



Medoilgas Italia S.p.A.

Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc.
Attività di direzione e coordinamento: Mediterranean Oil & Gas Plc

Istanza di pronuncia di compatibilità ambientale Istanza di Concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi "d30 B.C - MD" - Progetto Ombrina Mare. Integrazioni al S.I.A.

Proposta di piano di monitoraggio della subsidenza

L'andamento nel tempo degli eventuali fenomeni di subsidenza indotti nel settore dei pozzi Ombrina Mare dalla coltivazione dei livelli a gas pliocenici sarà oggetto di un piano di monitoraggio articolato come segue:

- Acquisizione, nella fase di perforazione dei pozzi di sviluppo, di dati puntuali (da carote di fondo e/o parete; logs, ecc.) per la caratterizzazione geomeccanica delle rocce reservoir e della copertura per verifica dei valori parametrici assunti nel modello geomeccanico.
- Rilevamento del punto zero prima dell'inizio delle attività di sviluppo e coltivazione.
- Installazione in uno o due pozzi di sviluppo del giacimento di un set (n° 10-20) di marker radioattivi per il monitoraggio della compattazione della sequenza pliocenica.
- Rilievo satellitare CGPS per il monitoraggio delle variazioni altimetriche della piattaforma.
- Acquisizione periodica dei profili statici di P/T in pozzo per valutare il reale decremento delle pressioni negli strati reservoir e verificarne la congruità con i modelli previsionali adottati.

L'applicazione delle più opportune tecniche di monitoraggio dei fenomeni di subsidenza indotta dalla coltivazione sarà definita nel dettaglio da un punto di vista tecnico nella fase operativa, anche in considerazione dei valori estremamente ridotti degli abbassamenti previsti, adottando le migliori tecnologie che saranno a quel momento disponibili.

(Allegato a nota: MEDIT 10/210/PM)



dream




**Istanza di Concessione d 30 B.C-.MD
Campo Ombrina Mare**

**STUDIO GEOMECCANICO PER L'ANALISI DEI
FENOMENI DI SUBSIDENZA**

Giugno 2010



Medoilgas Italia S.p.A.

Società del Gruppo Mediterranean Oil & Gas Plc.



INDICE

1	INTRODUZIONE	1
2	CONCLUSIONI.....	2
3	INQUADRAMENTO	4
4	MODELLO STATICO.....	4
4.1	Modello di giacimento.....	4
4.2	Modello esteso.....	5
4.2.1	Assetto stratigrafico-strutturale regionale.....	5
4.2.2	Discretizzazione.....	6
5	MODELLO DINAMICO	7
5.1	Caratterizzazione dei fluidi	7
5.2	Caratterizzazione petrofisica e di interazione roccia-fluidi.....	7
5.3	Simulazione del comportamento dinamico del giacimento	8
5.4	Estensione del modello ai fini geomeccanici	9
6	MODELLO GEOMECCANICO	10
6.1	Descrizione del software VISAGE	10
6.2	Definizione del modello	11
6.2.1	Dimensioni	11
6.2.2	Discretizzazione.....	11
6.2.3	Caratterizzazione geomeccanica	12
6.3	Principi di analisi	13
7	RISULTATI.....	15
7.1	Soglia di plasticizzazione	15
7.2	Stima della subsidenza	15
7.2.1	Caso di riferimento.....	15
7.2.2	Scenari alternativi	16
7.2.2.1	Caso LOW	16
7.2.2.2	Caso HIGH.....	17
8	BIBLIOGRAFIA.....	18
9	SIMBOLOGIA.....	19



1 INTRODUZIONE

Il presente rapporto descrive i risultati dello studio geomeccanico condotto da DREAM s.r.l. per valutare la potenziale subsidenza indotta dalla coltivazione dei livelli mineralizzati a gas metano appartenenti alla sequenza pliocenica del campo di Ombrina Mare.

Il lavoro si è articolato in due fasi. La prima fase ha riguardato la realizzazione di un modello statico e, successivamente, di un modello dinamico 3D del giacimento, messi a punto sulla base di tutti i dati disponibili, inclusi i rilievi sismici, i dati acquisiti ai pozzi esplorativi OBM1 e OBM2, e i dati sperimentali e bibliografici sulle caratteristiche morfologiche, meccaniche e idrauliche delle varie formazioni geologiche costituenti la successione litostratigrafica locale. Il modello dinamico ha permesso di riprodurre e confermare le previsioni di produzione delle riserve valutate da Medoilgas Italia S.p.A. e relative ai livelli mineralizzati a gas della sequenza pliocenica. Nella seconda fase, il modello statico e quindi quello dinamico del giacimento sono stati estesi fino ad includere l'intera area in istanza di concessione, una parte sostanziale dell'area del permesso esplorativo, e anche una porzione significativa della zona costiera presente ad ovest del campo di Ombrina. Il modello è stato inoltre esteso in direzione verticale per incorporare tutta la sequenza litologica sovrastante i livelli a gas fino al fondo del mare nonché un intervallo significativo della sequenza stratigrafica sottostante.

Il modello dinamico esteso è stato infine accoppiato ad un modello geomeccanico, opportunamente definito e caratterizzato, per la valutazione dell'evoluzione delle tensioni efficaci e delle deformazioni della roccia, in particolare della subsidenza sul fondo del mare, indotte dalla produzione del gas. Alcune analisi parametriche sono state infine condotte per valutare gli effetti della possibile incertezza associata all'entità e all'estensione del cono di subsidenza e per valutare quali potrebbero essere le condizioni per la plasticizzazione delle rocce di copertura.

Tutte le informazioni impiegate nel presente studio relative al campo di Ombrina Mare sono state fornite da Medoilgas Italia S.p.A. nel marzo 2010. In assenza di dati puntuali sulle formazioni rocciose oggetto di studio, acquisiti consuetamente tramite misure di pozzo o di laboratorio su carote, la caratterizzazione geomeccanica dei litotipi è stata effettuata per analogia con formazioni simili e in base all'esperienza. Tuttavia, nel corso delle perforazioni di sviluppo del giacimento Ombrina Mare, sarà possibile ricavare da carotaggi i parametri geomeccanici *in situ* e verificarne la rispondenza con quelli che vengono qui assunti.



2 CONCLUSIONI

Al fine di valutare la subsidenza indotta dalla produzione di gas dai livelli della sequenza pliocenica del campo di Ombrina Mare è stato messo a punto un modello geomeccanico esteso che descrive l'intera sequenza litologica nell'area di interesse: in direzione verticale il modello si estende dal fondo mare fino alla sequenza carbonatica che si sviluppa al di sotto dei livelli pliocenici mineralizzati a gas; arealmente, il modello, che ha dimensioni in pianta di 19 km x 15 km, include l'intera superficie dell'istanza di concessione e una parte rilevante dell'area del permesso esplorativo arrivando a comprendere una porzione significativa della zona costiera presente ad ovest del campo.

Il modello è stato opportunamente calibrato dal punto di vista fluidodinamico in modo da riprodurre i volumi di gas inizialmente in posto individuati in base alle indagini geofisiche e geologiche e in modo da essere congruente con le previsioni di produzione delle riserve effettuate da Medoilgas Italia S.p.A. secondo un piano di coltivazione di durata ventennale. Dal punto di vista geomeccanico il modello è stato caratterizzato utilizzando tutte le informazioni disponibili provenienti da analoghi e da prove di laboratorio effettuate su campioni prelevati in litologie equivalenti a quelle in esame. Il comportamento geomeccanico del sistema è stato simulato per un periodo complessivo di 40 anni, di cui i primi 20 anni di produzione dei livelli a gas e un periodo successivo della durata di altri 20 anni. La posizione della piattaforma OBM2 è stata selezionata come punto di controllo per monitorare l'evoluzione nel tempo della subsidenza.

L'analisi dei risultati delle simulazioni effettuate consente di trarre le seguenti conclusioni:

- il valore massimo di subsidenza previsto sul fondo mare nel caso base (scenario intermedio, denominato MEDIUM), ritenuto il più realistico e dunque il più probabile, risulta pari a 0.5 cm. Tale valore massimo di subsidenza si registra al termine del periodo di produzione e non subisce variazioni apprezzabili durante i 20 anni successivi alla fine della coltivazione. L'area di massima subsidenza è ubicata nella zona compresa tra i pozzi OBM1 e OBM2 e non risulta che il fenomeno si propaghi fino alla linea di costa, in nessuno degli scenari considerati (casi LOW e HIGH)
- Le analisi parametriche, effettuate variando in modo significativo il valore dei parametri che definiscono il comportamento geomeccanico delle formazioni rocciose, hanno evidenziato una possibile variazione del valore massimo di subsidenza compresa tra 0.29 (caso LOW) e 1.01 cm (caso HIGH). Si è anche verificato che i parametri che hanno la maggiore influenza sul comportamento geomeccanico delle formazioni rocciose sono i parametri elastici (in particolare il modulo di Young) assegnati alla porzione più significativa della sequenza litologica in esame. Si ritiene infine che l'intervallo di variazione considerato sia sufficientemente ampio e rappresentativo rispetto alle incertezze esistenti nella caratterizzazione dell'ammasso roccioso in esame.



- In tutti gli scenari esaminati l'estensione massima del cono di subsidenza, che presenta delle dimensioni molto limitate, risulta circoscritta alla zona sovrastante i livelli mineralizzati a gas, che si trova ad una distanza di alcuni chilometri dalla linea di costa.
- Tutte le simulazioni effettuate hanno evidenziato che il comportamento del sistema dal punto di vista geomeccanico risulta puramente elastico e ampiamente lontano dal raggiungimento della soglia di plasticizzazione.



3 INQUADRAMENTO

Il campo di Ombrina Mare è ubicato nell'Adriatico centrale al largo delle coste abruzzesi in corrispondenza del comune di San Vito Chietino. Il campo risulta localizzato a circa 6 km dalla linea di costa. Il giacimento è costituito da una serie di livelli mineralizzati a gas appartenenti alla sequenza pliocenica e da una serie di livelli mineralizzati ad olio più profondi, posizionati all'interno della sequenza carbonatica basale datata Miocene superiore/Oligocene.

Nella figura 1 è riportata una rappresentazione in pianta della zona geografica in cui è ubicato il giacimento. La figura 2 mostra un ingrandimento della zona di interesse con la definizione dell'area del permesso esplorativo, dell'istanza di concessione e dell'estensione del modello geomeccanico.

4 MODELLO STATICO

Il modello statico del campo di Ombrina Mare è stato definito allo scopo di modellizzare l'effetto della subsidenza indotta dalla produzione di gas, rinvenuto in alcuni livelli della sequenza pliocenica a seguito della perforazione dei pozzi Ombrina Mare 1 (OBM1) e Ombrina Mare 2 (OBM2). Il modello è stato costruito utilizzando il software Petrel commercializzato dalla società Schlumberger.

La modellizzazione è stata effettuata in due fasi. La prima fase ha riguardato la costruzione di un modello unico del giacimento di Ombrina Mare, comprendente i livelli mineralizzati e i relativi *interlayers*. Il modello è stato successivamente utilizzato allo scopo di riprodurre mediante simulazione dinamica gli scenari di coltivazione dei livelli a gas definiti da Medoilgas S.p.A. Nella seconda fase è stata effettuata la costruzione di un modello più esteso, sia arealmente sia verticalmente, necessario per la valutazione del comportamento geomeccanico della sequenza a seguito della produzione di gas.

4.1 Modello di giacimento

Il modello statico dei livelli mineralizzati è basato sul modello fornito da Medoilgas S.p.A., ovvero è stato generato utilizzando le superfici sismiche, nonché i parametri petrofisici e i contatti tra i fluidi definiti dalla stessa Medoilgas S.p.A.

I livelli mineralizzati a gas della sequenza pliocenica sono stati descritti all'interno del modello partendo dalla mappa del *top* pliocenico e definendo una opportuna suddivisione verticale. La sequenza dei livelli mineralizzati si sviluppa approssimativamente tra i 1300 e i 1800 metri di profondità dal livello del mare. In direzione verticale sono presenti 27 *layers*: i diversi livelli mineralizzati a gas sono separati idraulicamente da livelli argillosi. L'estensione complessiva in pianta del modello dinamico è stata definita pari a circa 6 km x 11 km, in modo



da incorporare in un unico *grid* tutti i livelli mineralizzati a gas della sequenza pliocenica di interesse. Per la realizzazione del modello di giacimento è stato utilizzato un grigliato di dettaglio con celle di dimensioni pari a 50 m x 50 m. La geometria dei livelli mineralizzati è stata ricostruita a partire dalle superfici di *top* e *bottom* disponibili per ciascun livello, in modo da garantirne la congruità con la precedente modellizzazione effettuata, separatamente per ogni livello, da Medoilgas S.p.A. Ne risulta una sostanziale coerenza tra la stima volumetrica del gas originariamente in posto ottenuta con il modello unico di giacimento (vedasi tab. 1) e i modelli dei singoli livelli a gas, con una discrepanza massima del 3% circa rispetto a quanto stimato da Medoilgas S.p.A.

4.2 Modello esteso

Allo scopo di simulare correttamente il comportamento geomeccanico dell'ammasso roccioso comprendente i livelli a gas ai fini della stima della subsidenza, il modello di giacimento precedentemente descritto è stato sensibilmente ampliato sia in direzione verticale sia arealmente. È stata quindi ricostruita la geometria dell'intera sequenza che si estende dal fondo mare fino alla profondità di circa 4500 metri, corrispondente alla sequenza Plio-pleistocenica, e ai carbonati del Miocene Superiore-Cretacico. Inoltre, il modello è stato esteso sino a raggiungere una lunghezza di circa 15 km in direzione SO-NE e di 19 km in direzione NO-SE. I livelli mineralizzati a gas sono ubicati al centro del volume sopra definito.

4.2.1 Assetto stratigrafico-strutturale regionale

Dal punto di vista stratigrafico-strutturale, la sequenza oggetto di studio è caratterizzata dalla sequenza carbonatica basale datata Miocene superiore-Cretacico e, in discordanza su di essa, dalla sequenza clastica depositatasi dal Pliocene fino ad oggi.

La modellizzazione dell'assetto di queste due sequenze è stata effettuata sulla base di tre superfici:

- topografia del fondale marino;
- superficie sismica di riferimento per la sequenza pliocenica;
- superficie sismica di *top* della sequenza carbonatica miocenica (formazione Gessoso-solfifera).

Gli andamenti della topografia del fondale marino, della superficie di *top* della sequenza pliocenica e della superficie di *top* della sequenza carbonatica miocenica sono riportati in pianta nelle figure 3, 4 e 5. La figura 6 mostra una rappresentazione 3D delle tre superfici di riferimento a scala regionale.



Per la modellizzazione della zona di giacimento sono state utilizzate le stesse superfici già utilizzate al medesimo scopo durante la prima fase di modellizzazione, ma esse sono state estese in accordo con l'andamento regionale del *top* della sequenza pliocenica a cui appartengono. La figura 7 mostra una rappresentazione 3D delle superfici di *top* dei livelli mineralizzati a gas ubicati all'interno della sequenza pliocenica.

4.2.2 Discretizzazione

Nel caso del modello esteso è stato utilizzato un approccio alla discretizzazione diverso rispetto a quello adottato per la definizione del modello di *reservoir*. Il dimensionamento delle celle è stato ottimizzato in modo da riprodurre accuratamente tutti i fenomeni di interesse ma allo stesso tempo minimizzare il numero di celle complessivo e quindi contenere i tempi di calcolo. È stato definito un grigliato con dimensioni areali medie delle celle di circa 125 m x 125 m nella zona centrale del modello (ovvero in corrispondenza del volume comprendente il giacimento), dove gli effetti dovuti alla produzione sono più intensi. Nelle zone esterne, dove gli effetti dovuti alla produzione sono minori o trascurabili, la dimensione areale delle celle risulta di circa 750 m x 750 m.

La discretizzazione verticale è stata lasciata inalterata in corrispondenza delle profondità del giacimento, in modo da riprodurre la sequenza dei livelli mineralizzati, mentre al di sopra e al di sotto del giacimento è stata adottata una suddivisione più ampia.

Il volume complessivo del modello è quindi costituito da un *grid* che comprende complessivamente 70x109x38 celle.



