'effetto principale della produzione primaria, che provoca un aumento delle tensioni efficaci nella zona di produzione, è quello di indurre spostamenti verticali diretti verso il basso. Questi spostamenti sono massimi al contatto tra il giacimento e la roccia di copertura e vanno via via riducendosi verso la superficie, fino a raggiungere un valore minimo sul piano campagna (fenomeno della subsidenza). La ricostituzione del giacimento parzialmente esaurito genera un fenomeno di *rebound* che induce il recupero parziale o totale della subsidenza causata dalla produzione primaria. Durante le attività di stoccaggio i cicli di iniezione e di svaso causano limitate variazioni altimetriche periodiche del piano campagna.

I risultati della simulazione geomeccanica e le relative analisi di subsidenza effettuate, riportate nell'Allegato D e commentate nel seguito, considerano unicamente gli effetti dell'attività di stoccaggio del campo di Bordolano, mentre non contemplano gli effetti imputabili sia ad altre attività antropiche sia a processi geologici/strutturali a scala regionale.

Le figg. D.1 e D.2 riportano, rispettivamente, il cono di subsidenza generato storicamente al raggiungimento della minima pressione di campo (1973) e a marzo 2015. È stata assunta una soglia minima di spostamento pari a 5 mm. Il valore massimo di spostamento verticale storicamente raggiunto è pari a -18.5 mm per un raggio di 3.5 Km. La successiva ripressurizzazione del giacimento ad opera dell'acquifero limitrofo e

delle operazioni di parziale ricostituzione genera un limitato recupero della subsidenza indotta, fino a riportare la posizione del piano campagna a -11.4 mm rispetto alla quota originale nel marzo 2015.

Le figg. D.3 e D.4 mostrano rispettivamente il comportamento futuro in termini di cono di subsidenza al termine di una fase di iniezione e di erogazione di un ciclo di stoccaggio stabilizzato e bilanciato. Alla fine della fase di iniezione lo spostamento verticale massimo del piano campagna è pari a 5.5 mm rispetto alla posizione originale; la successiva fase di erogazione genera un abbassamento del piano campagna ad una quota di -14.5 mm, mentre il raggio massimo di subsidenza è circa pari a 3.2 km. Di conseguenza lo spostamento verticale massimo a livello del piano campagna stimato per un singolo periodo di erogazione è pari a 9 mm; il fenomeno è totalmente reversibile in fase di iniezione.

In relazione alla subsidenza indotta si rileva come l'Eurocodice (1996, 1997) indichi come valore ammissibile di rotazione relativa delle strutture 1/300; lo stesso valore, ovvero valori compresi tra 1/500 e 1/150 sono riportati, anche in base all'osservazione di edifici esistenti, su numerosi articoli di riferimento della letteratura scientifica del settore geotecnico (Lancellotta, 2004). È evidente, quindi, che gli spostamenti del piano campagna indotti dalle attività di stoccaggio del campo di Bordolano potrebbero indurre rotazioni relative o cedimenti differenziali delle strutture largamente inferiori ai valori limite accettabili.

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

6.9.1 *Produzione primaria*

Dal punto di vista dell'evoluzione dello stato tensionale in giacimento la diminuzione della pressione dei fluidi a seguito della produzione determina un aumento delle tre componenti delle tensioni efficaci. La massima differenza di pressione indotta dalla produzione primaria (circa 172 barsa) genera un aumento massimo di tensione efficace verticale circa pari a 170-180 barsa (figg. D.5 e D.6). Parte di questo incremento di tensione viene riassorbito a seguito della ripressurizzazione del sistema (fig. D.7).

Dal momento che, all'aumentare delle tensioni efficaci, le variazioni dello sforzo deviatorico sono contenute e comunque non significative se confrontate con il valore dello sforzo deviatorico a plasticità, la produzione di idrocarburi induce stati tensionali che, rappresentati nello spazio cartesiano (σ_1 , σ_2 , σ_3), sono ancora più distanti dalla superficie di plasticità. Inoltre dal momento che lo stato tensionale è semplicemente gravitativo, le tensioni principali massime, minime e intermedie conservano direzioni inalterate rispetto allo stato iniziale. Lo stato tensionale nelle argille di copertura si mantiene praticamente inalterato.

Poiché in fase semplicemente gravitazionale i valori di *failure* aumentano in valore assoluto con la profondità, la *failure* minima in culmine struttura è pari a -7664 in condizioni indisturbate, e -8888 in fase di massima *depletion*. La riduzione delle pressioni interstiziali causata dalla produzione di gas induce generalmente una maggior stabilizzazione nei livelli *reservoir* (figg. D.8 e D.9). Solo a sud della faglia che delimita il giacimento (nella zona non mineralizzata) si assiste ad un blando e localizzato peggioramento delle condizioni di *failure*. La successiva fase di ripressurizzazione riporta i valori di *failure* prossimi a quelli iniziali, con un valore pari a -8155 in culmine struttura (fig. D.10). Le condizioni di sicurezza delle argille di copertura si mantengono praticamente inalterate.

I valori di *failure* calcolati in condizioni di massima *depletion* risultano sempre ampiamente negativi: è quindi evidente che per gli stati di tensione esistenti sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero di fattori di sicurezza (rapporti tra gli sforzi di taglio resistenti massimi mobilitabili e mobilitati) puntuali ampiamente maggiori dell'unità.

6.9.2 *Gestione futura dello stoccaggio*

La variazione di pressione indotta da un ciclo di stoccaggio con pressione variabile tra il valore iniziale di giacimento e 70 bar (THP_{min}) risulta minore rispetto a quella causata dalla produzione primaria: di conseguenza l'aggravio tensionale imputabile allo stoccaggio risulta più contenuto rispetto a quello che ha sopportato il sistema durante la produzione storica. In particolare, al termine di una fase di erogazione, si assiste ad un aumento massimo di circa 130 bar delle tensioni efficaci in culmine struttura (fig. D.11); lo stato tensionale nella roccia di copertura si mantiene pressoché inalterato. In termini di *failure* (fig. D.13), la produzione induce in giacimento stati tensionali ancora più lontani dalla superficie di plasticità (valore minimo in culmine di struttura = -8589).

Alla fine di una fase di iniezione vengono sostanzialmente ripristinate le condizioni iniziali sia in termini di tensione efficaci (fig. D.12) sia di *failure* (valore minimo in culmine struttura = -7578) (fig. D.14).

6.10 ***Analisi di stabilità delle faglie***

Le faglie sono state caratterizzate assumendo valori ricavati dalla bibliografia, realistici ma estremamente cautelativi rispetto alla tipologia e alle condizioni del sistema oggetto di studio (tabella 2).

Le faglie esterne al campo di Bordolano non risultano sollecitate dalle operazioni di iniezione ed erogazione. Viceversa, per la faglia Reg-1 che limita a sud il volume mineralizzato e che, pertanto, rappresenta una barriera al flusso, il gradiente di tensione

non è trascurabile. Essa, quindi, rappresenta l'elemento di maggior debolezza del sistema (fig. D.15).

Le deformazioni indotte negli elementi faglia sono praticamente trascurabili, sia in giacimento sia nella roccia di copertura.

La fig. D15 riporta la variazione della *failure* della faglia Reg-1 in funzione dell'evoluzione delle pressioni. Alla fine della produzione primaria si assiste ad un netto e generalizzato miglioramento delle condizioni di stabilità negli elementi faglia presenti nella zona mineralizzata (aumento dei valori assoluti di *failure*). Nella *cap rock* e negli *interlayer* di giacimento, invece, si verifica un blando peggioramento. Va sottolineato come, in genere, la variazione di stato di *failure* degli elementi faglia nella *cap rock* risulta di entità estremamente limitata rispetto alle variazioni negli elementi faglia in giacimento. Al termine del periodo di ripressurizzazione storico (@3/2015) vengono sostanzialmente ripristinate le condizioni iniziali di *failure* in tutta la faglia

In fase di stoccaggio (fig. D.15), le condizioni di *failure* della faglia variano tra le condizioni indisturbate (raggiunte alla fine di un periodo di iniezione a pressione pari a quella di scoperta) e una condizione di maggior stabilità degli elementi faglia interni alla zona mineralizzata (raggiunta al termine di una fase di erogazione). Gli elementi faglia presenti nella *cap rock* e negli *interlayer* subiscono un blando peggioramento al termine delle operazioni di produzione. Tuttavia la variazione di pressione indotta da un ciclo di stoccaggio risulta minore rispetto a quella causata dalla produzione primaria: di conseguenza l'aggravio tensionale imputabile allo stoccaggio a pressione pari a quella iniziale risulta più contenuto rispetto a quello che ha sopportato il sistema durante la produzione storica.

In tutti gli scenari analizzati i valori di *failure* calcolati per tutti gli elementi faglia risultano sempre ampiamente negativi, e quindi, per gli stati di tensione esistenti, sussistono sempre condizioni di sicurezza, ovvero di fattori di sicurezza puntuali ampiamente maggiori dell'unità

6.10.1 Verifica delle condizioni di stabilità

Le varie fasi della modellazione numerica hanno permesso di valutare lo stato tensionale negli elementi della struttura, come descritto nei paragrafi precedenti. Noti i parametri di resistenza a taglio della formazione mineralizzata e delle argille incassanti è possibile confrontare, in ogni elemento del modello, gli sforzi di taglio mobilitati con quelli resistenti. Questo confronto viene di seguito riportato per gli elementi più rappresentativi del *Pool B* nonché della sua *cap rock* in funzione della variazione della pressione dei fluidi.

Le figg. D.16 e D.17 riportano, rispettivamente per il giacimento e per la *cap rock*, i cerchi di Mohr che rappresentano gli stati tensionali esistenti negli elementi monitorati



per gli stati tensionali più significativi, ovvero: in condizioni indisturbate (1953), alla massima *depletion* (1972), al termine di un ciclo di erogazione e al termine di un ciclo di iniezione in condizioni di pressione pari a quella iniziale.

Si noti che il valore della *failure*, nel campo bidimensionale della rappresentazione in termini di cerchi di Mohr, è dato dal valore dello sforzo di taglio mobilitabile. In valore assoluto, la *failure* è maggiore a fine produzione primaria e minore a fine periodo di iniezione, in accordo con quanto riportato nei paragrafi precedenti. Inoltre, sempre a conferma di quanto discusso nei paragrafi precedenti, le variazioni di tensione indotte nella *cap rock* sono trascurabili e lo stato di sforzo si mantiene sempre prossimo alle condizioni iniziali.

7 BIBLIOGRAFIA

- AGIP (1987). Ministero dell'industria del commercio e dell'artigianato. Inventario delle risorse geotermiche nazionali. Mappa Isobata del tetto delle sabbie di Asti (1:500000). Mappa Isopacha delle sabbie di Asti (1:500000). Mappa Isobata del tetto delle formazioni strati di Caviaga-Sabbie di Desana-Sabbie di Magnago (1:200000).
- Baù D., Ferronato M., Gambolati G., Teatini P. (2002). "Basin-scale compressibility of the Northern Adriatic by the radioactive marker technique". *Géotechnique*, 52 (8), 605–616.
- Bello M. e Fantoni R. (2002) Deep oil play in Po Valley. Deformation and hydrocarbon generation in a deformed foreland. AAPG Hedberg Conference Deformation, Fluid Flow and *reservoir* Appraisal in Foreland Fold and Thrut Belts, May 14-18, 2002 Palermo Abstracts book, 4.
- Bresciani I. e R. Perotti (2014). An active deformation structure in the Po Plain (N Italy): The Romanengo anticline. *Tectonics*, 33, 2059-2076
- Davich P., Labuz J., Guzina B., Drescher A. (2004). "Small strain and resilient modulus testing of granular soils". Minnesota Department of Transportation, Research Services Section, Minneapolis, (MN), pp. 117.
- ENI S.p.A (2008a). Campo di Bordolano (CR)-STOGIT. Revisione sismica.
- ENI S.p.A (2008b). Campo di Bordolano (CR)-STOGIT. Interpretazione sismica finalizzata a studi di subsidenza.
- ENI S.p.A – STOGIT (2008). Campo di Bordolano. Modello Statico di giacimento
- Eni S.p.A. Divisione Esplorazione & Produzione (2014a). "Interferometria differenziale SAR e Tecnica PS. Campo di Stoccaggio di Bordolano. Concessione STOGIT (Aggiornamento dati novembre 2013)", gennaio 2014.
- Eni S.p.A. – Divisione Esplorazione & Produzione, "Bordolano 27 dir: caratterizzazione petrofisica, geostrutturale e geomeccanica (studio integrato), agosto 2014; Eni S.p.A.
- ENI S.p.A. –AGIP Milano, "Rapporto prove di consolidazione in cella edometrica", aprile 1998; ENI S.p.A. –AGIP Milano, "Rapporto prove triassiali consolidate drenate", marzo 1998
- Eurocodice 6 (1996). "Progettazione delle strutture in muratura: Regole generali per strutture di muratura armata e non armata". UNI EN 1996-1-1:2006 Parte 1-1.

- Eurocodice 7 (1997). "Progettazione geotecnica: Regole generali". UNI EN 1997-1:2005 Parte 1.
- Ferronato M., Gambolati G., Teatini P., Baù D. (2003a). "Interpretation of radioactive marker measurement to evaluate compaction in the Northern Adriatic gas field". SPE Reservoir Evaluation & Engineering.
- Ferronato M., Gambolati G., Teatini P. (2003b). "Unloading-reloading uniaxial compressibility of deep *reservoirs* by marker measurements". 11th International FIG Symposium on Deformation Measurements, Santorini Island, Greece.
- Fantoni R., Bersezio R. e F. Forcella (2004). Alpine structure and deformation chronology at the Southern Alps-Po plain border Lombardy. Boll. Soc. Geologica Italiana, 473-476.
- Fjær P., Raaen A. M., Horsrud E., Risnes R., Holt R.M. (2008). "Petroleum Related Rock Mechanics". Elsevier (2nd Edition). ISBN 978-0-444-50260-5.
- Ghielmi, M., Minervini, M., Nini, C., Rogledi, S., Rossi, M., Vignolo, A. (2010). "Sedimentary and tectonic evolution in the eastern Po-Plain and northern Adriatic Sea area from Messinian to Middle Pleistocene (Italy)". Rendiconti Lincei Scienze Fisiche e Naturali, 21, pp. S131-S166.
- Ghielmi M., Minervini M., Nini C., Rogledi S e M. Rossi (2013). Late Miocene-Middle Pleistocene sequences in the Po Plain e Northern Adriatic Sea (Italy): The stratigraphic record of modification phases affecting a complex foreland basin. Marine and Petroleum geology 42, 50-81.
- Lancellotta R. (2004). "Geotecnica". III Edizione Zanichelli.
- Petroleum Engineering Group (PEG), Politecnico di Torino (2015) Campo di Bordolano - Studio statico di giacimento. Livello di stoccaggio *Pool B*", Politecnico di Torino-DIATI e STOGIT – Unità GIAC, Marzo 2015
- Petroleum Engineering Group (PEG), Politecnico di Torino (2015) "Campo di Bordolano. Studio dinamico di giacimento. Livello di stoccaggio *Pool B*", Politecnico di Torino-DIATI e STOGIT – Unità GIAC, Giugno 2015.
- Picotti V., Capozzi R., Bertozzi G., Mosca F., Sitta A. e M. Tornaghi (2007) The Miocene petroleum system of the northern Apennines in the Central Po Plain. Chapter 6- Thrusts belts and foreland basins, pp.117-131, ISBN print 978-3-540-69425-0
- Pieri M., Groppi G. (1981). "Subsurface geological structure of the Po Plain, Italy". Pubblicazione 414. Progetto Finalizzato Geodinamica, C.N.R., pp. 1-13.

