



**POLITECNICO DI TORINO**  
**Facoltà di ingegneria**

**Corso di Laurea Specialistica**  
**in Ingegneria Energetica e Nucleare**

**TESI DI LAUREA**

**Impatto della discretizzazione degli  
acquiferi volumetrici nella simulazione  
numerica dei giacimenti di idrocarburi**

**Relatore**  
**Prof. Francesca Verga**

**Candidata**  
**Jennifer Arteaga**

**Dicembre 2004**

**Arteaga L., Jennifer M.**  
**IMPACTO DE LA DISCRETIZACIÓN DE ACUIFEROS VOLUMÉTRICOS EN  
LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS**

**Tutor Académico: Prof. Francesca Verga, Politécnico de Turín.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año  
2005, 98 p.**

**Palabras Claves:** Acuífero, Simulación, Modelo sintético, Discretización.

**Resumen.** Uno de los principales problemas en el estudio de yacimientos de hidrocarburos y definición de programas de desarrollo para la optimización del aprovechamiento de las formaciones de petróleo o gas, consiste en los excesivos tiempos de cálculo necesarios para la realización de las simulaciones del comportamiento dinámico.

El presente trabajo tiene la finalidad de evaluar la posibilidad de aplicar un avance alternativo que consiste en adoptar dos diferentes discretizaciones para la zona de yacimiento y para la zona representante del acuífero. En particular se adopta una discretización lo más amplia posible para describir la geometría de la zona del acuífero de modo de reducir significativamente el número de celdas y acelerar los tiempos de cálculo necesarios para cada simulación.

Los casos estudiados son el producto de análisis de sensibilidad donde varían las características petrofísicas y la discretización del modelo. Las simulaciones se han realizado mediante el simulador numérico de yacimientos de hidrocarburos *Eclipse*.

Los análisis se han efectuado confrontando los resultados de los modelos con diversa discretización por área de iguales características petrofísicas y de los fluidos con el fin de obtener una amplia variedad de casos de modelos sintéticos de yacimientos que sean representativos de situaciones naturalmente existentes. Las comparaciones entre los comportamientos dinámicos de los diferentes modelos se han monitoreado mediante la variación de algunos parámetros dinámicos de interés, como las presiones en las diversas zonas del yacimiento y los volúmenes de agua que, a raíz de la producción, se mueven de la zona del acuífero hacia el yacimiento.

Las comparaciones sistemáticas y organizadas de todos los resultados obtenidos han permitido evidenciar situaciones en donde la adopción de mallados más amplios para describir el comportamiento de los acuíferos permita mantener de todas formas la representatividad del modelo sintético del yacimiento.

En general las comparaciones realizadas han puesto en evidencia que, independientemente del valor de permeabilidad, para yacimientos caracterizados de bajas porosidades y de rocas poco compresibles es posible adoptar discretizaciones de la

geometría del acuífero muy amplias introduciendo errores inferiores a 1% en la evaluación del comportamiento dinámico del sistema, y por lo tanto absolutamente insignificantes. En estos casos las simulaciones del comportamiento futuro se pueden monitorear adoptando un mallado con celdas bastante grandes en la zona de acuífero y reduciendo por lo tanto significativamente los tiempos de simulación.

**RINGRAZIAMENTI**

Innanzitutto vorrei ringraziare la Professoressa Francesca Verga, relatrice del presente lavoro, per avermi trasmesso grande professionalità e profondo interesse durante lo svolgimento di questa tesi per avermi sostenuto e incoraggiato nei momenti difficili.

Ringrazio il Petroleum Engineering Group per il gran contributo, collaborazione, interesse e disponibilità durante la realizzazione di questa tesi, in particolare Vera Rocca, Dario Viberti, Pierpaolo Ferraro e Pamela Marescalco.

Ringrazio HOPLo per la disponibilità e flessibilità durante lo svolgimento di questa tesi.

Ringrazio specialmente i miei genitori, mia sorella e i miei fratelli per aiutarmi ed appoggiarmi durante tutti gli anni di studio.

Ringrazio tutti i miei amici e le persone che ho avuto il piacere di conoscere nel corso di questo ultimo anno, specialmente quelle che mi hanno prestato aiuto nei momenti più difficili. Particolarmente ringrazio la mia amica Maria Isabel Trujillo per essere stata sempre vicina.

*Agradezco sobretodo a Dios y a la Virgen por ayudarme y darme la gran oportunidad de ser hoy “doble ingeniero”.*

*Agradezco muy especialmente a mis padres y hermanos por haber estado siempre conmigo y apoyarme durante mis estudios.*

*A los profesores de la UCV que me dieron los conocimientos más útiles de mi carrera; especialmente a Martin Essensfeld, por enseñarme que no se miden conocimientos con exámenes sino con hechos, y a la escuela de petróleo por permitirme llegar hasta aquí.*

*Agradezco a todos mis compañeros; especialmente a Carla Álvarez, Maria Eugenia Pena y a los ingenieros Maria Isabel Trujillo, Karen Leonard, Vladimir Ortiz, Eduardo Labrador, Alejandro Primera y Doani Selvaggi.*

*Finalmente agradezco a todos aquellos que tuve la oportunidad de conocer y de compartir en Torino por permitirme disfrutar esta maravillosa experiencia.*

*A todos... Gracias.*

# INDICE

1. INTRODUZIONE.....		6
1.1	Organizzazione	del 7
lavoro.....		
2. MODELLI NUMERICI PER LA SIMULAZIONE DI UN GIACIMENTO		
CON	ACQUIFERO	9
ATTIVO.....		
		9
2.1	Produzione primaria per spinta da parte dell'acquifero.....	
2.2	Cenni sui modelli numerici.....	
2.3	Inizializzazione del modello.....	
2.4	Il simulatore	numerico 14
Eclipse.....		
2.5	Principali metodi utilizzati per lo studio degli acquiferi.....	
2.5.1	Acquiferi Analitici.....	
2.5.2	Acquiferi Numerici.....	
2.5.3	Acquiferi Volumetrici.....	
3. MODELLO DI GIACIMENTO.....		38
3.1	Caratteristiche Geometriche.....	
3.2	Caso 1 (caso base).....	
3.3	Caso 2.....	
3.4	Caso 3.....	
3.5	Caso 4.....	
3.6	Caso 5.....	
3.7	Modalità	“Vertical 45
Equilibrium”.....		
3.8	Caratterizzazione del Giacimento.....	
3.9	Caratterizzazione del Acquifero.....	
3.10	Simulazione del comportamento produttivo.....	
4.	ANALISI	DEI 53
RISULTATI.....		
4.1	Introduzione.....	
4.2	Influenza delle proprietà petrofisiche: caso base.....	

4.3	Analisi di sensitività sulla discretizzazione del grigliato in acquifero.....	61
4.3.1	Pressione Media nella zona a Gas.....	62
4.3.2	Pressione media al bordo esterno dell'acquifero.....	76
4.3.3	Ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas.....	87
5.	CONCLUSIONI.....	97
	BIBLIOGRAFIA.....	99

## 1. INTRODUZIONE

Nella pratica comune dell'ingegneria del petrolio lo sfruttamento di un giacimento mineralizzato ad idrocarburi richiede la definizione di adeguate strategie di sviluppo finalizzate ad ottimizzare il recupero di idrocarburi, sia sul breve sia sul lungo periodo. La scelta delle operazioni necessarie in fase di sviluppo è essenzialmente guidata dall'esigente di massimizzare la produzione di olio e/o gas naturale e di minimizzare la produzione dei fluidi indesiderati, quali acqua ed eventualmente gas naturale per alcune realtà produttive particolarmente critiche. Tali programmi di sviluppo vengono realizzati utilizzando modelli numerici tridimensionali in grado di simulare il comportamento dinamico del sistema giacimento sulla base di dati sia di natura geologica e petrofisica, desunti dalle informazioni ricavabili da pozzi esplorative e da campagne di sondaggio condotte su piccola e grande scala, sia di natura termodinamica, ricavabili dal pregresso comportamento del sistema. La taratura di un modello dinamico di giacimento viene eseguita mediante la fase denominata "*History Match*" nella quale la storia produttiva del campo, espressa in termini di portate osservate dei vari fluidi e pressioni misurate di fondo e/o di testa per tutti i pozzi del campo, viene riprodotta modificando adeguatamente alcuni parametri del modello in iterazioni successive. Una volta ottenuto un modello di giacimento rappresentativo del reale comportamento dinamico mostrato dalla formazione, esso viene utilizzato per simulare i diversi scenari produttivi che si possono realizzare in funzione delle differenti strategie produttive ipotizzate (*Forecast* nella terminologia anglosassone). Il modello dinamico creato è soggetto a successive nuove fasi di aggiornamento finalizzate a migliorare e affinare il livello di precisione con cui esso è in grado di descrivere la reale risposta del sistema sulla base delle nuove informazioni fornite dal comportamento osservato durante la produzione. Un approccio di questo tipo richiede, nella maggioranza dei casi, l'esecuzione di un numero elevato di simulazioni. Quindi, i tempi di realizzazione di un progetto di sviluppo risultano fortemente influenzati dai tempi di calcolo necessari per la messa a punto del modello dinamico di giacimento. Il parametro che maggiormente incide sull'onere computazionale di ogni simulazione del modello

numerico di giacimento è il numero di celle adottato per descrivere la geometria del sistema. Per ottenere il massimo grado di precisione e di dettaglio nella descrizione del sistema si dovrebbe adottare una discretizzazione uniforme e il più fitta possibile, compatibilmente con la potenza di calcolo messe a disposizione dalla tecnologia informatica corrente. Tuttavia, qualora si verifichi la necessità di simulare il comportamento dinamico di giacimenti estesi arealmente e verticalmente, l'adozione di una discretizzazione fitta uniforme comporta la generazione di un numero di celle tale da dilatare eccessivamente i tempi di calcolo. Qualora il giacimento si trovi a contatto con un acquifero attivo quest'ultimo può essere descritto adottando alcune soluzioni analitiche che consentono di ridurre significativamente i volumi da considerare nel modello numerico e, di conseguenza, il numero di celle interessate nel calcolo. Tuttavia, nei casi in cui il modello numerico di giacimento debba descrivere due o più formazioni mineralizzate indipendenti ma messe in comunicazione idraulica da un acquifero, quest'ultimo non può più essere descritto mediante modelli analitici ma deve essere anch'esso considerato come un volume del sistema da discretizzare adeguatamente.

Il presente lavoro ha lo scopo di valutare la possibilità di applicare un approccio alternativo che consiste nell'adottare due diverse discretizzazioni per la zona mineralizzata e per la zona rappresentante l'acquifero. In particolare si è inteso adottare una discretizzazione il più lasca possibile per descrivere la geometria della zona ad acquifero in modo da ridurre significativamente il numero di celle e accelerare i tempi di calcolo necessari per ogni simulazione. Le analisi sono state eseguite confrontando i risultati forniti da modelli con diversa discretizzazione areale a parità di caratteristiche petrofisiche e dei fluidi al fine di ottenere un'ampia casistica di modelli di giacimento sintetici ma rappresentativi di situazioni realmente riscontrate in natura. I confronti tra i comportamenti dinamici dei diversi modelli sono stati eseguiti monitorando alcuni parametri dinamici di interesse, quali le pressioni nelle diverse zone del giacimento, e i volumi di acqua che, a seguito della produzione, si muovono dalla zona ad acquifero verso il giacimento.

I confronti sistematici ed organizzati di tutti i risultati ottenuti hanno consentito di mettere in evidenza le situazioni in cui l'adozione di grigliati più laschi per descrivere il comportamento degli acquiferi consenta di mantenere comunque la rappresentatività del modello sintetico di giacimento.

## **1.1 Organizzazione del lavoro**

Il capitolo 2 contiene una breve descrizione della teoria per la simulazione dei meccanismi di produzione primaria per spinta da parte dell'acquifero (paragrafo 2.1); la descrizione e evoluzione nel tempo dei modelli numerici per la descrizione del comportamento dinamico dei giacimenti di idrocarburi (paragrafo 2.2) e in particolare del simulatore numerico utilizzato nel presente lavoro (paragrafo 2.2.2); la definizione dei principali metodi per la rappresentazione degli acquiferi (paragrafo 2.3) e in particolare dei metodi analitici (paragrafo 2.3.1), numerici (paragrafo 2.3.2) e volumetrici (paragrafo 2.3.3).

Nel capitolo 3 viene riportata la descrizione del modello di giacimento utilizzato per le analisi. In particolare vengono riportate le caratteristiche geometriche dei vari modelli analizzati (paragrafo 3.1); la teoria relativa alla modalità di simulazione "Vertical Equilibrium" adottata per rappresentare la regione mineralizzata (paragrafo 3.2); le caratteristiche petrofisiche, dei fluidi e le proprietà di interazione roccia fluido per il giacimento e per acquifero (paragrafo 3.3 e 3.4). Nel paragrafo 3.5 vengono riportati i campi di variabilità dei parametri petrofisici combinati per ottenere i modelli di giacimento considerati, mentre nel paragrafo 3.6 viene descritta la storia produttiva adottata per le simulazioni del comportamento dinamico.

Il capitolo 4 contiene la discussione dei risultati. Nel paragrafo 4.2 viene riportata un'analisi quantitativa finalizzata a valutare l'impatto dei diversi parametri di sensitività sui risultati delle simulazioni a parità di discretizzazione della geometria del sistema. Nel paragrafo 4.3 vengono invece riportati i confronti tra i risultati forniti dalle diverse discretizzazioni considerate in funzione dei parametri petrofisici di sensibilità.

Il capitolo 5 fornisce le conclusioni del lavoro eseguito.

## **2. MODELLI NUMERICI PER LA SIMULAZIONE DI UN GIACIMENTO CON ACQUIFERO ATTIVO**

### **2.1 Produzione primaria per spinta da parte dell'acquifero**

I giacimenti di idrocarburi sono spesso delimitati, inferiormente o lateralmente, da acquiferi, i quali possono avere una estensione più o meno grande al di sotto del contatto di separazione idrocarburo-acqua. Un acquifero viene denominato “limitato” se, indipendentemente dal volume di acqua che racchiude, risulta delimitato da rocce impermeabili, così da costituire con la formazione mineralizzata un unico sistema idraulicamente chiuso. Se l'estensione dell'acquifero è molto grande allora l'acquifero viene denominato “infinito”. Gli acquiferi possono inoltre essere classificati come più o meno attivi a seconda della portata di acqua con cui sono in grado di sostenere la pressione del giacimento in fase di coltivazione. Tale comportamento dipende dalle dimensioni dell'acquifero, dalla permeabilità delle formazioni porose che lo costituiscono e dal regime di produzione imposto al giacimento. La capacità dell'acquifero di rimpiazzare i volumi di olio e gas prodotti mediante l'ingresso di equivalenti volumi di acqua in giacimento è legata all'espansione del sistema roccia-acqua da cui è costituito, ma la reazione e quindi l'attività dell'acquifero stesso variano col tempo in quanto il disturbo di pressione indotto dalla messa in produzione del giacimento non si trasmette istantaneamente a tutto l'acquifero, ma si propaga attraverso di esso con velocità finita.

Nel caso dei giacimenti ad olio il meccanismo di produzione per spinta dell'acquifero (water drive) permette generalmente di ottenere recuperi più elevati rispetto a qualsiasi altro meccanismo di produzione primaria, con un fattore di recupero mediamente oscillante tra il 30% e il 50%.

E' inevitabile che la presenza di un acquifero attivo o parzialmente attivo comporti una produzione di acqua precoce e non trascurabile, specialmente nel caso di oli molto densi e viscosi. Allo scopo di limitare la produzione di acqua è necessario allocare i pozzi nelle zone strutturalmente più alte del giacimento, ossia più distanti dal contatto acqua-olio originario, e mantenere un livello di produzione che sia, compatibilmente con le esigenze economiche, il più basso possibile.

Nel caso di giacimenti a gas, la presenza di un acquifero molto attivo tende generalmente a penalizzare il recupero finale di idrocarburi, con valori che potrebbero non superare il 70% circa del volume di gas inizialmente in posto, rispetto al meccanismo di semplice espansione. Per effetto di un forte acquifero può succedere che la maggior parte dei pozzi venga invasa dall'acqua e cessi di produrre quando la pressione di giacimento è ancora particolarmente elevata. Inoltre, considerando che dietro al fronte d'acqua di spiazzamento rimane sempre una certa saturazione di gas residuo che a volte può raggiungere valori del 30-40%, ne consegue che tanto più alta è la pressione di abbandono e tanto più gas sarà stato abbandonato in giacimento. Tuttavia si deve anche tener conto che il sostenimento della pressione di giacimento da parte dell'acquifero consente di ottenere migliori produttività (portate erogate maggiori).

## **2.2 Cenni sui Modelli Numerici**

La simulazione del comportamento dei giacimenti d'idrocarburi può avvenire tramite modelli fisici, analitici o numerici.

Esempi di modelli analitici sono, fra gli altri, quelli impiegati per l'interpretazione delle prove di produzione in pozzo e per la previsione dell'ingresso d'acqua in giacimento.

Modelli fisici per lo studio dei giacimenti sono i cosiddetti modelli in scala nei quali, su un mezzo poroso che riproduce le caratteristiche geometriche e petrofisiche del giacimento, vengono riprodotte secondo opportuni criteri di similitudine le condizioni di portata e saturazione esistenti. Questi modelli sono però estremamente costosi e lenti, e mal si prestano a simulare processi in cui avvenga scambio di massa fra le fasi.

L'utilizzo dei modelli numerici ha cominciato ad affermarsi nei primi anni '50, grazie ai lavori di Peaceman e Rachford. Inizialmente i modelli numerici venivano impiegati unicamente nello studio di giacimenti le cui potenzialità potessero giustificare costi elevati di studio, mentre oggi trovano applicazione per qualsiasi giacimento (Crichlow,1977).

In particolare la simulazione numerica è l'unico strumento che permette di descrivere quantitativamente il flusso di più fasi attraverso un mezzo poroso eterogeneo, o caratterizzato da condizioni al contorno complesse.

Generalmente le equazioni alle derivate parziali che descrivono il flusso dei fluidi all'interno del giacimento non possono essere risolte analiticamente e nei modelli numerici esse vengono risolte numericamente mediante rilassamento alle differenze finite. La risoluzione di tali equazioni richiede una discretizzazione delle coordinate spaziali e temporali, ovvero è necessario trattare il giacimento come se fosse composto di elementi volumetrici discreti o blocchi, a cui vengono assegnate opportune condizioni iniziali, e calcolare le variazioni dei parametri fisico-chimici all'interno di ogni elemento ad intervalli di tempo finiti. Discretizzando il volume di giacimento ed il tempo di simulazione le grandezze fisiche che nella realtà variano con continuità vengono sostituite con grandezze a valori concentrati, cioè in ciascun blocco l'andamento di ogni grandezza fisica viene sostituito con un unico valore.

I blocchi sono elementi di volume ad ognuno dei quali viene associato un valore di porosità, permeabilità, saturazione iniziale e pressione. La collocazione spaziale dei blocchi può essere individuata attraverso le coordinate del centroide, ossia del centro di massa del blocco stesso (modello *block centered*) oppure attraverso le coordinate degli otto spigoli del blocco (modello *corner point*). La magliatura a blocco centrato è adatta quando le condizioni al contorno sono di tipo Neumann, cioè con portate prefissate lungo il bordo esterno del volume simulato; la magliatura centrata sui nodi risulta invece più indicata quando le condizioni al contorno sono di tipo Dirichlet, quando cioè il valore della pressione è fissato lungo il bordo esterno.

La precisione con la quale un giacimento può essere descritto in un modello numerico e l'accuratezza con cui il flusso dei fluidi può essere calcolato dipende dal numero di blocchi in cui si suddivide il giacimento e dall'estensione degli intervalli temporali. D'altro canto però il numero di suddivisioni adotta influenza pesantemente i tempi di simulazione. Conseguentemente le dimensioni dei blocchi e la complessità con la quale viene costruito un modello di giacimento vanno considerate con cautela. Il modello deve contenere un numero sufficiente di blocchi e di intervalli di tempo per permettere di simulare il comportamento del giacimento con sufficiente accuratezza ma nello stesso tempo essere il più semplice possibile.