5 MODELLO DINAMICO

Il modello dinamico dei livelli a gas del giacimento di Ombrina Mare è stato generato sulla base dei risultati della fase di modellizzazione statica e ha consentito di riprodurre il piano di coltivazione dei livelli a gas messo a punto da Medoigas Italia S.p.A. Il modello dinamico, costruito utilizzando la stessa geometria già definita nel modello statico, opportunamente caratterizzato e calibrato, ha consentito di:

- riprodurre e confermare il piano di coltivazione delle riserve valutate da Medoigas Italia S.p.A. relativamente ai livelli mineralizzati a gas della sequenza pliocenica;
- fornire uno strumento fluidodinamico rappresentativo per l'accoppiamento con il modello geomeccanico e la valutazione degli effetti di subsidenza indotti dalla produzione di gas.

Lo studio è stato condotto utilizzando il simulatore numerico 3D ECLIPSE Blackoil (E100), Schlumberger, con geometria di tipo *corner point*.

5.1 Caratterizzazione dei fluidi

Il giacimento risulta mineralizzato a gas secco. Il gas erogato durante i test sul pozzo OBM1 risulta avere un contenuto in metano pari a circa il 99% e *gas gravity* pari a 0.56 (aria = 1). I parametri PVT del gas (fattore di volume e viscosità) in funzione della pressione di giacimento sono stati definiti sulla base di correlazioni standard assumendo una temperatura media di giacimento pari a 56°C. Le proprietà dell'acqua sono state definite attraverso correlazioni standard assumendo una salinità pari a 35 g/l. La densità specifica dell'acqua risulta pari 1.027, mentre la compressibilità è pari a $4.1 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$.

Nel modello dinamico la compressibilità della roccia serbatoio è stata assunta costante e pari a $4.3 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$.

5.2 Caratterizzazione petrofisica e di interazione roccia-fluidi

Dal punto di vista petrofisico il modello dinamico è stato caratterizzato assumendo gli stessi valori dei parametri e le stesse distribuzioni impiegati nella modellizzazione statica. Per la definizione dei valori di permeabilità da assegnare al modello dinamico si è fatto riferimento ai risultati delle prove di produzione (DST) eseguite sul pozzo OBM1. I livelli testati sono il livello 22/24/26 (DST 6), il livello 35 (DST 5) ed il livello 39 (DST 4).

Dal punto di vista dell'interazione fluidi – roccia, al modello sono state assegnate delle curve di permeabilità relativa all'acqua e al gas di tipo convenzionale, tipiche delle formazioni



geologiche che caratterizzano la sequenza di interesse. In particolare, sono state definite delle curve di permeabilità relativa normalizzate assumendo un *Corey exponent* pari a 4 per l'acqua e pari a 3 per il gas. Le curve sono state poi denormalizzate assegnando degli opportuni *end points*: saturazione in gas critico pari al 10%, permeabilità relativa all'acqua in condizioni di saturazione critica in gas pari al 50% e permeabilità relativa al gas in condizioni di saturazione irriducibile in acqua pari al 90%. Le curve sono state inoltre scalate sulla base dei diversi valori di saturazione in acqua irriducibile assegnati ai singoli livelli.

Il modello è stato inizializzato definendo per ciascun livello mineralizzato la pressione iniziale (in accordo con i DST eseguiti in corrispondenza del pozzo OBM1) e la quota dell'eventuale contatto gas-acqua.

5.3 Simulazione del comportamento dinamico del giacimento

Una volta definito il modello dinamico è stata effettuata una simulazione di inizializzazione allo scopo di determinare il volume di gas originariamente in posto per ciascuno dei livelli in esame. L'analisi dei risultati della fase di inizializzazione evidenzia che le differenze tra volumi statici e dinamici sono estremamente contenute e generalmente inferiori all'1%.

Terminata la fase di inizializzazione il modello dinamico è stato impiegato per riprodurre il piano di coltivazione definito da Medoilgas Italia S.p.A. simulando la produzione delle riserve previste nei livelli a gas del campo di Ombrina Mare. Il piano di sviluppo prevede la perforazione e l'impiego di 6 nuovi pozzi denominati OBM3, OBM4, OBM5, OBM6, OBM7 e OBM8. I pozzi risultano tutti dotati di completamento doppio; le stringhe lunghe verranno impiegate per la coltivazione dei livelli mineralizzati ad olio presenti all'interno della sequenza carbonatica ubicata al di sotto dei livelli a gas; le stringhe corte saranno invece dedicate alla produzione dei livelli a gas e sono pertanto quelle di interesse nel presente studio. Tutte le stringhe di produzione del gas risultano equipaggiate con tubino di produzione da 2' 3/8. In fase di simulazione dinamica è stato assunto per ciascuna stringa un *downtime* pari al 5%. Sono state inoltre definite delle tabelle VFPi per simulare le perdite di pressione lungo il tubino di produzione dal fondo fino alla testa pozzo. Tali tabelle sono state definite per ciascuna stringa definendo la geometria del pozzo ed il tipo di completamento ed impiegando correlazioni multifase standard per il calcolo delle perdite di carico.

A ciascuna stringa di produzione è stata infine assegnata la storia produttiva corrispondente ai profili di produzione definiti da Medoilgas Italia S.p.A., secondo lo schema riportato per esteso in figura 8. A tal fine è stato definito un periodo di simulazione della durata complessiva di 20 anni con *time steps* mensili. Il valore cumulativo finale delle riserve a gas, considerando il contributo di tutti i livelli mineralizzati, risulta pari a $123.2 \cdot 10^6 \text{ msc}^3$. La produzione annuale di gas del campo è riportata in forma grafica in figura 9.



Le simulazioni dinamiche effettuate hanno consentito di riprodurre e validare il piano di coltivazione associato alla produzione delle riserve ipotizzate da Medoigas Italia S.p.A., consentendo così di confezionare un modello fluidodinamico rappresentativo per l'esecuzione delle successive analisi geomeccaniche.

5.4 Estensione del modello ai fini geomeccanici

Si fa notare che anche il modello dinamico è stato successivamente ampliato per esigenze di simulazione geomeccanica in modo da includere l'intera area dell'istanza di concessione e raggiungere la linea di costa. La geometria del modello dinamico utilizzata è quella già descritta nel paragrafo 4.2.2



6 MODELLO GEOMECCANICO

6.1 Descrizione del software VISAGE

VISAGE è un *software* di simulazione geomeccanica commercializzato dalla società Schlumberger. Il *software* è stato concepito nell'ottica di una completa integrazione all'interno del flusso di lavoro degli studi di giacimento, essendo totalmente compatibile con i *software* Petrel ed ECLIPSE, della stessa società, utilizzati rispettivamente per la costruzione del modello statico e per la simulazione fluidodinamica.

Basandosi su un approccio ad elementi finiti (FEM), VISAGE consente di generare modelli numerici per analisi sia di tipo puramente geomeccanico sia di tipo integrato geomeccanico-fluidodinamico. L'approccio integrato è in grado di simulare la risposta di una formazione mineralizzata combinando l'aspetto dinamico, per l'analisi del moto dei fluidi in un mezzo poroso, e l'aspetto geomeccanico, per lo studio del comportamento deformativo dello scheletro dell'ammasso roccioso. L'accoppiamento avviene attraverso alcuni parametri, quali porosità e permeabilità, sensibili alle variazioni sia di pressione interstiziale sia dello stato tensionale della formazione. L'approccio integrato risulta quindi particolarmente utile nel settore petrolifero poiché permette di valutare gli effetti delle attività di produzione e di stoccaggio sullo stato tensionale della formazione, nonché la variazione delle caratteristiche petrofisiche (permeabilità e porosità) della roccia serbatoio, l'integrità delle formazioni e il comportamento fluidodinamico delle faglie in funzione dei differenti stati tensionali indotti nel sistema.

VISAGE consente di considerare differenti livelli di interazione tra fenomeni geomeccanici e fluidodinamici, ovvero: analisi di tipo *iteratively coupling* o analisi di tipo *one-way coupling*. L'approccio *iteratively coupling* prevede la soluzione separata e sequenziale delle equazioni di modello: per ogni *time-step* di analisi ECLIPSE determina, tramite la soluzione delle equazioni di flusso, la caduta di pressione dovuta alla produzione; la distribuzione delle pressioni così calcolata viene usata da VISAGE per determinare, in funzione della legge costitutiva selezionata, il nuovo stato di tensione che si instaura nella formazione e per aggiornare, di conseguenza, i valori delle variabili di accoppiamento (ovvero permeabilità e/o porosità). Al *time-step* successivo, ECLIPSE esegue l'analisi fluidodinamica utilizzando i valori aggiornati di permeabilità/porosità (figura 10a). Secondo l'approccio *one-way coupling*, invece, ad ogni *time-step* selezionato VISAGE determina lo stato tensio-deformativo indotto nel sistema a seguito di una determinata variazione di pressione calcolata da ECLIPSE (figura 10b). Anche se, in pratica, l'interazione tra l'aspetto tensionale e fluidodinamico sussiste, con differenti gradi di importanza, in ogni formazione mineralizzata, è generalmente riconosciuta la necessità di ricorrere ad un approccio complesso, quale quello di tipo *iteratively coupling*, solo laddove l'interconnessione tra l'aspetto geomeccanico e quello fluidodinamico risulti imprescindibile per riprodurre il comportamento del sistema e, quindi, parte essenziale del processo di *history match* (per esempio, nel caso di formazioni fortemente comprimibili).



L'adozione di un'analisi di tipo *one-way coupling* risulta particolarmente indicata per lo studio dei problemi di subsidenza indotti dalla coltivazione dei giacimenti di idrocarburi, poiché consente di valutare la compattazione indotta nella formazione, fino al piano campagna, in funzione di differenti strategie produttive.

6.2 Definizione del modello

6.2.1 Dimensioni

Le dimensioni del modello geomeccanico sono state definite per descrivere l'intera sequenza litologica presente nell'area di interesse in modo da garantire la rappresentatività del sistema e assicurare condizioni di bordo indisturbate. In direzione verticale il modello si estende dal fondo mare fino alla profondità di circa 4500 m s.s.l. includendo parte della sequenza carbonatica cretacico-miocenica che si sviluppa al di sotto dei livelli pliocenici mineralizzati a gas. Arealmente, il modello include l'intera area dell'istanza di concessione e una parte importante dell'area del permesso esplorativo arrivando a comprendere una porzione significativa della zona costiera presente ad ovest del campo di Ombrina Mare.

La figura 11 mostra una rappresentazione in pianta dell'estensione del modello geomeccanico con l'indicazione della linea di costa, dell'area del permesso esplorativo, dell'istanza di concessione e l'ubicazione dei livelli mineralizzati a gas appartenenti alla sequenza pliocenica.

6.2.2 Discretizzazione

Il *grid* adottato nello studio geomeccanico e impiegato per discretizzare il volume contenuto nel modello geomeccanico è lo stesso adottato per il modello statico (paragrafo 4.2) ed è rappresentato in prospettiva 3D e in pianta nella figura 12.

La zona centrale del modello è caratterizzata da una discretizzazione molto fitta con una dimensione media in pianta delle celle pari a circa 125 m x 125 m. Nelle zone più esterne del modello invece la discretizzazione risulta più ampia con una dimensione media areale delle celle marginali pari a circa 750 m x 750 m. La figura 13 mostra una rappresentazione del *grid* utilizzato con la dimensione delle celle nelle varie zone del modello.

La discretizzazione areale adottata, più fitta in corrispondenza della zona in cui si verificano le variazioni tensionali più importanti e più ampia nelle zone poco o per nulla interessate dalle deformazioni, permette di mantenere un buon grado di dettaglio nel volume di maggiore interesse, dove l'effetto di disturbo indotto dalla produzione risulta massimo, e di utilizzare celle di dimensioni crescenti per la discretizzazione dei volumi periferici, laddove l'influenza della produzione risulta molto limitata o del tutto trascurabile. In corrispondenza delle formazioni



mineralizzate e nel volume sovrastante, l'adozione di celle di dimensione più limitate consente un buon grado di dettaglio nella descrizione dei fenomeni di compattazione e dei loro effetti in superficie.

Verticalmente il *grid* è suddiviso in 38 *layers*: per quanto concerne i livelli mineralizzati e le formazioni che li separano è stata mutuata la discretizzazione verticale già adottata nel modello dinamico (tabella 2), mentre le sequenze litologiche sovrastanti e sottostanti sono state descritte attraverso un opportuno numero di *layers* rispettando le formazioni geologiche individuate.

6.2.3 Caratterizzazione geomeccanica

Dal punto di vista del comportamento geomeccanico, sono state distinte e caratterizzate otto differenti classi, identificate in funzione del litotipo e del grado di compattazione. Si è assunto che i parametri geomeccanici per ogni classe fossero omogenei e isotropi. Nella tabella 3 sono riportati, per ogni *layer*, il litotipo e la classe geomeccanica associata.

Sulla base di considerazioni litologiche derivanti dall'analisi dei profili 1:1000 dei pozzi ubicati all'interno dell'area modellizzata sono stati considerati quattro litotipi dominanti: argille, sabbie, gessi e calcari.

Le classi denominate "Soil 1", "Soil 2", "Soil 3" e "Soil 4" rappresentano formazioni sabbioso-argillose, con un differente grado di compattazione in funzione della profondità. La classe "Cap Rock" corrisponde alle formazioni argillose sovrastanti il giacimento. La classe "Reservoir" caratterizza la sequenza pliocenica mineralizzata a gas. La classe "Gessi" rappresenta la formazione evaporitica presente al *top* della piattaforma carbonatica, mentre la classe "Carbonati" caratterizza la sequenza calcarea al *bottom* del modello.

Nella figura 14 è riportata una rappresentazione schematica della sequenza stratigrafica tipo presente nell'area di interesse descritta dal modello geomeccanico, mentre nella figura 15 viene fornita una rappresentazione 3D del modello geomeccanico con la distribuzione delle classi geomeccaniche in accordo con la sequenza stratigrafica descritta.

La caratterizzazione geomeccanica di ogni classe comprende la definizione delle seguenti famiglie di parametri:

- i. Proprietà pseudo - elastiche
- ii. Parametri di inizializzazione
- iii. Parametri pertinenti al criterio di resistenza adottato (ovvero, criterio di Mohr-Coulomb)

Nell'ipotesi di comportamento elastico isotropo, sono stati definiti il modulo di Young, il rapporto di Poisson e il coefficiente di Biot. I parametri di inizializzazione consentono di determinare lo stato tensionale (modulo e orientamento) e la distribuzione delle pressioni



interstiziali della formazione indisturbata. Per l'applicazione del criterio di Mohr-Coulomb sono stati definiti la coesione e l'angolo d'attrito interno.

La determinazione dei parametri di deformabilità e di resistenza delle formazioni che costituiscono il giacimento e le rocce di copertura richiede, nel caso in cui, come quello in esame, non siano presenti faglie e le rocce, non interessate da discontinuità, possano considerarsi compatte, che si effettuino prove geomeccaniche di laboratorio.

In assenza di prove condotte su campioni prelevati dalle formazioni oggetto di studio e di specifici *log* di pozzo, le caratteristiche di deformabilità, che nel caso di comportamento elastico si riducono al modulo di Young e al rapporto di Poisson, sono state desunte dalla letteratura e da analoghi, in particolare basandosi su prove di laboratorio effettuate su delle argilliti che costituiscono le rocce di copertura di un giacimento a gas della valle padana e che si trovano a profondità simili a quelle del giacimento di Ombrina Mare.

I valori dei moduli elastici dinamici che possono essere ricavati da una ricerca bibliografica risultano circa 3 o 4 volte maggiori di quelli statici. In ogni caso, anche tenendo conto di eventuali disturbi dovuti al campionamento e a vantaggio di sicurezza, si assume che il modulo elastico delle argilliti sia variabile tra $20 \cdot 10^3$ bar e $40 \cdot 10^3$ bar. Questo valore è in accordo con i risultati di prove di laboratorio di compressione monoassiale in cui la misura delle deformazioni verticali è stata effettuata su campioni prelevati alle medesime profondità del giacimento di Ombrina su terreni analoghi.