- Robertson, A. e Grasso, M., 1995. Overview of the Late TertiaryRecent tectonic and palaeo-environmental development of the Mediterranean region. *Terra Nova*, 7:114-127.
- Roest J.P.A., Mulders F.M.M., Kuilman W. (1999). "Data-limited geomechanical modelling for investigating induced seismicity mechanisms". Delft University of Technology, Delft, Netherlands. ISRM-Congress, Paris, August 1999.
- Schlumberger. (2013). "Petrel Reservoir Geomechanics User's Guide".
- STOGIT (2014). Concessione Bordolano Stoccaggio. Studio geostrutturale.
- Teatini P., Gambolati G., Ferronato M., Settari A., Walters D. (2011). "Land uplift due to subsurface fluid injection". *Journal of Geodynamics*, 51, pp. 1–16. Doi:10.1016/j.jog.2010.06.001.
- Teatini P., Castelletto N., Ferronato M., Gambolati G., Janna C., Cairo E., Marzorati D., Colombo D., Ferretti A., Bagliani A., Bottazzi F. (2011). "Geomechanical response to seasonal gas storage in depleted *reservoirs*: A case study in the Po River basin, Italy". *Journal of Geophysical Research*, 116, F02002. Doi: 10.1029/2010JF001793.
- UNMIG (<http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/>), consultato nel settembre 2015.



ALLEGATO A – Well tops



Tab. 1 – Well Tops Alluvioni

Pozzo	Bottom Alluvioni	
	TVDss (m)	MD (m)
Barzaniga_1	-171.04	240.14
Belvedere_1	-18.00	144.00
BO_1	-172.12	238.73
BO_10	-190.92	240.97
BO_11	-172.05	239.95
BO_12	-193.57	249.87
BO_13	-199.46	264.06
BO_14	-184.56	232.97
BO_15	-176.11	242.16
BO_16	-180.34	243.54
BO_17	-188.25	241.45
BO_18	-170.44	233.34
BO_19	-190.68	247.98
BO_2	-175.05	240.77
BO_20	-170.42	240.38
BO_2BIS_DIR	-174.53	241.22
BO_3	-171.43	239.22
BO_4DIR	-176.43	239.88
BO_5	-192.51	249.11
BO_6	-190.60	258.45
BO_7	-167.05	232.45
BO_8	-174.27	239.17
BO_9	-196.21	244.51
Cremona Nord 1	-337.83	393.23
Cremona Nord 2	-366.56	418.51
Cremona_sud_7	-216.18	263.13
Galignano_1	-102.48	200.08
Piadena 9	-397.12	445.42
Romanengo_10	-29.38	116.18
Seniga 1	-395.22	450.22
Soncino_1	-88.36	179.06
Barzaniga_1	-171.04	240.14

Top della zona Alluvioni = Superficie costante +50 m

**Tab. 2 – Well Tops Sabbie di Asti**

Pozzo	Bottom Alluvioni		Bottom Sabbie Asti		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
Barzaniga_1	-171.04	240.14	-1380.98	1450.08	1210
Belvedere_1	-18.00	144.00	-487.07	613.07	469
BO_1	-172.12	238.73	-1152.83	1219.44	981
BO_10	-190.92	240.97	-1278.53	1328.58	1088
BO_11	-172.05	239.95	-1051.79	1119.69	880
BO_12	-193.57	249.87	-1215.25	1271.55	1022
BO_13	-199.46	264.06	-1394.55	1459.15	1195
BO_14	-184.56	232.97	-1141.39	1189.80	957
BO_15	-176.11	242.16	-1184.21	1250.26	1008
BO_16	-180.34	243.54	-1040.67	1103.87	860
BO_17	-188.25	241.45	-1136.24	1189.44	948
BO_18	-170.44	233.34	-1473.22	1536.12	1303
BO_19	-190.68	247.98	-1350.00	1407.30	1159
BO_2	-175.05	240.77	-1211.96	1277.68	1037
BO_20	-170.42	240.38	-1317.30	1387.26	1147
BO_2BIS_DIR	-174.53	241.22	-1221.43	1295.97	1047
BO_3	-171.43	239.22	-1107.44	1175.23	936
BO_4DIR	-176.43	239.88	-1250.39	1332.16	1074
BO_5	-192.51	249.11	-1294.07	1350.67	1102
BO_6	-190.60	258.45	-1075.56	1143.41	885
BO_7	-167.05	232.45	-1059.74	1125.14	893
BO_8	-174.27	239.17	-1348.95	1413.85	1175
BO_9	-196.21	244.51	-1207.28	1255.58	1011
Cremona Nord 1	-337.83	393.23	-1606.33	1661.73	1269
Cremona Nord 2	-366.56	418.51	-1627.42	1679.37	1261
Cremona_sud_7	-216.18	263.13	-837.69	884.64	622
Gallignano_1	-102.48	200.08	-946.51	1044.11	844
Piadena 9	-397.12	445.42	-1683.37	1731.67	1286
Romanengo_10	-29.38	116.18	-942.55	1029.35	913
Seniga 1	-395.22	450.22	-1810.35	1865.35	1415
Soncino_1	-88.36	179.06	-990.36	1081.06	902



Tab. 3 – Well Tops livello B1

Pozzo	Top B1		Bottom B1		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
Barzaniga-1	-1860.9	1930	-1866.27	1935.37	5.4
BO-1	-1625.19	1691.8	-1627.51	1694.12	2.3
BO-10	-1839.36	1889.41	-1849.76	1899.81	10.4
BO-12	-1697.08	1753.38	-1702.52	1758.82	5.4
BO-13	-1798.02	1862.62	-1806.02	1870.62	8.0
BO-14	-1753.11	1801.52	-1754.26	1802.67	1.2
BO-15	-1800.66	1866.71	-1804.88	1870.93	4.2
BO-17	-1846.04	1899.24	-1847.74	1900.94	1.7
BO-18	-1960.1	2023	-1964.51	2027.41	4.4
BO-19	-2115.13	2172.43	-2125.22	2182.52	10.1
BO-2	-1645.73	1711.45	-1647.43	1713.15	1.7
BO-21DIR	-1603.46	1776.53	-1606.57	1780.83	3.1
BO-22DIR	-1635.58	1760	-1638.19	1762.76	2.6
BO-23DIR-for1	-1641.91	1802	-1644.82	1805.54	2.9
BO-23DIR-for2	-1643.88	1805.33	-1646.04	1808.16	2.2
BO-23PH	-1628.67	1732.2	-1632.55	1736.08	3.9
BO-24DIR	-1628.32	1853.75	-1632.95	1859.02	4.6
BO-25DIR	-1646.52	1729	-1649.31	1731.82	2.8
BO-26DIR	-1644.29	1765.96	-1646.98	1769.20	2.7
BO-26PH	-1641.6	1737.5	-1645.19	1741.22	3.6
BO-27DIR	-1623.25	1886.84	-1627.11	1893.33	3.9
BO-27PH	-1659.45	1797.6	-1662.71	1801.06	3.3
BO-28DIR	-1671.52	1755.43	-1676.19	1760.19	4.7
BO-28PH	-1675.53	1782.95	-1683.37	1792.09	7.8
BO-2BIS-DIR	-1640.02	1741.3	-1642.81	1744.16	2.8
BO-3	-1639.93	1707.72	-1642.61	1710.40	2.7
BO-4DIR	-1674.66	1779.48	-1685.68	1791.07	11.0
BO-4DIRA	-1656.39	1724.95	-1658.26	1726.82	1.9
BO-5	-1748.08	1804.68	-1755.07	1811.67	7.0
BO-6	-1628.76	1696.61	-1629.86	1697.71	1.1
BO-8	-1942.78	2007.68	-1947.99	2012.89	5.2
BO-9	-1763.28	1811.58	-1770.39	1818.69	7.1



Tab. 4 – Well Tops livello B2

Pozzo	Top B2		Bottom B2		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
Barzaniga-1	-1871	1940.1	-1880.87	1949.97	9.9
BO-1	-1632.34	1698.95	-1640.93	1707.54	8.6
BO-10	-1854.6	1904.65	-1865.03	1915.08	10.4
BO-11	-1754.9	1822.8	-1761.25	1829.15	6.3
BO-12	-1706.73	1763.03	-1717.88	1774.18	11.2
BO-13	-1815.8	1880.4	-1826.85	1891.45	11.1
BO-14	-1759.59	1808	-1770.4	1818.81	10.8
BO-15	-1812.47	1878.52	-1823.25	1889.30	10.8
BO-16	-1808.47	1871.67	-1809.51	1872.71	1.0
BO-17	-1853.18	1906.38	-1861.83	1915.03	8.6
BO-19	-2131.28	2188.58	-2139.27	2196.57	8.0
BO-2	-1648.77	1714.49	-1655.38	1721.10	6.6
BO-21DIR	-1611.64	1787.84	-1620.18	1799.65	8.5
BO-22DIR	-1644.65	1769.58	-1654.74	1780.25	10.1
BO-23DIR-for1	-1651.28	1813.4	-1656.09	1819.25	4.8
BO-23DIR-for2	-1651.85	1815.78	-1658.7	1824.77	6.9
BO-23PH	-1638.26	1741.79	-1648.88	1752.41	10.6
BO-24DIR	-1639.59	1866.56	-1648.02	1876.12	8.4
BO-25DIR	-1655.33	1737.91	-1661.61	1744.26	6.3
BO-26DIR	-1653.83	1777.47	-1660.15	1785.10	6.3
BO-26PH	-1651.24	1747.49	-1658.36	1754.87	7.1
BO-27DIR	-1633.13	1903.39	-1642.13	1918.30	9.0
BO-27PH	-1665.83	1804.37	-1671.49	1810.39	5.7
BO-28DIR	-1681.68	1765.78	-1692.23	1776.52	10.6
BO-28PH	-1689.01	1798.66	-1697.3	1808.32	8.3
BO-2BIS-DIR	-1643.81	1745.19	-1649.47	1750.99	5.7
BO-3	-1646.79	1714.58	-1652.23	1720.02	5.4
BO-4DIR	-1690.44	1796.08	-1699.79	1805.92	9.3
BO-4DIRA	-1662.22	1730.79	-1670.56	1739.14	8.3
BO-5	-1760.78	1817.38	-1769.8	1826.40	9.0
BO-6	-1631.24	1699.09	-1636.23	1704.08	5.0
BO-7	-1798.26	1863.66	-1800.04	1865.44	1.8
BO-8	-1954.72	2019.62	-1967.81	2032.71	13.1
BO-9	-1776.1	1824.4	-1789.91	1838.21	13.8

**Tab. 5 – Well Tops livello B3**

Pozzo	Top B3		Bottom B3		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
Barzaniga-1	-1883.36	1952.46	-1891.5	1960.60	8.1
BO-1	-1641.34	1707.95	-1647.7	1714.31	6.4
BO-10	-1865.85	1915.9	-1869.26	1919.31	3.4
BO-11	-1762.14	1830.04	-1769.63	1837.53	7.5
BO-12	-1719.4	1775.7	-1731.69	1787.99	12.3
BO-13	-1827.41	1892.01	-1838.91	1903.51	11.5
BO-14	-1771.15	1819.56	-1779.66	1828.07	8.5
BO-15	-1824.02	1890.07	-1830.12	1896.17	6.1
BO-16	-1811.52	1874.72	-1817.36	1880.56	5.8
BO-17	-1863.48	1916.68	-1871.78	1924.98	8.3
BO-18	-1981.24	2044.14	-1987.33	2050.23	6.1
BO-19	-2140.03	2197.33	-2147.52	2204.82	7.5
BO-2	-1655.38	1721.1	-1660.73	1726.45	5.3
BO-21DIR	-1620.18	1799.65	-1624.31	1805.37	4.1
BO-22DIR	-1654.74	1780.25	-1661.03	1786.89	6.3
BO-23DIR-for1	-1656.09	1819.25	-1662.18	1826.65	6.1
BO-23DIR-for2	-1658.7	1824.77	-1663.35	1830.89	4.6
BO-23PH	-1648.88	1752.41	-1659.36	1762.89	10.5
BO-24DIR	-1648.02	1876.12	-1658.63	1888.16	10.6
BO-25DIR	-1661.61	1744.26	-1666.13	1748.83	4.5
BO-26DIR	-1660.15	1785.1	-1670.7	1797.84	10.6
BO-26PH	-1658.36	1754.87	-1667.87	1764.73	9.5
BO-27DIR	-1642.13	1918.3	-1651.94	1934.39	9.8
BO-27PH	-1671.49	1810.39	-1676.99	1816.23	5.5
BO-28DIR	-1692.23	1776.52	-1703.73	1788.23	11.5
BO-28PH	-1697.3	1808.32	-1710.83	1824.19	13.5
BO-2BIS-DIR	-1649.47	1750.99	-1654.7	1756.35	5.2
BO-3	-1652.23	1720.02	-1657.59	1725.38	5.4
BO-4DIR	-1699.79	1805.92	-1709.27	1815.90	9.5
BO-4DIR-A	-1670.56	1739.14	-1681.01	1749.60	10.5
BO-5	-1769.8	1826.4	-1779.68	1836.28	9.9
BO-6	-1637.17	1705.02	-1640.86	1708.71	3.7
BO-7	-1800.67	1866.07	-1805.4	1870.80	4.7
BO-8	-1967.81	2032.71	-1972.91	2037.81	5.1
BO-9	-1790.84	1839.14	-1799.23	1847.53	8.4