L'ampiezza degli intervalli di tempo deve rappresentare una soluzione di compromesso allo scopo di ottenere la descrizione del profilo dinamico delle pressioni e

delle saturazioni con un dettaglio sufficiente al raggiungimento degli obiettivi dello studio (Mattax,1992) nei tempi di simulazione ritenuti accettabili.

Le dimensioni dei blocchi possono non essere uniformi in tutto il modello e pertanto è possibile infittire la discretizzazione in corrispondenza di zone di giacimento particolarmente eterogenee o dove sia di particolare interesse descrivere in modo dettagliato le variazioni delle condizioni termodinamiche, ad esempio nell'intorno dei pozzi. Tuttavia occorre tenere presente che la presenza di forti contrasti tra le dimensioni di celle adiacenti può creare problemi di convergenza nella risoluzione delle equazioni di flusso durante le simulazioni.

Nella tecnica dei modelli numerici il flusso di gas, olio ed acqua in giacimento viene descritto mediante l'equazione di diffusività, la quale esprime la propagazione nello spazio e nel tempo di qualsiasi disturbo di pressione provocato in un mezzo poroso saturo in equilibrio (sia statico che dinamico).

Tal equazione è ottenuta dalle tre equazioni fondamentali:

1)equazione di continuità o di conservazione della massa:

$$\nabla(\rho v) = -\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (2.1)$$

2)equazione di flusso:

in condizioni di flusso laminare (equazione di Darcy)

$$v = -\frac{k \rho}{\mu} \nabla \xi \quad (2.2)$$

in condizioni di flusso turbolento (equazione di Forchheimer)

$$-\nabla p = \frac{\mu}{k} v + \beta \rho v^2 \quad (2.3)$$

3)equazione costitutiva:

per i liquidi

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad (2.4)$$

per i gas reali

$$\rho = \frac{Mp}{ZRT} \quad (2.5)$$

Tali equazioni sono valide in caso di mezzo poroso saturo di un solo fluido. Tra i parametri che compaiono in tali equazioni

$v$  è la velocità,

$\mu$  è la viscosità,

$\rho$  è la densità,

$k$  è la permeabilità effettiva,

$\phi$  è la porosità,

$c$  è la compressibilità,

$\beta$  è il coefficiente di resistenza inerziale,

$\xi$  è il potenziale idraulico,

$Z$  è il fattore di compressibilità del gas,

$R$  è la costante universale dei gas,

$T$  è la temperatura assoluta e

$M$  è il peso molecolare del gas.

L'equazione di diffusività nel caso generale di mezzo poroso anisotropo, non omogeneo, in regime di flusso transitorio, per un fluido compressibile e per una geometria tridimensionale assume la forma

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( k_x \frac{\partial \xi}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( k_y \frac{\partial \xi}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( k_z \frac{\partial \xi}{\partial z} \right) = c_t \rho g \frac{\partial \xi}{\partial t} \quad (2.6)$$

dove  $c_t$  è la compressibilità totale del sistema.

## 2.3 Inizializzazione del modello

L'inizializzazione rappresenta la fase in cui ad ogni blocco di coordinate  $i, j, k$  viene attribuito il valore di tutte le grandezze fisiche necessarie per la soluzione dell'equazione di diffusività. Le fasi presenti sono poste in equilibrio sulla base delle forze gravitazionali e capillari in modo che ovunque presentino lo stesso potenziale. La pressione dell'olio alla generica profondità  $z$  viene calcolata in funzione di un valore di pressione noto ad una profondità di riferimento (*datum*) sulla base della densità dell'olio.

A partire dalla pressione dell'olio al contatto acqua-olio, essendo noto che la pressione capillare  $P_{c,ow}$  al contatto è nulla, viene calcolata la pressione della fase acqua alla generica profondità sulla base della relativa densità. Analogamente viene fatto per la fase gas.

In base all'andamento della saturazione in acqua e gas in funzione della pressione capillare vengono determinate la saturazione  $S_{g(i,j,k)}$  del gas e  $S_{w(i,j,k)}$  dell'acqua in corrispondenza del centro di ogni blocco e quindi la saturazione in olio  $S_{o(i,j,k)} = 1 - S_{g(i,j,k)} - S_{w(i,j,k)}$ .

A questo punto è possibile associare ad ogni blocco di volume poroso  $V_{(i,j,k)}$  una massa  $M$  di fluido pari a

$$\begin{cases} M_{o(i,j,k)} = V_{(i,j,k)} \rho_{o,sc} \left( \frac{S_{o(i,j,k)}}{B_{o(p)}} + R_v \frac{S_{g(i,j,k)}}{B_{g(p)}} \right) \\ M_{g(i,j,k)} = V_{(i,j,k)} \rho_{g,sc} \left( \frac{S_{g(i,j,k)}}{B_{g(p)}} + R_s \frac{S_{o(i,j,k)}}{B_{o(p)}} \right) \\ M_w = V_{(i,j,k)} \rho_{w,sc} \left( \frac{S_w}{B_w} \right) \end{cases} \quad (2.7)$$

dove

$B$  è il fattore di volume,

$R_s$  è il rapporto di soluzione gas olio ed

$R_v$  rappresenta il gas vaporizzato in olio, mentre i pedici w, o, g si riferiscono ad acqua, olio e gas rispettivamente.

Le equazioni 2.7 consentono di poter determinare le riserve di idrocarburi, che sono date dalla sommatoria della quantità di olio e gas di ogni blocco, ed il fattore di recupero degli stessi nel corso del tempo.

## 2.4 Il Simulatore Numerico Eclipse

La simulazione del comportamento dinamico del modello sintetico di giacimento generato nel presente studio di tesi è avvenuta mediante l'utilizzo del simulatore numerico Eclipse, commercializzato dalla società Schlumberger GeoQuest.

Il simulatore Eclipse si compone di differenti moduli che consentono la definizione del modello geometrico (GRID), la simulazione delle perdite di carico in pozzo (VFPI), la simulazione del comportamento dinamico del giacimento (ECL100), la definizione delle

caratteristiche termodinamiche dei fluidi (PVTi) e l'analisi dei risultati di simulazione (OFFICE, FLOVIZ).

La geometria del *grid* va orientata tenendo conto di eventuali direzioni di flusso preferenziali e della presenza di limiti di permeabilità. Esiste la possibilità di infittire la discretizzazione del grid in prossimità dei pozzi (*local grid refinement, LGR*), anche se questa operazione comporta un incremento dei tempi macchina necessari alla simulazione. Con una geometria blocco-centrata si consiglia di non eccedere nell'operazione di raffittimento poiché da uno studio condotto da Peaceman (1991) è emerso che con l'adozione di blocchi troppo piccoli l'errore commesso nella simulazione delle pressioni tende a crescere all'aumentare dell'infittimento, anziché diminuire.

## **2.5 Principali metodi utilizzati per lo studio degli acquiferi**

Nell'ambito dell'ingegneria dei giacimenti, lo studio del comportamento degli acquiferi resta uno degli argomenti maggiormente affetti da incertezza poiché pozzi esplorativi o campagne di sondaggi finalizzate alla conoscenza diretta delle caratteristiche dell'acquifero, quali porosità, permeabilità, spessore e proprietà dell'acqua, risultano, nella maggior parte dei casi, economicamente non realizzabili. Sono stati sviluppati differenti approcci che permettono di valutare il comportamento dell'acquifero durante la vita produttiva del giacimento utilizzando per la caratterizzazione dell'acquifero solo le informazioni che possono essere ricavate dall'analisi della storia produttiva e dalle campagne di sondaggi condotte sul giacimento. Il comportamento dell'acquifero può essere analizzato secondo un approccio di tipo analitico, numerico oppure volumetrico. In funzione delle finalità del presente lavoro, si è scelto di utilizzare una rappresentazione di tipo volumetrico dell'acquifero attivo presente nel modello sintetico del giacimento creato.

### **2.5.1 Acquiferi Analitici**

I modelli matematici più comunemente utilizzati nell'industria petrolifera per lo studio del comportamento dell'acquifero durante la vita produttiva del giacimento sono: il modello di Hurst-Van Everdingen, il modello di Fetkovich e il modello di Carter-Tracy. L'approccio matematico del problema consiste nel determinare la soluzione analitica dell'equazione di diffusività per le differenti geometrie e condizioni di flusso che si possono realizzare nel sistema, in funzione di determinate condizioni al contorno imposte.

Le seguenti ipotesi sono alla base dell'approccio analitico per lo studio degli acquiferi:

- in ogni istante il giacimento è in condizioni di equilibrio;
- i contatti tra l'acqua e l'idrocarburo sono delle linee equipotenziali;
- gli idrocarburi dietro al fronte di piazzamento hanno mobilità nulla;
- gli effetti delle forze di gravità sono trascurabili;

Gli acquiferi vengono classificati in funzione della geometria di flusso e delle condizioni al bordo esterno:

- *Geometria di flusso:*

*Radiale:* i bordi sono costituiti da due cilindri concentrici oppure da settori di cilindri.

*Lineare:* i bordi sono costituiti da due set di piani paralleli.

*Non simmetrico:* tutti gli altri casi.

- *Condizioni al bordo esterno:*

Gli acquiferi possono essere suddivisi in acquiferi finiti e infiniti. Da un punto di vista geologico, ogni formazione ha un'estensione finita, ma può comportarsi come infinitamente estesa nel caso in cui la variazione di pressione che si manifesta al contatto acqua-idrocarburi non sia avvertita al bordo esterno dell'acquifero.

*Infiniti:* poiché gli effetti di variazione di pressione che si verificano nella zona di contatto acqua-idrocarburi non giungono ad interessare tutto il volume occupato dall'acquifero, la pressione al bordo esterno dell'acquifero è considerata costante e pari alla pressione iniziale del giacimento.

*Finiti:* la pressione al bordo esterno dell'acquifero cambia nel tempo poiché risente degli effetti di variazione di pressione al contatto acqua-idrocarburi.

## Modello di Hurst-Van Everdingen per flusso non stabilizzato

L'equazione di diffusività rappresenta la base matematica che permette di descrivere il comportamento dinamico di un giacimento o di un acquifero. La (2.9) rappresenta l'equazione di diffusività in forma adimensionale:

$$\frac{\partial^2 P_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial P_D}{\partial r_D} = \frac{\partial P_D}{\partial t_D} \quad (2.9)$$

Van Everdingen e Hurst (1949) hanno calcolato le soluzioni per l'equazione di diffusività per le seguenti condizioni al contatto acquifero-giacimento:

- portata di acqua in giacimento costante;
- variazioni di pressione costante.

Imporre la condizione di portata costante equivale a ipotizzare che la portata dell'ingresso d'acqua in giacimento rimanga invariata per un determinato periodo di tempo, e calcolare la relativa caduta di pressione che si manifesta al contatto giacimento-acquifero. In alternativa, è possibile risolvere l'equazione di diffusività imponendo una caduta di pressione al contatto costante per un determinato periodo di tempo e calcolando il relativo volume di acqua che entra in giacimento. Facendo ricorso al principio di sovrapposizione degli effetti, le soluzioni determinate per i due casi descritti sono state estese ai casi in cui l'ingresso di acqua o la caduta di pressione siano variabile nel tempo.

Nella pratica, per descrivere il meccanismo di produzione dovuto alla presenza di un acquifero attivo risulta estremamente più importante la determinazione dell'ingresso di acqua in giacimento, calcolato come funzione di una caduta di pressione imposta al raggio interno del sistema giacimento-acquifero.

Hurst e Van Everdingen hanno risolto l'equazione di diffusività per il sistema giacimento-acquifero applicando la trasformata di Laplace. Le soluzioni trovate possono essere utilizzate per determinare l'ingresso d'acqua nei seguenti sistemi:

- sistema con acquifero laterale (sistema radiale);
- sistema con acquifero di fondo;
- sistema con acquifero lineare.

In presenza di un acquifero laterale, il limite interno del sistema è definito come l'interfaccia tra il giacimento e l'acquifero. Il flusso attraverso questo bordo è considerato orizzontale e l'ingresso di acqua avviene attraverso una superficie cilindrica circondante il giacimento.

Van Everdingen e Hurst hanno proposto una soluzione dell'equazione di diffusività in forma adimensionale imponendo le condizioni di caduta di pressione costante unitamente alle seguenti condizioni iniziali e al contorno:

- condizioni iniziali:

$$p = p_i \text{ per qualsiasi valore del raggio } r.$$

- condizioni al contorno:

1. per acquiferi infiniti:

$$p = p_i \text{ a } r = \infty;$$

2. per acquiferi finiti:

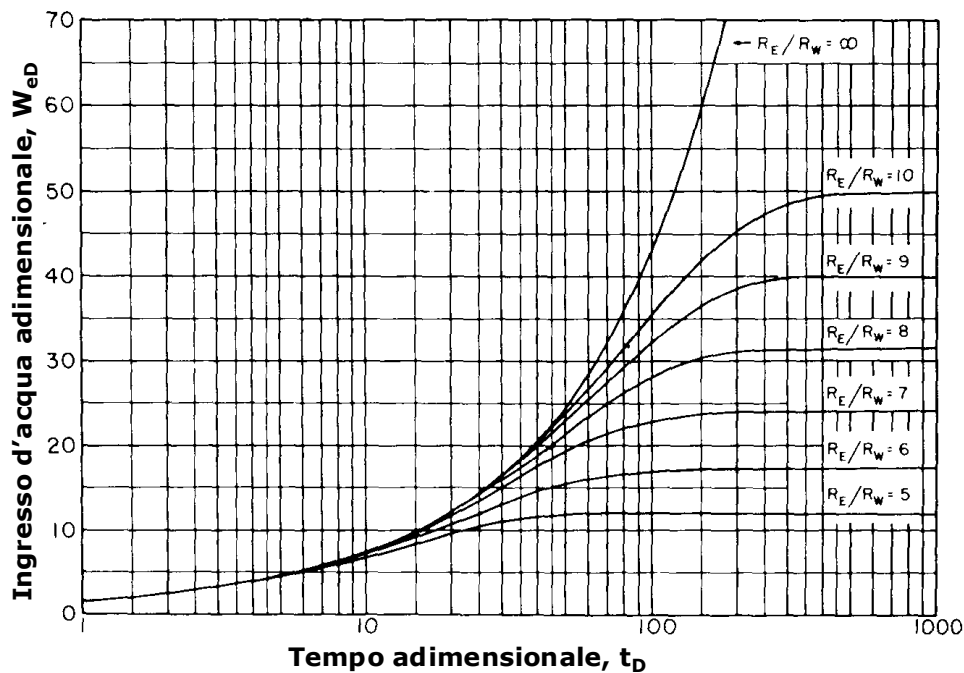
$$\frac{\partial p}{\partial r} = 0 \text{ a } r = r_a;$$

La formulazioni di Van Everdingen e Hurst prevede le seguenti ipotesi sulla caratterizzazione dell'acquifero:

- spessore uniforme;
- permeabilità costante;
- porosità uniforme;
- compressibilità della roccia costante;
- compressibilità dell'acqua costante.

L'ingresso d'acqua in giacimento viene quantificato in forma adimensionale tramite la determinazione dei valori assunti dal parametro  $W_{eD}$ , denominato *ingresso d'acqua adimensionale*. Esprimendo l'ingresso di acqua in giacimento in funzione sia del tempo adimensionale  $t_D$  sia del raggio adimensionale  $r_D$ , Van Everdingen e Hurst hanno fornito una soluzione dell'equazione di diffusività generalizzata, applicabile cioè a qualsiasi sistema giacimento-acquifero caratterizzato da un flusso di acqua in giacimento di tipo essenzialmente radiale.

Le soluzioni sono state determinate per casi di acquiferi limitati e acquiferi infiniti. Le soluzioni sono presentate in forma grafica (fig. 2.2), come  $W_{eD}$  vs  $t_D$ , per differenti valori del rapporto tra il raggio del giacimento e il raggio dell'acquifero, o in forma di tabella.



**Fig 2.2.- Ingresso di acqua adimensionale  $W_{eD}$  in funzione del tempo adimensionale  $t_D$ , per differenti valori del rapporto  $R_E/R_W$ .**

I due parametri adimensionali  $t_D$  e  $r_D$  sono definiti come segue:

$$t_D = 6,328 \times 10^{-3} \frac{kt}{\phi \mu c_i r_e^2} \quad (2.10)$$

$$r_D = \frac{r_a}{r_e} \quad (2.11)$$

dove:

$t$  = tempo, espresso in giorni;

$k$  = permeabilità dell'acquifero, espressa in md;

$\phi$  = porosità dell'acquifero;

$\mu_w$  = viscosità dell'acqua, espressa in cp;

$r_a$  = raggio dell'acquifero, espresso in ft;

$r_e$  = raggio del giacimento, espresso in ft;

$c_w$  = compressibilità dell'acqua, espressa in  $\text{psi}^{-1}$ ;

$c_f$  = compressibilità della formazione occupata dall'acquifero, espressa in  $\text{psi}^{-1}$ ;

$c_t$  = coefficiente di compressibilità totale, espresso in  $\text{psi}^{-1}$  e definito come somma della compressibilità della formazione e della compressibilità dell'acqua;

L'ingresso d'acqua è definito come segue:

$$W_e = B\Delta p W_{eD} \quad (2.12)$$

con

$$B = 1,119\phi c_t r_e^2 h \quad (2.13)$$

dove:

$W_e$  = ingresso cumulativo d'acqua, espresso in bbl;

$B$  = costante di ingresso d'acqua, espressa in bbl/psi;

$\Delta p$  = caduta di pressione all'interfaccia, espressa in psi;

$W_{eD}$  = ingresso d'acqua dimensionale.

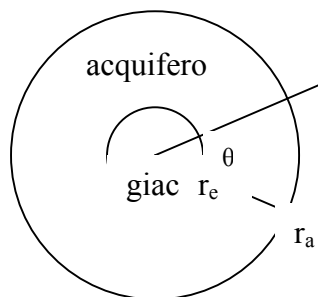
L'equazione 2.13 assume che il flusso di acqua in giacimento sia di tipo radiale. Per descrivere i diversi casi riscontrati in natura in cui i meccanismi di flusso presenti si discostano sensibilmente da tale assunzione, è necessario apportare alcune modifiche nell'equazione 2.13, come, per esempio, l'introduzione di un angolo di contatto nella costante di ingresso d'acqua  $B$ . Esprimendo l'angolo di contatto in forma adimensionale:

$$f = \theta/360 \quad (2.14)$$

l'equazione (2.13) assume la forma:

$$B = 1,119\phi c_t r_e^2 hf \quad (2.15)$$

$\theta$  rappresenta l'angolo sotteso dalla circonferenza del giacimento (fig. 2.3). Per geometrie di flusso radiale  $\theta$  assume un valore pari a  $360^\circ$ , ed  $f$  diventa unitario, riconducendo quindi la (2.15) alla (2.13).



**Fig 2.3- Giacimento a geometria radiale.**

## Metodo di Fetkovich

Fetkovich (1971) ha sviluppato un metodo in grado di approssimare l'andamento dell'ingresso d'acqua in giacimento di un acquifero finito per geometrie radiali e lineari. In molti casi, i risultati forniti dal questo approccio risultano estremamente simili a quelli ottenuti ricorrendo al metodo proposto da Hurst-Van Everdingen. L'approccio proposto da Fetkovich risulta, però, indubbiamente più semplice e, diversamente dal modello proposto da Hurst-Van Everdingen, non richiede l'utilizzo della sovrapposizione.