Per quanto riguarda le proprietà di deformabilità e resistenza delle rocce che costituiscono il giacimento si deve tener presente che i dati reperibili nella letteratura tecnica riportano valori dei rapporti tra i moduli delle rocce serbatoio e delle argilliti pari almeno a 2 – 3. Per questo motivo si è assunto che il modulo elastico delle rocce serbatoio sia variabile tra $50 \cdot 10^3$ bar e $100 \cdot 10^3$ bar. Si rileva, comunque, che il parametro che principalmente influenza il risultato finale espresso in termini di subsidenza è il modulo di Young della formazione argillosa sovrastante il giacimento.

Nella tabella 4 vengono riportati, per ogni classe, i parametri geomeccanici utilizzati nella definizione del caso di riferimento (caso MEDIUM).

6.3 Principi di analisi

Al fine di valutare la subsidenza associata alla produzione di gas dai livelli della sequenza pliocenica del campo di Ombrina Mare è stato utilizzato un approccio integrato geomeccanico-fluidodinamico di tipo *one-way coupling*. Infatti, come accennato nel paragrafo 6.1, l'analisi di tipo *one-way coupling* risulta particolarmente indicata per lo studio dei problemi di subsidenza indotti dalla coltivazione dei giacimenti di idrocarburi, poiché consente di valutare la compattazione indotta nella formazione, fino al fondale marino, in funzione di differenti strategie produttive.



Per ogni *time-step* di analisi, viene determinata la distribuzione delle pressioni interstiziali indotta dalla strategia produttiva adottata, e la relativa variazione dello stato tensio-deformativo del sistema. Sulla base del nuovo equilibrio geomeccanico raggiunto viene valutato il grado di compattazione indotto nella formazione e quindi, in ultima analisi, la subsidenza associata.

Lo studio geomeccanico è stato realizzato incorporando nel modello esteso tutti i livelli mineralizzati a gas appartenenti alla sequenza pliocenica e gli acquiferi laterali laddove presenti. Sulla base delle indicazioni della sismica e dei risultati della fase di modellizzazione statica alcuni livelli appaiono privi di un acquifero e presentano un comportamento puramente volumetrico, mentre altri livelli risulterebbero circondati da acquiferi con estensione anche notevole rispetto al volume mineralizzato a gas e sembrerebbe plausibile che il meccanismo produttivo possa avvenire per spinta dell'acquifero. Si fa notare che in fase di estensione del modello geomeccanico si è fatta l'ipotesi che gli acquiferi non si estendessero lateralmente oltre i limiti riconosciuti nella fase di modellizzazione statica. In mancanza di informazioni circa l'effettiva estensione areale degli acquiferi e di informazioni di carattere dinamico sulla forza degli stessi, tale ipotesi risulta opportunamente conservativa dal punto di vista della subsidenza in quanto in presenza di acquiferi attivi, la spinta degli stessi provocherebbe una ripressurizzazione del sistema, compensando in parte o in tutto gli effetti di subsidenza indotti dalla produzione di gas.

Lo studio geomeccanico è stato effettuato considerando una legge costitutiva di tipo elasto-plastico al fine di evidenziare eventuali fenomeni di plasticizzazione. I risultati delle simulazioni hanno consentito di riscontrare che in nessun istante temporale ed in nessuna porzione del volume analizzato si verificano fenomeni di plasticizzazione e che, quindi, il sistema si trova sempre in condizioni elastiche.

In caso di comportamento elastico i risultati relativi ad ogni istante temporale di analisi risultano tra loro indipendenti. In questi casi una discretizzazione temporale molto fitta, oltre ad implicare un notevole incremento dei tempi computazionali, non dà valore aggiunto all'analisi poiché i massimi valori di subsidenza si manifestano in relazione al massimo abbassamento della pressione, corrispondente alla massima produzione. Sulla base di queste considerazioni, l'analisi temporale adottata per descrivere i fenomeni di subsidenza del campo di Ombrina Mare prevede *time-step* quinquennali sia per i 20 anni di produzione sia per i successivi 20 anni di monitoraggio.

La subsidenza imputabile alla coltivazione dei livelli mineralizzati ad olio, presenti all'interno della piattaforma carbonatica ubicata al di sotto della sequenza pliocenica mineralizzata a gas, risulta del tutto irrilevante: infatti, la compattazione indotta dalla produzione di fluidi presenti in una formazione calcarea è del tutto trascurabile alla luce dell'elevato modulo elastico dei calcari e della profondità dei livelli mineralizzati ad olio.

Lo studio dei fenomeni di subsidenza in corrispondenza del campo di Ombrina Mare è stato quindi focalizzato ad individuare gli effetti associati alla produzione di gas dai livelli della sequenza pliocenica.



7 RISULTATI

7.1 Soglia di plasticizzazione

Tutte le simulazioni effettuate evidenziano che il comportamento del sistema dal punto di vista geomeccanico risulta puramente elastico; in nessun caso, in nessun istante temporale ed in nessuna porzione del volume analizzato si evidenziano fenomeni di plasticizzazione.

Allo scopo di valutare la soglia di plasticizzazione del sistema in esame sono state effettuate alcune analisi parametriche dedicate, variando sensibilmente i valori dei parametri di coesione e di angolo di attrito interno nella *caprock* (tabella 5).

Le analisi hanno dimostrato che la plasticizzazione del sistema si verifica in corrispondenza di un valore nullo della coesione e di un angolo d'attrito inferiore o uguale a 15° : tali valori non sono assolutamente realistici rispetto ai materiali rocciosi che costituiscono il sistema in esame e consentono di concludere che il comportamento geomeccanico del campo di Ombrina risulta puramente elastico e ampiamente lontano dal raggiungimento della soglia di plasticizzazione.

7.2 Stima della subsidenza

7.2.1 Caso di riferimento

I risultati delle simulazioni effettuate per stimare l'entità e l'evoluzione temporale del cono di subsidenza per il caso di riferimento, ritenuto il più probabile e rappresentativo (caso MEDIUM), sono riportati nella tabella 6. La tabella mostra il valore massimo di subsidenza sul fondo mare a diversi istanti temporali durante la vita produttiva dei livelli a gas (durata pari a 20 anni) e per un periodo successivo di altri 20 anni. La previsione è stata effettuata per un periodo complessivo di 40 anni, di cui i primi 20 corrispondenti alla durata della coltivazione dei livelli a gas.

Il valore massimo di subsidenza risulta pari a 0.50 cm e si registra al termine della fase di produzione; nel successivo periodo di 20 anni il cono di subsidenza non subisce alcuna variazione apprezzabile.

Il cono di subsidenza dopo 10 anni dall'avvio della produzione è riportato in pianta nella figura 16 ed è rappresentato attraverso le linee di isosubsidenza comprese tra 0 e 1 cm con intervalli di 0.1 cm. Il cono di subsidenza al termine della fase di produzione (quando l'entità della subsidenza è massima) è riportato in pianta nella figura 17.



L'area di massima subsidenza risulta ubicata nella zona compresa tra i pozzi OBM1 e OBM2. L'estensione massima del cono di subsidenza risulta limitata alla zona sovrastante i livelli mineralizzati a gas, non raggiungendo in nessun caso la linea di costa. La figura 18 mostra una vista in sezione SO-NE del cono di subsidenza al termine della fase di produzione. Nella figura è visibile la distribuzione degli spostamenti verticali nella porzione di modello compresa tra il fondo mare e il top della sequenza costituita dai livelli mineralizzati a gas.

L'andamento temporale della subsidenza in corrispondenza della piattaforma OBM2 (scelta come punto di controllo) è riportato in forma grafica nella figura 23. Nello stesso grafico è anche riportata la produzione annuale di gas del campo di Ombrina Mare secondo il piano di coltivazione definito da Medoiligas Italia S.p.A.

7.2.2 Scenari alternativi

Non essendo disponibili per il campo di Ombrina Mare misurazioni storiche della subsidenza attraverso cui calibrare il modello geomeccanico (la produzione non è stata ancora avviata), a partire dal caso base di riferimento (caso MEDIUM), ritenuto il più probabile ed il più rappresentativo, sono state effettuate diverse analisi variando i principali parametri geomeccanici nella porzione più significativa del modello, ovvero nella sequenza comprendente i livelli mineralizzati a gas e la *caprock* sovrastante. In particolare, considerando che l'evoluzione delle tensioni e delle deformazioni nel sistema avviene in campo puramente elastico, si è scelto di variare entro un intervallo significativo e rappresentativo il valore del modulo di Young associato alla *caprock* e al *reservoir*. Sono state valutate due diverse combinazioni, rispetto al caso di riferimento (denominato MEDIUM), corrispondenti a due casi estremi, denominati LOW e HIGH, che rappresentano rispettivamente uno scenario ottimistico ed uno pessimistico in termini di entità ed evoluzione del cono di subsidenza associato alla produzione di gas. I valori del modulo di Young per la *caprock* e per la sequenza dei livelli mineralizzati a gas (*reservoir*), impiegati nei tre scenari descritti, quello di riferimento, quello ottimistico e quello pessimistico, sono riepilogati nella tabella 7.

Si ritiene che l'intervallo di variazione considerato sia sufficientemente ampio e rappresentativo rispetto alle incertezze esistenti nella caratterizzazione geomeccanica dell'ammasso roccioso in esame.

7.2.2.1 Caso LOW

Lo scenario più ottimistico, denominato LOW, è stato ottenuto assumendo valori più elevati (rispetto al caso centrale) del modulo di Young in corrispondenza del *reservoir* e della *caprock*.

I risultati dello scenario LOW in termini di entità ed evoluzione temporale del cono di subsidenza sono riportati nella tabella 8.



Il valore massimo di subsidenza risulta pari a 0.29 cm e si registra al termine della fase di produzione; nel successivo periodo di 20 anni il cono di subsidenza non subisce alcuna variazione apprezzabile.

Il cono di subsidenza dopo 10 anni dall'avvio della produzione è riportato in pianta nella figura 19 ed è rappresentato attraverso le linee di isosubsidenza comprese tra 0 e 1 cm con intervallo 0.1 cm. Il cono di subsidenza al termine della fase di produzione (quando l'entità della subsidenza è massima) è riportato in pianta nella figura 20.

L'andamento temporale della subsidenza in corrispondenza della piattaforma OBM2 (scelta come punto di controllo) è riportato in forma grafica nella figura 23. Nello stesso grafico è anche riportata la produzione annuale di gas del campo di Ombrina Mare secondo il piano di coltivazione definito da Medoigas Italia S.p.A.

7.2.2.2 Caso HIGH

Lo scenario più pessimistico, denominato HIGH, è stato ottenuto considerando una riduzione (rispetto al caso centrale) del modulo di Young in corrispondenza del *reservoir* e della *caprock*.

I risultati dello scenario HIGH in termini di entità ed evoluzione temporale del cono di subsidenza sono riportati nella tabella 9.

Il valore massimo di subsidenza risulta pari a 1.01 cm e si registra al termine della fase di produzione; nel periodo successivo il cono di subsidenza non subisce alcuna variazione apprezzabile.

Il cono di subsidenza dopo 10 anni dall'avvio della produzione è riportato in pianta nella figura 21 ed è rappresentato attraverso le linee di isosubsidenza comprese tra 0 e 1 cm con intervallo 0.2 cm. Il cono di subsidenza al termine della fase di produzione (quando l'entità della subsidenza è massima) è riportato in pianta nella figura 22.

L'andamento temporale della subsidenza in corrispondenza della piattaforma OBM2 (scelta come punto di controllo) è riportato in forma grafica nella figura 23. Nello stesso grafico è anche riportata la produzione annuale di gas del campo di Ombrina Mare secondo il piano di coltivazione definito da Medoigas Italia S.p.A.



8 BIBLIOGRAFIA

Bello G. (2008). "Ombrina field. Gas Reserves Estimate and Certification". Prepared for Medoilgas Italia S.p.A. Report 003 / 2008 / MedIt / OBM GAS. REV.02.

Charlez A. (1991). "Rock Mechanics-volume 1-THEORETICAL FUNDAMENTALS". Editions Technip, Paris.

Medoilgas Italia S.p.A. (2008). "Istanza di concessione di coltivazione". Relazione Tecnica. Estratto dal capitolo: "Giacimento Ombrina Mare – Reservoir a gas".

Schlumberger (2009). "VISAGE Software. Solutions Training. Version 2009.1". User manual.

Schlumberger. "VISAGE Modeler - USER'S GUIDE".

Schlumberger. "VISAGE - USER'S GUIDE".



9 SIMBOLOGIA

- σ'_v : tensione efficace verticale
 σ'_h : tensione efficace orizzontale minima
 σ'_H : tensione efficace orizzontale massima



Medoilgas Italia S.p.A.
Società del Gruppo Mediterraneo Oil & Gas Plc.

TABELLE



tabella 1 – Gas originariamente in posto per ciascun livello a gas

Livello	GOIP STATICO
	10^3 m^3_{sc}
10	12'716
20 NE	4'450
20 SW	21'288
22/24/26	47'440
30	16'889
35	11'843
37	11'967
39	15'669
40 E	25'570
55 N	25'667
TOTALE	193'499



tabella 2 – Suddivisione verticale modello dinamico e modello geomeccanico in corrispondenza della sequenza mineralizzata a gas

Livello	Layers modello dinamico	Layers modello geomeccanico
10	1 - 2	6 - 7
Interlayer	3	8
20 E & S	4 - 5	9 - 10
Interlayer	6	11
22	7	12
interlayer	8	13
24	9	14
interlayer	10	15
26	11	16
interlayer	12	17
30	13 - 14	18 - 19
interlayer	15	20
35	16	21
interlayer	17	22
interlayer	19	24
39	20 - 21	25 - 26
interlayer	22	27
40 E & S	23 - 24	28 - 29
interlayer	25	30
55 N & S	26 - 27	31 - 32



tabella 3 – Litotipo e classe geomeccanica per ogni *layer* di modello

1	Sabbie/argille	Soil 1
2	Sabbie/argille	Soil 2
3-4	Sabbie/argille	Soil 3
5	Argille	Cap Rock
6-32	Sabbie/argille	Reservoir
33-34	Sabbie/argille	Soil 4
35	Gessi	Gessi
36-38	Calcari	Carbonati



tabella 5 – Parametri geomeccanici per l'individuazione della soglia di plasticizzazione

GASO	PARAMETRO		GAPROCK
1	Coesione	[bar]	20
	Angolo di attrito interno	[°]	6
2	Coesione	[bar]	0
	Angolo di attrito interno	[°]	14



tabella 6 – Valori massimi di subsidenza sul fondo mare per il caso MEDIUM (in cm)

Anno	5	10	15	20	25	30	35	40
Scenario MEDIUM	<i>Fase di produzione</i>				<i>Fase post produzione</i>			
Subsidenza (cm)	0.20	0.29	0.42	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50



tabella 7 – Definizione delle analisi parametriche (casi LOW e HIGH) rispetto al caso base di riferimento (caso MEDIUM)

CASO	PARAMETRO		Cap/Rock	Reservoir
LOW	Young modulus	[10 ³ bar]	40	100
MEDIUM	Young' modulus	[10 ³ bar]	30	75
HIGH	Young modulus	[10 ³ bar]	20	50



tabella 8 – Valori massimi di subsidenza sul fondo mare per il caso LOW (in cm)

Anno	5	10	15	20	25	30	35	40
Scenario LOW	<i>Fase di produzione</i>				<i>Fase post produzione</i>			
Subsidenza (cm)	0.12	0.17	0.25	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29

tabella 9 – Valori massimi di subsidenza sul fondo mare per il caso HIGH (in cm)

Anno	5	10	15	20	25	30	35	40
Scenario HIGH	<i>Fase di produzione</i>				<i>Fase post produzione</i>			
Subsidenza (cm)	0.40	0.58	0.85	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01



Medoilgas Italia S.p.A.
Società del Gruppo Mediterraneo Di B. Gas Pk.