Tab. 6 – Well Tops livello B4

Pozzo	Top B4		Bottom B4		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
Barzaniga-1	-1892.16	1961.26	-1895.9	1965.00	3.7
BO-1	-1648.45	1715.06	-1653.28	1719.89	4.8
BO-10	-1870.97	1921.02	-1872.59	1922.64	1.6
BO-12	-1731.69	1787.99	-1736.49	1792.79	4.8
BO-13	-1839.85	1904.45	-1849.04	1913.64	9.2
BO-15	-1831.01	1897.06	-1835.96	1902.01	5.0
BO-18	-1989.06	2051.96	-1992.71	2055.61	3.7
BO-2	-1660.73	1726.45	-1664.97	1730.69	4.2
BO-21DIR	-1624.31	1805.37	-1636.41	1821.96	12.1
BO-22DIR	-1661.03	1786.89	-1666.9	1793.10	5.9
BO-23DIR-for1	-1663.11	1827.77	-1668.09	1833.81	5.0
BO-23DIR-for2	-1664.19	1832.02	-1668.67	1838.05	4.5
BO-23PH	-1661.33	1764.86	-1667.97	1771.50	6.6
BO-24DIR	-1660.57	1890.37	-1668.1	1898.88	7.5
BO-25DIR	-1666.84	1749.54	-1673.7	1756.48	6.9
BO-26DIR	-1672.51	1800.03	-1675.54	1803.69	3.0
BO-26PH	-1670.18	1767.13	-1674.76	1771.88	4.6
BO-27DIR	-1653.78	1937.41	-1658.73	1945.49	5.0
BO-27PH	-1677.74	1817.02	-1684.06	1823.74	6.3
BO-28DIR	-1704.69	1789.2	-1708.31	1792.89	3.6
BO-28PH	-1712.06	1825.63	-1719.04	1833.82	7.0
BO-2BIS-DIR	-1655.54	1757.21	-1659.68	1761.43	4.1
BO-3	-1659.51	1727.3	-1661.35	1729.14	1.8
BO-4DIR	-1710.16	1816.83	-1715.81	1822.77	5.6
BO-4DIRA	-1681.9	1750.49	-1685.8	1754.39	3.9
BO-5	-1780.89	1837.49	-1790.3	1846.90	9.4
BO-6	-1643.89	1711.74	-1646.92	1714.77	3.0
BO-7	-1810.07	1875.47	-1811.34	1876.74	1.3
BO-8	-1975.49	2040.39	-1978.6	2043.50	3.1
BO-9	-1800.23	1848.53	-1802.14	1850.44	1.9



Tab. 6 – Well Tops livello B5

Pozzo	Top B5		Bottom B5		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
BO-1	-1655.88	1722.49	-1657.22	1723.83	1.3
BO-10	-1877.59	1927.64	-1881.02	1931.07	3.4
BO-12	-1740.52	1796.82	-1745.19	1801.49	4.7
BO-13	-1850.72	1915.32	-1857.52	1922.12	6.8
BO-2	-1665.7	1731.42	-1667.03	1732.75	1.3
BO-21DIR	-1638.17	1824.36	-1641.51	1828.93	3.3
BO-22DIR	-1669.83	1796.19	-1674.86	1801.5	5.0
BO-23DIR-for1	-1671.67	1838.13	-1673.69	1840.58	2.0
BO-23DIR-for2	-1671.93	1842.43	-1675.78	1847.61	3.8
BO-23PH	-1672.98	1776.51	-1674.77	1778.30	1.8
BO-24DIR	-1668.6	1899.45	-1673.74	1905.26	5.1
BO-25DIR	-1682.26	1765.14	-1685.09	1768.00	2.8
BO-26DIR	-1676.4	1804.72	-1681.3	1810.64	4.9
BO-26PH	-1675.62	1772.77	-1678.72	1775.98	3.1
BO-27DIR	-1659.18	1946.23	-1661.08	1949.31	1.9
BO-27PH	-1684.71	1824.43	-1688.52	1828.47	3.8
BO-28DIR	-1709.91	1794.52	-1713.66	1798.33	3.8
BO-28PH	-1720.88	1836	-1724.43	1840.18	3.5
BO-2BIS-DIR	-1660.55	1762.32	-1662.13	1763.93	1.6
BO-4DIR	-1716.96	1823.98	-1722.49	1829.79	5.5
BO-4DIRA	-1686.59	1755.18	-1689.88	1758.48	3.3
BO-5	-1794.89	1851.49	-1799.77	1856.37	4.9



Tab. 7 – Well Tops livello Base Caviaga/Piattaforma silicoclastica

Pozzo	Top Piattaforma		Top Marne di Gallare		Spessore (m)
	TVDss (m)	MD (m)	TVDss (m)	MD (m)	
BO_11	-1769.63	1837.53	-1851.43	1919.33	81.8
BO_21DIR	-1641.51	1828.93	-1648.43	1838.39	6.9
BO_23DIR_for1	-1674.67	1841.76	-1675.23	1842.44	0.6
BO_23PH	-1674.77	1778.30	-1675.99	1779.52	1.2
BO_24DIR	-1674.20	1905.79	-1675.65	1907.42	1.5
BO_26DIR	-1681.30	1810.64	-1681.86	1811.31	0.6
BO_26PH	-1678.72	1775.98	-1687.18	1784.75	8.4
BO_27DIR	-1661.83	1950.52	-1661.83	1950.52	0
BO_27PH	-1689.22	1829.21	-1690.39	1830.46	1.1
BO_28DIR	-1713.66	1798.33	-1717.79	1802.54	4.1
BO_28PH	-1724.43	1840.18	-1728.86	1845.41	4.4
BO_4DIR_A	-1704.88	1773.49	-1725.37	1794	20.5
BO_5	-1802.31	1858.91	-1887.9	1944.5	85.6
BO_9	-1822.40	1870.70	-2009.78	2058.08	187.4



Tab. 8 – Well Tops livello Marne di Gallare

Pozzo	Top Marne di Gallare	
	TVDss (m)	MD (m)
BO-1	-1709.39	1776.00
BO-11	-1851.43	1919.33
BO-12	-1817.08	1873.38
BO-13	-1931.89	1996.49
BO-14	-1784.2	1832.61
BO-15	-1857.86	1923.91
BO-16	-1817.36	1880.56
BO-17	-1946.8	2000.00
BO-19	-2254.7	2312.00
BO-2	-1678.81	1744.53
BO-21DIR	-1648.43	1838.39
BO-22DIR	-1675.65	1802.34
BO-23DIR-for1	-1675.23	1842.44
BO-23DIR-for2	-1675.78	1847.61
BO-23PH	-1675.99	1779.52
BO-24DIR	-1675.65	1907.42
BO-25DIR	-1691.59	1774.57
BO-26DIR	-1681.86	1811.31
BO-26PH	-1687.18	1784.75
BO-27DIR	-1661.83	1950.52
BO-27PH	-1690.39	1830.46
BO-28DIR	-1717.79	1802.54
BO-28PH	-1728.86	1845.41
BO-2BIS-DIR	-1670.07	1772.00
BO-3	-1677.21	1745.00
BO-4DIR	-1729.45	1837.12
BO-4DIRA	-1725.37	1794.00
BO-5	-1887.9	1944.50
BO-6	-1718.61	1786.46
BO-7	-1821.05	1886.45
BO-8	-2085.2	2150.10
BO-9	-2009.78	2058.08



ALLEGATO B
Mappe isobate (AGIP, 1987)



***ALLEGATO C* – Caratterizzazione geomeccanica**

Tab. C.2: Risultati test triassiali condotti su carote prelevate al pozzo Bordolano 21dir.

	Pozzo	Litologia	Carota	Campione	Profondità	Profondità	Profondità	Provino	Tensione di consolidazione	Coesione	Ang. A fr.	Mod. Elas. - I ciclo di scarico e ricarico	Mod. Elas. - II ciclo di scarico e ricarico	Coef. Poisson
					[m]	[m TVD]	[m TVDss]		[MPa]			[MPa]	[MPa]	
Cap rock	Bordolano 21 Dir	M.m.s. arenaria, ghiaia, cgl.	4	249-250	1769.9-1770	1666.53	1598.74	1	0.3	0.58	29.5	347	338	0.28
								2	10			3624	6763	0.49
								3	15			17360	5635	0.31
								4	20			16270	7230	0.68
								1	0.5			307	471	0.24
								2	5			5600	1835	0.09
			4	305-306	1773.5-1775.6	1670.9	1602.79	3	10	2250	9281	0.21		
								4	15	2250	9400	0.23		
								5	20	6065	2417	0.13		
								1	0.5	802	1059	0.13		
								3	10	15187	7708	0.3		
								4	15	23338	9177	0.25		
								5	20	15441	9972	0.28		
								1	0.5	786	1146	0.5		
								3	10	2890	3552	0.5		
4	15	3168	4748	0.16										
B2	Bordolano 21 Dir	M.m.s. silt. + Cgl. Poligenico	7	426	1787.6	1679.58	1611.47	1	0.5	2.51	33	802	1059	0.13
								3	10			15187	7708	0.3
								4	15			23338	9177	0.25
								5	20			15441	9972	0.28
								1	0.5			786	1146	0.5
			9	556-557	1800.6-1800.7	1689.05	1620.94	3	10	2890	3552	0.5		
								4	15	3168	4748	0.16		
								5	20	20616	8852	0.69		
								1	0.5	605	685	0.2		
								3	10	8690	5226	0.41		
								4	15	9400	5208	0.37		
								5	20	24637	9971	0.37		
								1	0.5	335	2694	0.46		
								3	10	9248	11341	0.4		
								4	15	18319	10689	0.31		
B3	Bordolano 21 Dir	Congl. poligenico + arenarie	9	597.5-598.5	1804.75-1804.85	1692.05	1623.94	1	0.5	0.2	31.9	605	685	0.2
								3	10			8690	5226	0.41
								4	15			9400	5208	0.37
								5	20			24637	9971	0.37
								1	0.5			335	2694	0.46
			9	605	1805.5	1692.52	1624.41	3	10	9248	11341	0.4		
								4	15	18319	10689	0.31		
								5	20	27209	12088	0.39		

CID

Tab. C.3: Definizione dei parametri geomeccanici per le classi geomeccaniche di riferimento.

CLASSI GEOMECCANICHE	PARAMETRI DI DEFORMABILITÀ				PARAMETRI DI RESISTENZA			
	Modulo di Young [GPa]	Rapporto di Poisson [-]	Densità roccia [g/cm ³]	Coeff. di Biot [-]	Coesione [bar]	Angolo d'attrito [°]	Angolo di dilatanza [°]	Tensile stress cut off [bar]
1	0.3	0.30	1.90	1.0	2	38	5	1
2	Modulo di elastico vs profondità		2.00		6	36		
3			2.20		25	27		
4(*)			2.40		20	35		
5			2.30		25	35		
6			2.40		20	35		
7			2.60		40	45		



***ALLEGATO D* – Risultati di dettaglio delle simulazioni geomeccaniche**

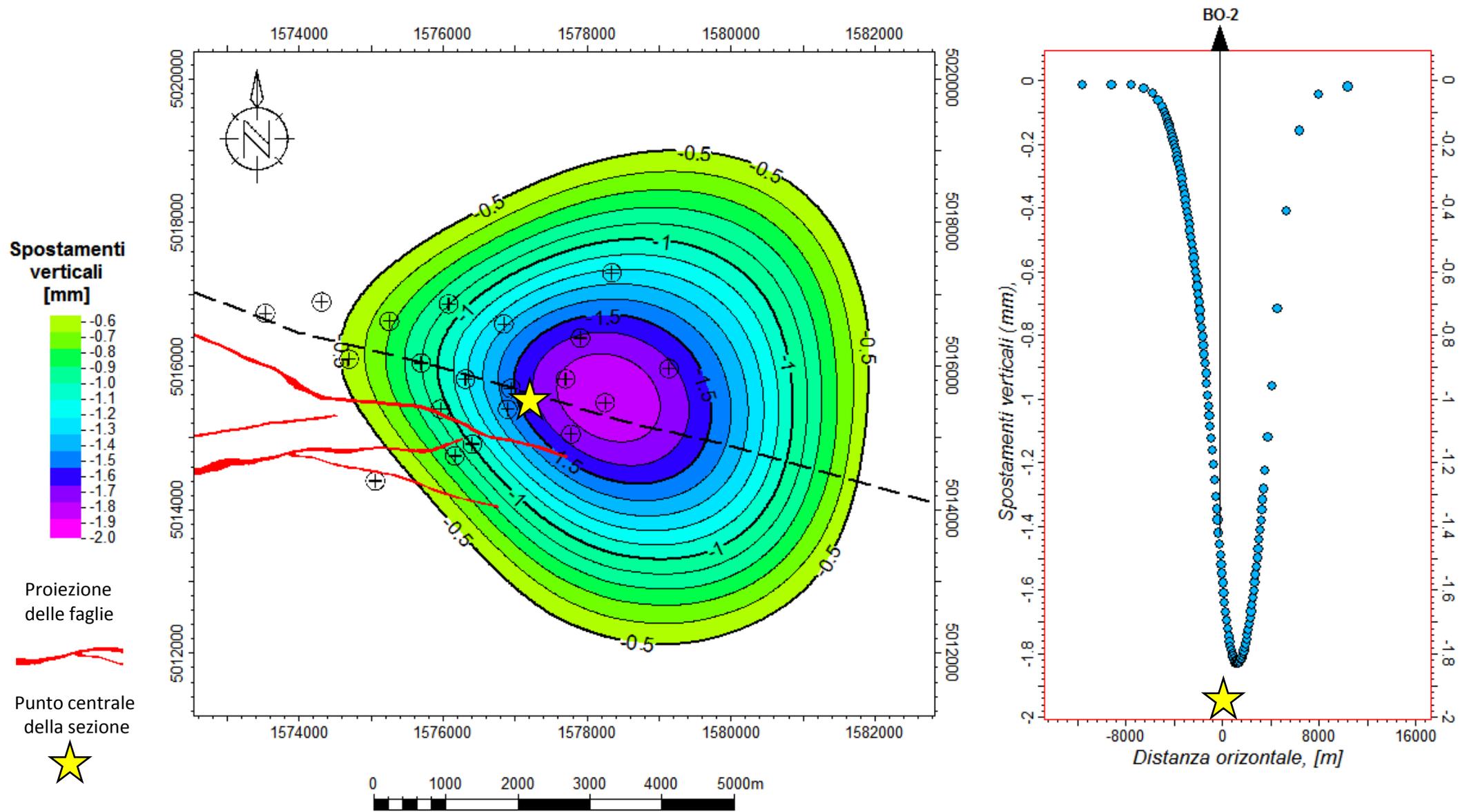


Fig. D1: cono di subsidenza al raggiungimento della minima pressione di campo (1973)