Il modello di Fetkovich assume che l'indice di produttività sia in grado di descrivere adeguatamente l'ingresso di acqua in giacimento nel caso di un acquifero finito. Questo equivale ad assumere che la portata d'acqua in ingresso sia direttamente proporzionale alla differenza esistente tra la pressione media dell'acquifero e la pressione al contatto giacimento-acquifero. Il metodo trascura gli effetti del flusso transitorio. Nei casi in cui la pressione all'interfaccia cambi rapidamente, i risultati forniti dall'approccio di Fetkovich possono essere piuttosto diversi da quelli ottenuti con i metodi più rigorosi di Hurst-Van Everdingen o di Carter-Tracy. In molti casi, comunque, le variazioni di pressione che si verificano al contatto giacimento-acquifero sono essenzialmente gradualmente, e questo metodo diventa un valido e rapido approccio da utilizzare in sostituzione dei modelli più rigorosi ma computazionalmente più onerose.

La base teorica del modello di Fetkovich è rappresentata essenzialmente dall'equazione dell'indice di produttività dell'acquifero e dall'equazione di bilancio materiale. L'indice di produttività (PI) di un acquifero ha una formulazione analoga all'equazione di PI usata per descrivere un pozzo ad olio o a gas:

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} = J(\bar{P}_a - P_r) \quad (2.16)$$

dove

$e_w$  = portata di ingresso d'acqua, espressa in bbl/d;

$J$  = indice di produttività dell'acquifero, espresso in bbl/d/psi;

$P_r$  = pressione al raggio interno dell'acquifero, espressa in psi;

$\bar{P}_a$  = pressione media nell'acquifero, espressa in psi.

L'equazione di bilancio di massa per l'acquifero, nell'ipotesi di compressibilità costante, stabilisce che la caduta di pressione che si manifesta nell'acquifero è direttamente proporzionale all'ingresso d'acqua in giacimento:

$$W_e = c_t W_i (P_i - \bar{P}_a) f \quad (2.17)$$

dove

$W_i$  = volume iniziale d'acqua nel acquifero, espresso in bbl;

$C_t$  = compressibilità totale dell'acquifero, definita come  $C_w + C_f$  ed espressa in psi<sup>-1</sup>;

$P_i$  = pressione iniziale dell'acquifero, espressa in psi;

$f = \theta/360$ .

Dall'equazione 2.17 si desume che l'ingresso d'acqua assume valori massimi per valori nulli di  $\bar{P}_a$ :

$$W_{ei} = c_t W_i P_i f \quad (2.18)$$

Combinando le equazioni 2.18 e 2.17 si ottiene:

$$\bar{P}_a = P_i \left( 1 - \frac{W_e}{c_t W_i P_i} \right) = P_i \left( 1 - \frac{W_e}{W_{ei}} \right) \quad (2.19)$$

Differenziando l'equazione 2.19 rispetto al tempo, si ottiene:

$$\frac{dW_e}{dt} = - \frac{W_{ei}}{P_i} \frac{d\bar{P}_a}{dt} \quad (2.20)$$

Combinando l'equazione 2.20 con la 2.16 e integrando, si ottiene la seguente espressione dell'ingresso di acqua:

$$W_e = \frac{W_{ei}}{P_i} (P_i - P_r) \exp\left(\frac{-J P_i t}{W_{ei}}\right) \quad (2.21)$$

dove:

$W_e$  = ingresso cumulativo d'acqua, espresso in bbl;

$P_r$  = pressione del giacimento, ovvero la pressione al contatto idrocarburi-acqua;

$t$  = tempo, espresso in giorni.

L'equazione 2.21 non ha applicazione pratica, poiché è stata ottenuta imponendo condizioni di pressione costante al raggio interno. Per usare questa soluzione nei casi in cui la pressione all'interfaccia varia in funzione del tempo, è necessario ricorrere alla tecnica della sopraposizione. Onde evitare l'introduzione di questo approccio estremamente oneroso da un punto di vista computazionale, Fetkovich suggerisce di identificare, all'interno dell'andamento storico della pressione al contatto giacimento-acquifero, un numero finito di intervalli di tempo e di assegnare ad ognuno di questi un incremento di ingresso di acqua pari a:

$$(\Delta W_e)_n = \frac{W_{ei}}{P_i} \left[ (\bar{P}_a)_{n-1} - (\bar{P}_r)_n \right] \left[ 1 - \exp\left(\frac{-J P_i \Delta t_n}{W_{ei}}\right) \right] \quad (2.22)$$

dove  $(\bar{P}_a)_{n-1}$  è la pressione media dell'acquifero alla fine dell'intervallo di tempo precedente. Questa pressione è calcolata dall'equazione 2.19 come:

$$(\bar{P}_a)_{n-1} = P_i \left( 1 - \frac{(W_e)_{n-1}}{W_{ei}} \right) \quad (2.23)$$

La pressione media all'interfaccia  $(\bar{P}_r)_n$  è calcolata come:

$$(\bar{P}_r)_n = \frac{(P_r)_{n-1} + (P_r)_n}{2} \quad (2.24)$$

L'indice di produttività  $J$  usato nel calcolo è una funzione della geometria dell'acquifero. Fetkovich ha calcolato l'indice di produttività servendosi dell'equazione di Darcy per acquiferi finiti.

Il metodo di Fetkovich può essere esteso al caso di acquiferi infiniti nel caso in cui il rapporto tra la portata di ingresso di acqua e la caduta di pressione risulti approssimativamente costante durante la vita produttiva del giacimento.

## Metodo di Carter-Tracy

Il metodo formulato da Van Everdingen e Hurst fornisce una soluzione esatta dell'equazione di diffusività radiale; tale approccio risulta quindi estremamente corretto e preciso da un punto di vista analitico, ma, poiché richiede l'utilizzo della tecnica della sovrapposizione degli effetti, risulta anche particolarmente oneroso da un punto di vista computazionale. Per ovviare il problema, Carter e Tracy (1960) hanno formulato un metodo per la determinazione diretta dell'ingresso di acqua che non prevede l'utilizzo della tecnica di sovrapposizione.

Differentemente dal modello di Van Everdingen-Hurst, l'approccio proposto da Carter-Tracy assume portate di acqua in ingresso nel giacimento costanti per ogni intervallo finito di tempo in cui viene suddivisa la storia produttiva. L'ingresso cumulativo d'acqua ad ogni intervallo di tempo  $t_n$ , può essere calcolato direttamente dal valore precedentemente ottenuto al tempo  $t_{n-1}$ , ovvero:

$$(W_e)_n = (W_e)_{n-1} + [(t_D)_n - (t_D)_{n-1}] \left[ \frac{B\Delta p_n - (W_e)_{n-1} (P_D')_n}{(P_D)_n - (t_D)_{n-1} (P_D')_n} \right] \quad (2.25)$$

dove:

$B$  = costante dell'acquifero definita nel modello di Van Everdingen e Hurst (eq. 2.15);

$t_D$  = tempo dimensionale come definito nel modello di Van Everdingen e Hurst (eq. 2.10);

$\Delta p_n$  = caduta totale di pressione,  $P_i - P_n$ , (psi);

$P_D$  = pressione adimensionale;

$P_D'$  = derivata rispetto al tempo della pressione adimensionale,  $dP_D/dt_D$ .

I valori della pressione adimensionale  $P_D$  in funzione di  $t_D$  e  $r_D$  sono espressi in forma di tabella.

Carter, Tracy e Edwardson (1962) hanno sviluppato la seguente approssimazione di  $P_D$  per acquiferi infiniti:

$$P_D = \frac{370,529\sqrt{t_D} + 137,582t_D + 5,69549(t_D)^{1,5}}{328,834 + 265,488\sqrt{t_D} + 45,2157t_D + (t_D)^{1,5}} \quad (2.26)$$

La derivata della pressione adimensionale può essere approssimata nella seguente forma:

$$P_D' = \frac{E}{F} \quad (2.27)$$

dove:

$$E = 716,441 + 46,7984(t_D)^{0,5} + 270,038t_D + 71,0098(t_D)^{1,5} \quad (2.28)$$

$$F = 1296,86(t_D)^{0,5} + 1204,73t_D + 618,618(t_D)^{1,5} + 538,072(t_D)^2 + 142,41(t_D)^{2,5} \quad (2.29)$$

Deve essere evidenziato il fatto che il metodo di Carter e Tracy non rappresenta una soluzione esatta dell'equazione di diffusività, e quindi i risultati forniti devono essere valutati come approssimazione delle soluzioni esatte.

## 2.5.2 Acquiferi Numerici

In alternativa agli acquiferi analitici vi è la possibilità di utilizzare acquiferi numerici. In questo caso l'acquifero viene definito entro il grigliato utilizzato nelle simulazioni, in particolare è possibile selezionare file di celle di bordo e assegnare loro i parametri richiesti dal simulatore quali:

- porosità, permeabilità della formazione in acquifero;
- informazioni sulla posizione dell'acquifero, quali la profondità, e sulla sua geometria quali sezione di attraversamento e lunghezza, che definiscono il volume dell'acquifero;
- informazioni sull'acqua di formazione quali caratteristiche PVT;
- dati di inizializzazione quali pressione iniziale.

Non vi è modo di inserire alcuna altra informazione circa la forma dell'acquifero.

Una volta definito l'acquifero occorre connetterlo alle celle del grid appartenenti alla formazione mineralizzata a idrocarburo. A tal proposito vengono disattivate le file di

celle di bordo del modello. A questo punto vengono attivate le sole celle in cui si intende definire l'acquifero (fig. 2.4).

Non si è ritenuto opportuno assumere un acquifero numerico nelle analisi di sensibilità in quanto, essendo lo scopo dello studio l'analisi dell'impatto della discretizzazione dell'acquifero, il volume dell'acquifero viene concepito come un blocco unico non ulteriormente discretizzabile.



**Fig. 2.4 Modello di acquifero numerico per geometria cartesiana**

### 2.5.3 Acquiferi Volumetrici

Qualora si voglia simulare un acquifero con un volume discretizzato, si ricorre ad un acquifero volumetrico.

Mentre negli acquiferi analitici e numerici l'acquifero viene definito come entità separata dal modello oppure entro una cella indipendentemente dalla sua geometria, un acquifero volumetrico è composto da blocchi di volume definito entro il modello di giacimento a cui viene imposta una saturazione di acqua unitaria.

Le celle che compongono l'acquifero devono essere inizializzate definendo le proprietà petrofisiche, le proprietà dell'acqua di formazione, le proprietà termodinamiche, le proprietà di interazione roccia-fluidi.

Da notare che la spinta dell'acquifero è data dalla sola espansione dell'acqua.

In definitiva con un acquifero volumetrico è possibile definire un acquifero in un volume discretizzato di cui è possibile controllare la spaziatura delle maglie; tuttavia, per

grandi estensioni di acquifero e per fitte discretizzazioni, i tempi di calcolo potrebbero risultare penalizzati.

### **3. MODELLO DI GIACIMENTO**

Il presente lavoro di tesi è finalizzato alla valutazione del livello di dettaglio con cui è possibile riprodurre il comportamento dinamico di un giacimento in funzione del grado di precisione scelto per la rappresentazione della geometria dell'acquifero. Le analisi sono state condotte su un modello sintetico di giacimento mineralizzato a gas secco con acquifero attivo. In funzione delle finalità del presente lavoro, il volume di roccia mineralizzato è stato simulato da un'unica cella posta in posizione centrale caratterizzata con una distribuzione omogenea delle proprietà petrofisiche e termodinamiche, mentre il volume dell'acquifero circostante è stato discretizzato utilizzando cinque grid cartesiani uniformi che differiscono per dimensione areale delle maglie. Il modello in cui l'acquifero è stato discretizzato con una griglia più fitta, denominato Caso Base, è stato assunto come caso di riferimento, in quanto maggiormente rappresentativo del comportamento dinamico reale del campo. Mantenendo invariata la caratterizzazione del volume mineralizzato, sono stati successivamente creati altri quattro casi in cui l'acquifero è descritto da griglie sempre più lasche. Sono stati in seguito definiti un numero rappresentativo di scenari di caratteristiche petrofisiche possibili, nei quali i valori di porosità, permeabilità assoluta e compressibilità della roccia sono stati fatti variare all'interno di intervalli rappresentativi delle reali condizioni di giacimento. Per ogni combinazione di parametri petrofisici le simulazioni sono state condotte adottando i diversi modelli generati. I confronti tra i vari casi sono stati eseguiti in termini di pressione media sia relativa alla zona a gas, sia presente al bordo esterno dell'acquifero, e di entrata d'acqua nella zona mineralizzata a gas. Le analisi di sensitività così condotte hanno permesso di quantificare le discrepanze esistenti tra i risultati forniti dal Caso Base rispetto ai modelli a grigliato più lasco, in funzione di tutti i parametri petrofisici considerati.

Il modello dinamico utilizzato per le analisi di sensitività è stato realizzato utilizzando un modello numerico tridimensionale, generato mediante il simulatore ECLIPSE. In funzione delle finalità del presente lavoro, si è scelto di utilizzare una rappresentazione di tipo volumetrico dell'acquifero di fondo, in quanto è l'unico approccio che consente di variare sia le caratteristiche petrofisiche, sia il tipo e le dimensioni delle maglie del reticolo utilizzato per la rappresentazione geometrica della zona oggetto di studio. La simulazione del volume di roccia mineralizzata è stata realizzata mediante l'opzione del *vertical equilibrium*. Per tutti i casi analizzati, le simulazioni sono state

condotte imponendo ad un unico pozzo equivalente, collocato in posizione centrale nella cella mineralizzata a gas, una storia produttiva di circa dieci anni con una portata di gas a testa pozzo pari a  $1000000 \text{ m}_{sc}^3/\text{giorno}$  e mantenuta costante durante il tempo di simulazione.

### 3.1 Caratteristiche Geometriche

Il modello sintetico di giacimento utilizzato per le analisi di sensitività è di tipo tridimensionale. Consiste in un giacimento a gas monostrato a geometria rettangolare, caratterizzato da un'estensione in pianta di  $2000 \text{ m} \times 4000 \text{ m}$  e uno spessore di  $10 \text{ m}$ , composto di un solo blocco e circondato da un acquifero attivo. Quest'ultimo presenta un'estensione in pianta di  $22000 \times 20000 \text{ m}$  e uno spessore di  $10 \text{ m}$ . Il volume occupato dall'acquifero è stato rappresentato utilizzando cinque diverse discretizzazioni uniformi del grigliato in acquifero, il cui spessore di  $10 \text{ m}$  risulta costante, che differiscono per dimensione areale delle maglie: partendo dal Caso 1, detto Case Base, in cui è stata adottata una griglia fine e uniforme con dimensione in pianta dei blocchi di  $100\text{m} \times 100\text{m}$ , sono state adottati grid omogenei ma sempre più laschi fino al limite rappresentato dal Caso 5, caratterizzato da blocchi di dimensioni  $2000\text{m} \times 2000\text{m}$ , rispettivamente nelle direzioni x,y.

Il raggio interno equivalente dell'acquifero è stato fissato pari a  $1600 \text{ m}$  mentre il raggio esterno equivalente risulta di circa  $11800 \text{ m}$ , per un rapporto  $r_D$  uguale a  $7,3$ .

Sono stati analizzati cinque casi diversi corrispondenti ai cinque grigliati cartesiani differenti utilizzati per la discretizzazione dell'acquifero. Il modello in cui l'acquifero è stato discretizzato con una griglia più fitta, ovvero il Caso Base, è stato assunto come caso di riferimento, in quanto maggiormente rappresentativo del comportamento dinamico reale del campo. Tutti i risultati forniti dai restanti quattro casi in studio sono stati analizzati in termini di errore relativo rispetto al comportamento mostrato dal Caso Base.

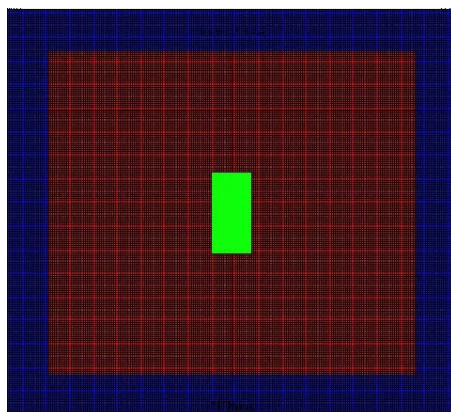
Per ogni caso sono state definite tre regioni diverse, come si osserva nelle figure 3.1, 3.2, 3.3 e 3.4, rispettivamente denominate zona blu, che rappresenta il volume esterno dell'acquifero, zona rossa, ovvero la porzione interna dell'acquifero e zona verde, che

comprende il volume di roccia mineralizzata a gas. La zona blu presenta una estensione areale pari a  $152 \cdot 10^6 \text{ m}^2$ , la zona rossa pari  $280 \cdot 10^6 \text{ m}^2$  e la zona verde pari a  $8 \cdot 10^6 \text{ m}^2$ .

Lo scopo della suddivisione del modello in zone è monitorare in fase di simulazione i valori di pressione, ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas e la pressione media al bordo dell'acquifero.

### 3.2 Caso 1 (Caso Base)

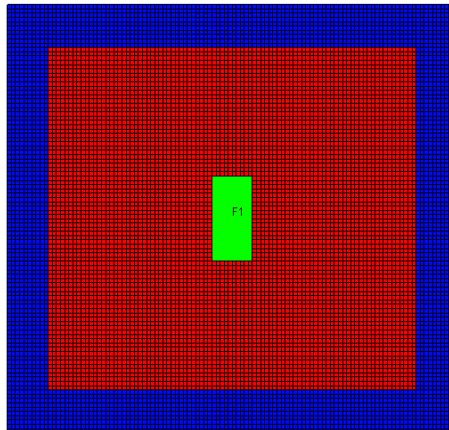
Dato il livello di accuratezza con cui è stato discretizzato il volume occupato dall'acquifero, questo caso è stato ritenuto a ragione il più rappresentativo del comportamento dinamico reale del campo. Il grigliato adottato è composto da blocchi di dimensione  $100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$  in pianta e  $10 \text{ m}$  di spessore, per un totale di 43200 celle.



**Fig 3.1: Modello di discretizzazione: caso base.**

### 3.3 Caso 2

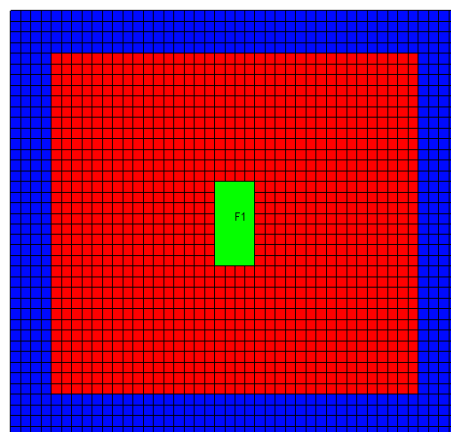
Il volume occupato dall'acquifero è stato discretizzato utilizzando un grigliato omogeneo e più lasco, con celle di dimensioni  $200 \text{ m} \times 200 \text{ m} \times 10 \text{ m}$ , rispettivamente nelle direzioni  $x$ ,  $y$ ,  $z$ . Il numero di celle utilizzate per la rappresentazione dell'acquifero risulta pari a 10800.



**Fig 3.2: Modello di discretizzazione: caso 2.**

### **3.4 Caso 3**

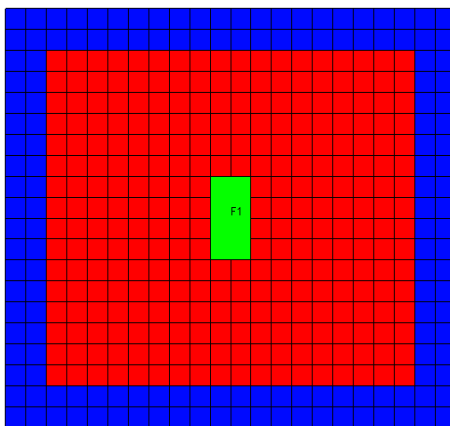
Il volume occupato dall'acquifero è stato discretizzato utilizzando un grigliato omogeneo e più lasco, con celle di dimensioni 500m x 500m x 10m, rispettivamente nelle direzioni x, y, z. Il numero di celle utilizzate per la rappresentazione dell'acquifero risulta pari a 1728.