FIGURE

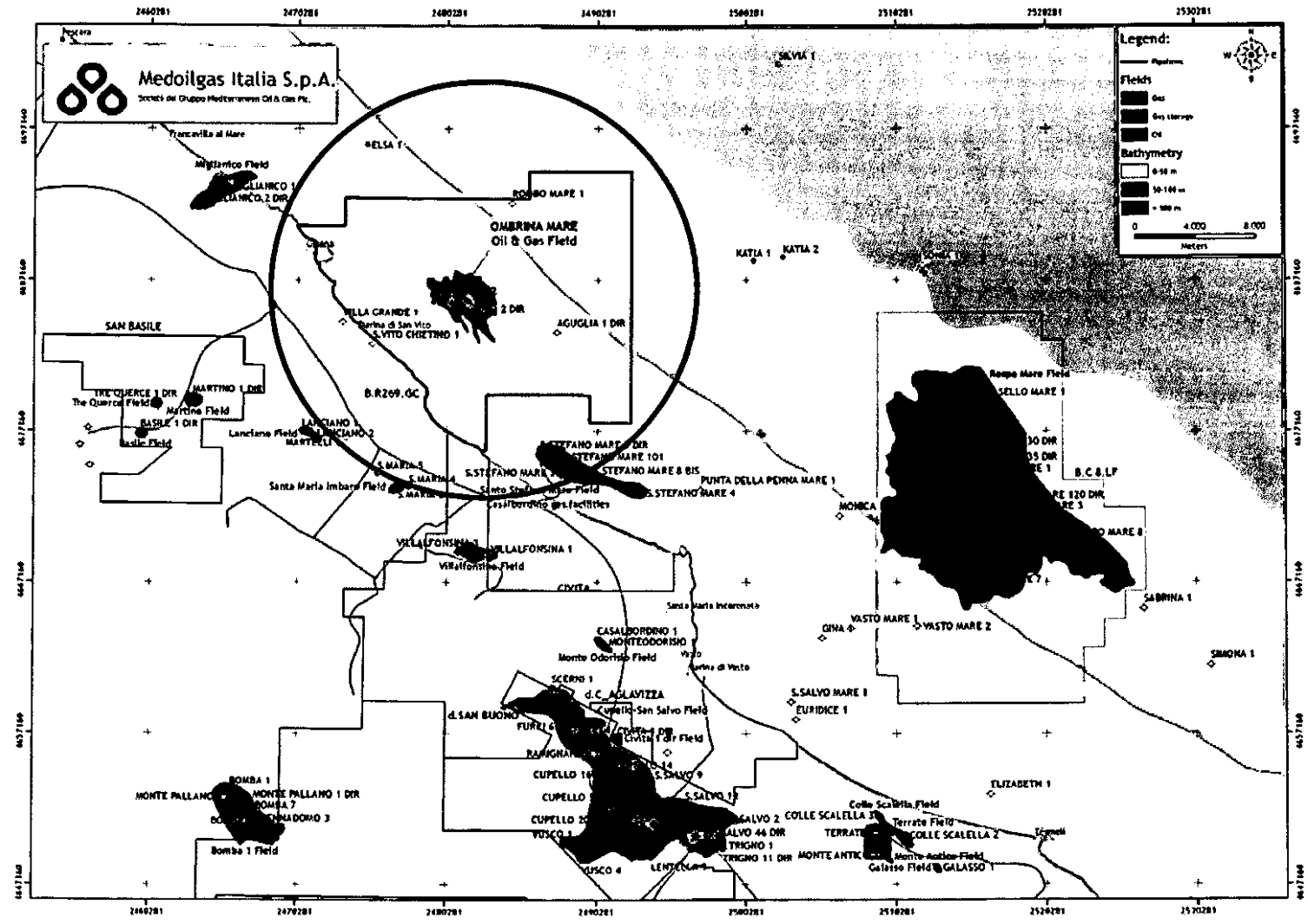


figura 1 – Ubicazione del campo

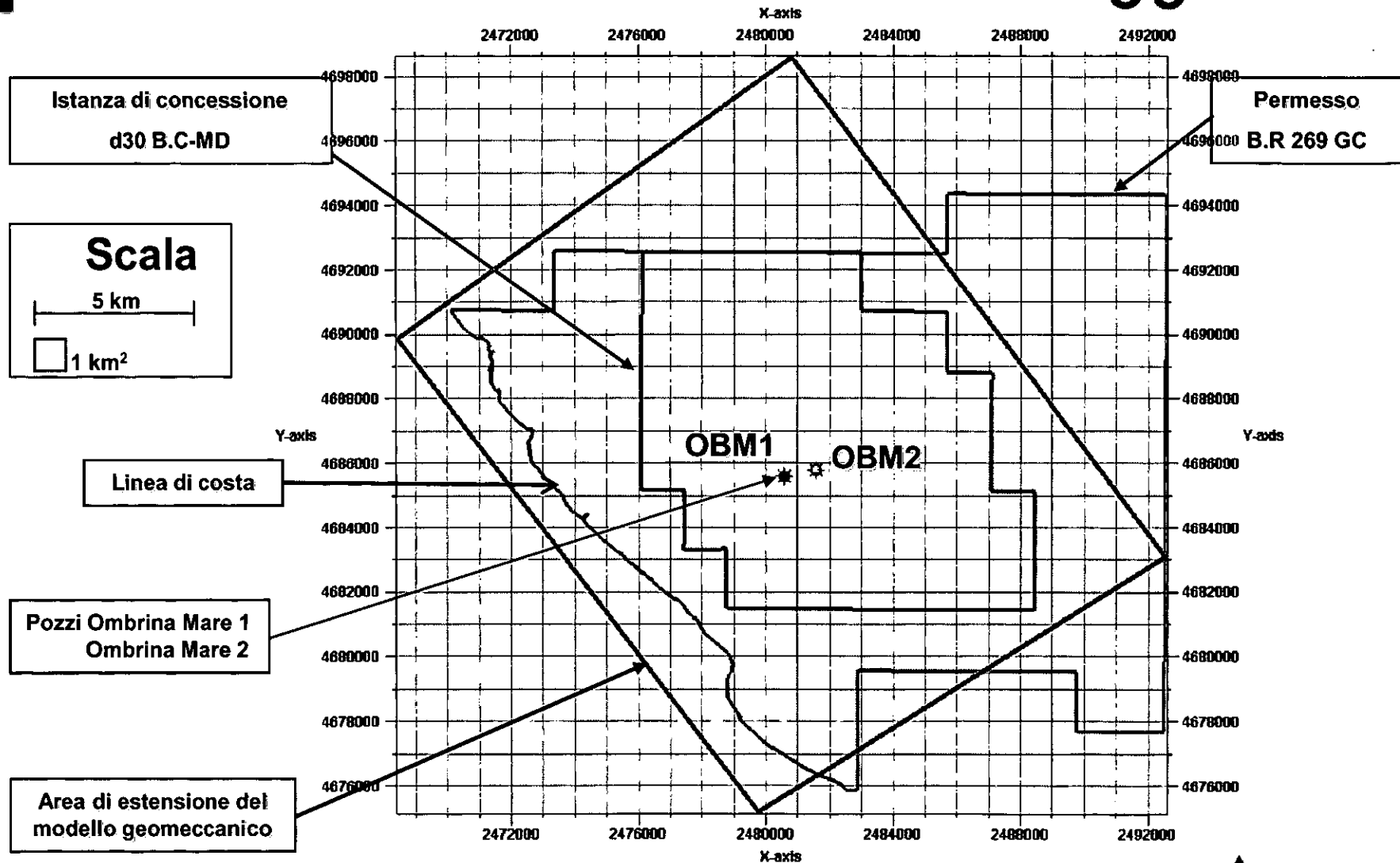


Figura 4 - Area di interesse ed estensione del modello geomeccanico



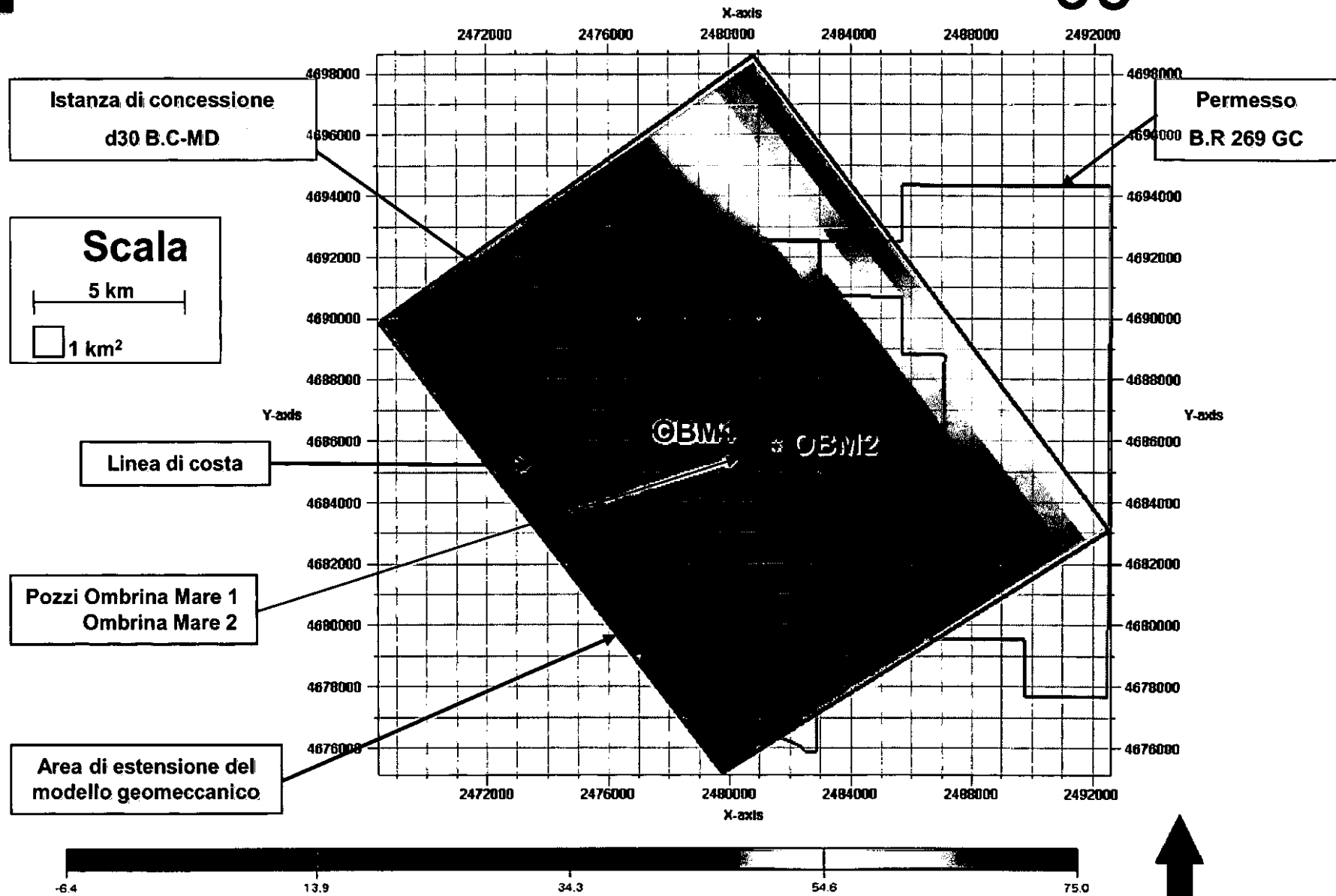


figura 3 – Superficie fondo mare

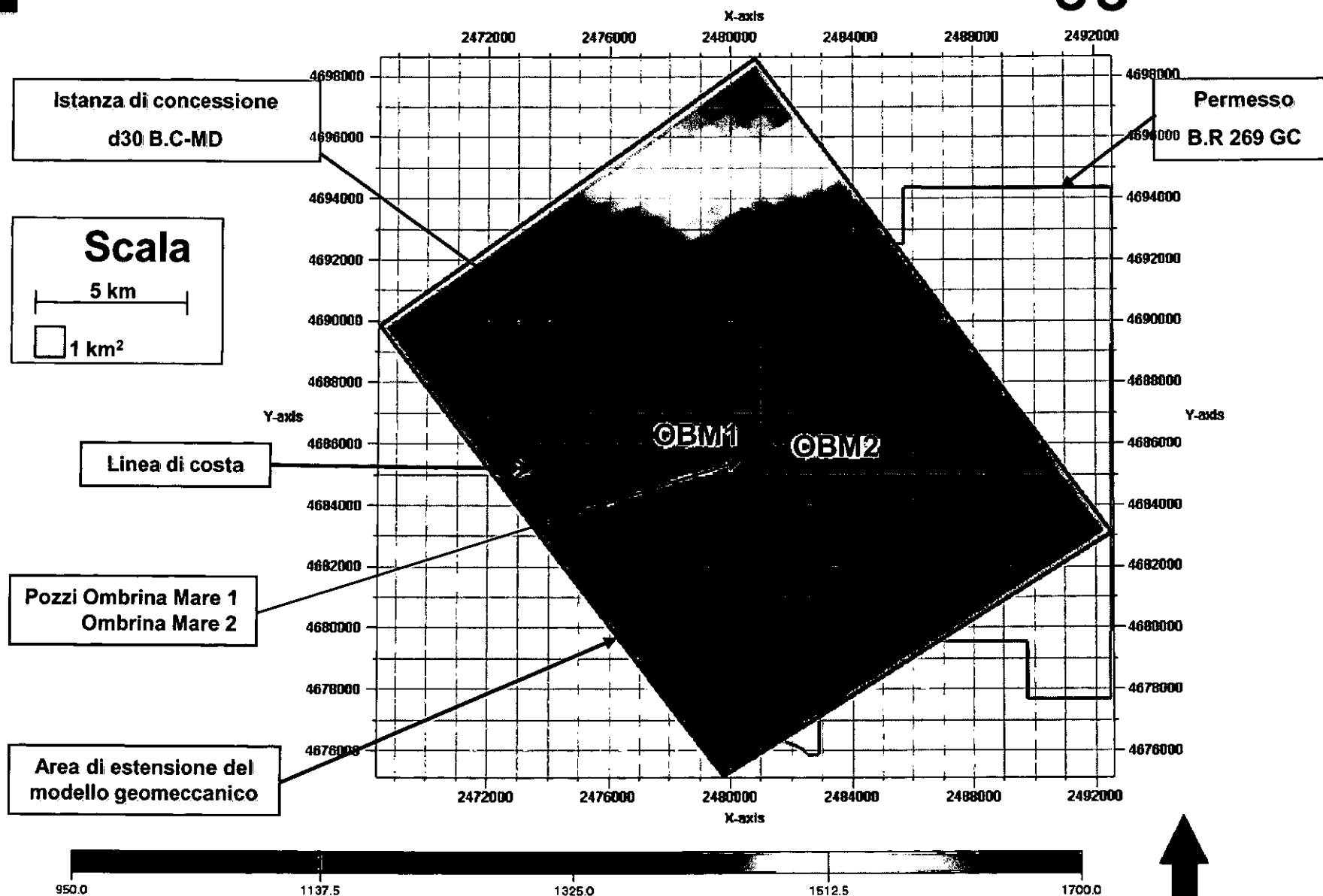


figura 4 – Superficie top Pliocene

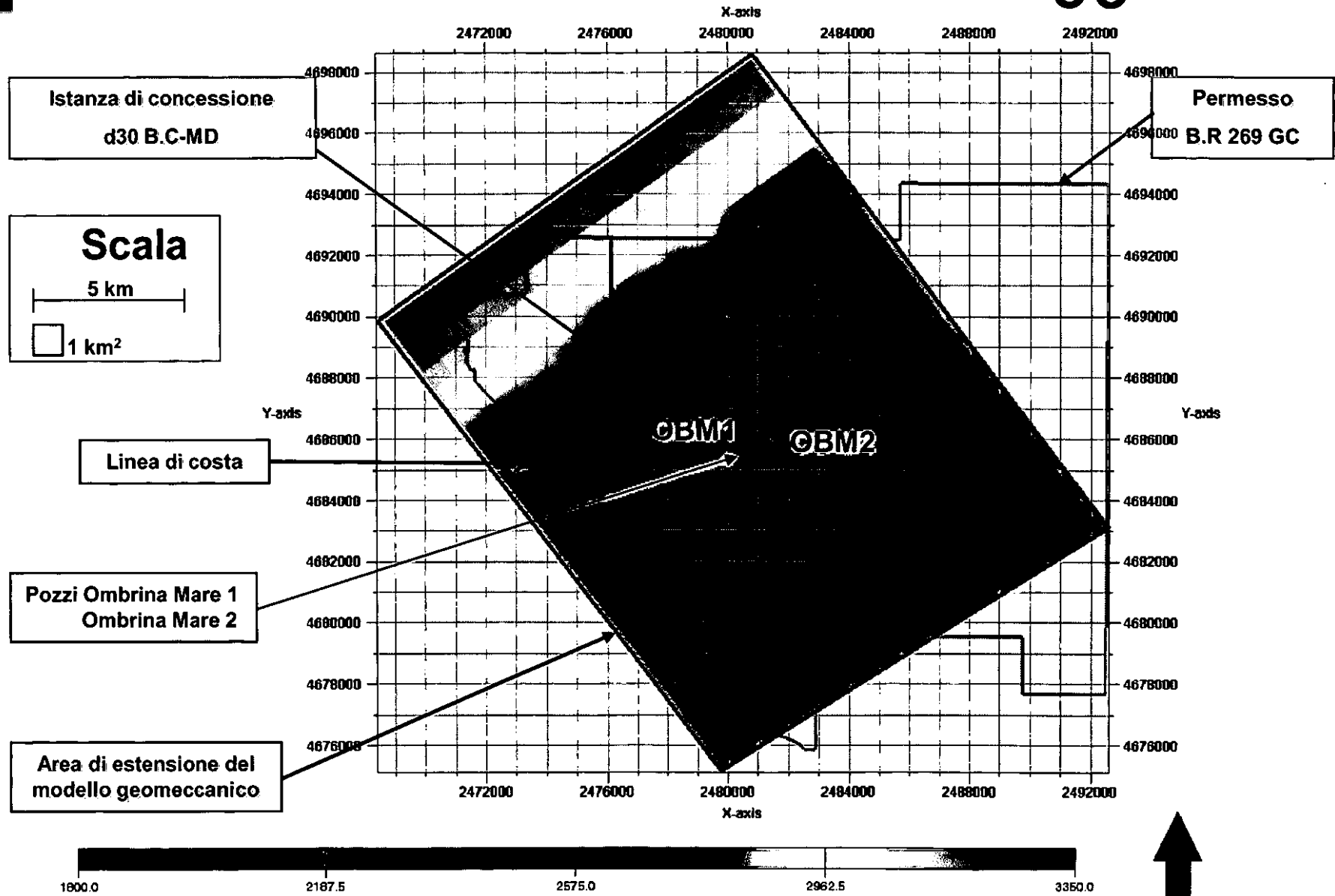


figura 5 – Superficie top Carbonati

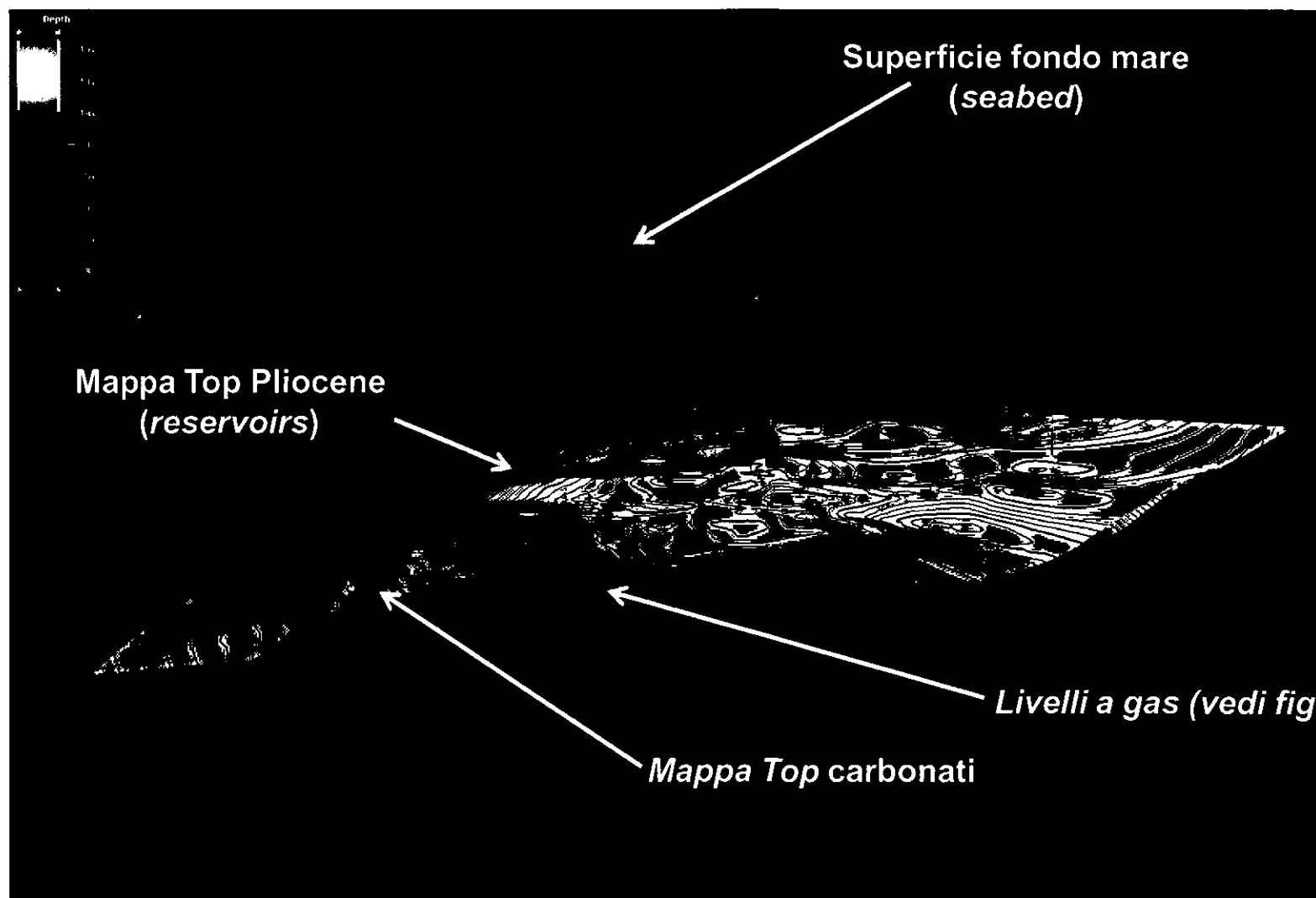


figura 6 – Superfici di riferimento a scala regionale



figura 7 – Sequenza dei livelli a gas (zona centrale del modello, intervallo mineralizzato)



Livello		10	20SW	20NE	22/24/26	30	35	37	39	40E	55N	Gp totale, 10 ⁶ m _{sc} ³
Riserve		6.6	14.4	3.5	32.3	9.2	6.2	8	10.6	16.3	16.1	
Pozzi produttori dal livello		OBM8	OBM7	OBM5	OBM4	OBM8	OBM4	OBM6	OBM6	OBM3	OBM3	
Slot		C	G	F	H	C	H	E	E	D	D	
Anno di produzione	1	2.1			2.5					2		6.6
	2	1.6			2.5					2		6.1