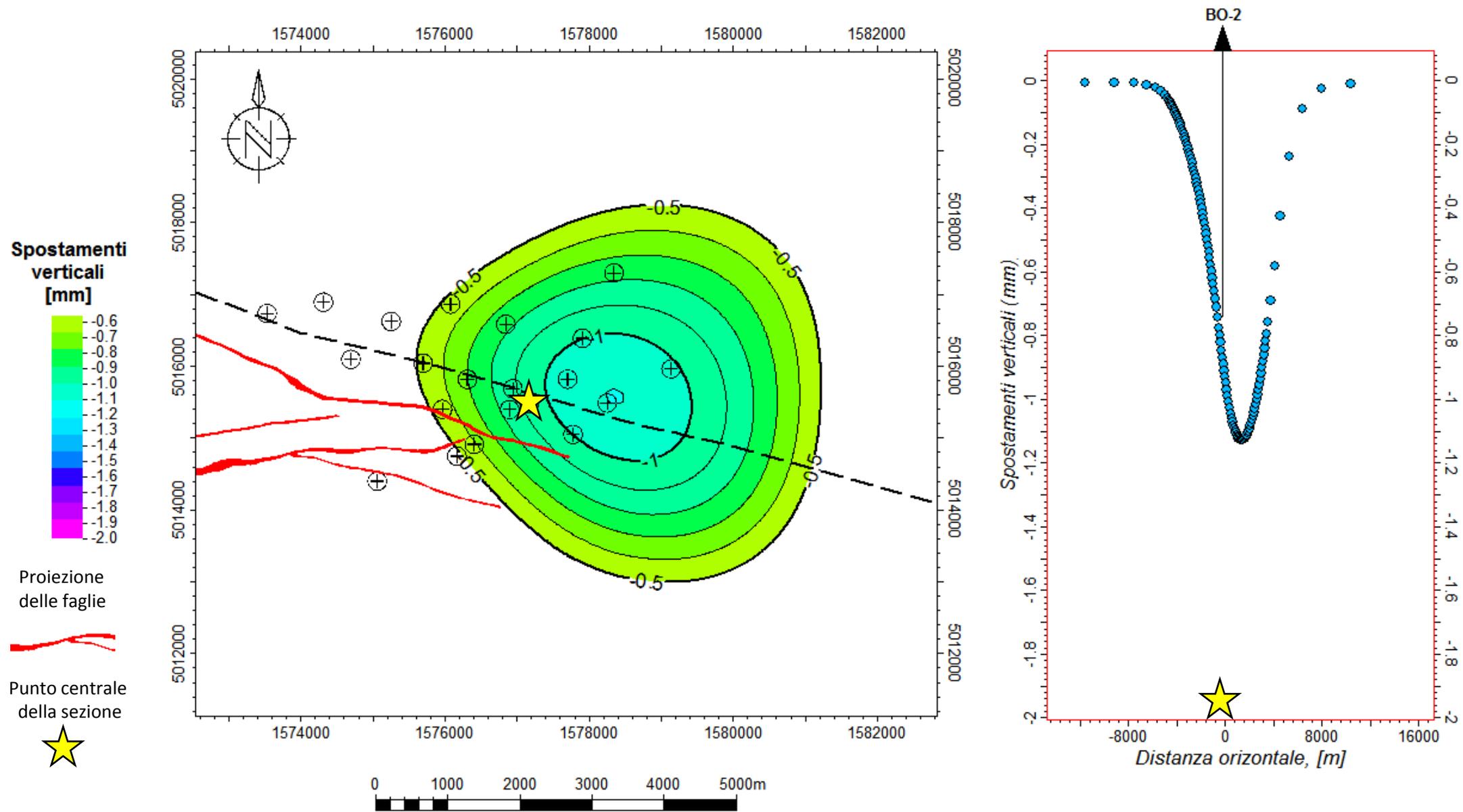


Fig. D2: cono di subsidenza @ marzo 2015

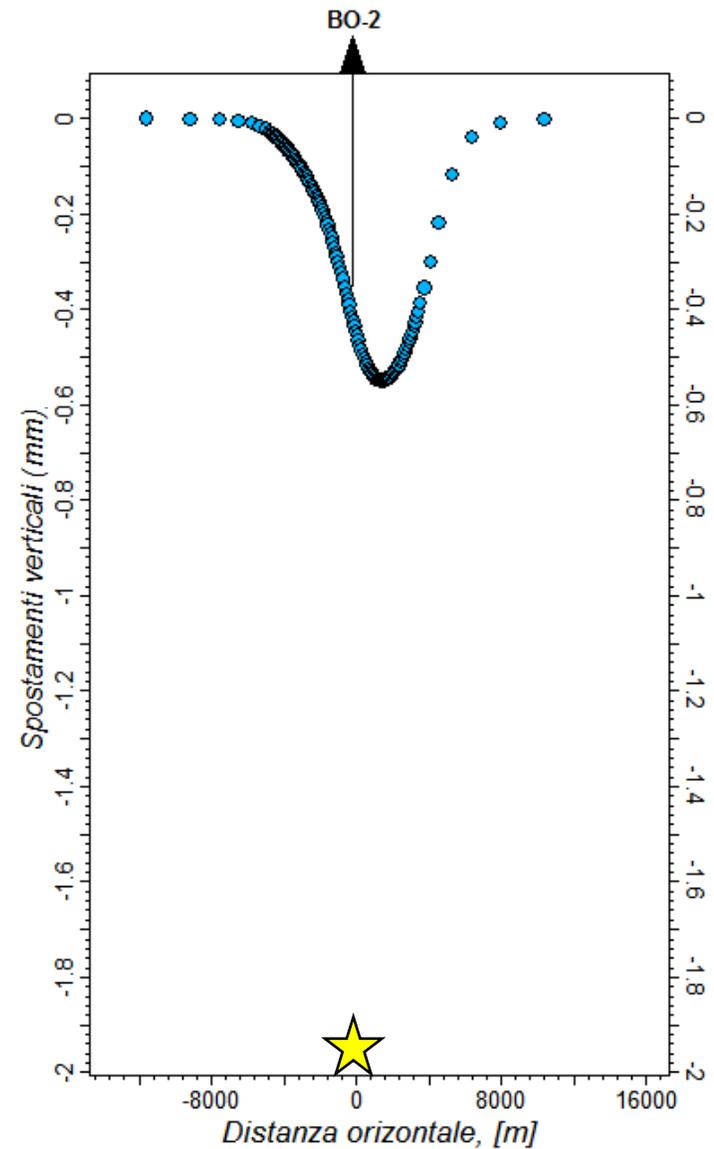
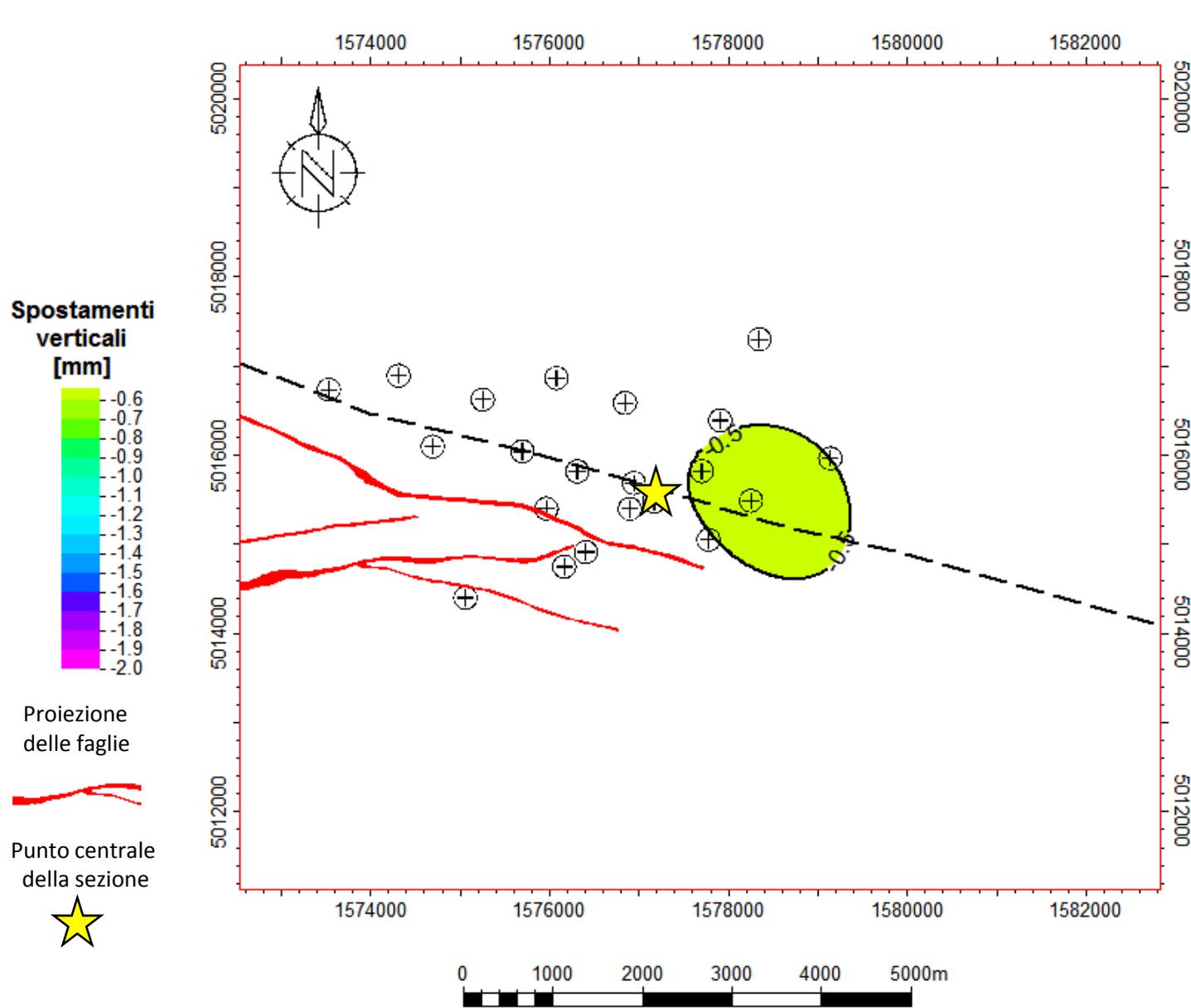
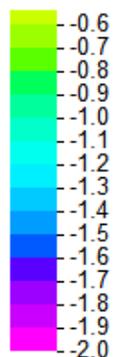


Fig. D3: cono di subsidenza al termine di un ciclo di iniezione (novembre 2021)



Spostamenti verticali [mm]