**Fig 3.3: Modello di discretizzazione: caso 3.**

### 3.5 Caso 4

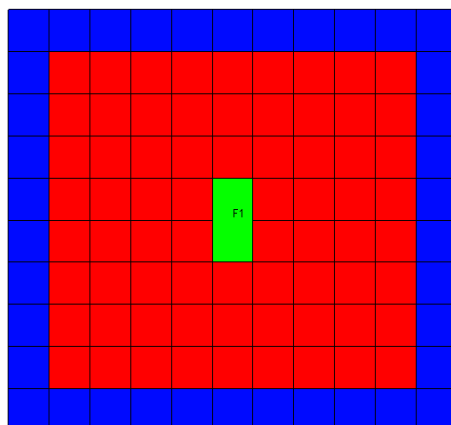
Il volume occupato dall'acquifero è stato discretizzato utilizzando un grigliato omogeneo e più lasco, con celle di dimensioni 1000m x 1000m x 10m, rispettivamente nelle direzioni x, y, z. Il numero di celle utilizzate per la rappresentazione dell'acquifero risulta pari a 432.



**Fig 3.4: Modello di discretizzazione: caso 4.**

### 3.6 Caso 5

Il volume occupato dall'acquifero è stato discretizzato utilizzando un grigliato omogeneo e più lasco, con celle di dimensioni 2000m x 2000m x 10m, rispettivamente nelle direzioni x, y, z. Il numero di celle utilizzate per la rappresentazione dell'acquifero risulta pari a 108.



**Fig 3.5: Modello di discretizzazione : caso 5.**

### 3.7 Modalità “Vertical Equilibrium”

Quando si tratta di studiare il comportamento di un giacimento mediante modelli numerici è necessario stabilire a priori le condizioni di flusso che si verificano nelle celle. Esistono due diverse modalità di simulazione dei fenomeni di flusso nei modelli numerici: nel caso in cui in ogni punto le saturazioni, le permeabilità relative e le pressioni capillari sono costanti lungo lo spessore dello strato, si è in presenza di flusso in regime disperso. Quando lo spessore dello strato diviene maggiore di quello della frangia capillare non è più possibile ignorare l’influenza della gravità e dei fenomeni capillari sulla distribuzione delle saturazioni lungo la verticale: si dirà allora che il flusso che si instaura è in regime segregato. Si assume che fra la parte di formazione flussata dall’acqua e quella contenente ancora fluido spiazzato esista un’interfaccia netta e non una zona di transizione fluido spiazzato/fluido spiazzante. Si ipotizza inoltre che non vi sia differenza di pressione fra monte e valle di tale interfaccia.

Nel flusso in regime segregato si assume pertanto che a valle dell’interfaccia fluido spiazzante/fluido spiazzato fluisca solo olio in presenza di acqua a saturazione irriducibile,  $S_{wi}$ , mentre a monte dell’interfaccia fluisce solo fluido spiazzante in presenza di olio a

saturatione irriducibile,  $S_{or}$ . Lo spiazzamento può essere visualizzato come un pistone di fluido spiazzante che spinge davanti a sé una quantità di olio pari a  $(1 - S_{wi} - S_{or})$ , lasciando dietro di sé una quantità di olio pari a  $S_{or}$ .

Situazioni di “Vertical Equilibrium” si realizzano quando si verificano le seguenti condizioni:

- alta permeabilità verticale dello strato,
- grande differenza di densità fra fluido spiazzante e olio,
- forze capillari elevate,
- bassa viscosità dell’olio,
- strato di spessore non troppo grande,
- bassa velocità dei fluidi di strato e quindi forze viscosive modeste.

Nel presente studio, il “Vertical Equilibrium” viene utilizzato per simulare i processi di segregazione dei fluidi all’interno della cella rappresentativa del giacimento.

### **3.8 Caratterizzazione del giacimento**

Poiché sia le caratteristiche petrofisiche della roccia mineralizzata sia le caratteristiche termodinamiche del gas non rappresentano parametri sensibili per la finalità del presente lavoro di tesi, i valori attribuiti ai differenti parametri utilizzati per l’inizializzazione della cella rappresentante il giacimento sono costanti all’interno della cella stessa e sono stati mantenuti invariati per tutti i casi analizzati. Tali valori sono stati scelti secondo un criterio di verosimiglianza rispetto alle reali condizioni riscontrabili in un giacimento mineralizzato a gas.

#### **Condizioni termodinamiche**

L’inizializzazione del modello richiede la definizione di una profondità di riferimento, detta *datum*, rispetto alla quale vengono assegnati i valori iniziale di pressione e temperatura del giacimento. Nel caso analizzato, il *datum* è stato posto pari a 3000 m.

s.s.l. e il valore della pressione statica iniziale ad esso riferito è pari a 300 bar. La temperatura assunta è pari a 45°C ed è costante in tutto il modello.

## Proprietà petrofisiche

Le proprietà d'interazione roccia-fluidi sono state definite nella maniera più semplice per facilitare le analisi, ed enfatizzare l'impatto delle variazioni dei parametri oggetto delle analisi di sensitività.

Il mezzo poroso nella regione del giacimento è ipotizzato omogeneo con porosità del 20% e permeabilità pari a 100 mD.

Le curve di permeabilità relativa seguono una legge lineare (Tabella 3.1), mentre le pressioni capillari sono considerate trascurabili.

La saturazione in acqua irriducibile nel volume di roccia mineralizzato a gas è stata assunta pari a 0%.

**Tab. 3.1: Permeabilità relative delle fasi presenti**

Sw	Krg	Krw
0	1	0
1	0	1

## Proprietà dei fluidi

Nel modello è richiesta l'assegnazione delle caratteristiche PVT dei fluidi e della compressibilità in relazione alle condizioni di pressione e temperatura presenti.

La densità del gas è pari a 0,68136 Kg/m<sup>3</sup> riportata a 300 bar.

Le caratteristiche PVT del gas sono state assegnate secondo la tabella 3.2.

**Tab. 3.2: Caratteristiche PVT del Gas**

<b>Pressione (barsa)</b>	<b>Bg (m<sup>3</sup>/m<sub>sc</sub><sup>3</sup>)</b>	<b>Viscosità (c<sub>p</sub>)</b>
10	0.112	0.012
20	0.055	0.012
40	0.026	0.012
60	0.017	0.012
80	0.012	0.013
100	0.01	0.013
120	0.008	0.014
140	0.007	0.015
160	0.006	0.016
180	0.005	0.017
200	0.004	0.018
220	0.004	0.019
240	0.004	0.02
260	0.003	0.021
280	0.003	0.022
300	0.003	0.023
305	0.003	0.023

### **3.9 Caratterizzazione dell'acquifero**

L'acquifero attivo presente nel modello sintetico è di tipo volumetrico. Facendo ricorso a questo particolare approccio, è possibile rappresentare il volume di roccia a saturazione in acqua unitaria utilizzando una griglia costituita da celle di dimensioni areali variabili in funzione delle analisi di sensitività da effettuare. Le caratteristiche termodinamiche e le proprietà dei fluidi attribuite alle singole celle sono mantenute costanti in tutto il volume dell'acquifero e per tutti i casi analizzati. Invece, le caratteristiche petrofisiche, ovvero porosità, permeabilità assoluta e compressibilità della roccia, oggetto delle analisi di sensitività, sono assegnate in modo uniforme su tutte le celle dell'acquifero, ma con valori variabili all'interno di intervalli rappresentativi delle

reali condizioni di giacimento in modo da creare e analizzare un numero elevato e rappresentativo di scenari possibili.

## **Condizioni termodinamiche**

Le condizioni termodinamiche dell'acquifero sono uguali a quelle stabilite per la zona del giacimento, ovvero il valore della pressione statica iniziale riportata alla profondità del *datum* è pari a 300 bar @3000 m.s.s. La temperatura di riferimento è la stessa assunta per la zona mineralizzata a gas, ovvero 45°C.

## **Proprietà Petrofisiche**

Le caratteristiche di interazione roccia-fluido sono state definite come segue:

- le pressioni capillari sono state considerate trascurabili,
- la curva permeabilità relativa all'acqua è definita con legge lineare (tabella 3.1).

## **Permeabilità assoluta**

Sono stati scelti sette valori di permeabilità assoluta in un *range* di valori compreso tra 5 mD e 1000 mD. La legge di variazione assunta per rappresentare valori tanto differenti (fino a tre ordini di grandezza) è di tipo logaritmico (Tabella 3.4).

## **Porosità**

Sono stati scelti sette valori diversi di porosità in un intervallo di valori compreso tra 5 % e 35%. Poiché nelle reali condizioni di giacimento il campo di esistenza dei valori di tale parametro risulta abbastanza limitato, si è assunta una variazione di tipo lineare con passo del 5% (Tabella 3.4).

## Compressibilità del mezzo poroso

Sono stati scelti sei valori di compressibilità in un intervallo di valori compreso tra  $1.0E-05 \text{ bar}^{-1}$  e  $50.0E-05 \text{ bar}^{-1}$  secondo una legge di variazione di tipo logaritmico che permetta di distinguere valori molto piccoli in modulo e simili tra loro (Tabella 3.4).

## Proprietà dei fluidi

Non essendo parametri influenti ai fini delle analisi di sensitività condotte, le proprietà dell'acqua sono mantenute sempre costanti per tutti gli scenari analizzati.

Le caratteristiche PVT, la densità e la compressibilità dell'acqua sono state assegnate come mostrato in tabella 3.3, riferite alla pressione di 300 bar.

**Tab. 3.3: Caratteristiche dell'acqua riferite a 300 bar**

$B_w \text{ (m}_r^3/\text{m}_{sc}^3)$	$c_w \text{ (1/bar)}$	$\mu \text{ (Cp)}$	Densità $\text{(kg/m}^3)$
1	$3 \times 10^{-5}$	0,5	1023,4

## Analisi di sensitività

Nelle analisi di sensitività condotte è stata considerata, per ognuno dei cinque differenti casi di discretizzazione del reticolo, un' ampia casistica di combinazioni di possibili valori di permeabilità assoluta, porosità e compressibilità del mezzo poroso nella zona dell'acquifero. In funzione dell'ampiezza del campo di variazione proprio di ciascun parametro, è stata scelta una legge di variazione di tipo lineare per rappresentare i valori di porosità, mentre è stata adottata una legge logaritmica per descrivere l'intervallo di variazioni delle permeabilità assoluta e della compressibilità della roccia.

**Tab. 3.4: Riepilogo dei parametri considerati**

<b>Parametro</b>	<b>Valori</b>	<b>Legge di variabilità</b>
k (mD)	5, 12, 30, 70, 170, 410, 1000	logaritmica
$\phi$ (-)	5, 10, 15, 20, 25, 30, 35	lineare
$c_f$ ( $10^{-5}$ 1/barsa)	1, 2.2, 4.8, 10, 23, 50	logaritmica

### 3.10 Simulazione del Comportamento Produttivo

Il comportamento del giacimento è stato simulato utilizzando un unico pozzo equivalente posto in posizione areale baricentrica nella cella di giacimento. L'intervallo aperto alla produzione è pari a 1 metro (da 3000 a 3001 m. s.s.l.). La figura 3.6 mostra l'ubicazione del pozzo all'interno del modello. E' stata impostata una portata in erogazione di gas a testa pozzo pari a  $1000000 \text{ m}_{sc}^3/\text{giorno}$  mantenuta costante durante tutto il periodo di simulazione, posto pari a 10 anni. La storia produttiva del giacimento, assegnata ad intervalli mensili, è stata mantenuta inalterata per tutti gli scenari analizzati.

Non si è imposto alcun vincolo di pressione minima a fondo pozzo, di portata di fondo o di portata minima d'acqua, poiché non erano utili ai fini dello studio svolto.

Per tutte le combinazioni di geometrie di grid generati e caratteristiche petrofisiche considerate, sono stati analizzati gli andamenti in funzione del tempo di produzione dei seguenti parametri:

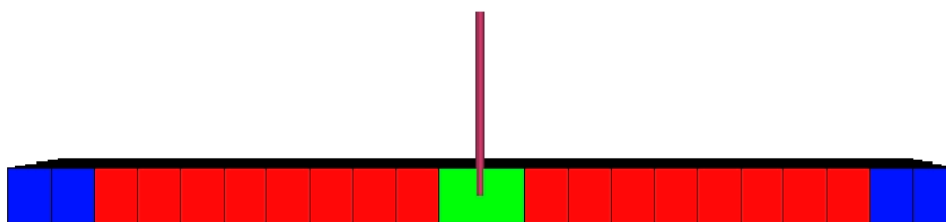
- pressione media nella zona a gas,
- pressione media al bordo esterno dell'acquifero,
- ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas,
- volume di gas presente in giacimento,
- volume cumulativo di gas prodotto,
- portata di gas prodotto,
- portata d'acqua prodotta,
- tempi di simulazione.

I parametri che ricoprono un ruolo fondamentale nelle analisi di sensitività condotte sono: la pressione media nella zona a gas, la pressione media al bordo esterno dell'acquifero, l'influsso cumulativo d'acqua nella zona a gas e, ovviamente, il tempo di simulazione. Quest'ultimo valore infatti permette di valutare l'impatto del raffittimento del grigliato in termini di tempi di simulazione.

La pressione media al bordo esterno dell'acquifero viene calcolata come media delle pressioni delle celle della zona esterna dell'acquifero.

L'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas è definito come la differenza tra la quantità d'acqua presente inizialmente nella zona mineralizzata a gas e la quantità d'acqua presente in un momento specifico della storia produttiva.

Gli altri parametri sono stati riportati con la finalità di verificare l'attendibilità del modello in fase di simulazione.



**Fig 3.6: Ubicazione della perforazione all'interno del modello**

## **4. ANALISI DEI RISULTATI**

## 4.1 Introduzione

Lo scopo del presente studio è stato la valutazione dell'impatto della discretizzazione areale della geometria di giacimento sui risultati forniti dalle simulazioni del comportamento dinamico.

Nella pratica comune dell'industria del petrolio, la geometria dei giacimenti di idrocarburi è descritta adottando una discretizzazione uniforme e il più fitta possibile compatibilmente con le potenze di calcolo messe a disposizione dalla tecnologia informatica corrente. Tuttavia, qualora si verifichi la necessità di simulare il comportamento dinamico di giacimenti particolarmente estesi arealmente e verticalmente, l'adozione di una discretizzazione fitta e uniforme comporta la generazione di un numero elevato di celle tale da appesantire eccessivamente i tempi di calcolo.

In alternativa è possibile considerare una discretizzazione uniforme ma lasca in tutto il modello del giacimento (celle di 500 m x 500 m o più). Tuttavia l'adozione di un approccio di questo tipo non consente di descrivere con sufficiente dettaglio il comportamento dinamico del sistema nella zona mineralizzata.

Alla luce di tali considerazioni, la scelta ottimale, analizzata nel dettaglio nel presente lavoro, consiste nell'adozione di due differenti discretizzazioni nella zona di giacimento e nella zona di acquifero.

Le analisi effettuate hanno avuto lo scopo di valutare la rappresentatività dei modelli numerici con griglia lasca nella zona di acquifero assumendo come caso di riferimento un modello con griglia fine e uniforme ovunque.

Le analisi sono state condotte in un modello sintetico di giacimento mineralizzato a gas e circondato da un acquifero attivo di tipo volumetrico.

Poiché l'oggetto delle analisi di sensitività era lo studio delle possibili discretizzazioni dell'acquifero, in tutti i casi esaminati il giacimento è stato definito per semplicità entro un'unica cella. Per la zona interessata dall'acquifero sono stati adottati differenti grigliati laschi uniformi con dimensioni di celle fino a 2000 m x 2000 m.

Inizialmente sono stati generati modelli sintetici di riferimento (ovvero con celle di dimensioni 100 m x 100 m) per un numero elevato di combinazioni di parametri petrofisici.

Successivamente, per ogni combinazione di parametri, le simulazioni sono state condotte adottando i diversi grigliati considerati. In tal modo è stato possibile valutare le discrepanze tra i risultati forniti dai modelli a griglia lasca rispetto alla geometria di base in funzione di tutti i parametri petrofisici considerati.

I confronti tra i vari modelli sono stati eseguiti in termini di pressioni medie nelle varie zone di giacimento ed in termini di entrata d'acqua nella zona a gas.

Nel seguito viene riportata una prima analisi che evidenzia il comportamento del modello al variare delle proprietà petrofisiche considerate. In questa fase i risultati vengono riportati in termini quantitativi per costituire una base per l'analisi critica dei risultati forniti dal confronto tra le diverse discretizzazioni della geometria. Questi ultimi sono stati necessariamente espressi in termini relativi in quanto risulterebbero altrimenti di difficile comprensione oltretutto fuorvianti.

## **4.2 Influenza delle proprietà petrofisiche: caso base**

Nel presente paragrafo viene riportata un'analisi quantitativa sull'impatto delle diverse grandezze adottate per l'analisi di sensitività sui risultati del modello numerico denominato caso base e avente discretizzazione fitta ed uniforme ovunque (celle di 100 m x 100 m).

Le analisi di sensitività sono state realizzate combinando le proprietà petrofisiche, ovvero, la porosità, permeabilità e compressibilità della roccia nella zona dell'acquifero.

Ogni combinazione di parametri petrofisici adottata rappresenta un modello di riferimento per le successive analisi sulla discretizzazione areale.

Nelle figure 4.1, 4.2 e 4.3 sono riportati gli andamenti delle pressioni nelle diverse zone, valutate al termine della storia produttiva fissata a 10 anni, e dell'entrata d'acqua nella zona a gas al variare della porosità e della permeabilità della zona in acquifero e lasciando costante la compressibilità della roccia.

Nelle figure 4.1 sono riportati gli andamenti della pressione media della zona a gas al termine della storia produttiva in funzione della permeabilità e della porosità della formazione in acquifero, per ciascun valore di compressibilità della formazione. Si è

riscontrato che all'aumentare della permeabilità, della porosità e della compressibilità della roccia aumenta la pressione media nella zona a gas.