	3	1.3			2.5					2		5.8
	4	1			2.5					2		5.5
	5	0.6	2		2.5					2		7.1
	6		2		2.5					2		6.5
	7		2		2.5					1.7		6.2
	8		1.6		2.5			1.9		1.3		7.3
	9		1.4		2.5			1.7		1		6.6
	10		1.3		2.5			1.5		0.3		5.6
	11		1.1		2.5			1.3			2	6.9
	12		0.9		1.8			1			2	5.7
	13		0.8		1.3	2		0.6			2	6.7
	14		0.7		1	2			2		2	7.7
	15		0.6		0.7	2			2		2	7.3
	16					1.5	1.8		2		1.8	7.1
	17					1	1.5		1.8		1.5	5.8
	18			1.5		0.7	1.3		1.5		1.2	6.2
	19			1			1		0.7		1	3.7
	20			1			0.6		0.6		0.6	2.8
		6.6	14.4	3.5	32.3	9.2	6.2	8	10.6	16.3	16.1	123.2

figura 8 – Profili di produzione per string e per livello

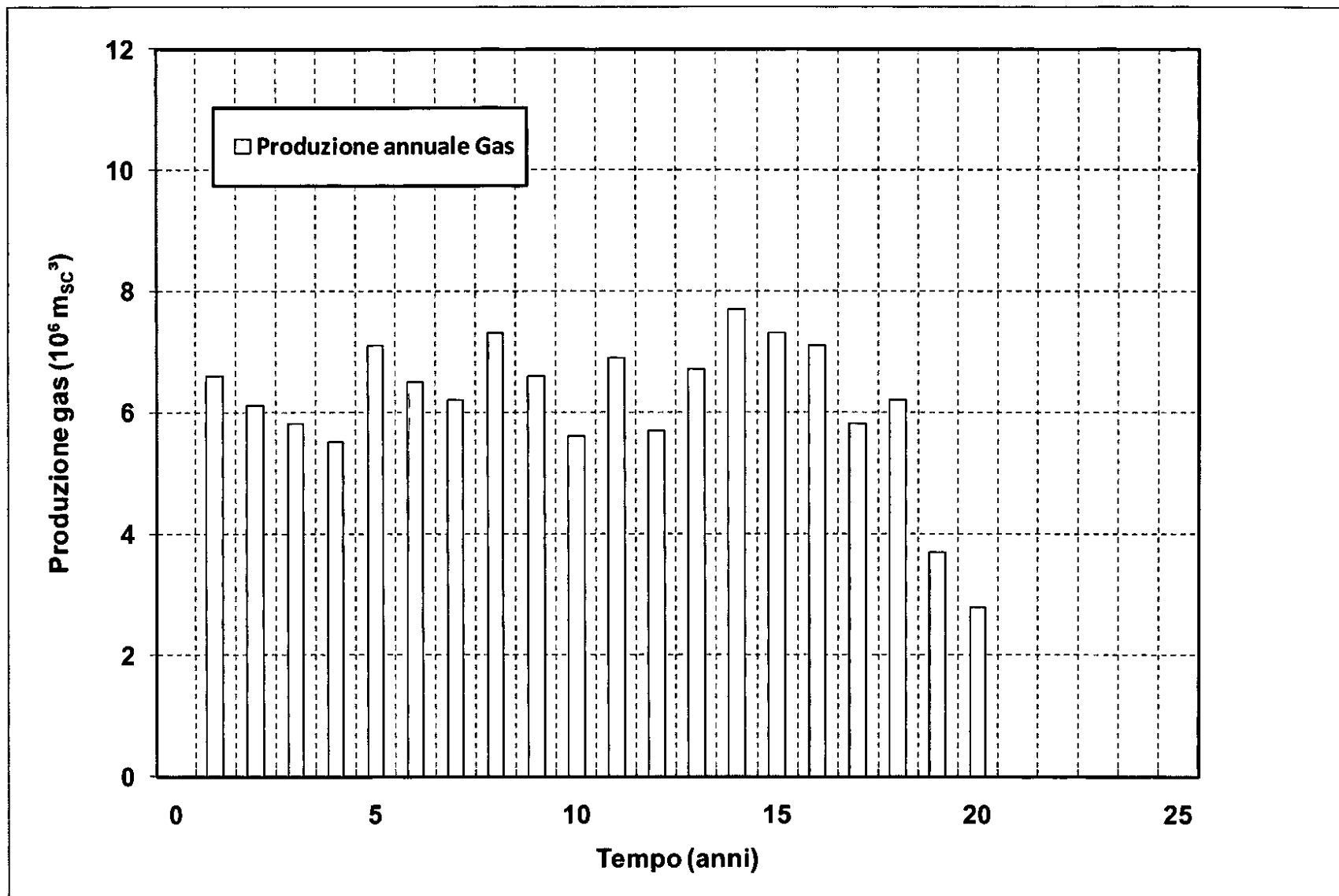
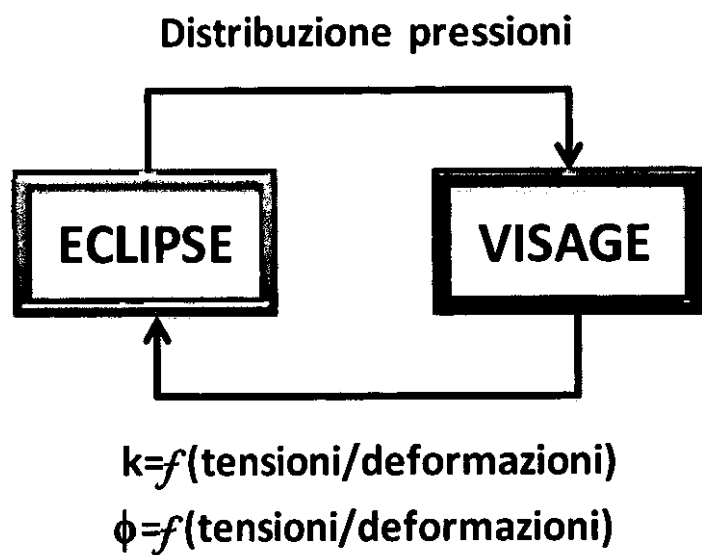
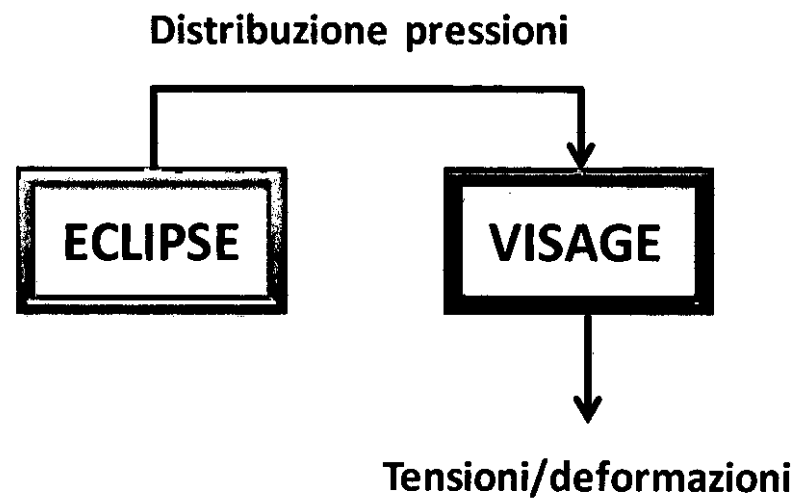


figura 9 – Produzione annuale di gas per il campo di Ombrina Mare (milioni di metri cubi)



(a)



(b)

figura 10 – Schema esplicativo per l'approccio *iteratively coupling* (a) e *one-way coupling* (b)