Proiezione delle faglie



Punto centrale della sezione

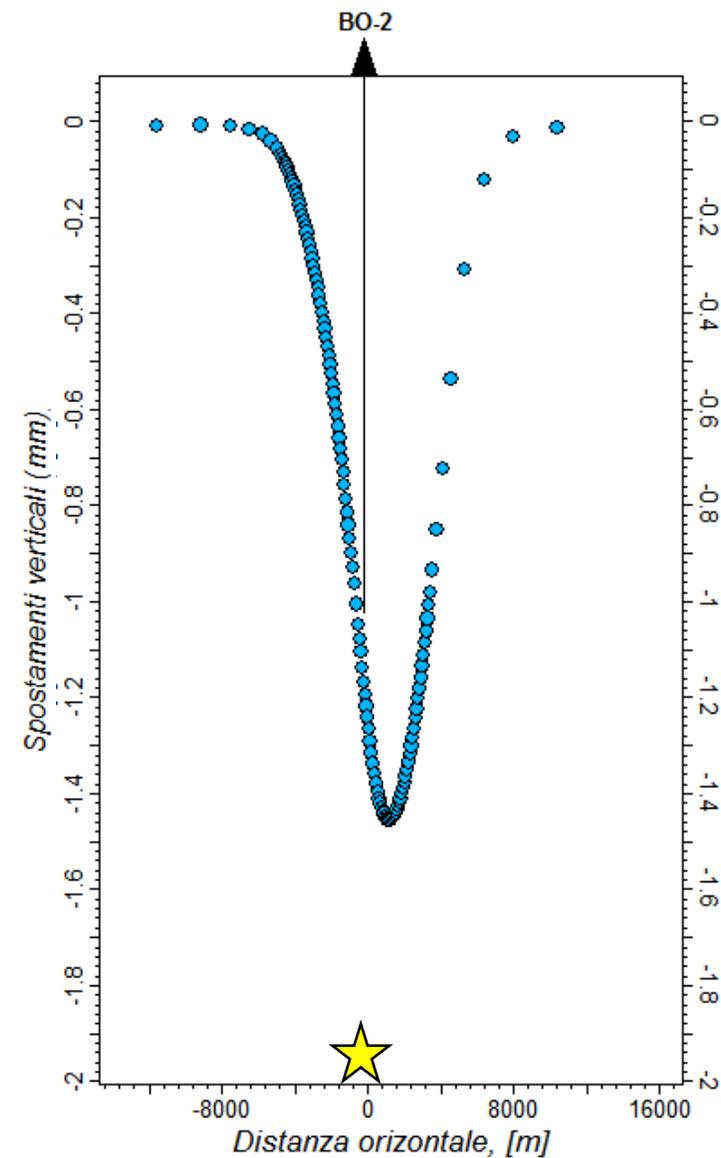
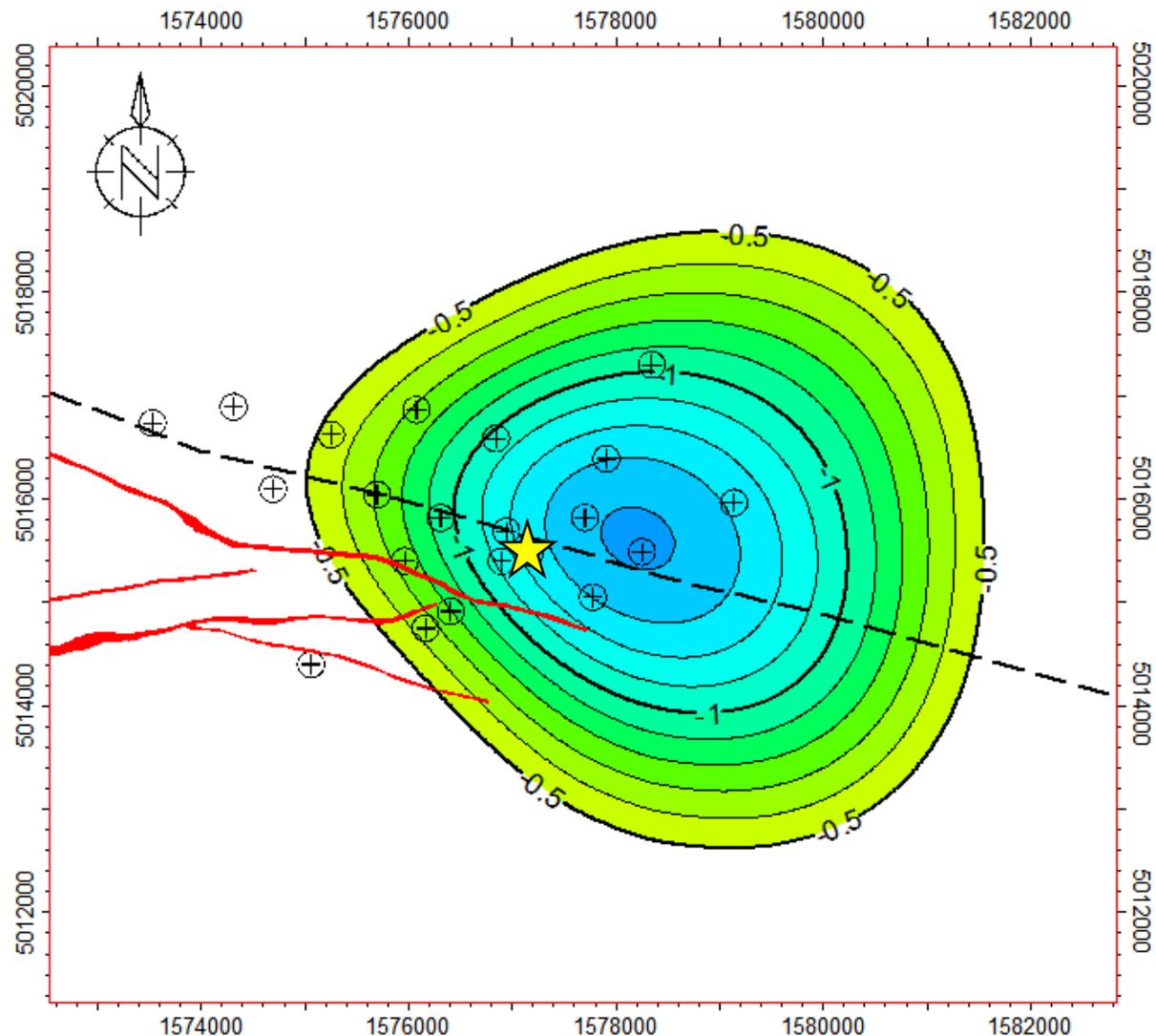
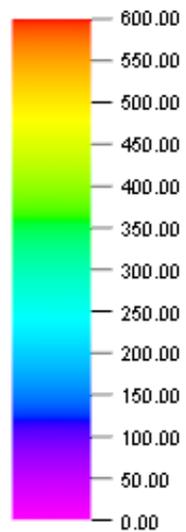


Fig. D4: cono di subsidenza al termine di un ciclo di produzione (marzo 2022)



Effective stress [bar]



Proiezione della faglia che delimita il campo

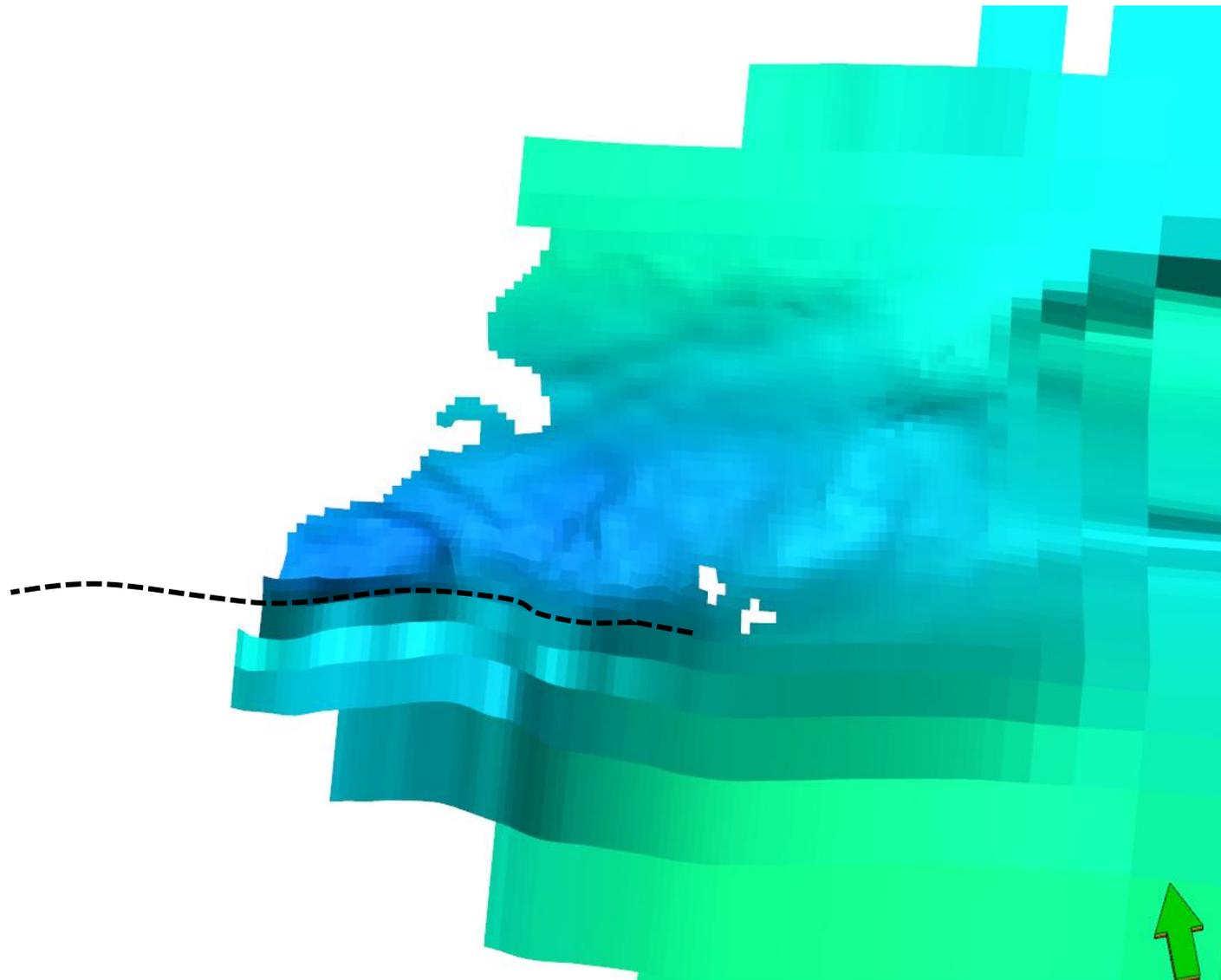
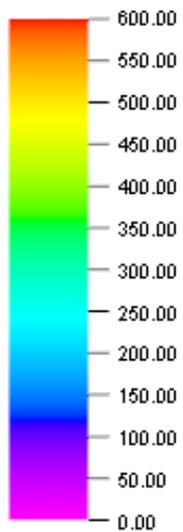


Fig. D5: Stress efficace verticale iniziale (@1952)



Effective stress [bar]



Proiezione della faglia che delimita il campo

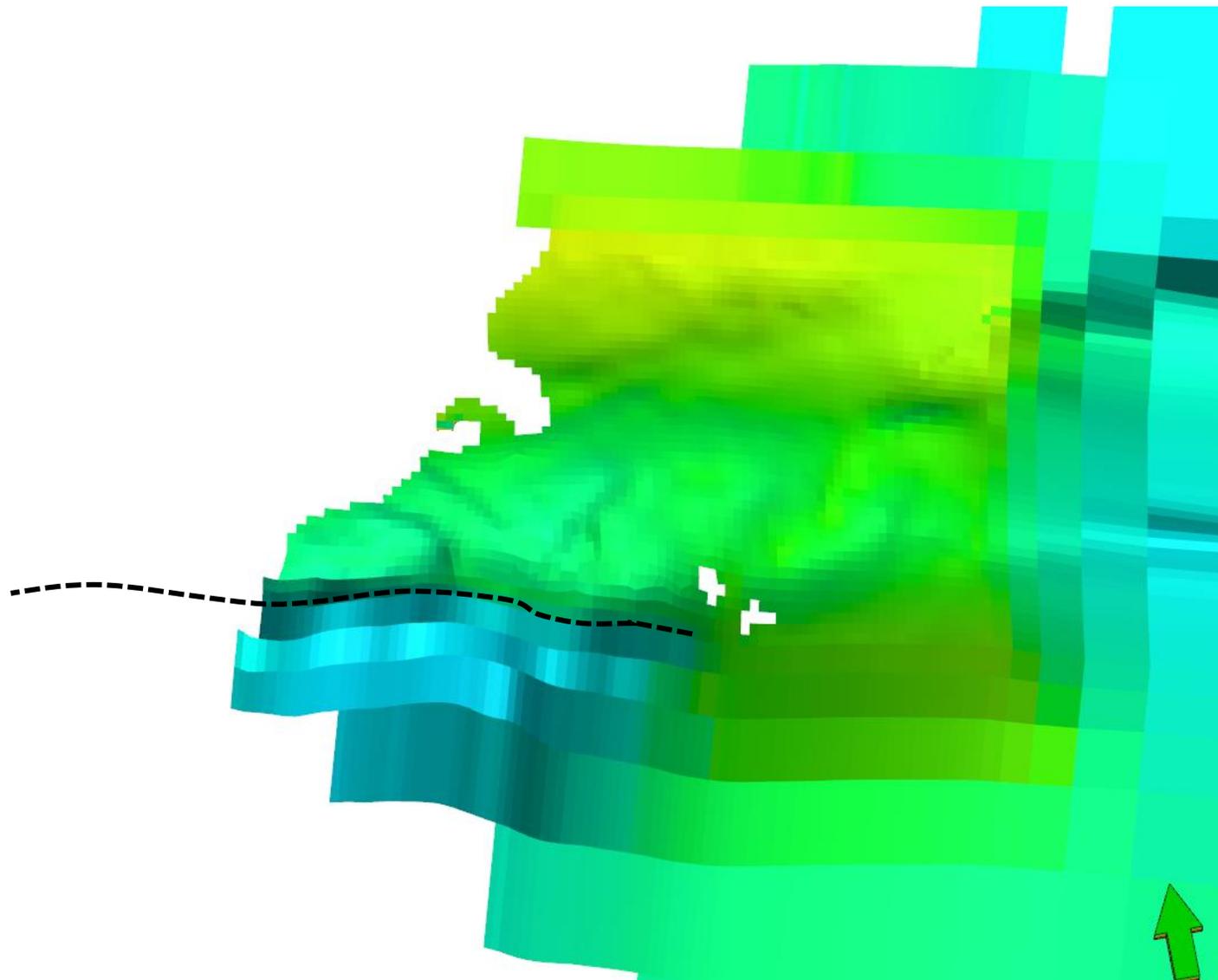
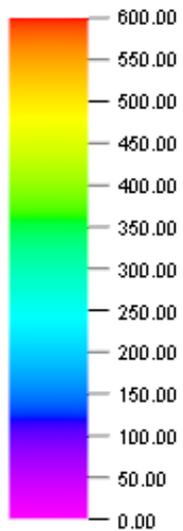


Fig. D6: Stress efficace verticale @1973



Effective stress [bar]