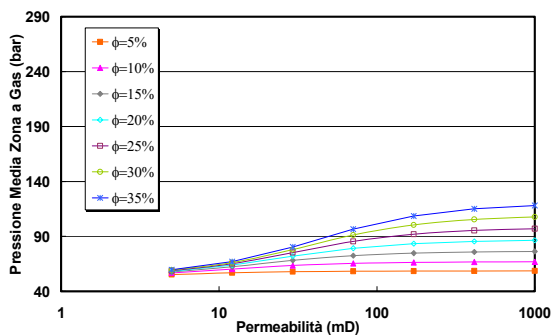
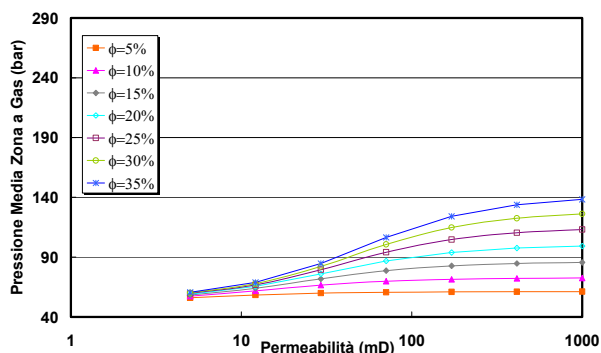
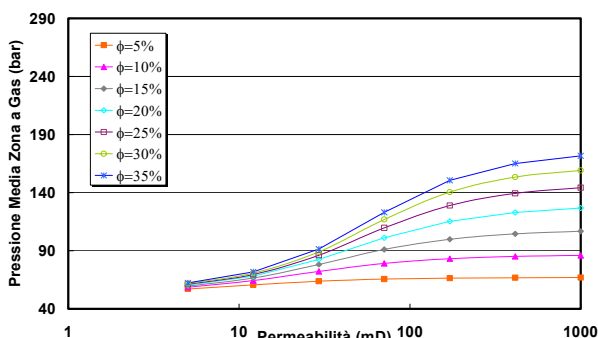
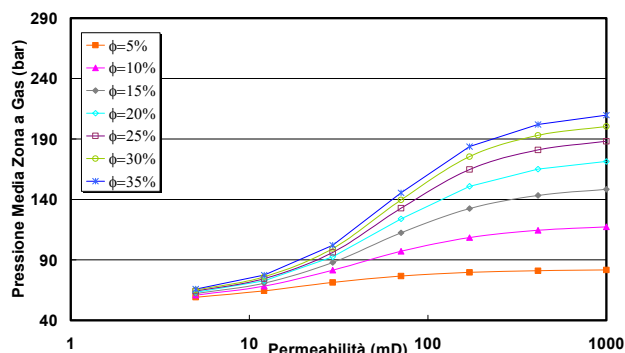
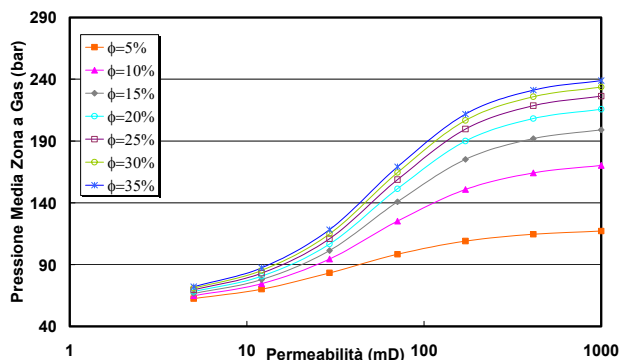
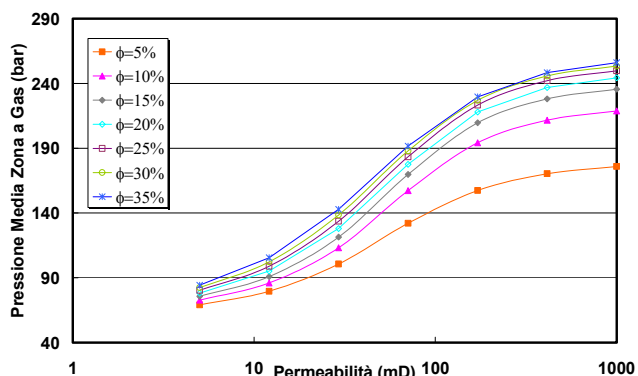
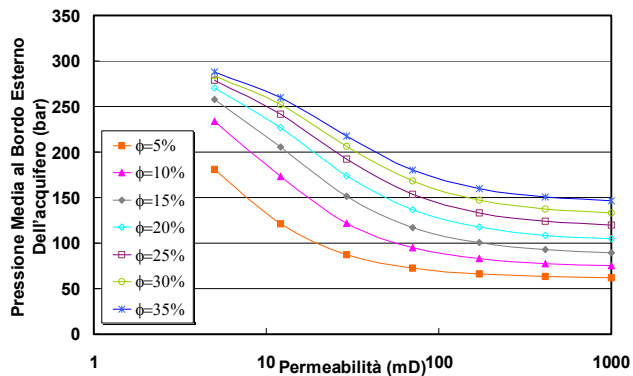
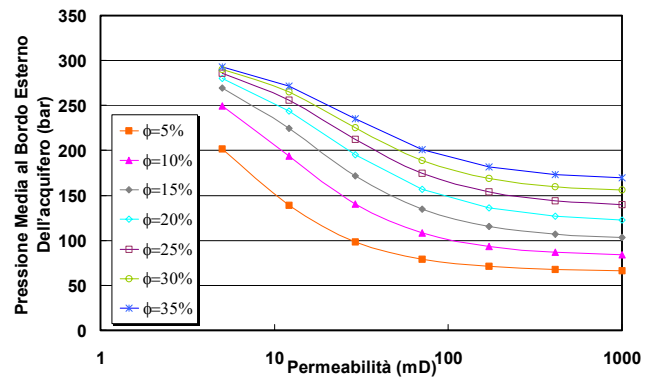
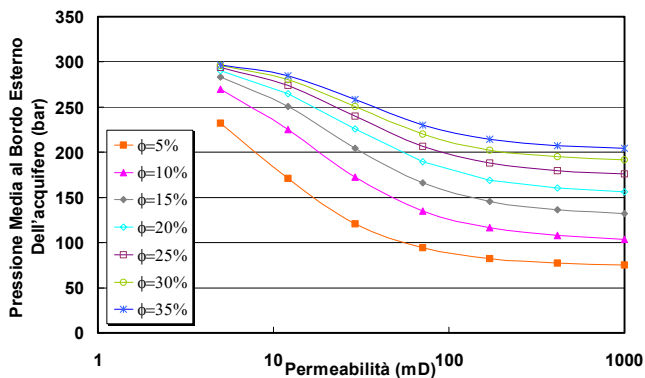
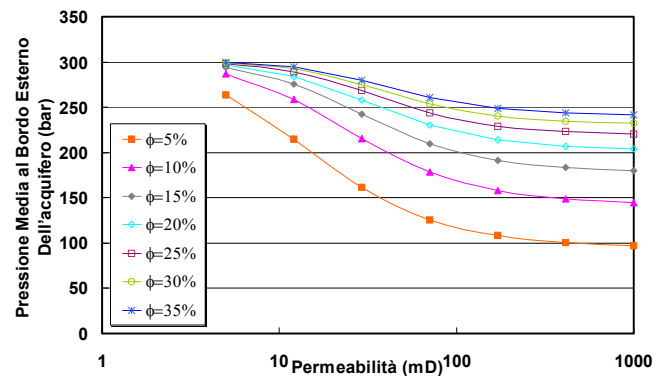
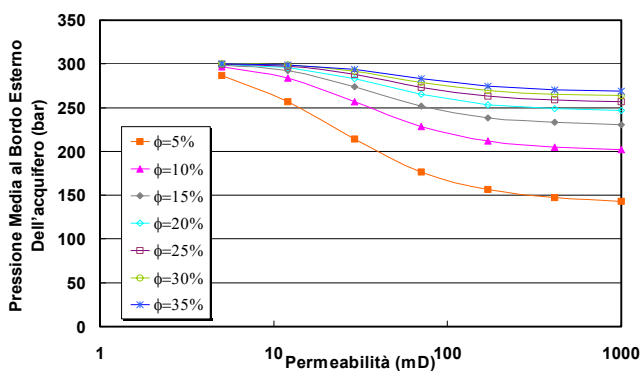
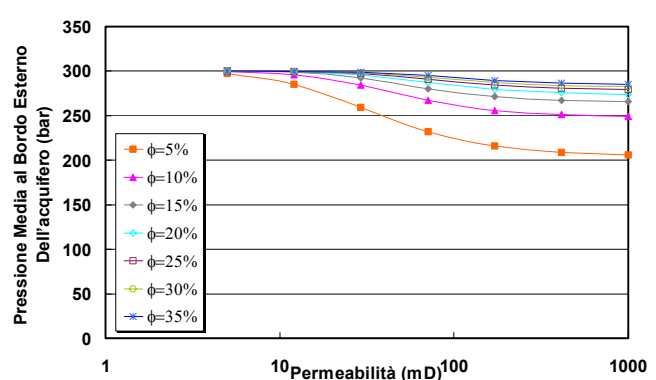
a)  $C_f = 0,00001 \text{ bar}^{-1}$ b)  $C_f = 0,0000219 \text{ bar}^{-1}$ c)  $C_f = 0,0000479 \text{ bar}^{-1}$ d)  $C_f = 0,0001047 \text{ bar}^{-1}$ e)  $C_f = 0,0002291 \text{ bar}^{-1}$ f)  $C_f = 0,0005012 \text{ bar}^{-1}$ 

Fig 3.7: Andamenti della pressione media nella zona a gas in funzione di permeabilità e porosità e per diversi valori di

compressibilità della formazione

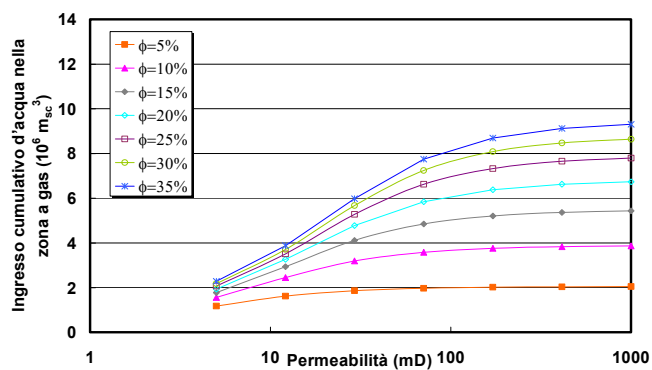
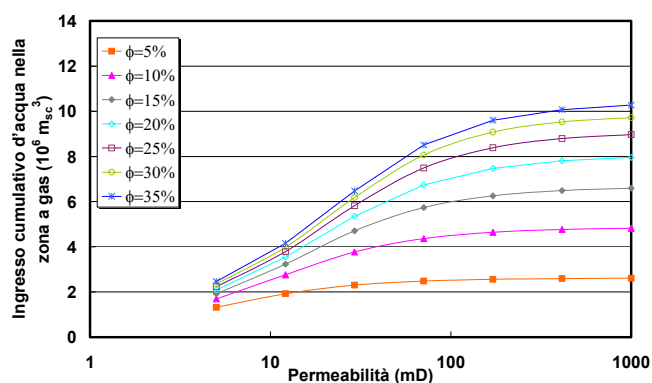
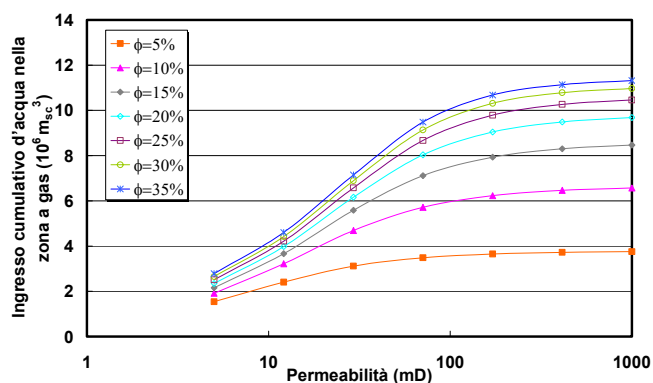
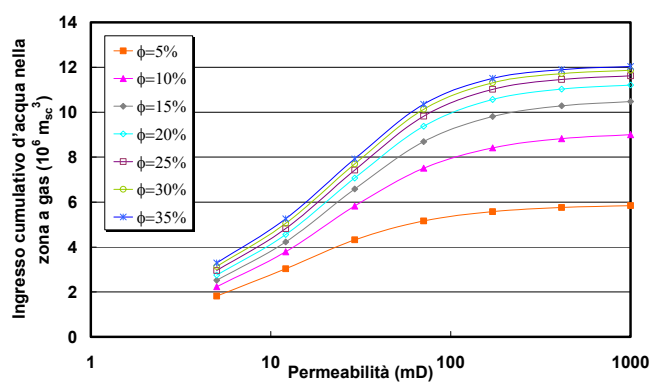
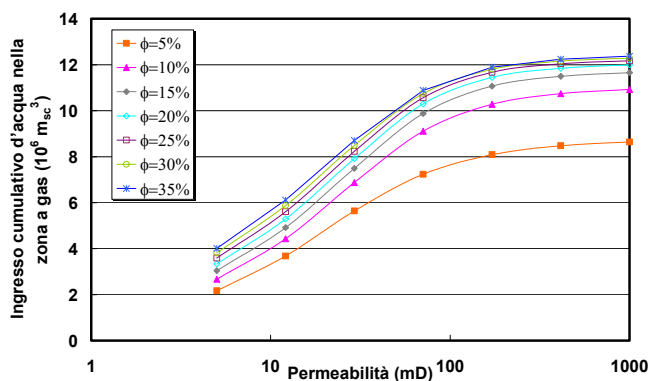
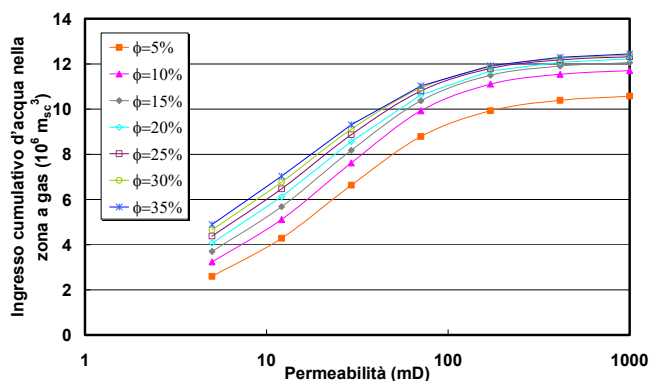


Nelle figure 4.2 sono riportati gli andamenti della pressione media al bordo esterno dell'acquifero sempre considerate al termine della storia produttiva in funzione della permeabilità e della porosità, per tutti i valori considerati di compressibilità della formazione. A parità di porosità e compressibilità della roccia, all'aumentare della permeabilità della zona in acquifero aumenta la pressione media al bordo esterno dell'acquifero.

a)  $C_f = 0,00001 \text{ bar}^{-1}$ b)  $C_f = 0,0000219 \text{ bar}^{-1}$ c)  $C_f = 0,0000479 \text{ bar}^{-1}$ d)  $C_f = 0,0001047 \text{ bar}^{-1}$ e)  $C_f = 0,0002291 \text{ bar}^{-1}$ f)  $C_f = 0,0005012 \text{ bar}^{-1}$ 

**Fig 3.8: Andamenti della pressione media al bordo esterno dell'acquifero in funzione di permeabilità e porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

Nelle figure 4.3 sono riportati gli andamenti dell'acqua cumulativamente entrata in giacimento al termine della storia produttiva in funzione della permeabilità e della porosità per tutti i valori considerati di compressibilità della formazione. A parità di porosità della zona in acquifero e di compressibilità della formazione, l'acqua entrata in giacimento è maggiore all'aumentare della permeabilità della zona ad acqua.

a)  $C_f = 0.00001 \text{ bar}^{-1}$ b)  $C_f = 0.0000219 \text{ bar}^{-1}$ c)  $C_f = 0.0000479 \text{ bar}^{-1}$ d)  $C_f = 0.0001047 \text{ bar}^{-1}$ e)  $C_f = 0.0002291 \text{ bar}^{-1}$ f)  $C_f = 0.0005012 \text{ bar}^{-1}$ 

**Fig 3.9: Andamenti dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas in funzione di permeabilità e porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

### 4.3 Analisi di sensitività sulla discretizzazione del grigliato in acquifero

Le analisi sono state condotte considerando cinque diverse discretizzazioni della geometria del giacimento (tabella 4.1): a partire da un grid 100 m x 100 m, denominato grid base, sono state adottate quattro discretizzazioni più lasche fino ad arrivare a celle di 2000 m x 2000 m.

**Tab 4.1. Dimensione delle celle per le discretizzazioni considerate**

<b>Grid Base</b>	<b>Grid 2</b>	<b>Grid 3</b>	<b>Grid 4</b>	<b>Grid 5</b>
100 m x 100 m	200 m x 200 m	500 m x 500 m	1000 m x 1000 m	2000 m x 2000 m

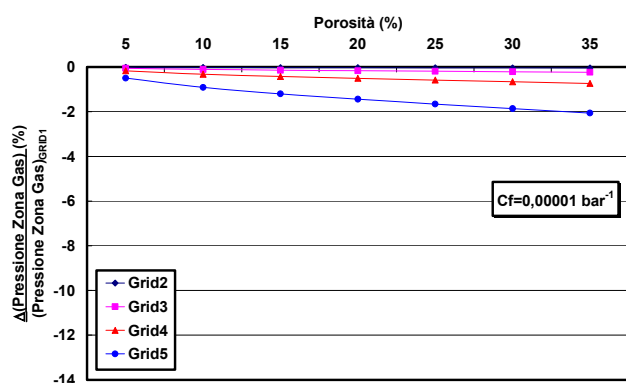
I risultati delle simulazioni sono stati rappresentati in termini delle variazioni percentuali, rispetto al caso base, della pressione media nella zona a gas, della pressione media al bordo esterno dell'acquifero e dell'influsso cumulativo d'acqua nella zona a gas di tutte le discretizzazioni, in funzione della porosità per i diversi valori di permeabilità e compressibilità della roccia.

I confronti tra le diverse discretizzazioni sono stati condotti in termini di variazioni relative in termini percentuali. Si sono ritenute trascurabili differenze percentuali dell'ordine del 2-3%.

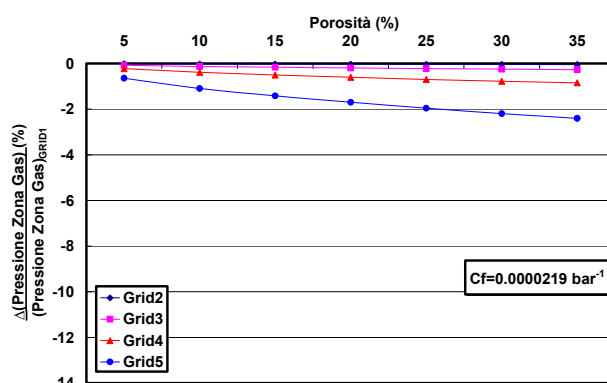
Dalla fig. 4.4 alla fig. 4.10 sono state riportate le variazioni percentuali della pressione media nella zona a gas, dalla figura 4.11 alla 4.17 è riportato l'andamento della pressione media al bordo esterno dell'acquifero e dalla fig. 4.18 alle fig. 4.24 è riportato l'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas.

### **4.3.1 Pressione media nella zona a gas**

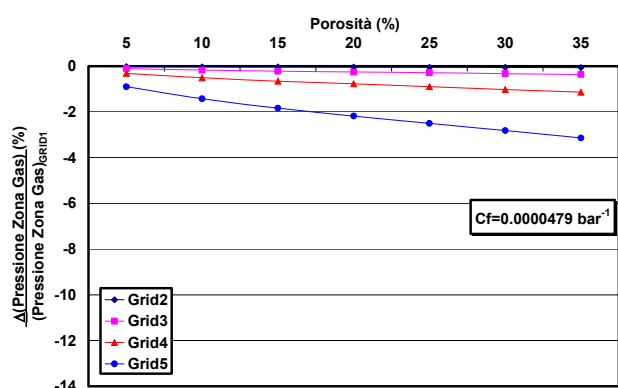
In fig. 4.4 sono riportate le variazioni percentuali della pressione media nella zona a gas in funzione della porosità, per una permeabilità della zona acquifero di circa 5 mD e per tutti valori di compressibilità presi in esame. In questo caso si osserva che all'aumentare della compressibilità della roccia e all'aumentare della porosità dell'acquifero aumentano le differenze tra le diverse discretizzazioni dell'acquifero. Per tutti i casi i grid 2 e 3 presentano differenze contenute al di sotto del 5%, mentre nei due casi rimanenti, pur essendo ridotti i tempi di calcolo, le differenze sono rilevanti e arrivano fino al 15% nel caso del grigliato 5.