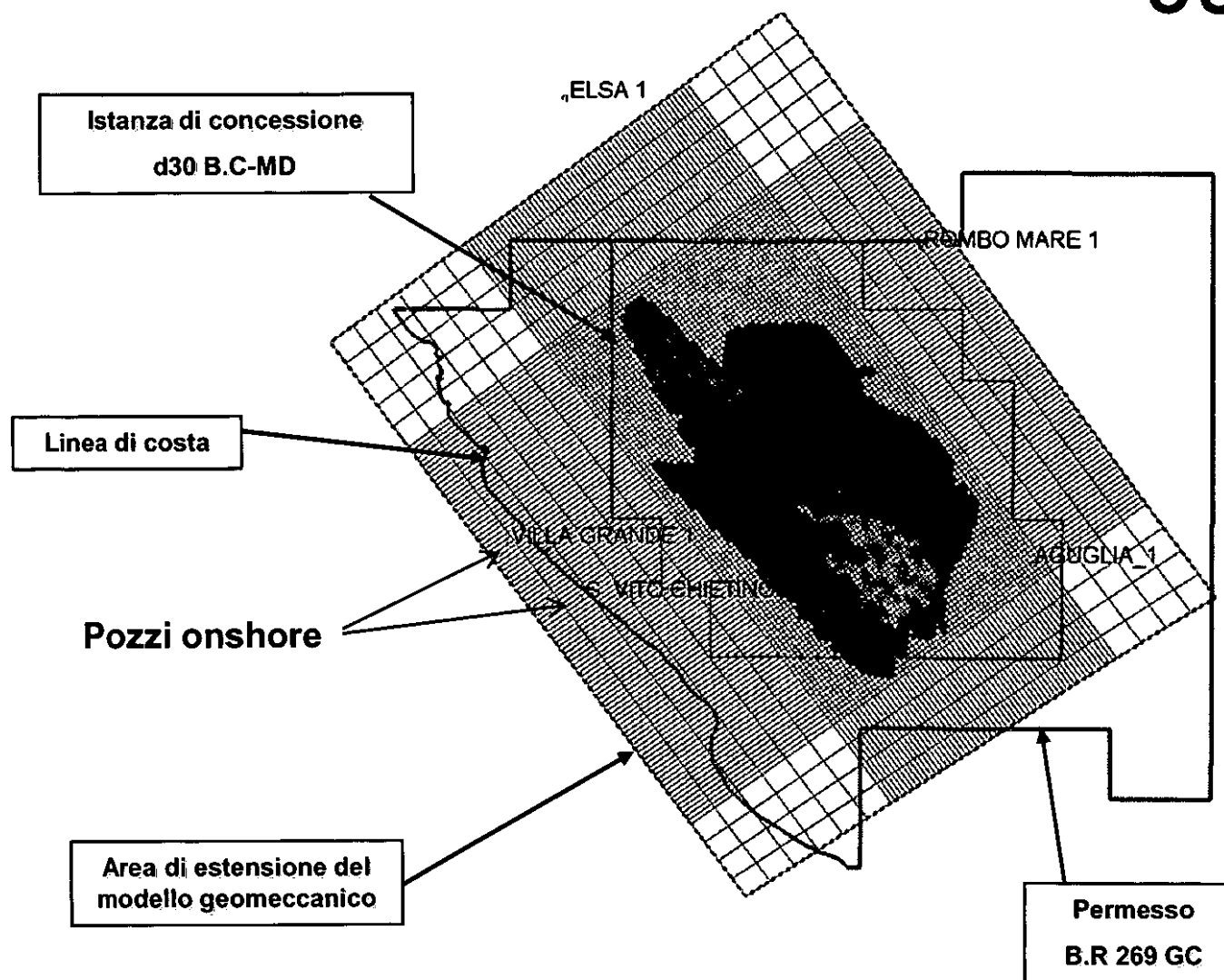
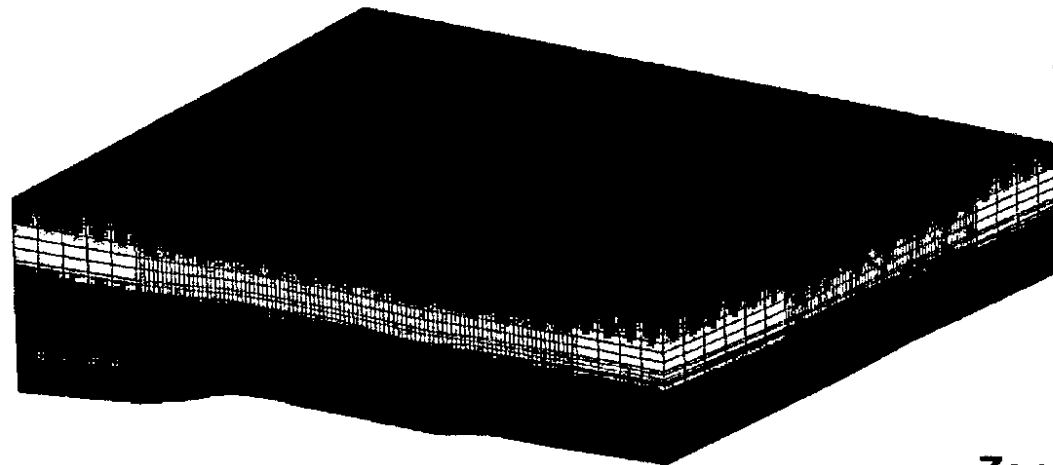
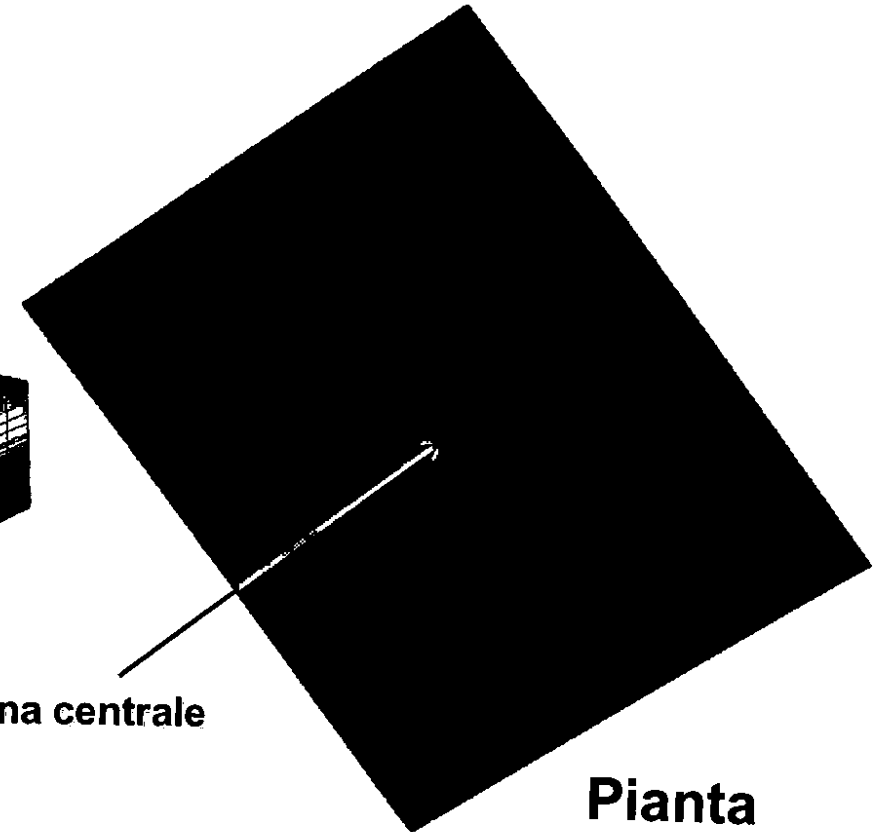


figura 11 – Ubicazione dei livelli mineralizzati a gas all'interno del modello geomeccanico



Prospettiva 3D

(a)

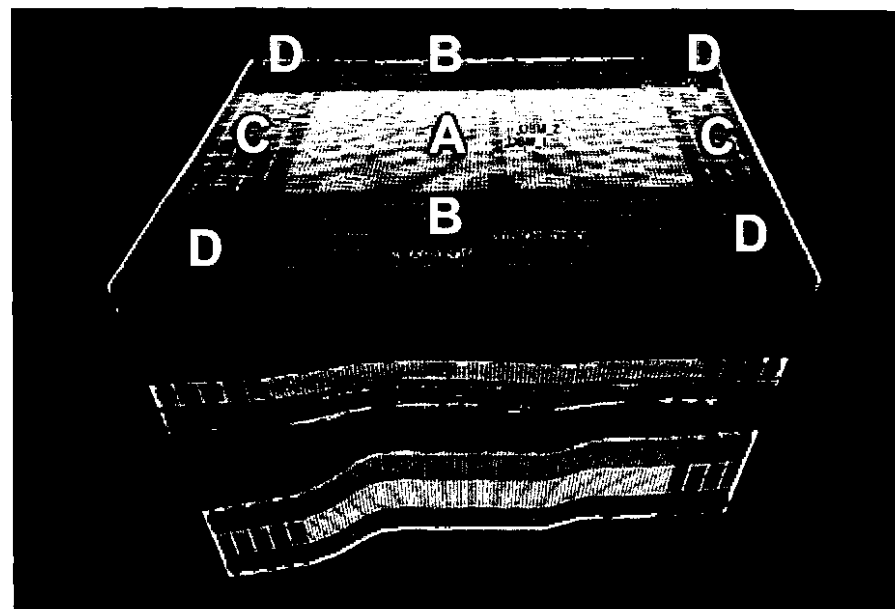
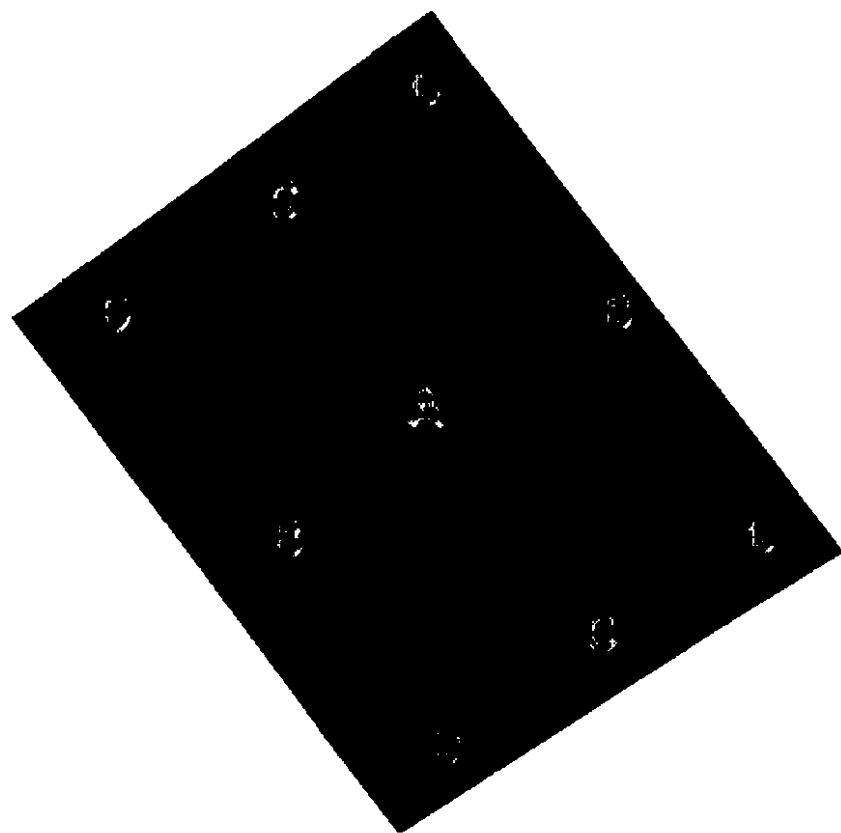


Zona centrale

Pianta

(b)

figura 12 – Rappresentazione in prospettiva 3D (a) e in pianta (b) del modello geomeccanico