Proiezione della faglia che delimita il campo

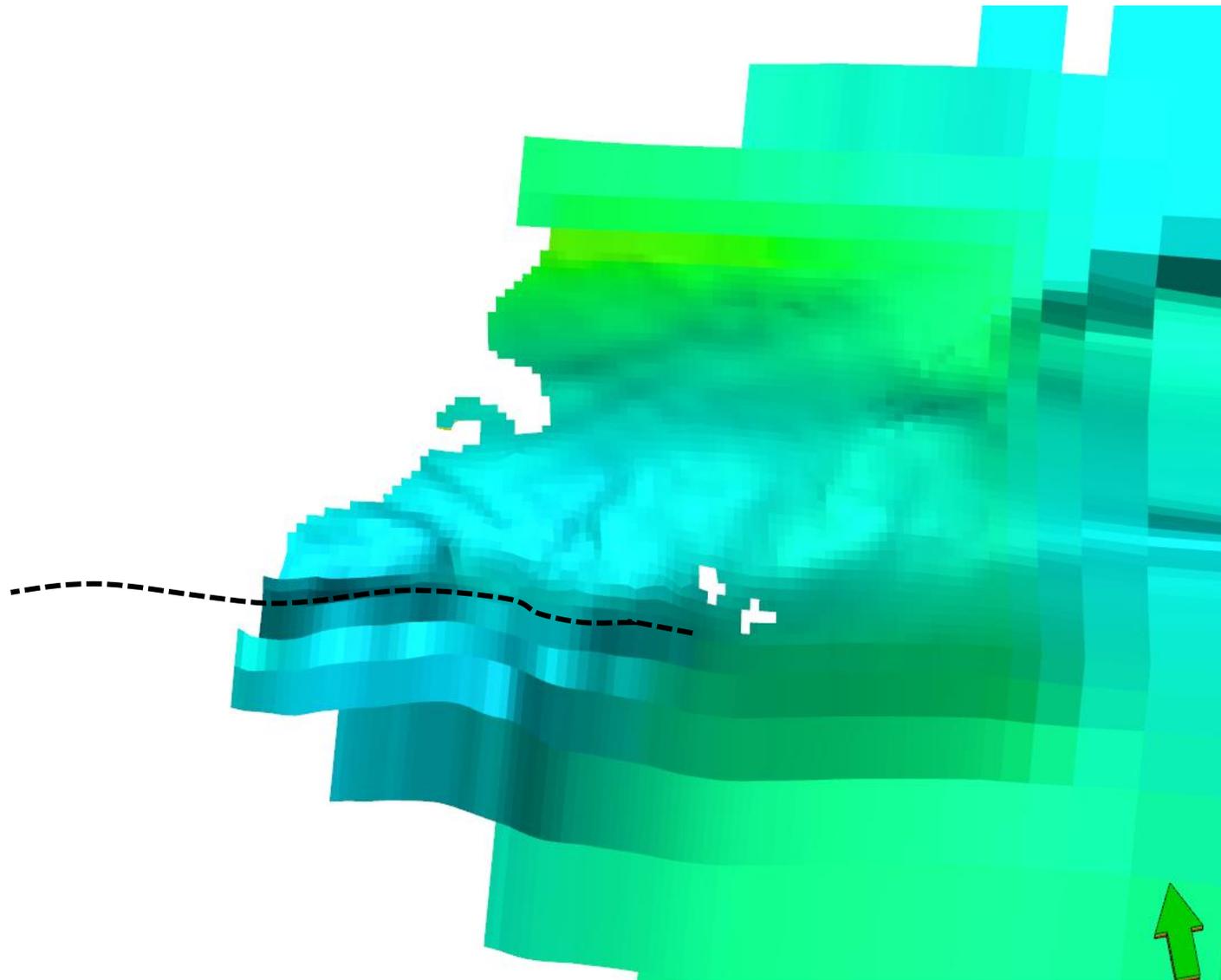


Fig. D7: Stress efficace verticale @2015

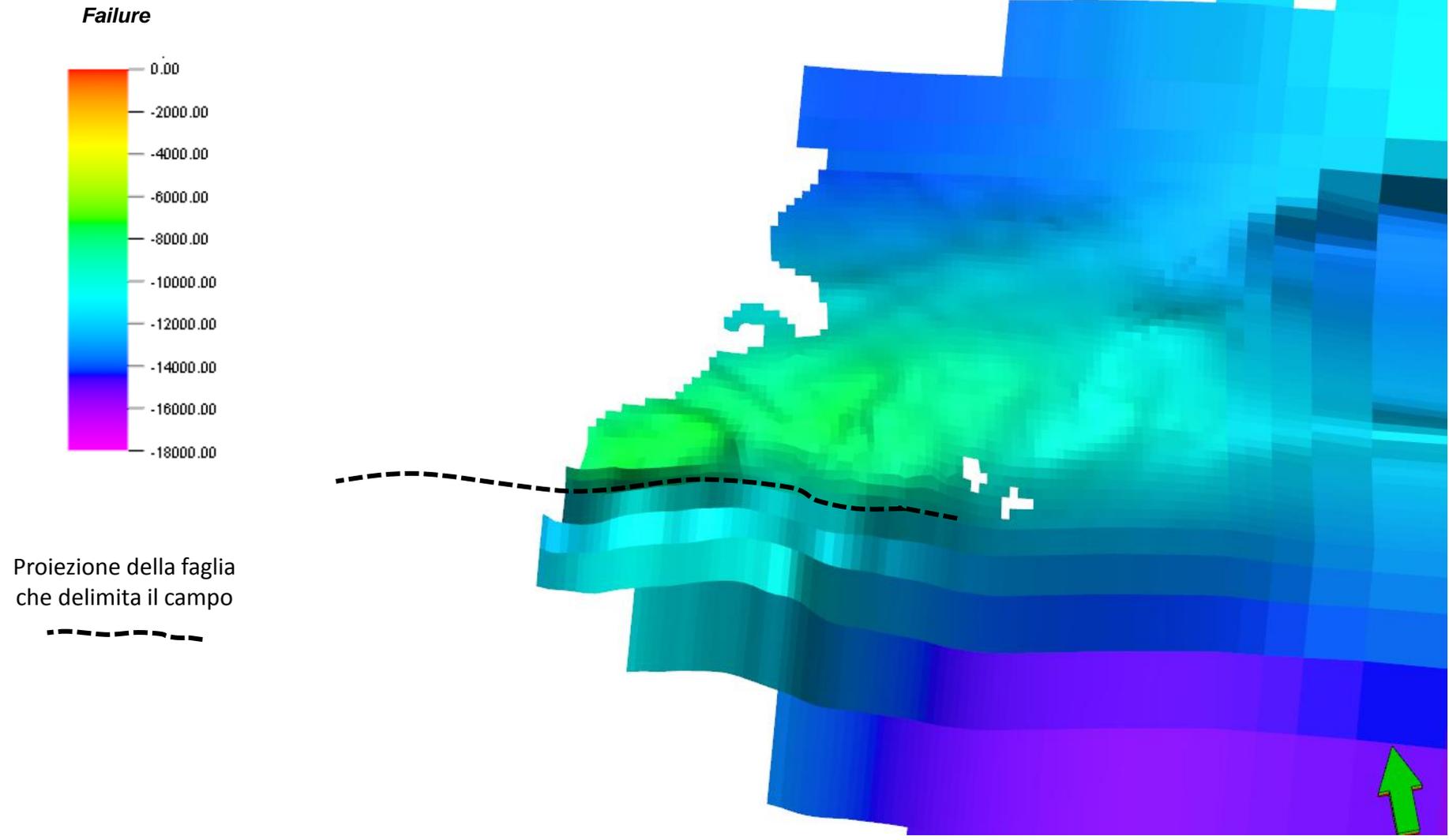


Fig. D8: *Failure* iniziale (@1952)

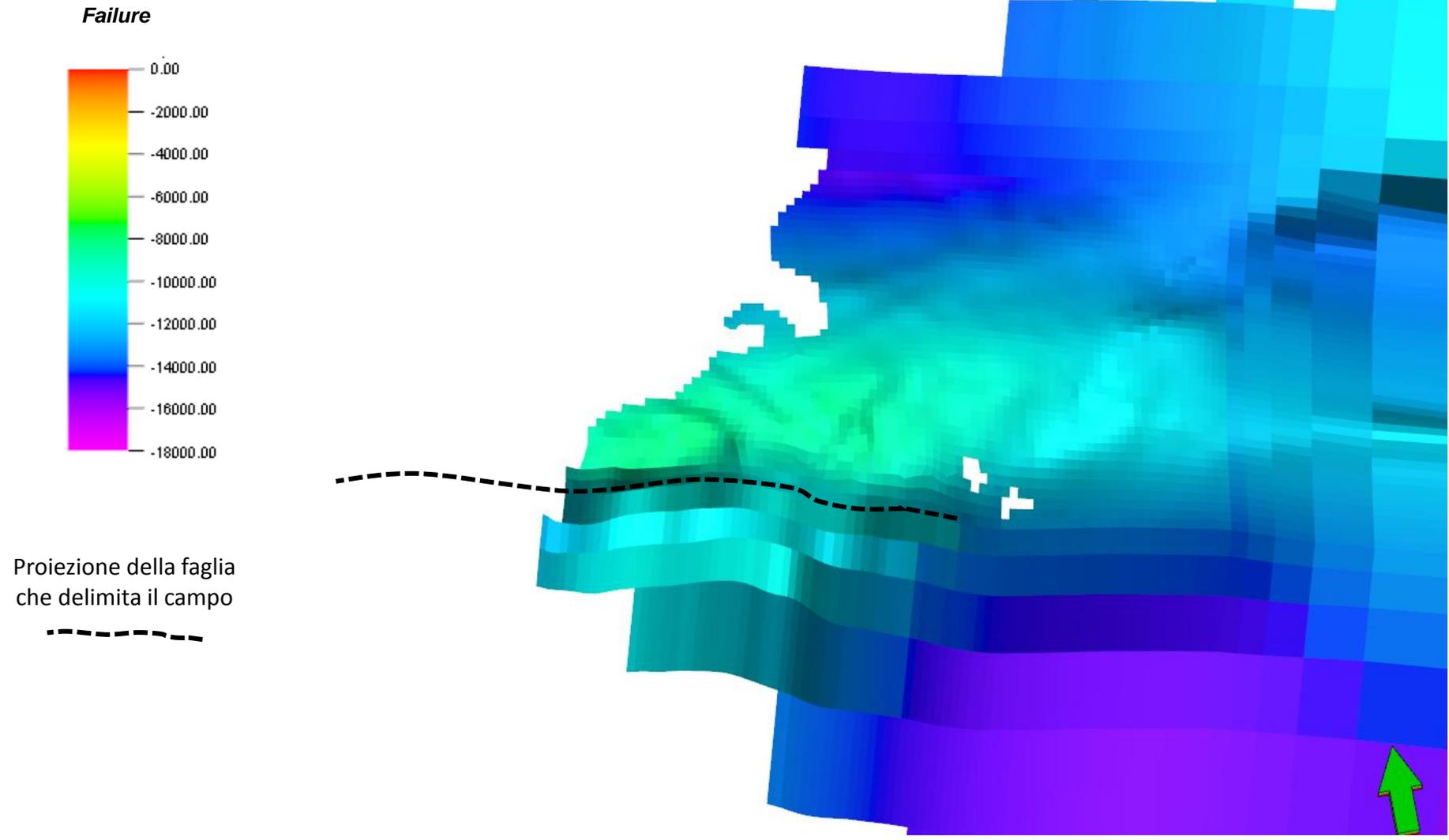


Fig. D9: *Failure* @1973

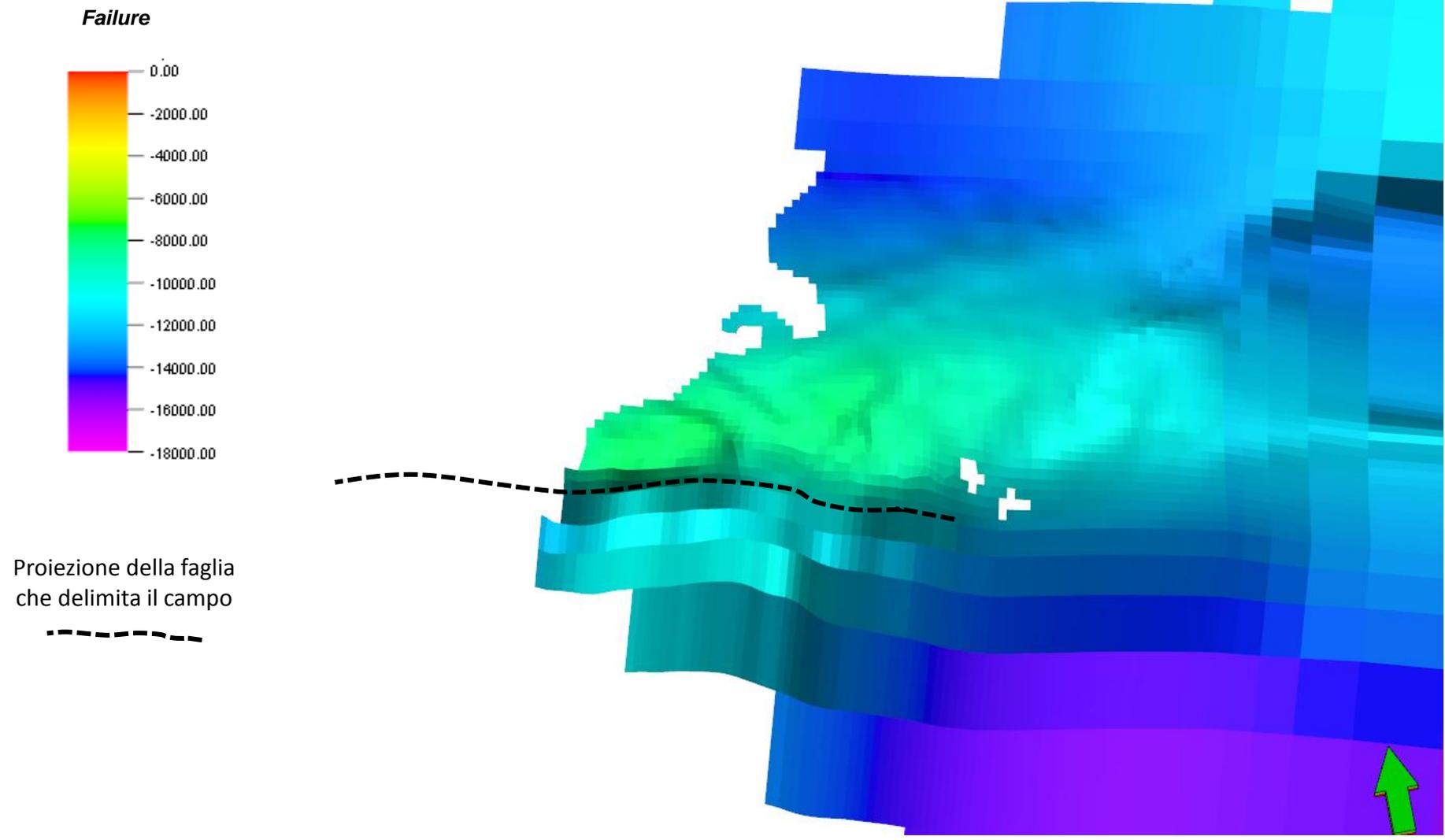
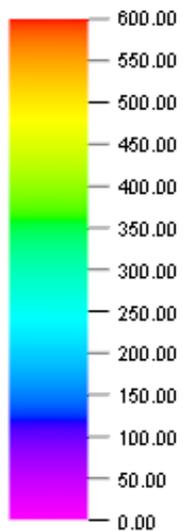


Fig. D10: *Failure* @2015



Effective stress [bar]