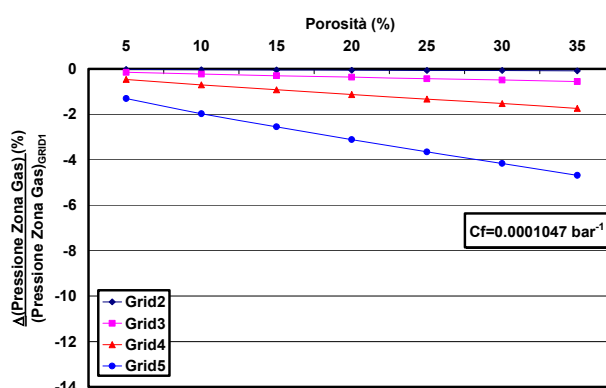
a)



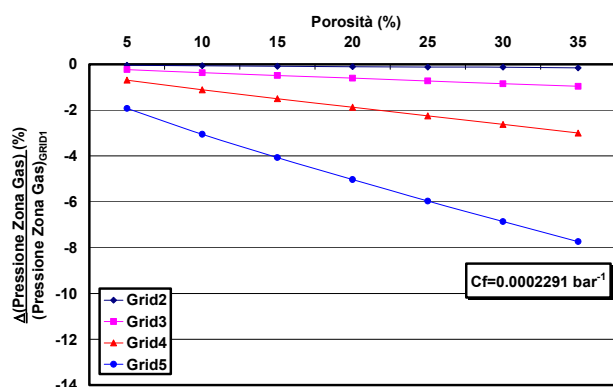
b)



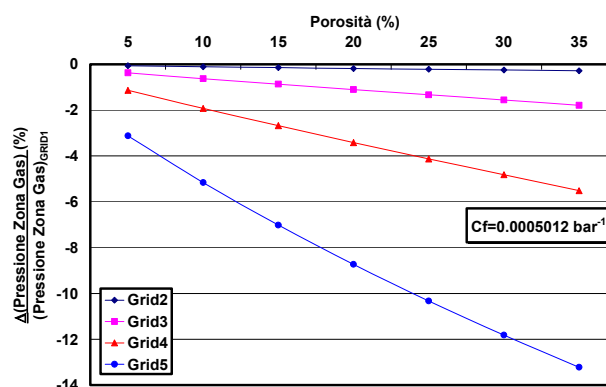
c)



d)



e)

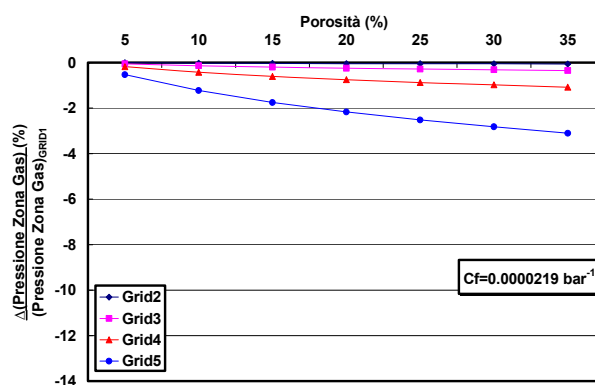
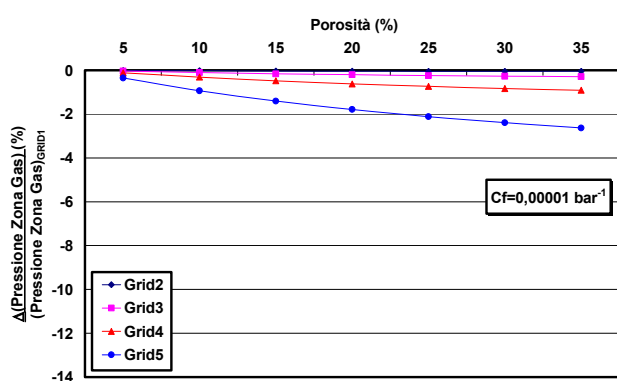


f)

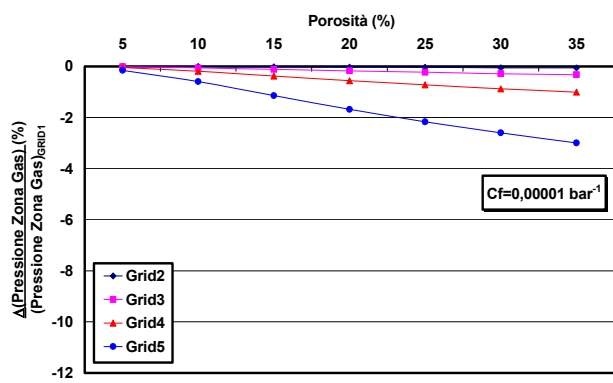
**Fig 3.10: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media nella zona a gas per una permeabilità di circa 5mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

In figg. 4.5 a) – f) sono rappresentate le differenze percentuali rispetto al caso base della pressione media nella zona a gas in funzione della porosità e per diversi valori di

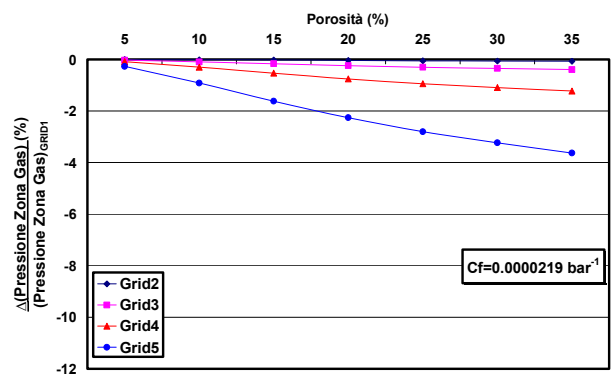
compressibilità della formazione, per una permeabilità della zona ad acquifero di circa 10 mD. Anche in questo caso, si osserva, analogamente al caso precedente, che all'aumentare della compressibilità della roccia e all'aumentare della porosità dell'acquifero aumentano le differenze tra le diverse discretizzazioni dell'acquifero.



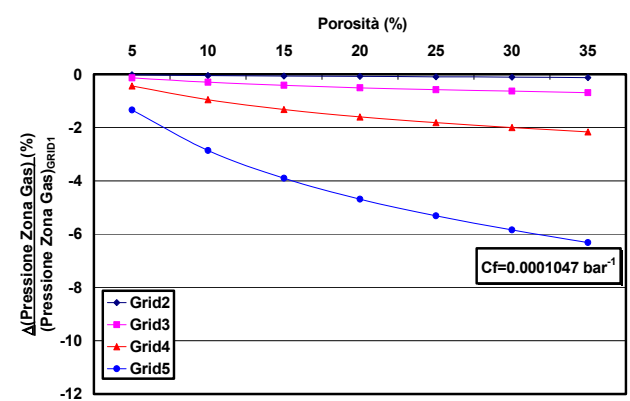
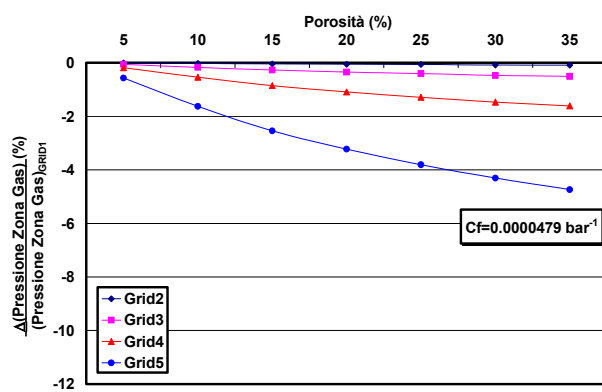


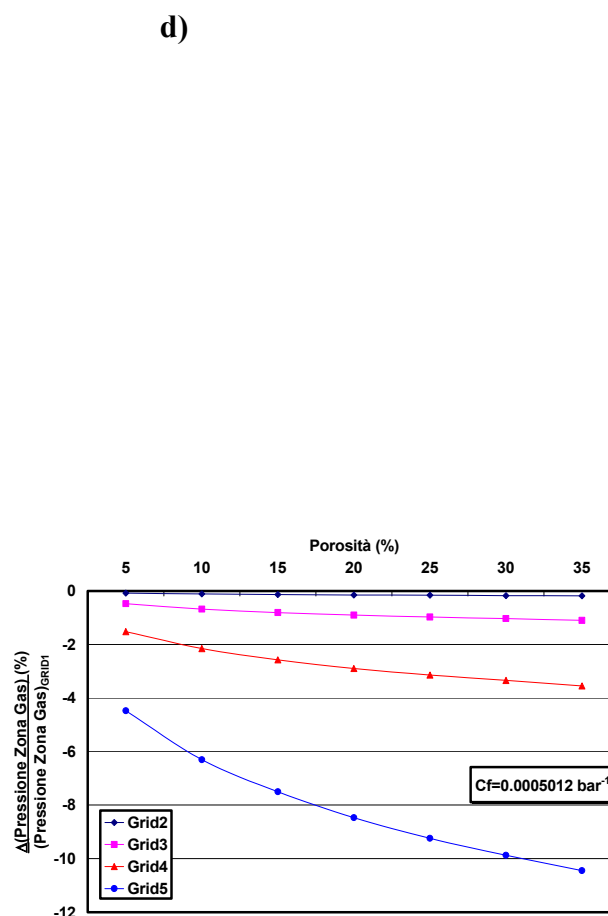
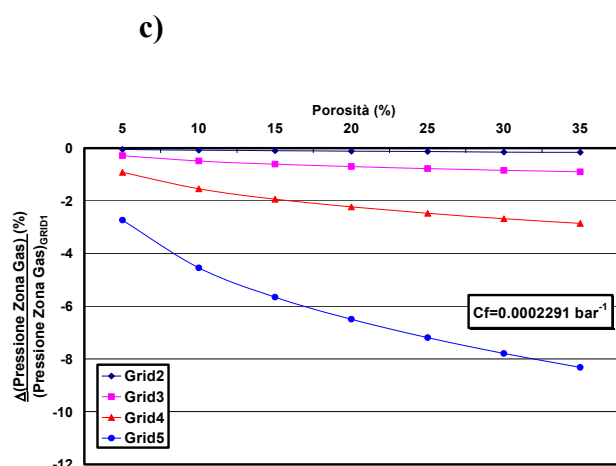


a)



b)



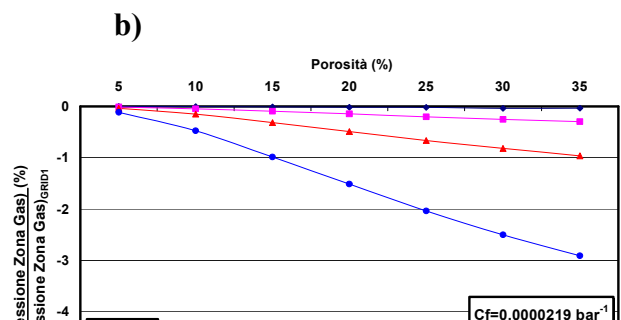
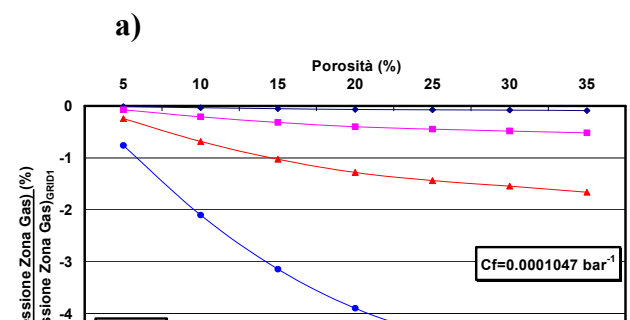
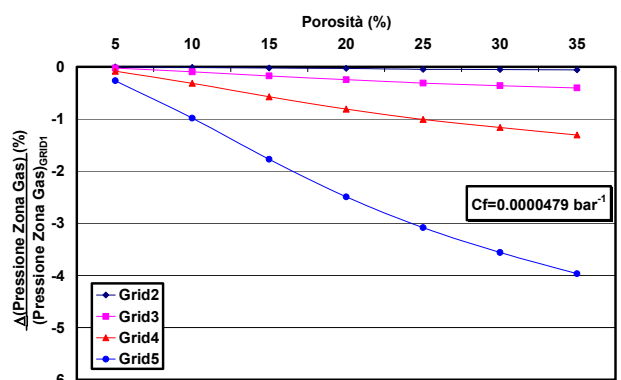
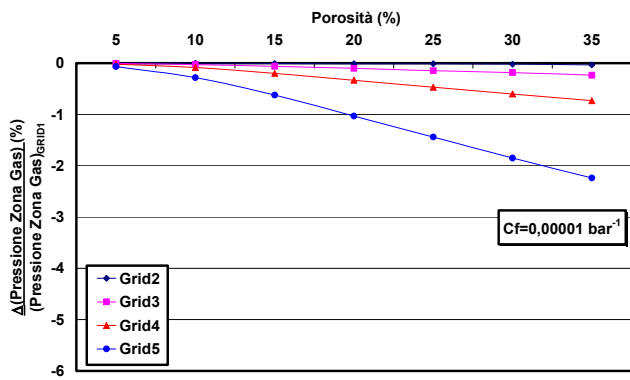


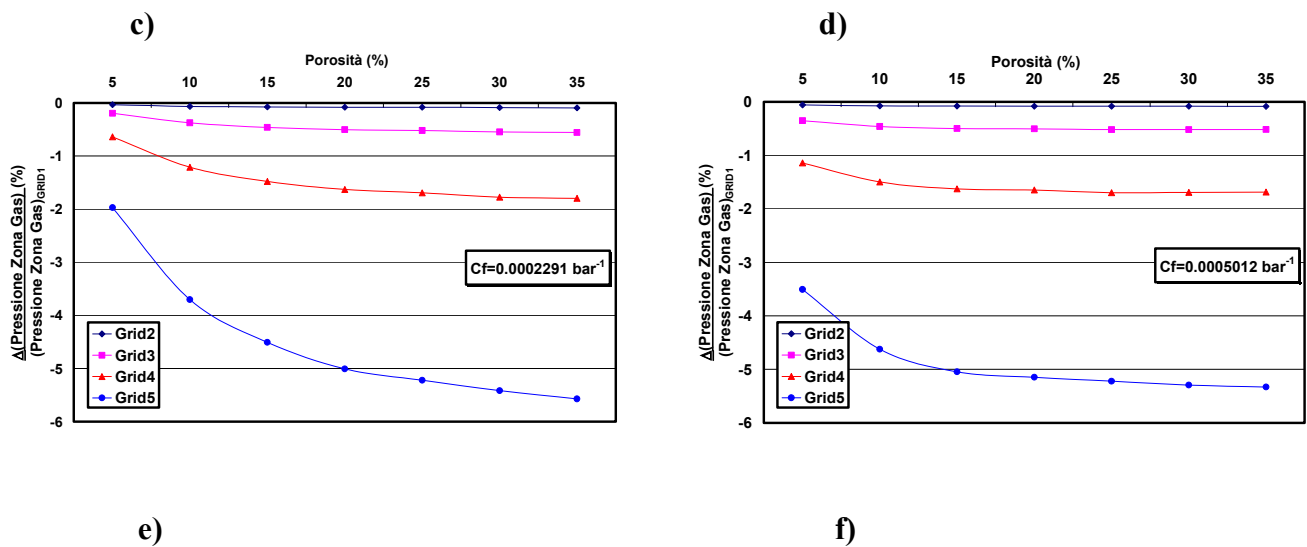
e)

f)

**Fig 3.12: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media nella zona a gas per una permeabilità di circa 30 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

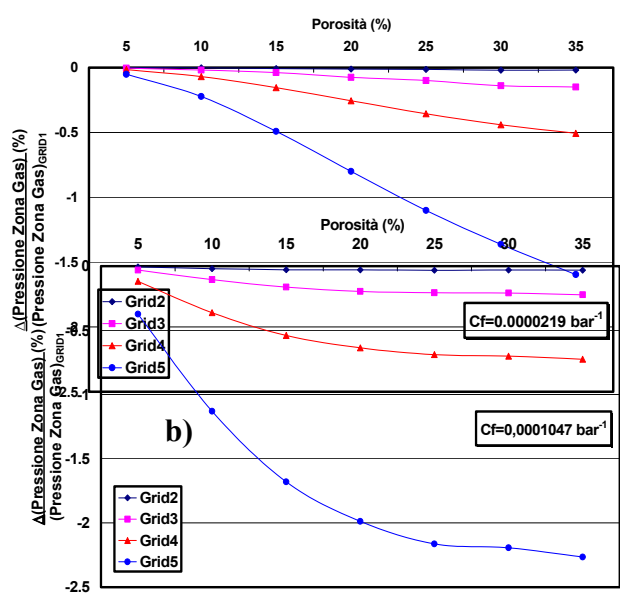
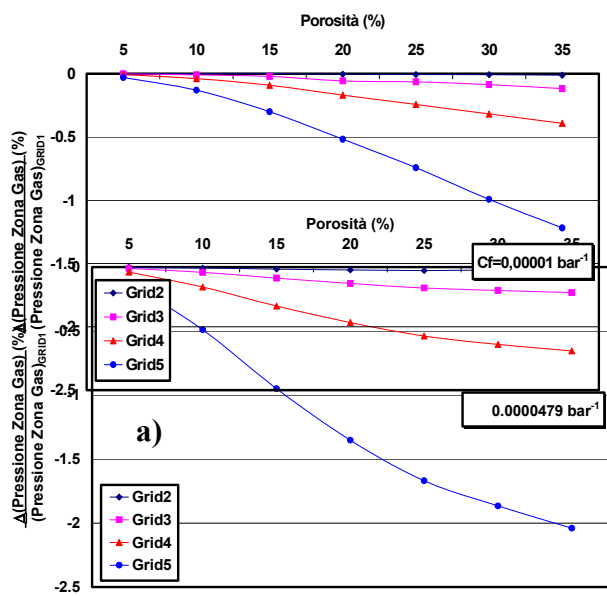
Nelle figure 4.7 sono rappresentate le differenze percentuali rispetto al caso base della pressione media nella zona a gas in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione, per una permeabilità della zona ad acquifero di circa 70mD. In questo caso si riscontra una diminuzione delle differenze rispetto al caso base, in particolare persino nei casi di alta compressibilità della formazione tali differenze non superano il 5% circa.





**Fig 3.13: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media nella zona a gas per una permeabilità di circa 70mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

Nelle figure 4.7 sono rappresentate le differenze percentuali rispetto al caso base della pressione media nella zona a gas in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione, per una permeabilità della zona ad acquifero di circa 170 mD. In questo caso le differenze rispetto al caso base sono ulteriormente ridotte, in particolare persino per alti valori di porosità dell'acquifero e di compressibilità dell'acquifero tali differenze non superano il 2% circa. Risulta quindi già conveniente l'impiego di una discretizzazione lasca rispetto al caso base. Per i grid 2 e 3 le differenze rispetto al caso base risultano trascurabili persino al variare della porosità.