Zona A: 125 m x 125 m

Zona B: 750 m x 125 m

Zona C: 125 m x 750 m

Zona D: 750 m x 750 m

figura 13 – Dimensione media areale delle celle nelle varie zone del modello

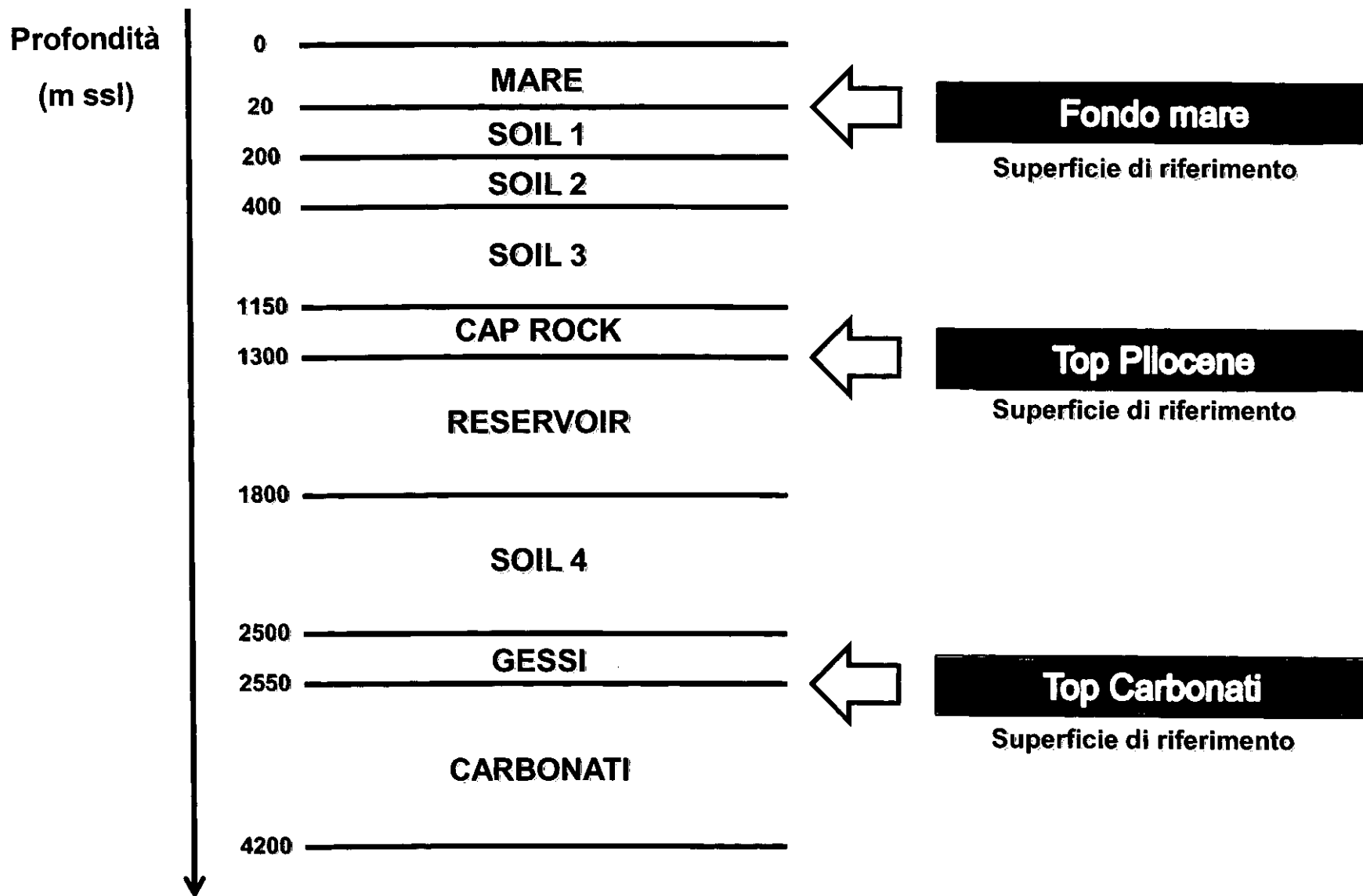


figura 14 – Sequenza stratigrafica tipo

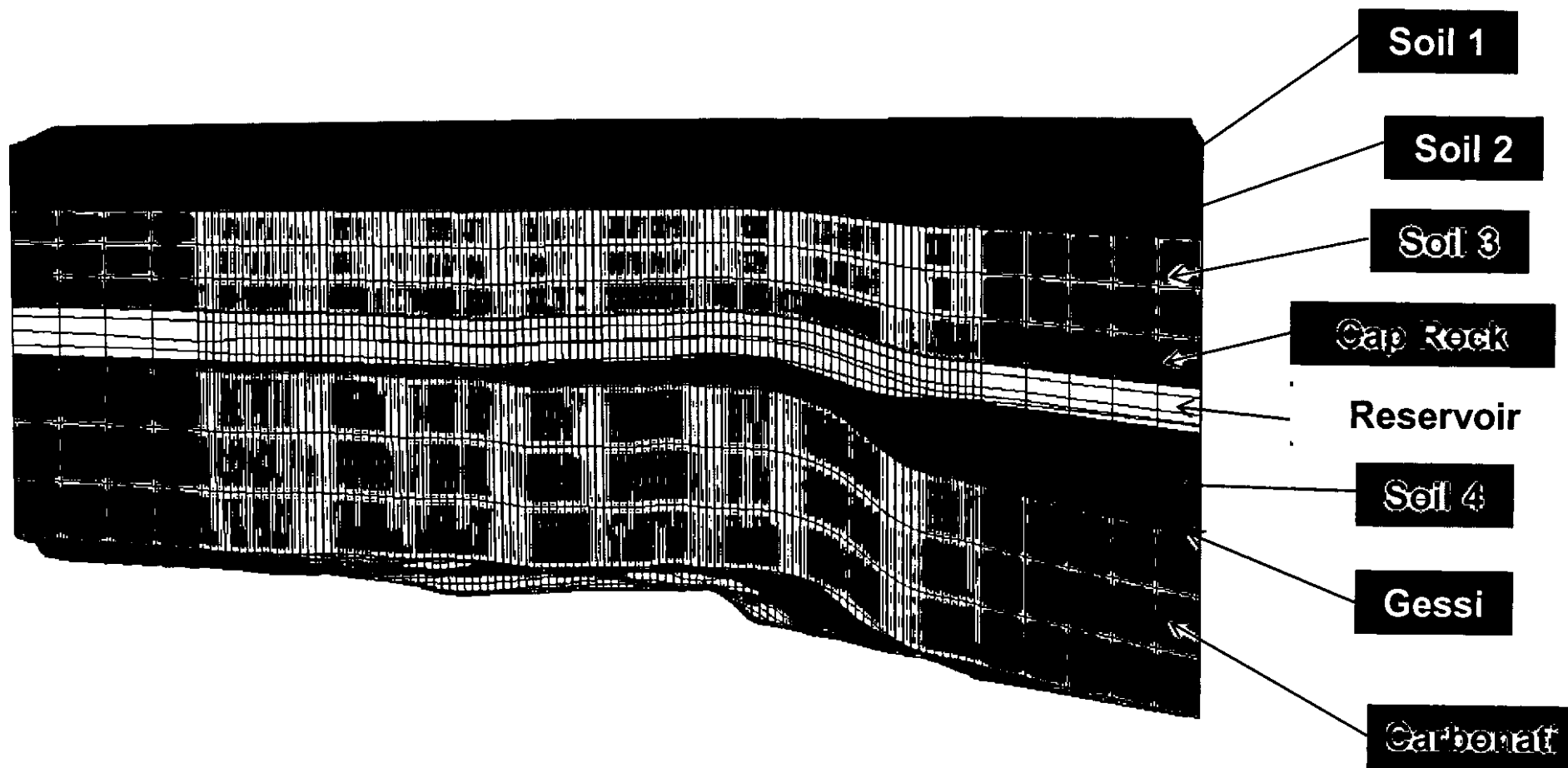


figura 15 – Distribuzione delle classi geomeccaniche nel modello

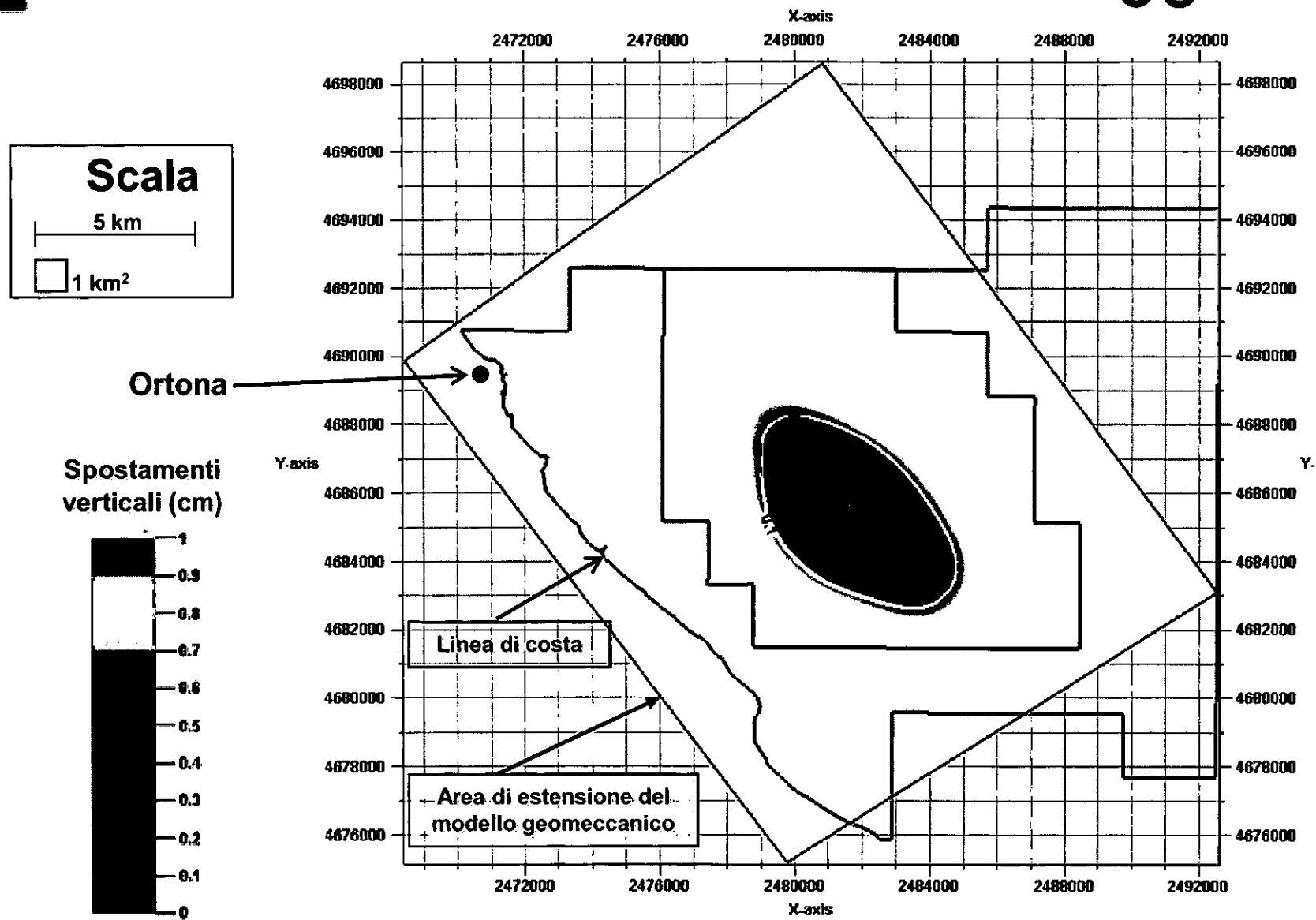


figura 16 – Estensione del cono di subsidenza dopo 10 anni nello scenario MEDIUM

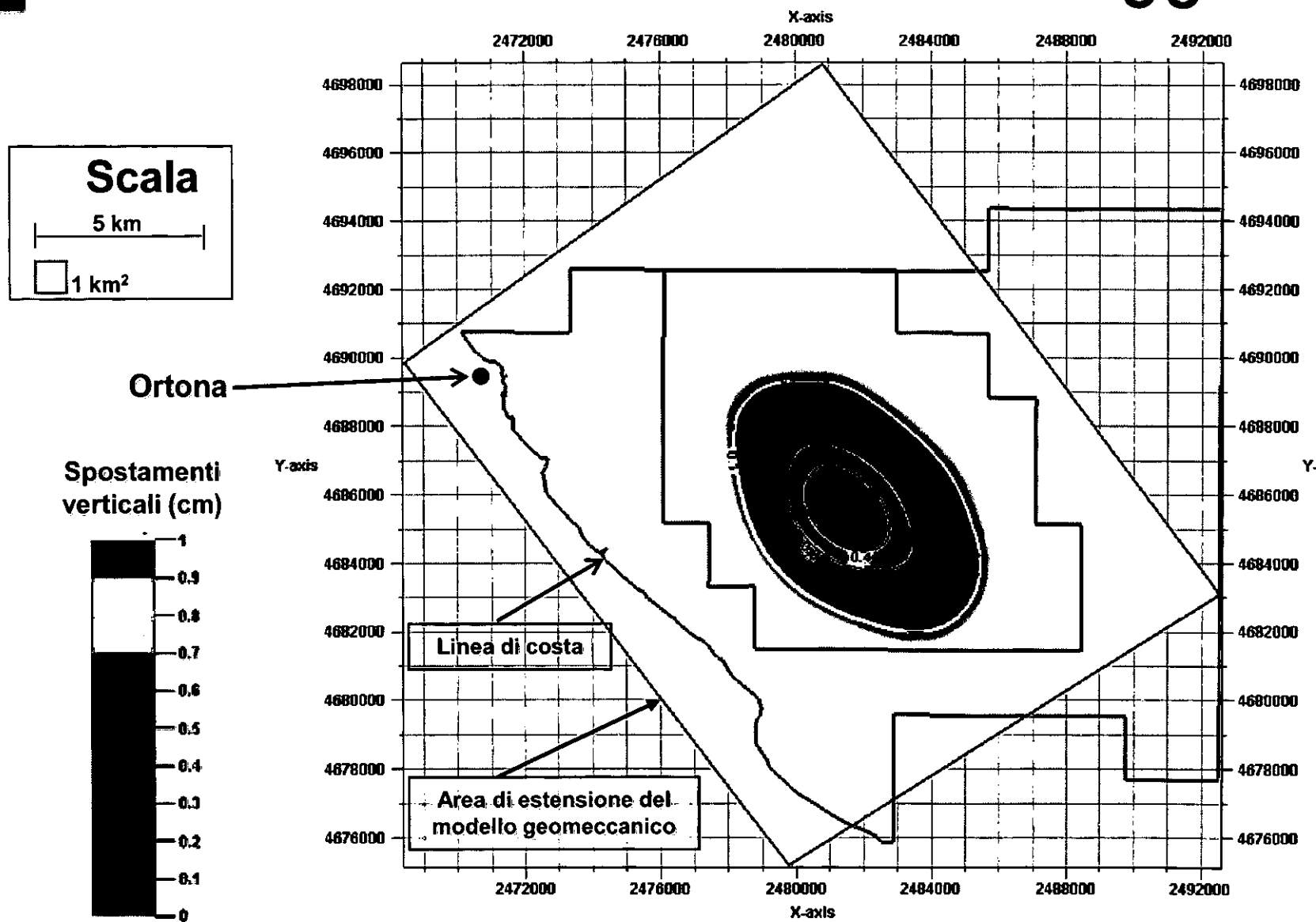


figura 17 – Estensione del cono di subsidenza dopo 20 anni nello scenario MEDIUM

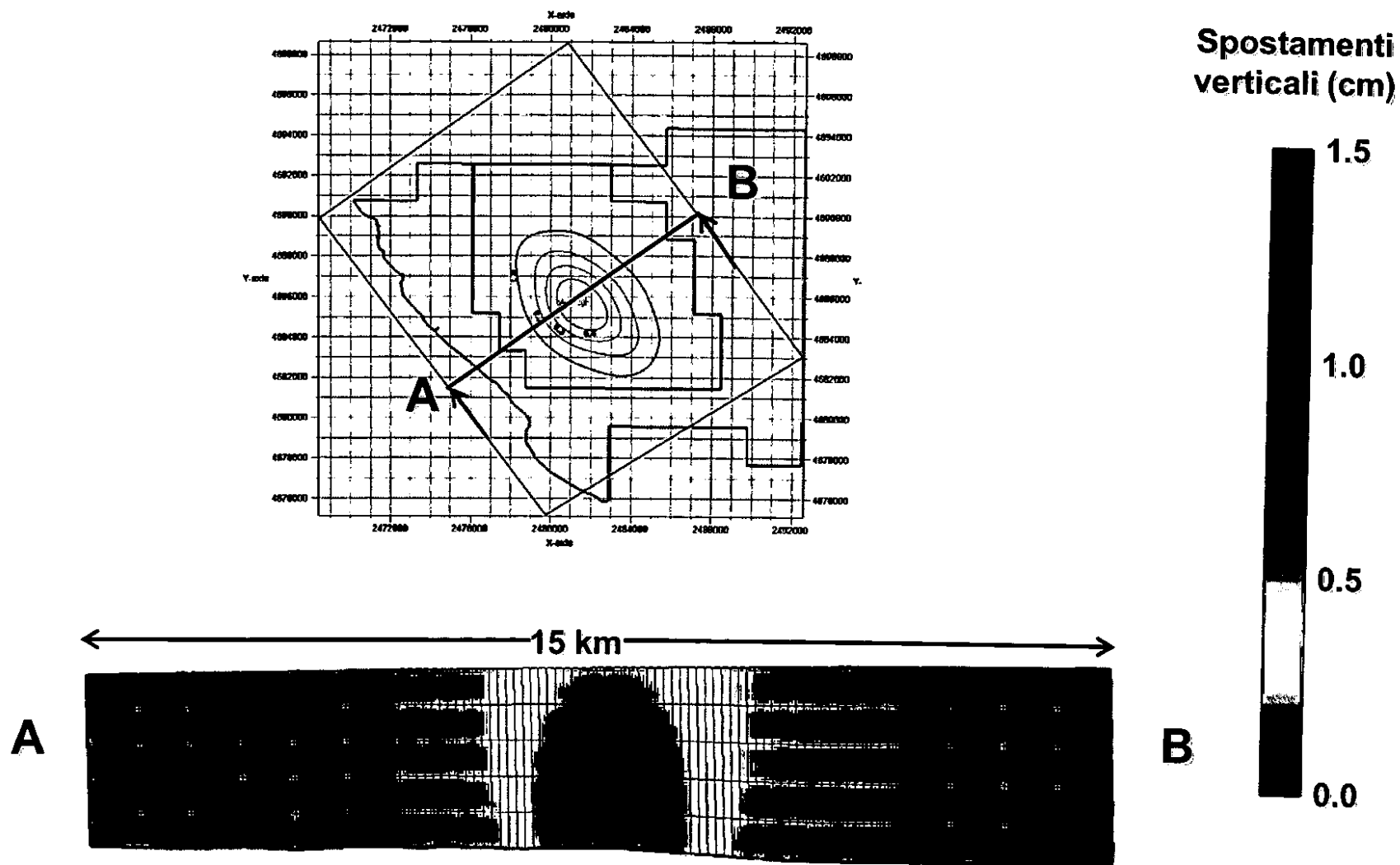


figura 18 – Estensione del cono di subsidenza dopo 20 anni nello scenario MEDIUM (sezione)