Proiezione della faglia che delimita il campo

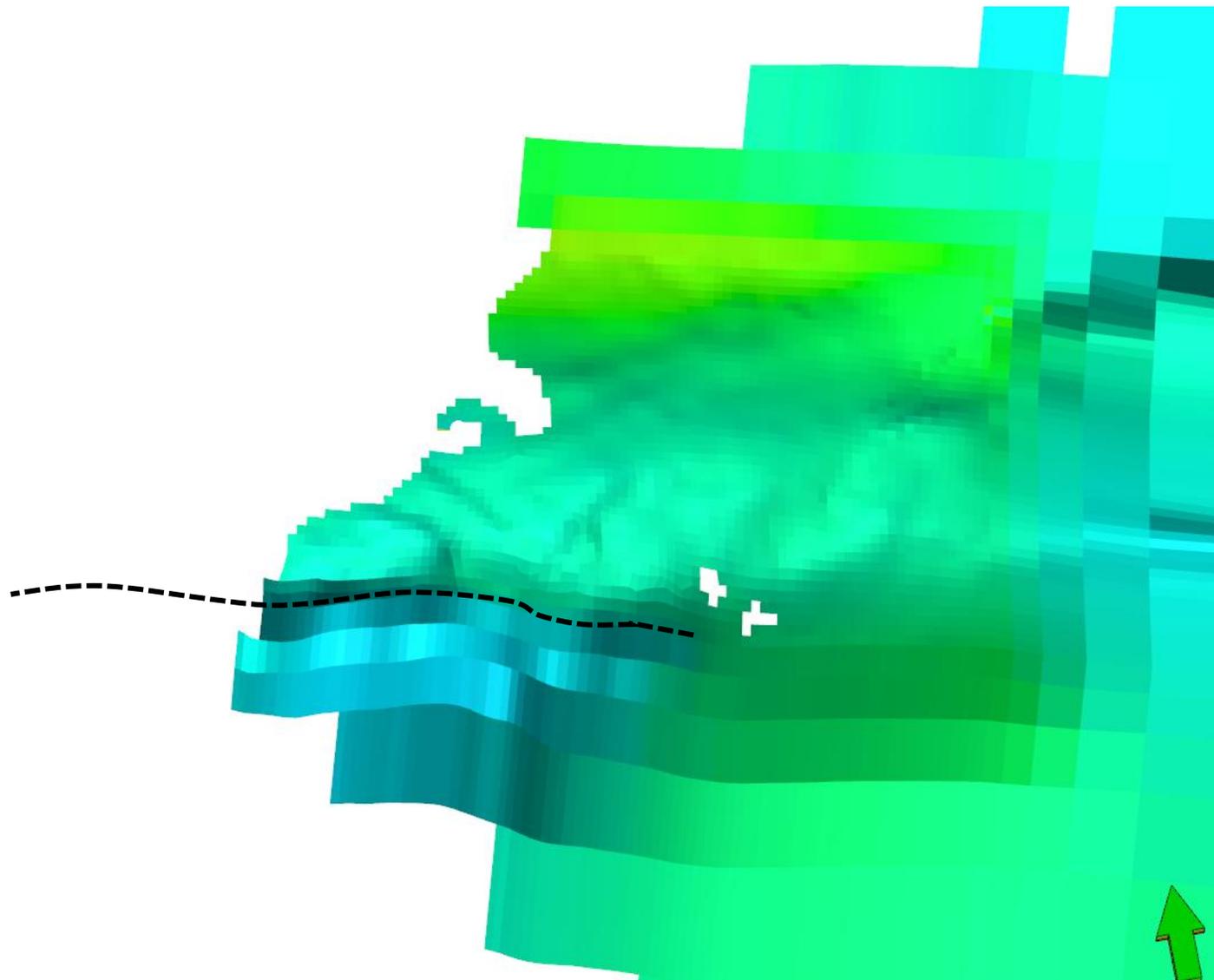
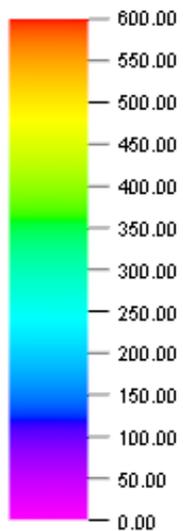


Fig. D11: Stress efficace verticale alla fine di una fase di erogazione(@3/2022)



Effective stress [bar]



Proiezione della faglia che delimita il campo

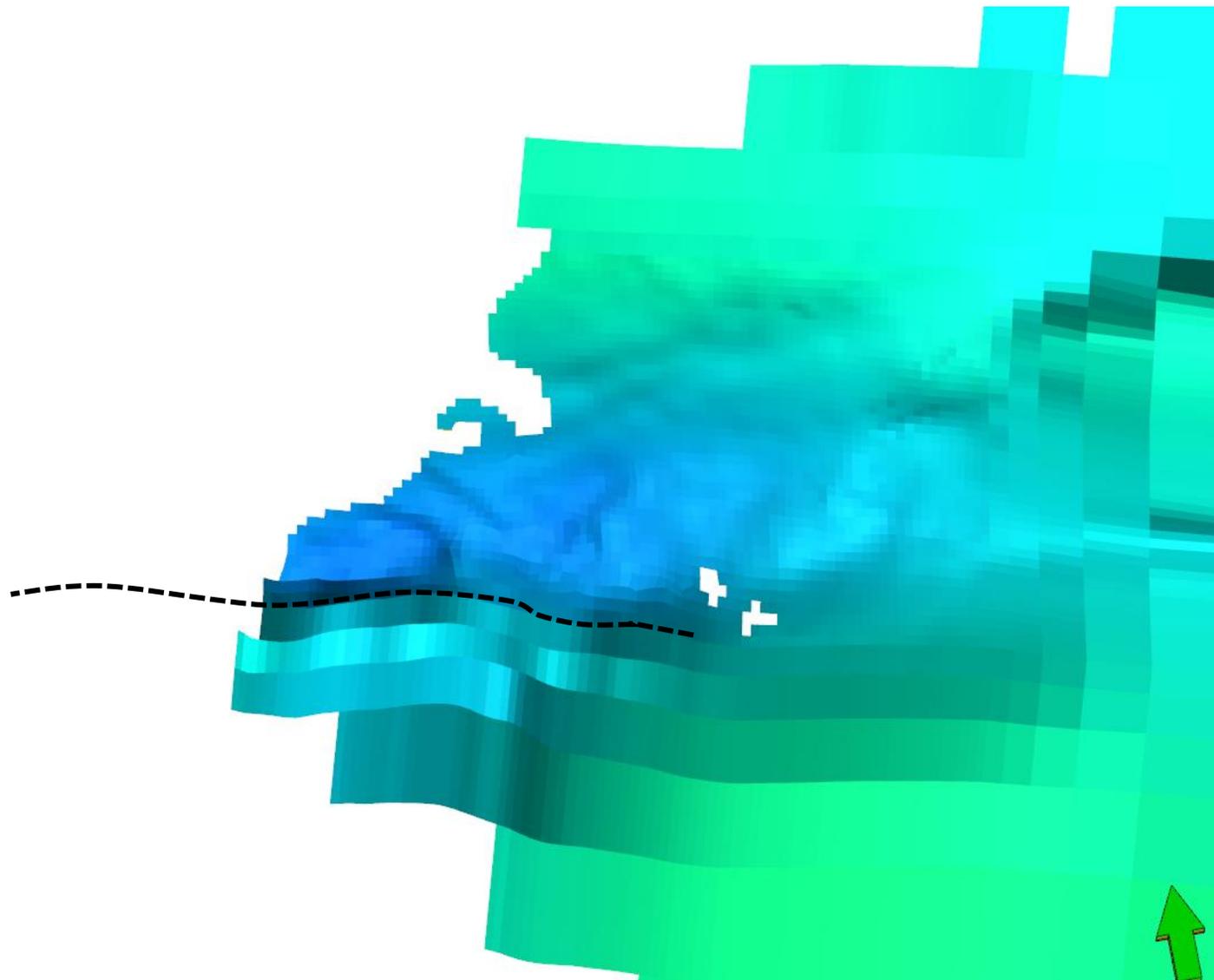


Fig. D12: Stress efficace verticale alla fine di una fase di iniezione (@11/2021)

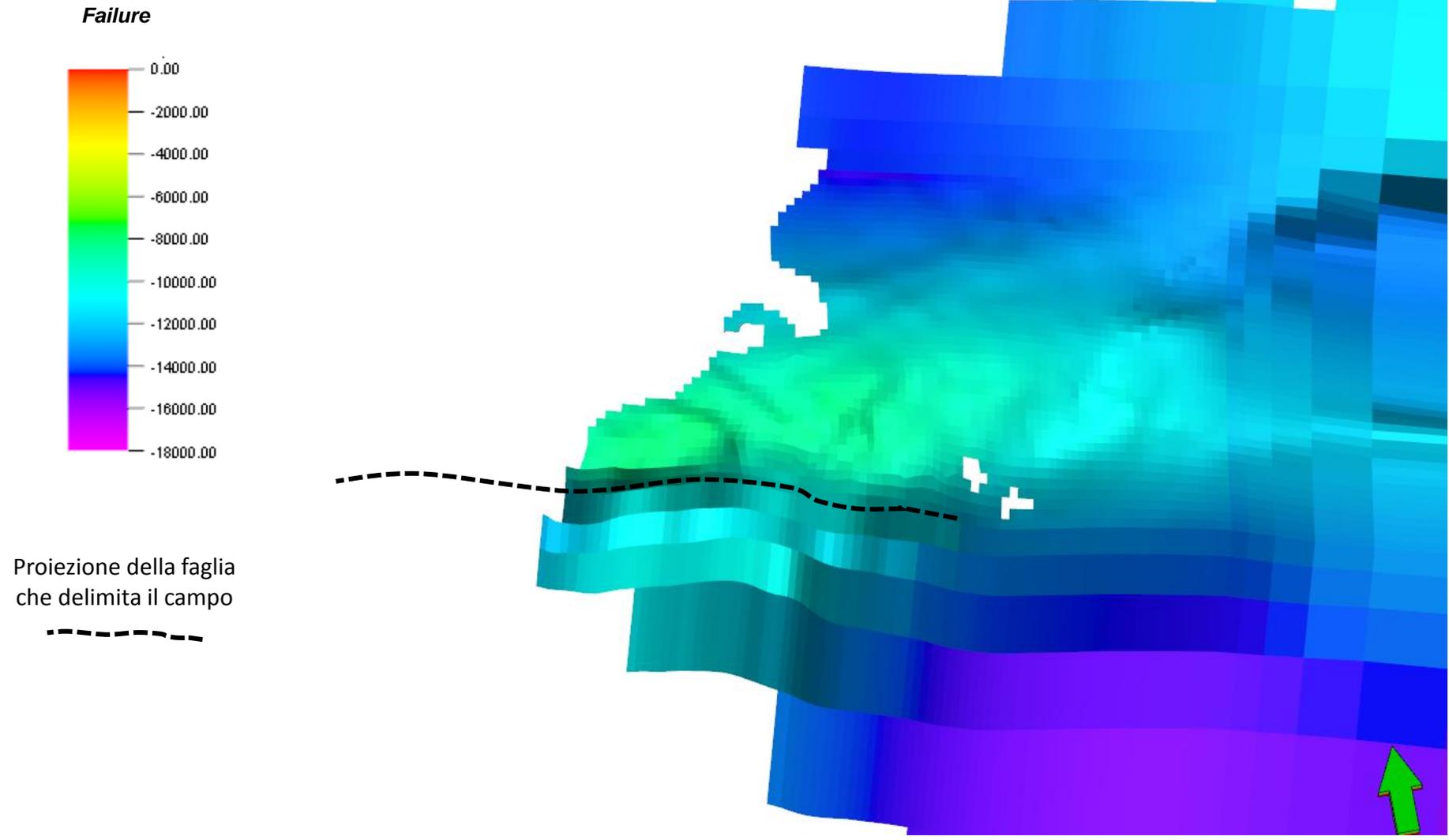


Fig. D13: *Failure* alla fine di una fase di erogazione(@3/2022)

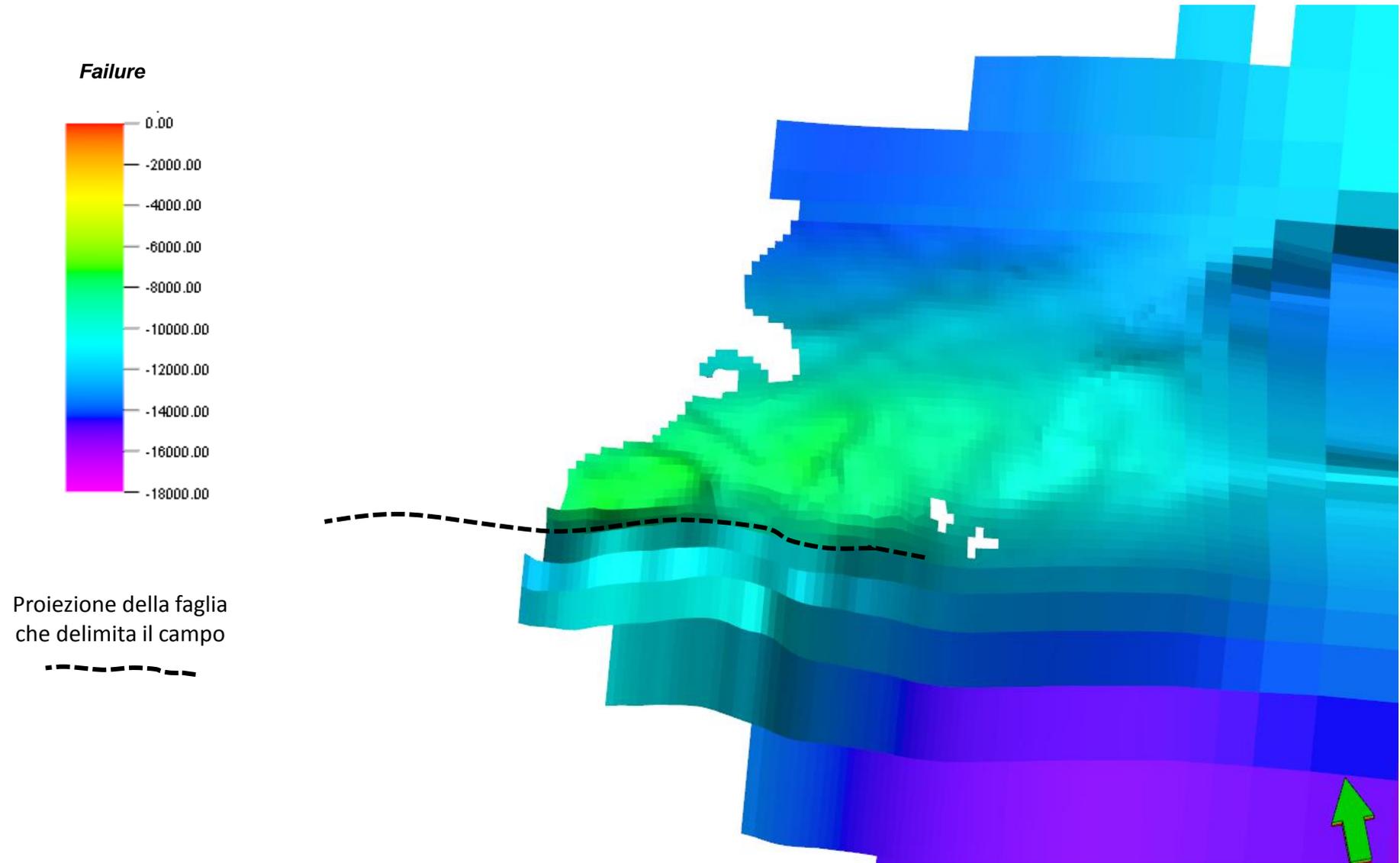
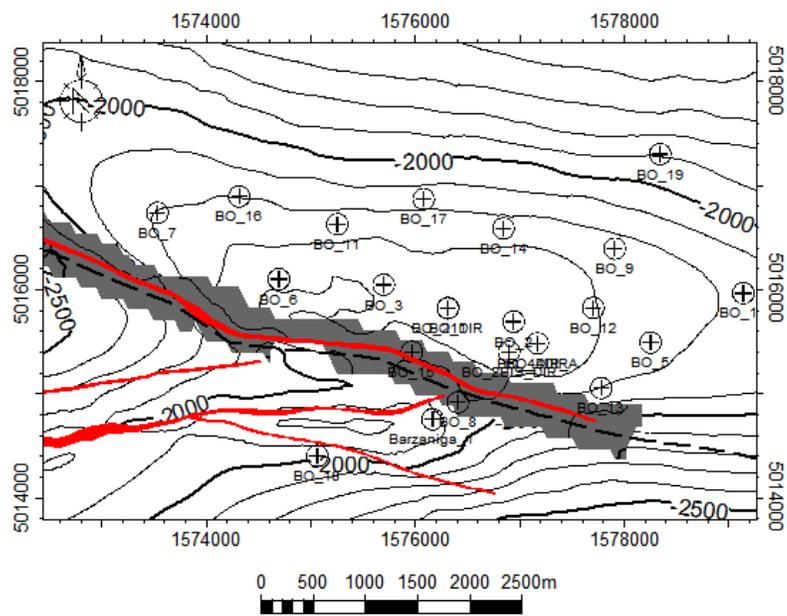