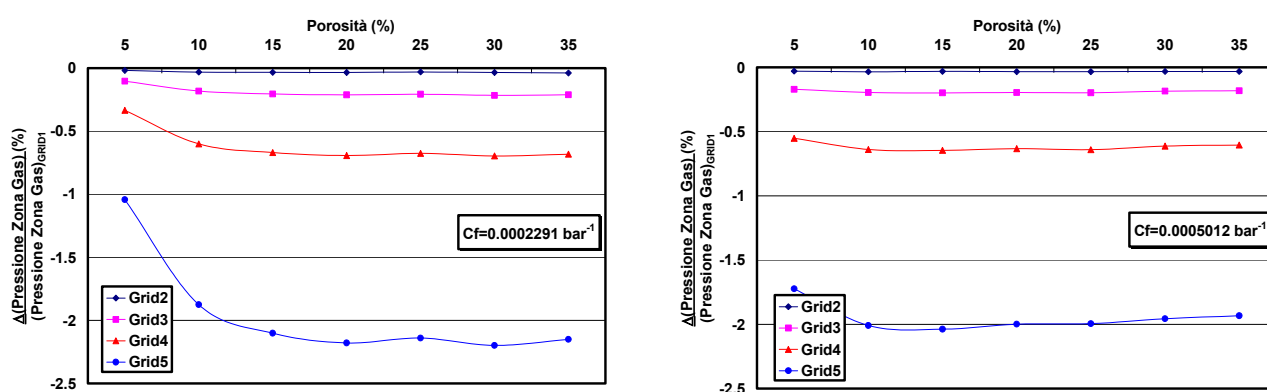
c)

d)

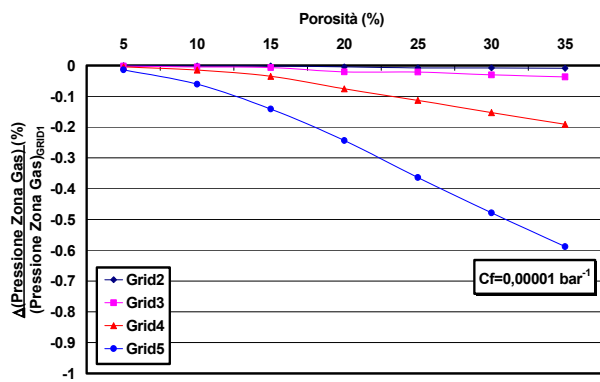
e)

f)

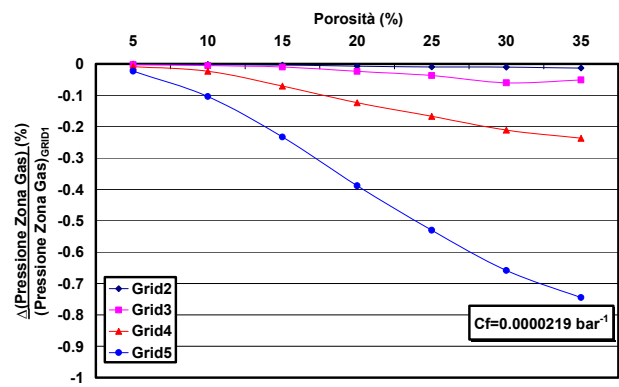
**Fig 3.14: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media nella zona a gas per una permeabilità di circa 170mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



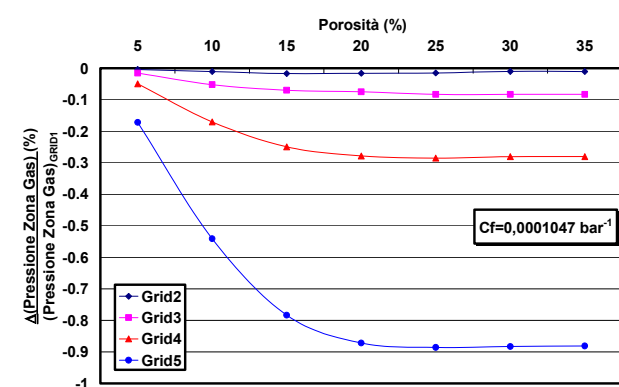
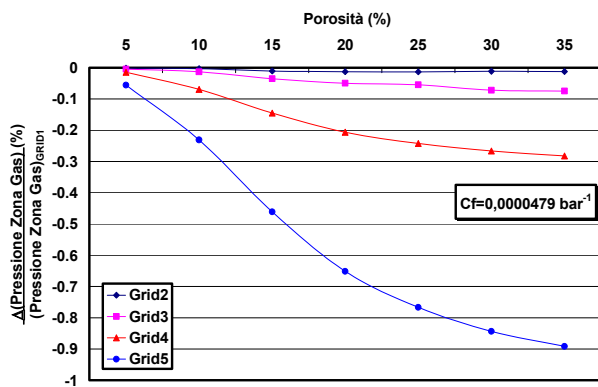
Nelle figure 4.7 sono rappresentate le differenze percentuali rispetto al caso base della pressione media nella zona a gas in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione, per una permeabilità della zona ad acquifero di circa 400 mD. In questo caso le differenze rispetto al caso base risultano inferiori dell'1%. Addirittura si nota un'inversione di tendenza delle curve per alti valori di compressibilità.



a)



b)



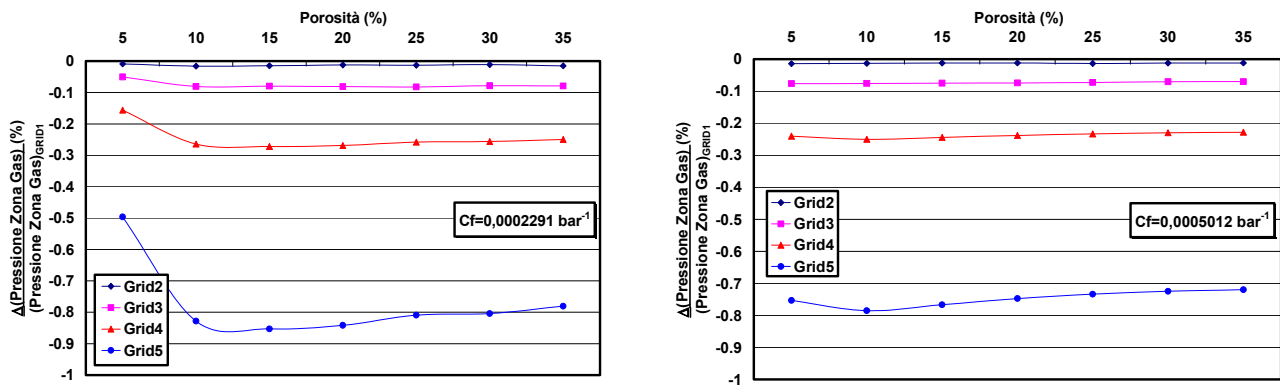
c)

d)

e)

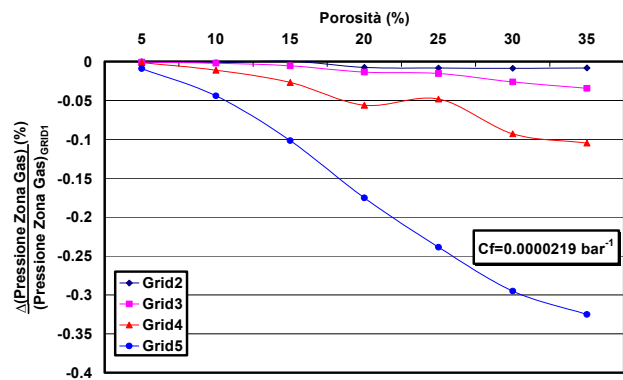
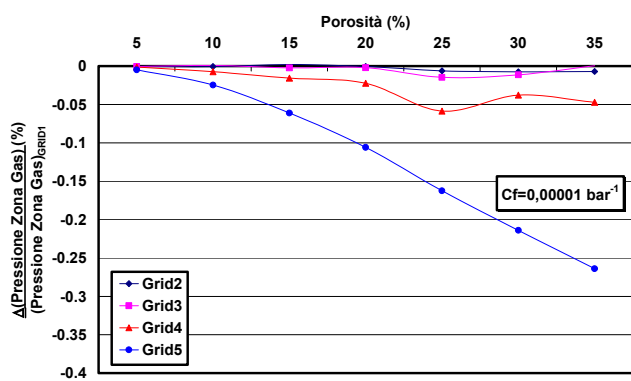
f)

**Fig 3.15: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media nella zona a gas per una permeabilità di circa 400mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



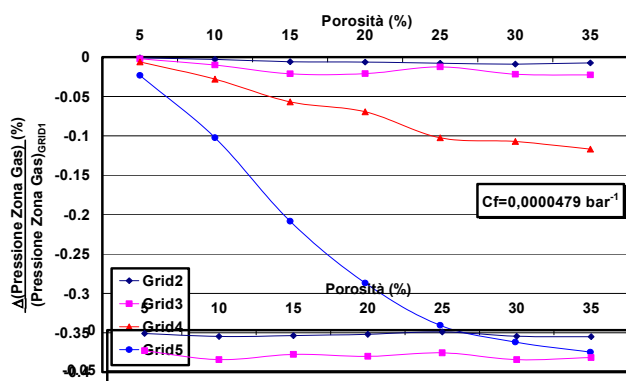
Nelle figure 4.7 sono rappresentate le differenze percentuali rispetto al caso base della pressione media nella zona a gas in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione, per una permeabilità della zona ad acquifero di 1000 mD.

In questo caso le differenze rispetto al caso base risultano ampiamente inferiori all'unità percentuale. Analogamente al caso precedente si nota un'inversione di tendenza delle curve per alti valori di compressibilità. Si può affermare che per alti valori di permeabilità le diverse discretizzazioni danno la stessa risposta in termini di andamento della pressione media nella zona a gas.

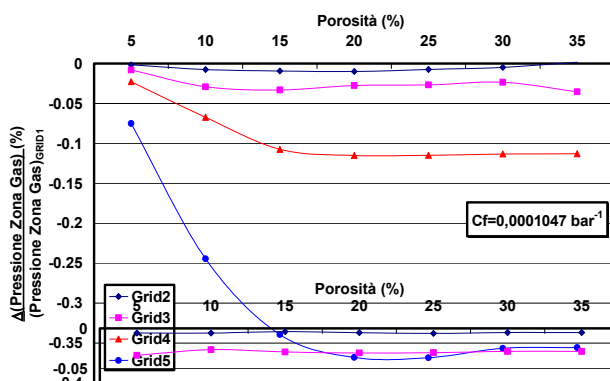


a)

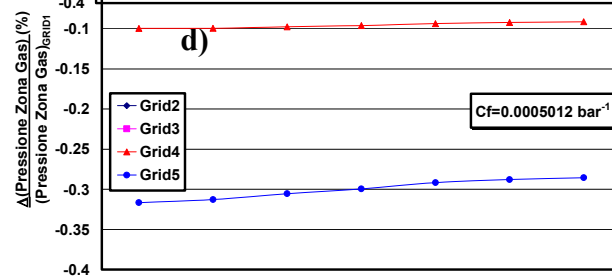
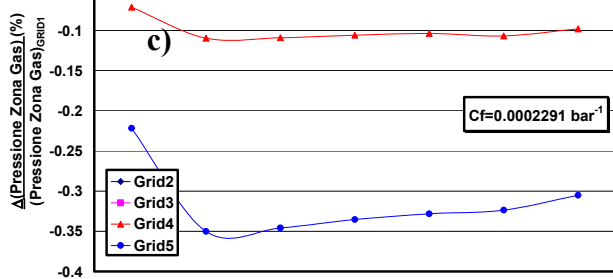
b)



c)



d)



e)

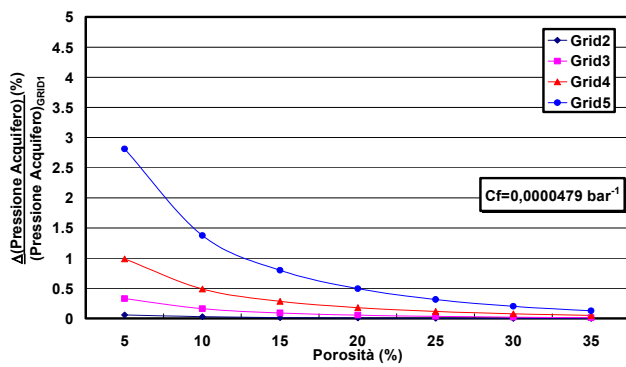
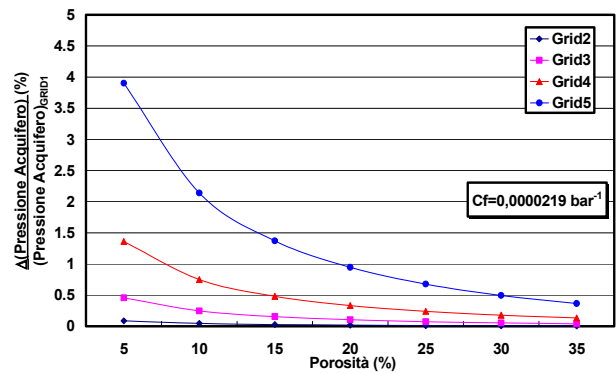
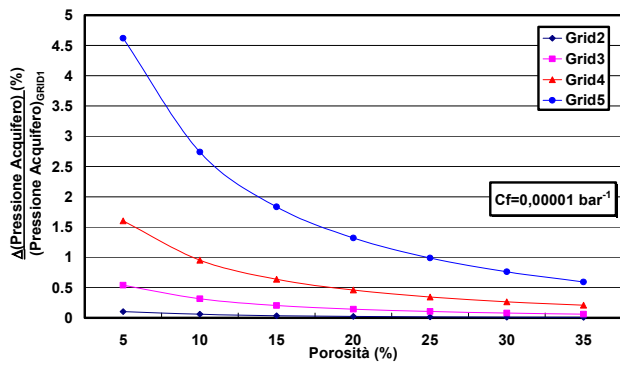
f)

**Fig 3.16: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media nella zona a gas per una permeabilità di 1000mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

### **4.3.2 Pressione media al bordo esterno dell'acquifero**

Nelle figg. 4.11 e 4.12 sono riportate le variazioni percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero in funzione della porosità e della compressibilità, per valori di permeabilità pari a circa 5 mD e circa 10mD.

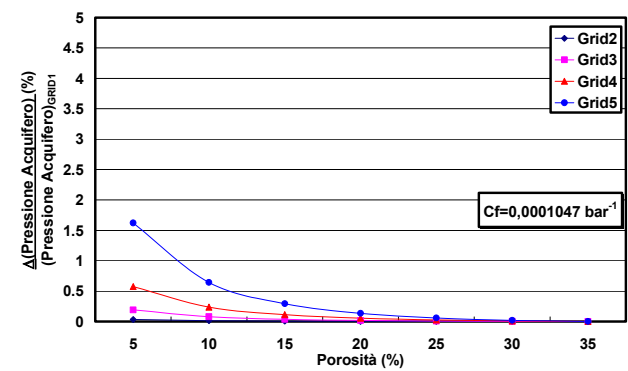
Si osserva che in tutti i casi la pressione media al bordo esterno dell'acquifero diminuisce all'aumentare della porosità dell'acquifero e all'aumentare della compressibilità dell'acquifero le differenze tra le varie discretizzazioni rispetto al caso base diventano trascurabili. Solo la discretizzazione con celle 2000 m x 2000 m presenta differenze percentuali superiori al 3% per alti valori di compressibilità della formazione in acquifero.



a)

c)

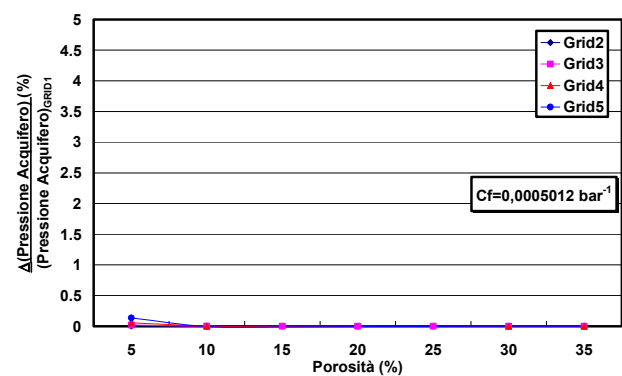
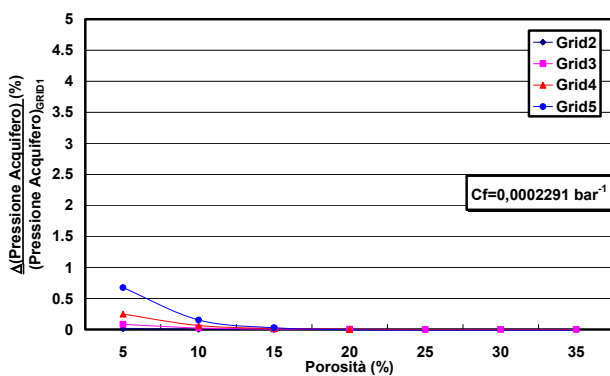
e)



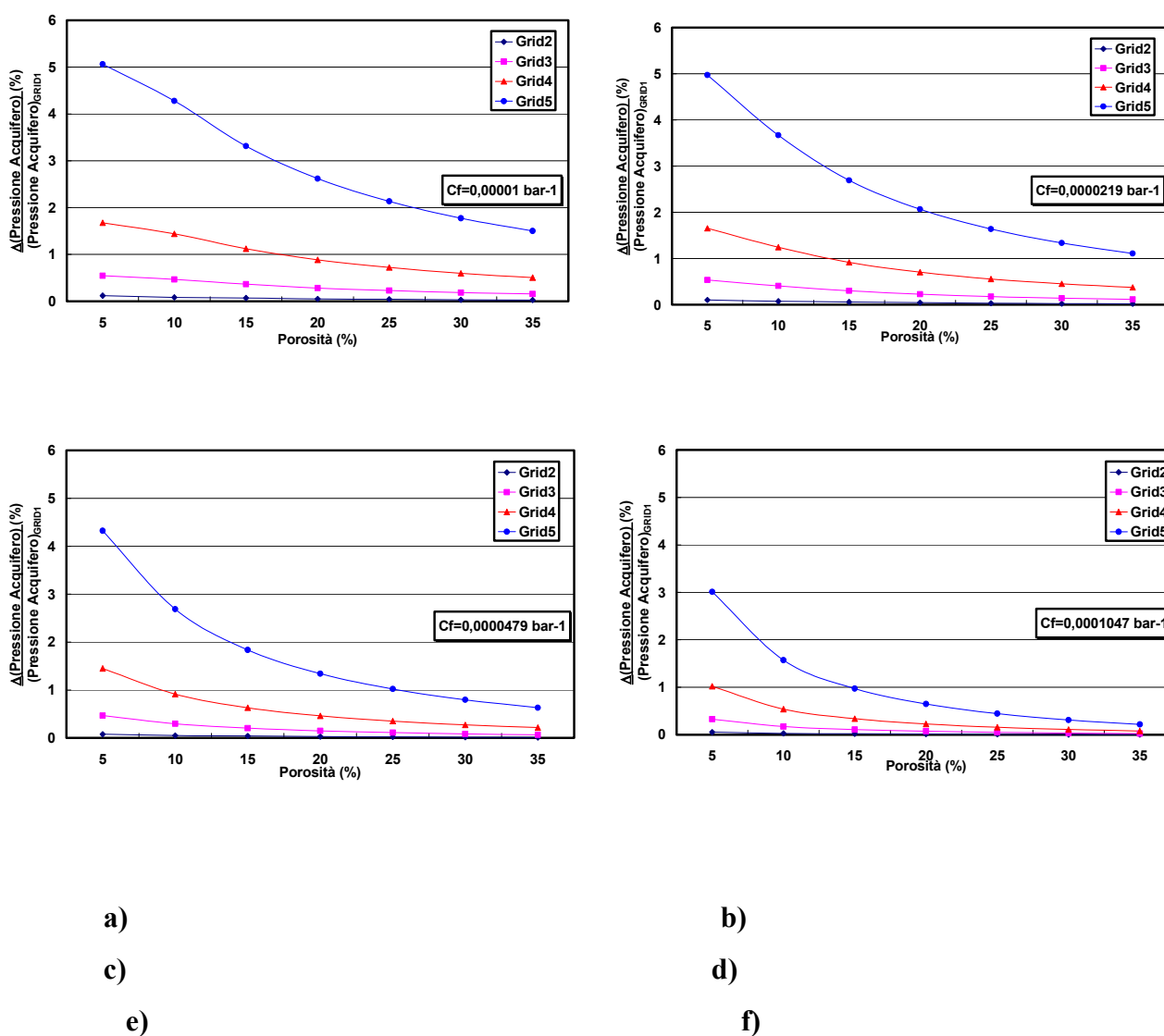
b)

d)

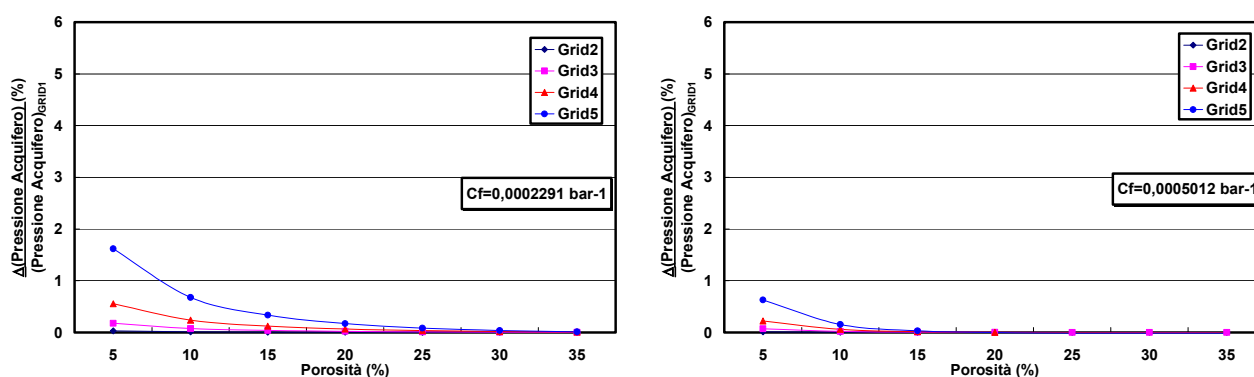
f)



**Fig 3.17: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero per una permeabilità di circa 5mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



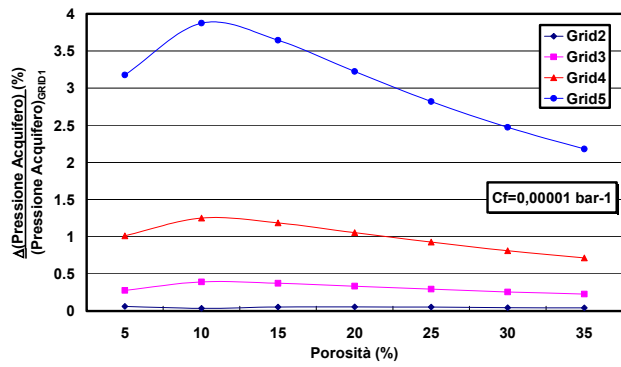
**Fig 3.18: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero per una permeabilità di circa 10mD in funzione della porosità e per**



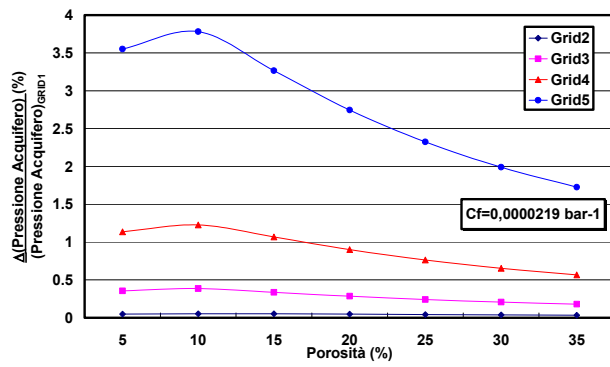
### **diversi valori di compressibilità della formazione**

Nelle figg. 4.13 e 4.14 sono riportate le variazioni percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero in funzione della porosità e della compressibilità, per valori di permeabilità pari a circa 30 mD e circa 70 mD.