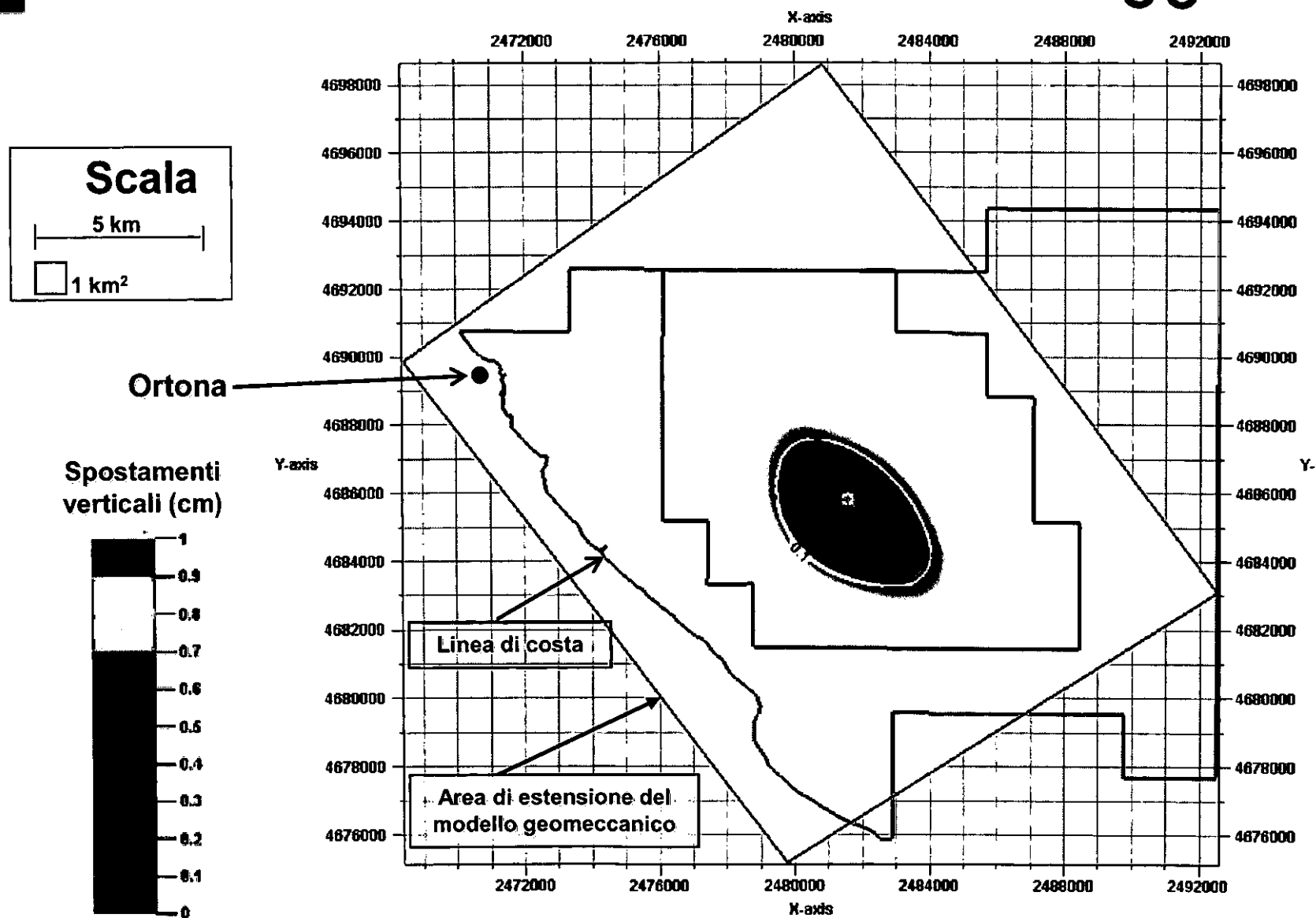


figura 19 – Estensione del cono di subsidenza dopo 10 anni nello scenario LOW

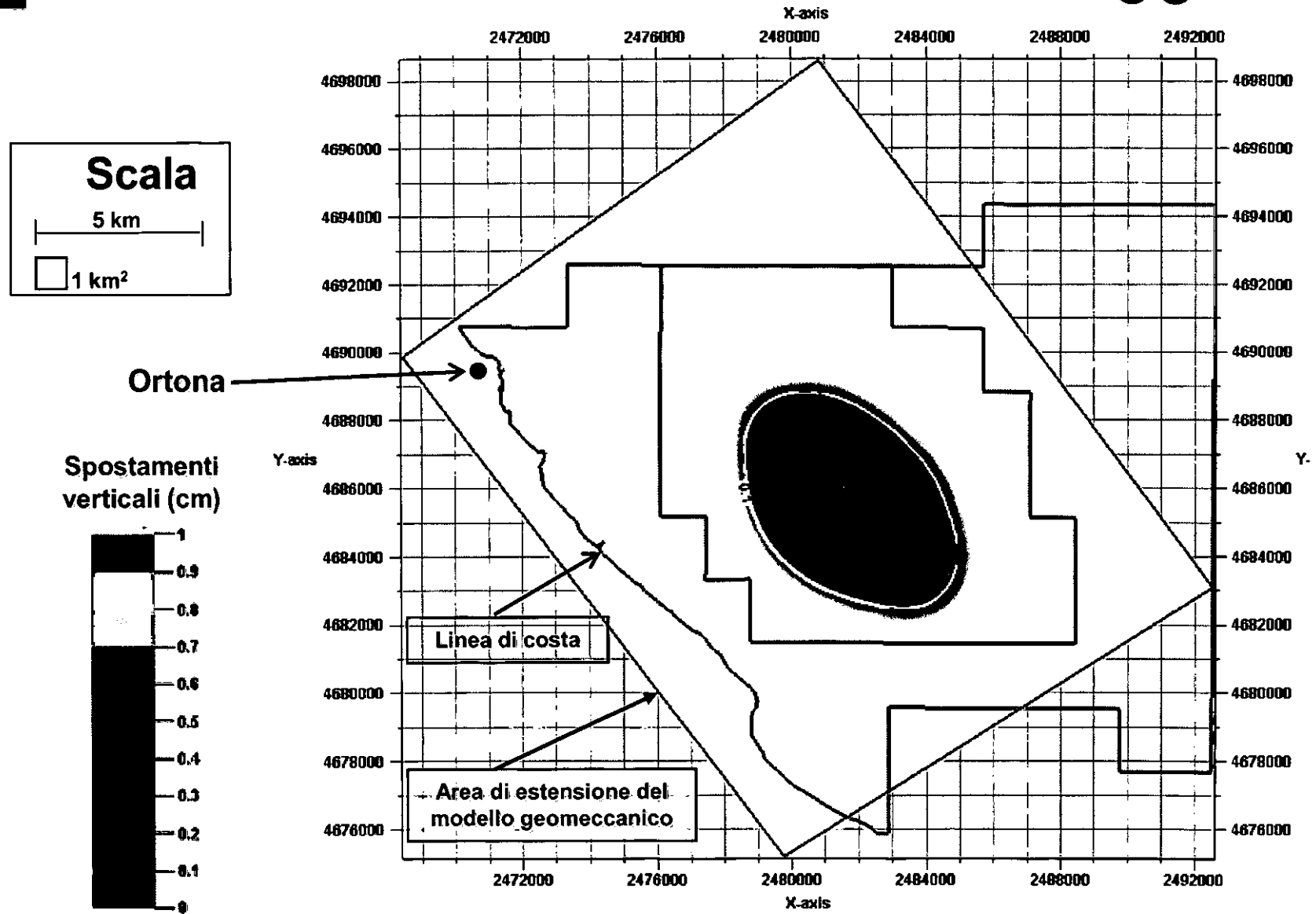


figura 20 – Estensione del cono di subsidenza dopo 20 anni nello scenario LOW

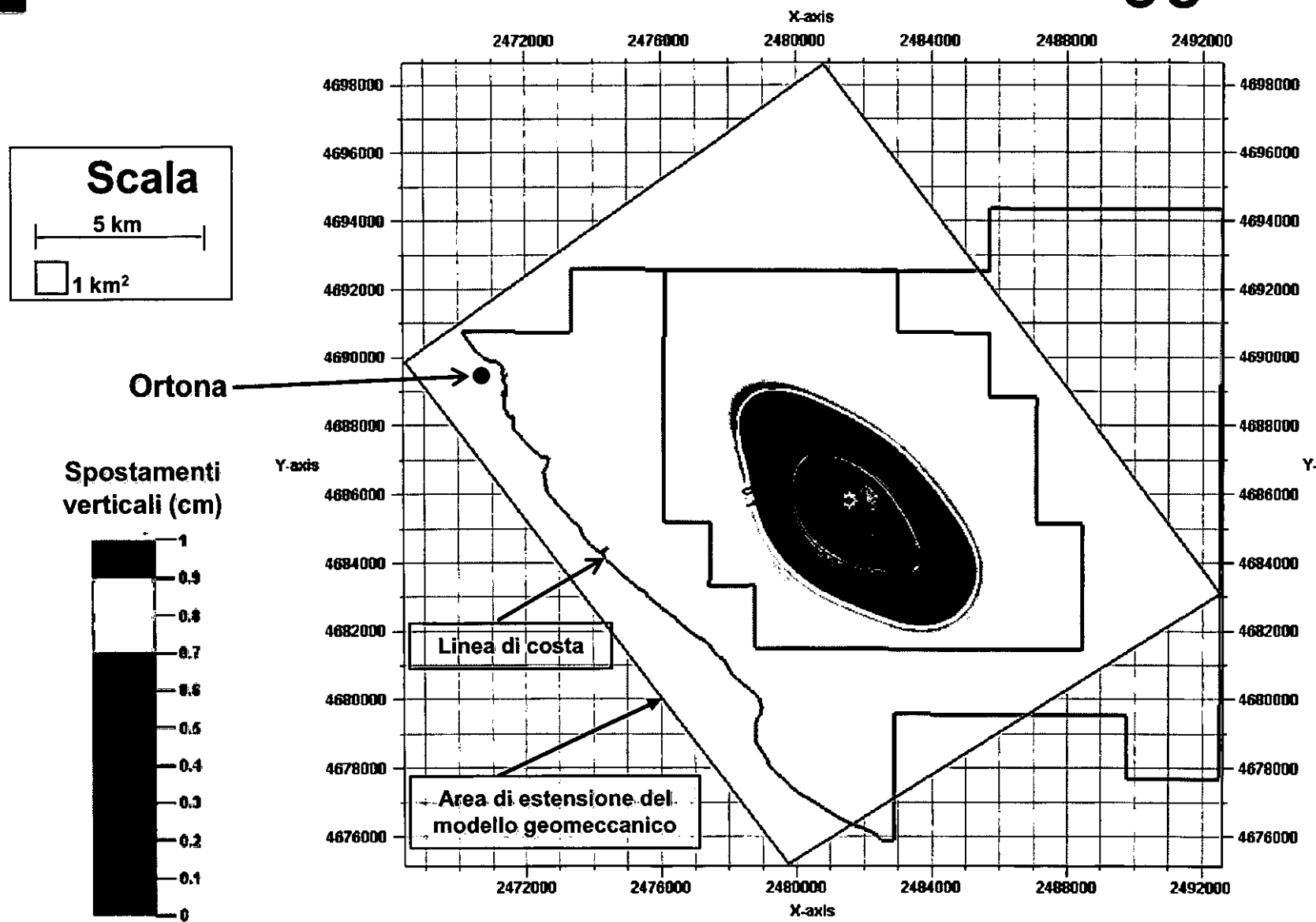


figura 21 – Estensione del cono di subsidenza dopo 10 anni nello scenario HIGH

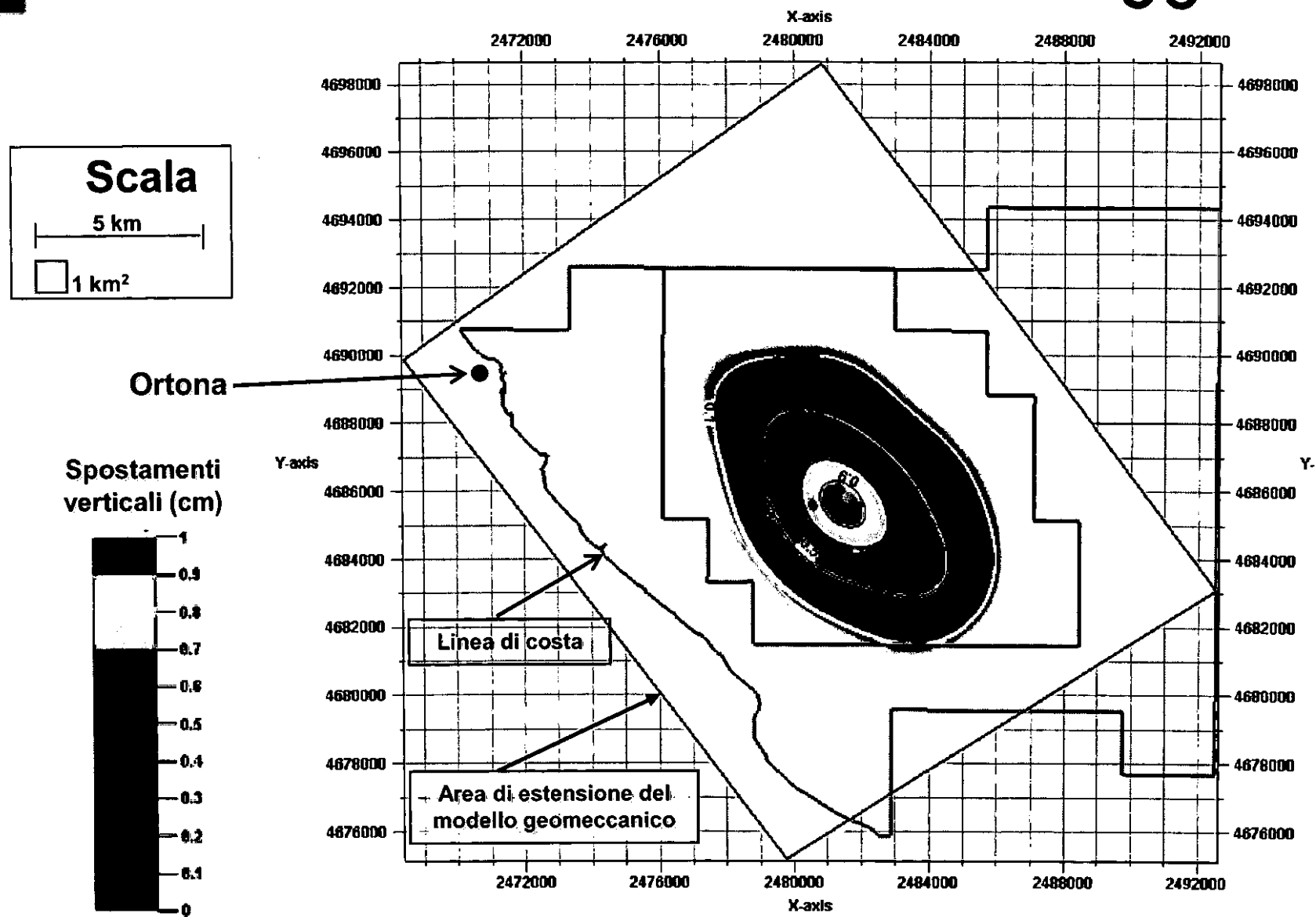


figura 22 – Estensione del cono di subsidenza dopo 20 anni nello scenario HIGH

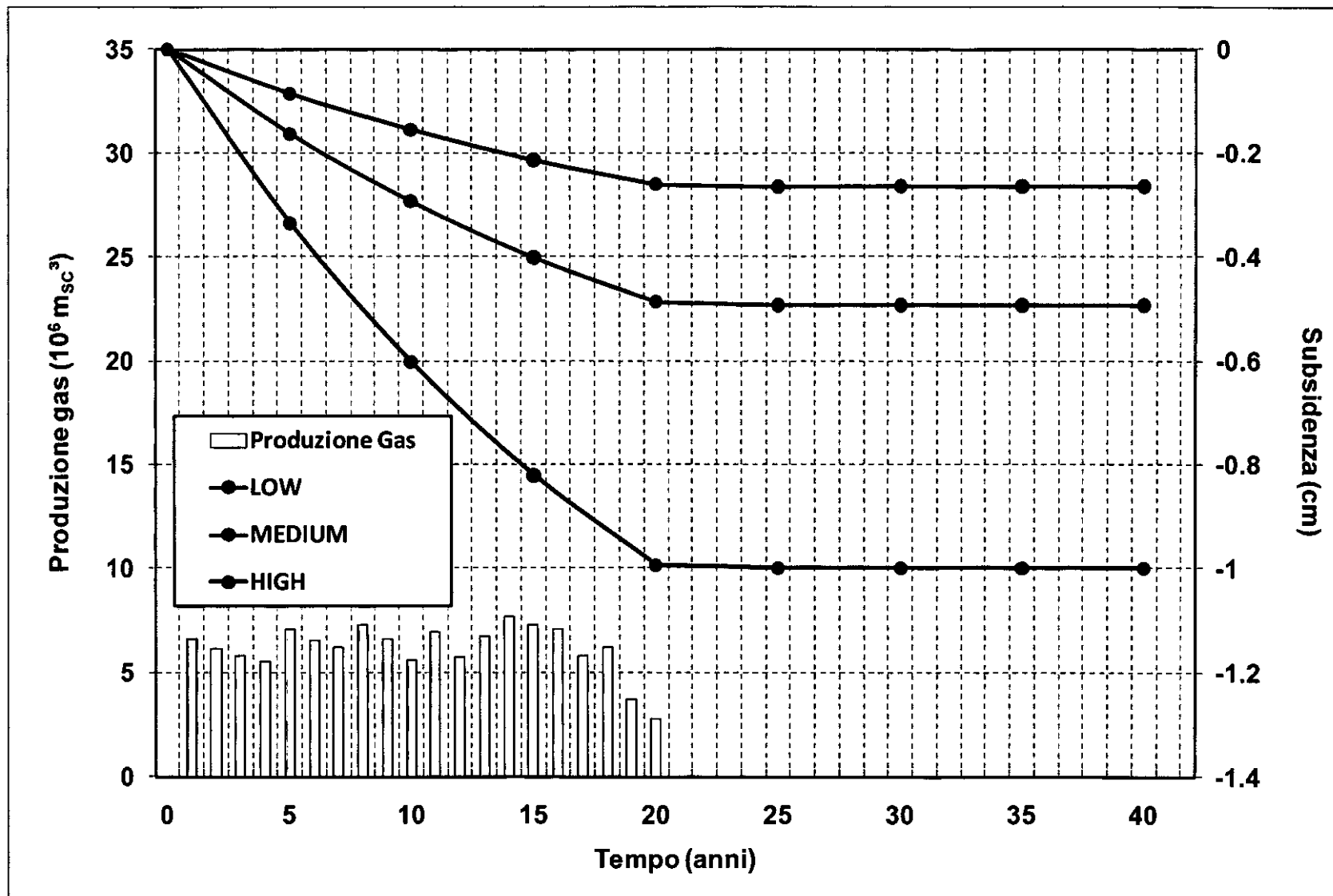


figura 23 - Evoluzione nel tempo della subsidenza in corrispondenza della piattaforma OBM2