Fig. D14: *Failure* alla fine di una fase di iniezione (@11/2021)



Proiezione
delle faglie



Failure

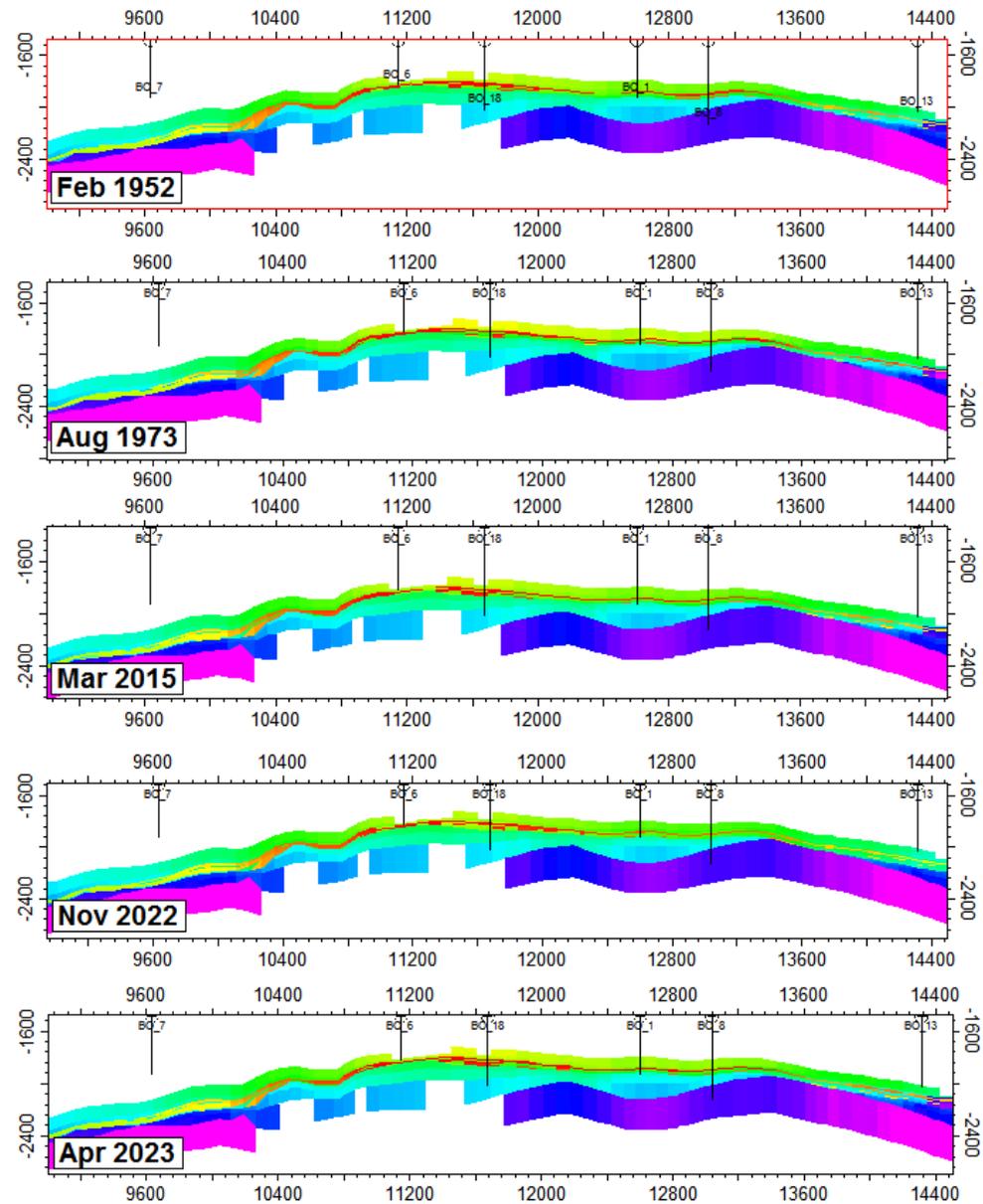
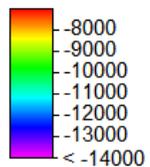


Fig. D15: evoluzione della *failure* della faglia Reg-1

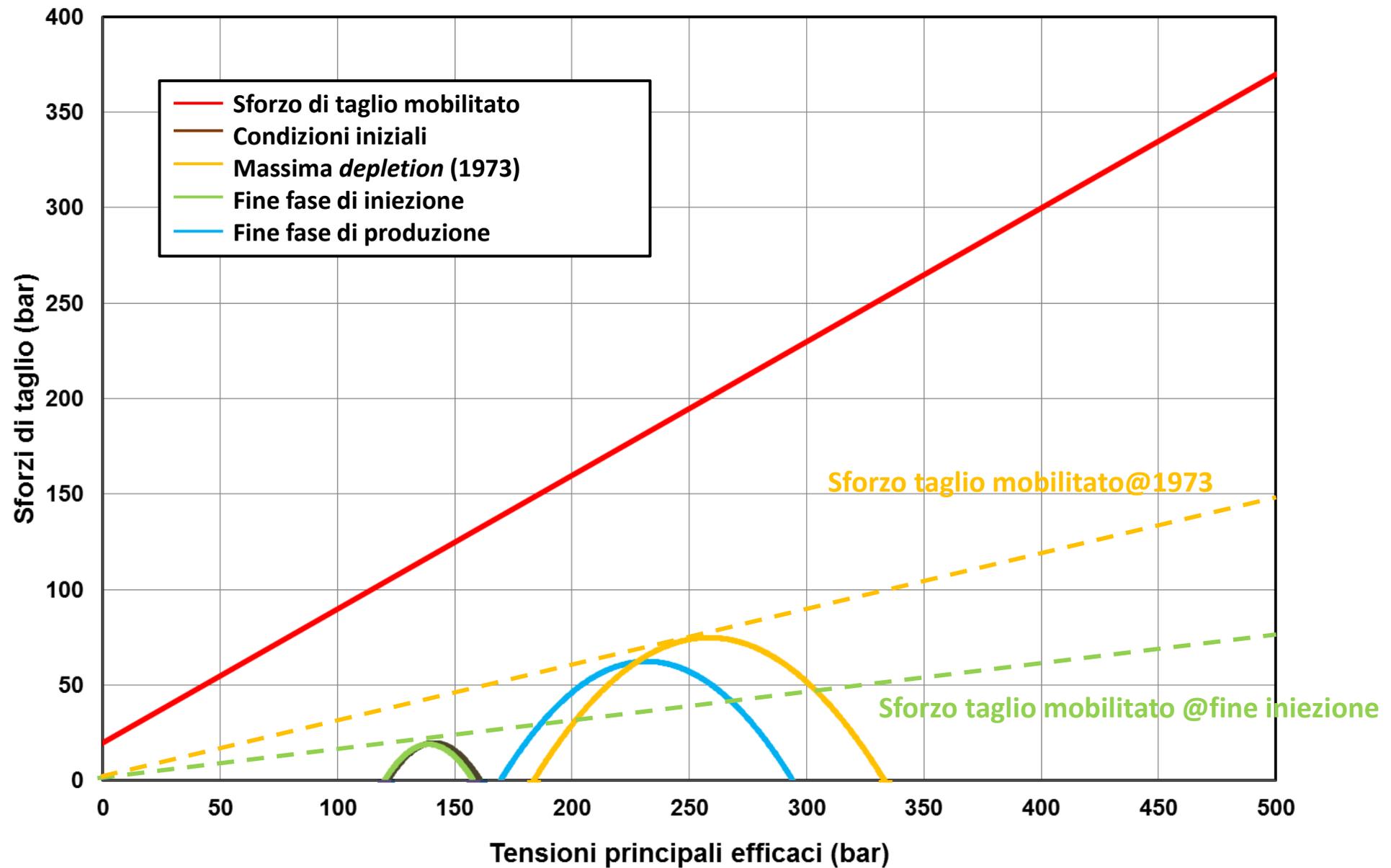


Fig. D16: Cerchi di Mohr per l'elemento monitorato in giacimento

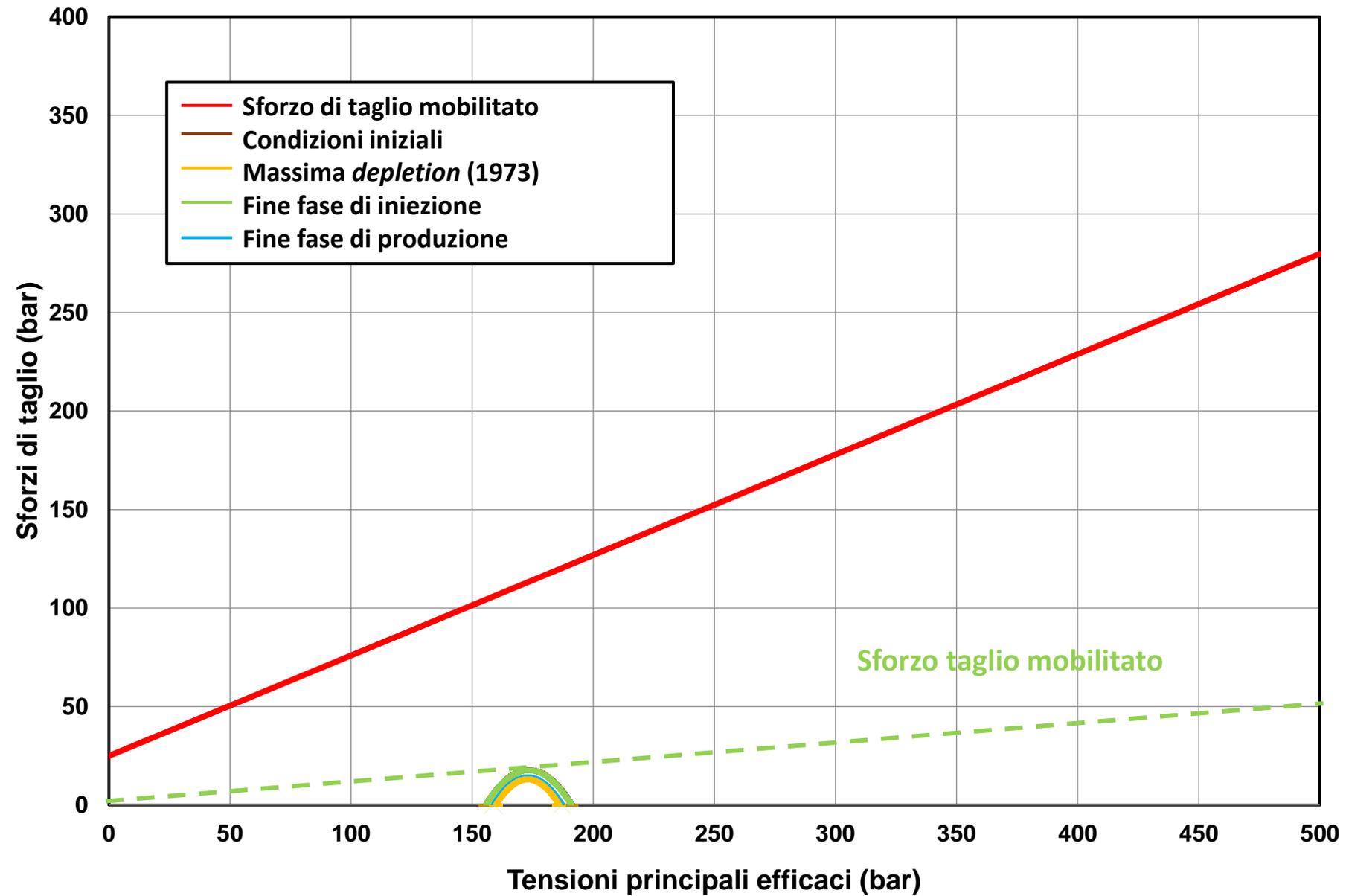


Fig. D17: Cerchi di Mohr per l'elemento monitorato in *cap rock*