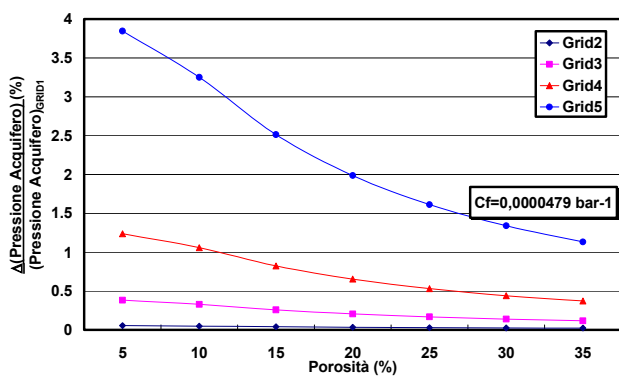
In questi casi si osserva per bassi valori di compressibilità della roccia e per bassi valori di porosità l'andamento della pressione media al bordo esterno dell'acquifero risulta crescente per poi diminuire all'aumentare della porosità dell'acquifero e all'aumentare della compressibilità. Tale andamento è più amplificato per grid con discretizzazione più lasca. Solo per valori di compressibilità intermedi le differenze percentuali arrivano al 4%.



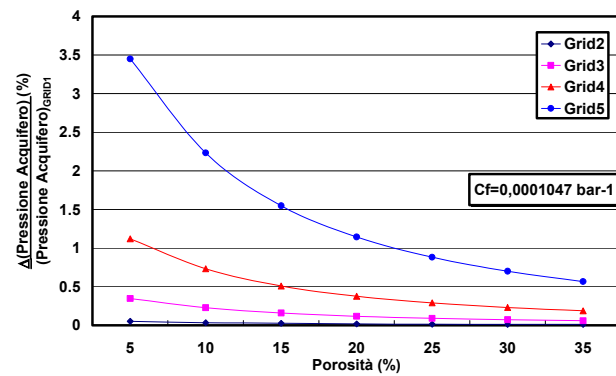
a)



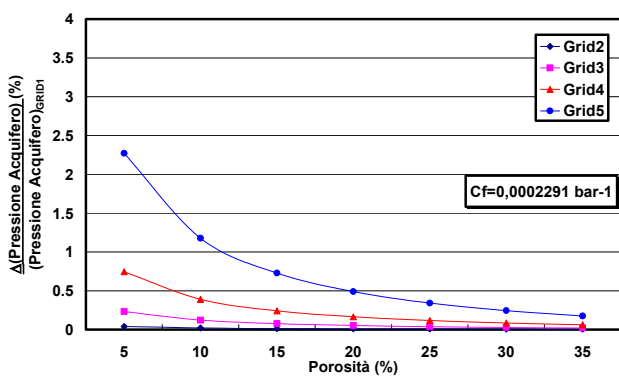
b)



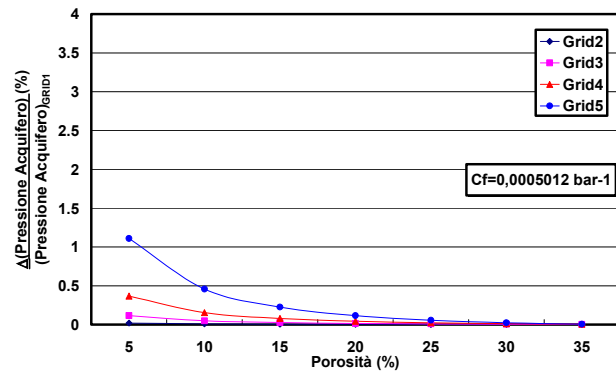
c)



d)



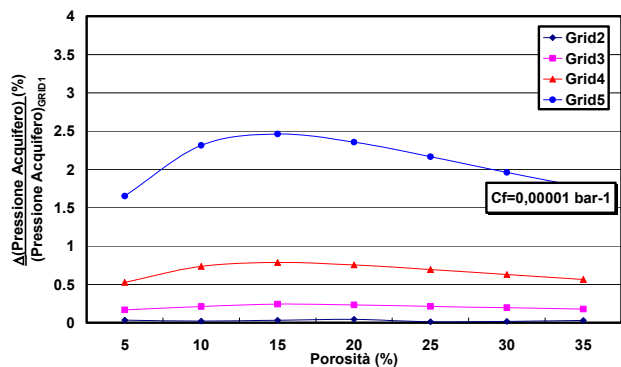
e)



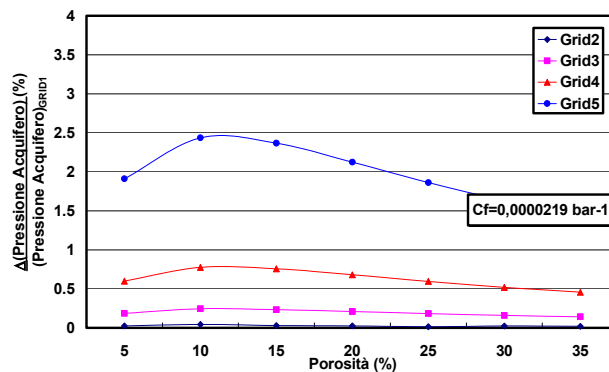
f)

Fig 3.19: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno

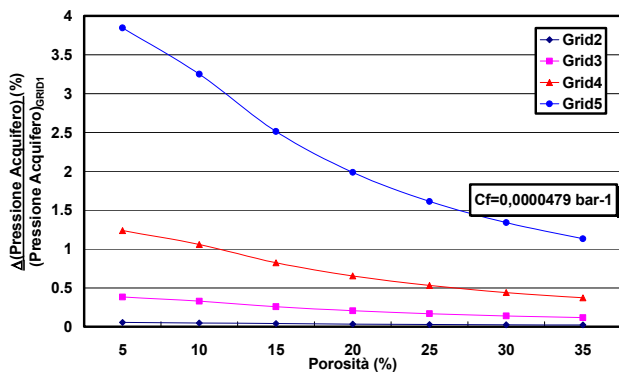
dell'acquifero per una permeabilità di circa 30 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione



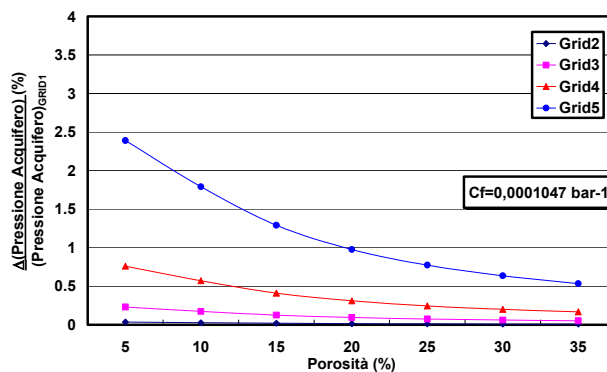
a)



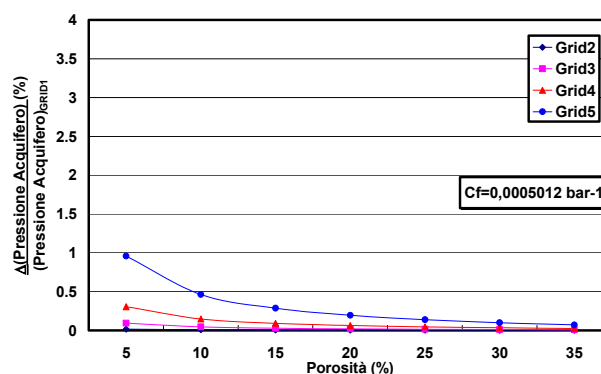
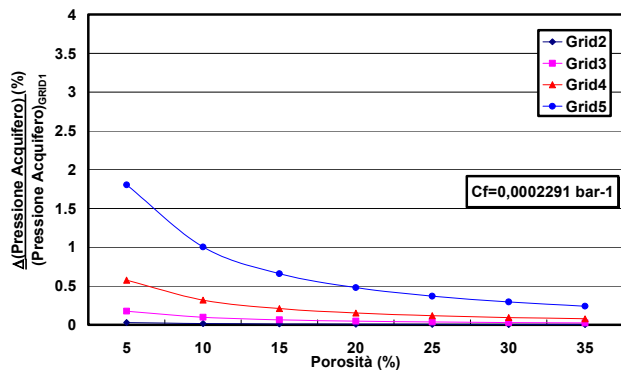
b)



c)



d)



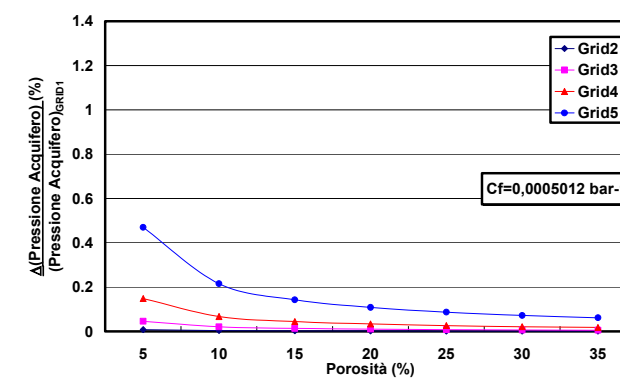
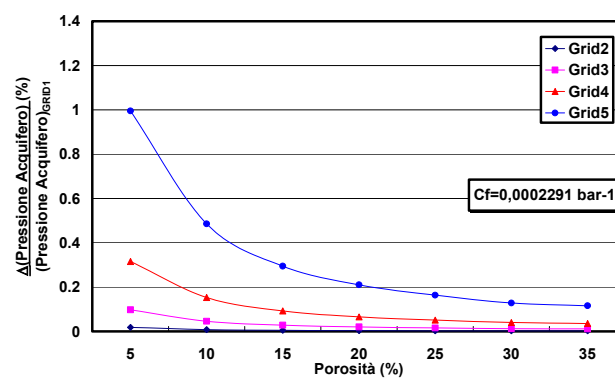
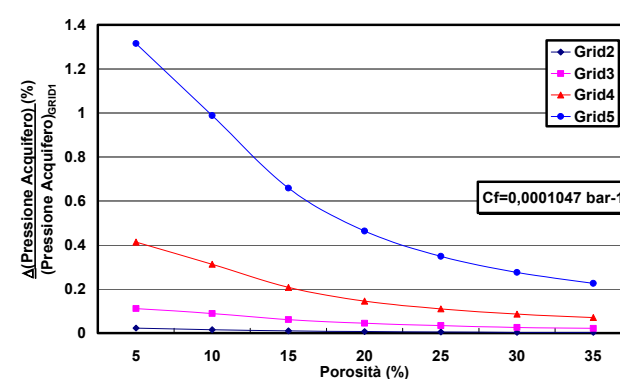
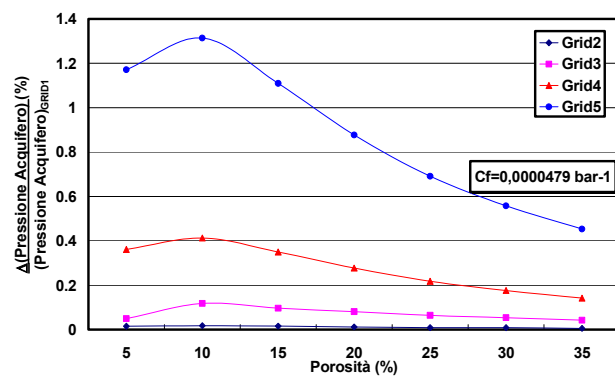
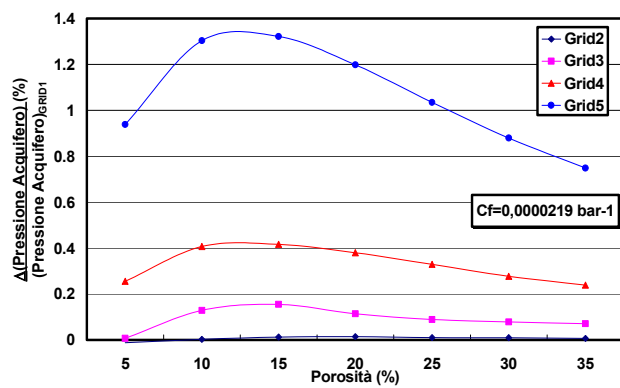
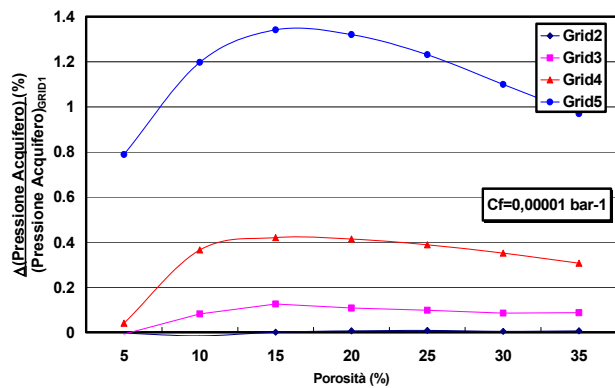
e)

f)

**Fig 3.20: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero per una permeabilità di circa 70 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

Nelle figg. 4.15 sono riportate le variazioni percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero in funzione della porosità e della compressibilità, per valori di permeabilità pari a circa 170 mD. In questi casi i fenomeni di inversione di tendenza delle curve si fanno sempre più accentuati, soprattutto per bassi valori di compressibilità della roccia e per bassi valori di porosità.

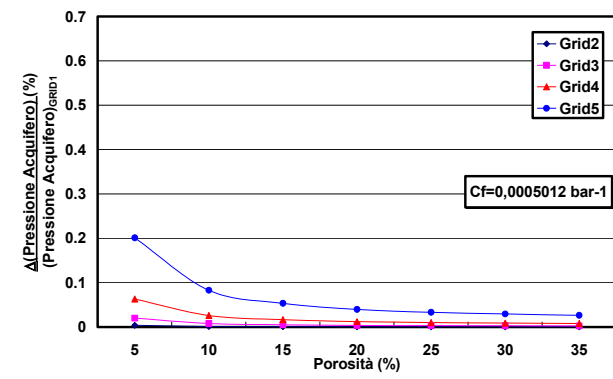
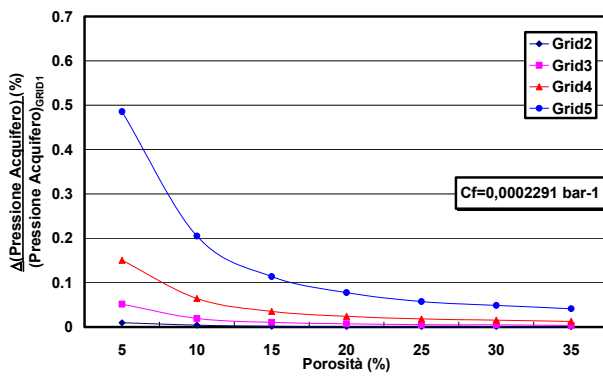
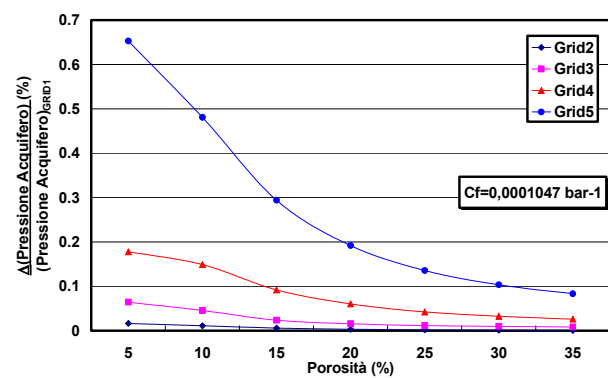
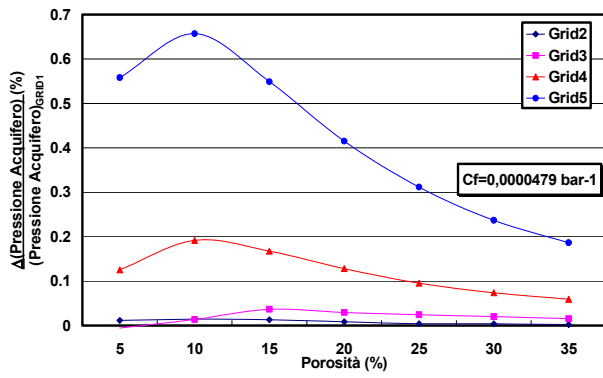
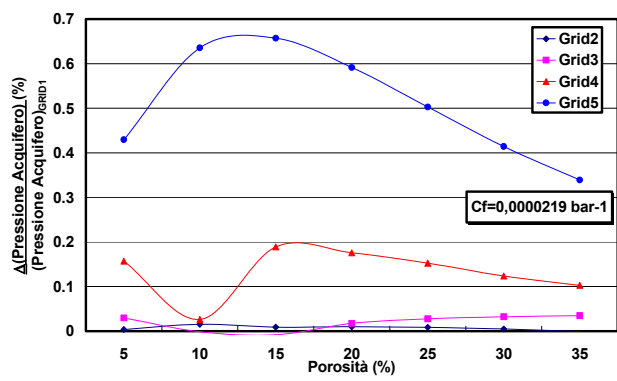
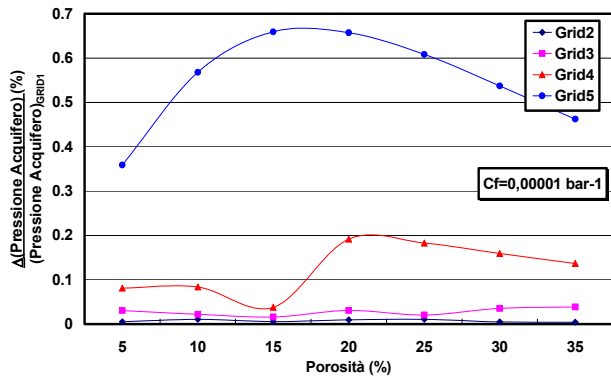
Tuttavia le differenze percentuali per tutti i valori di compressibilità non superano il 2%.



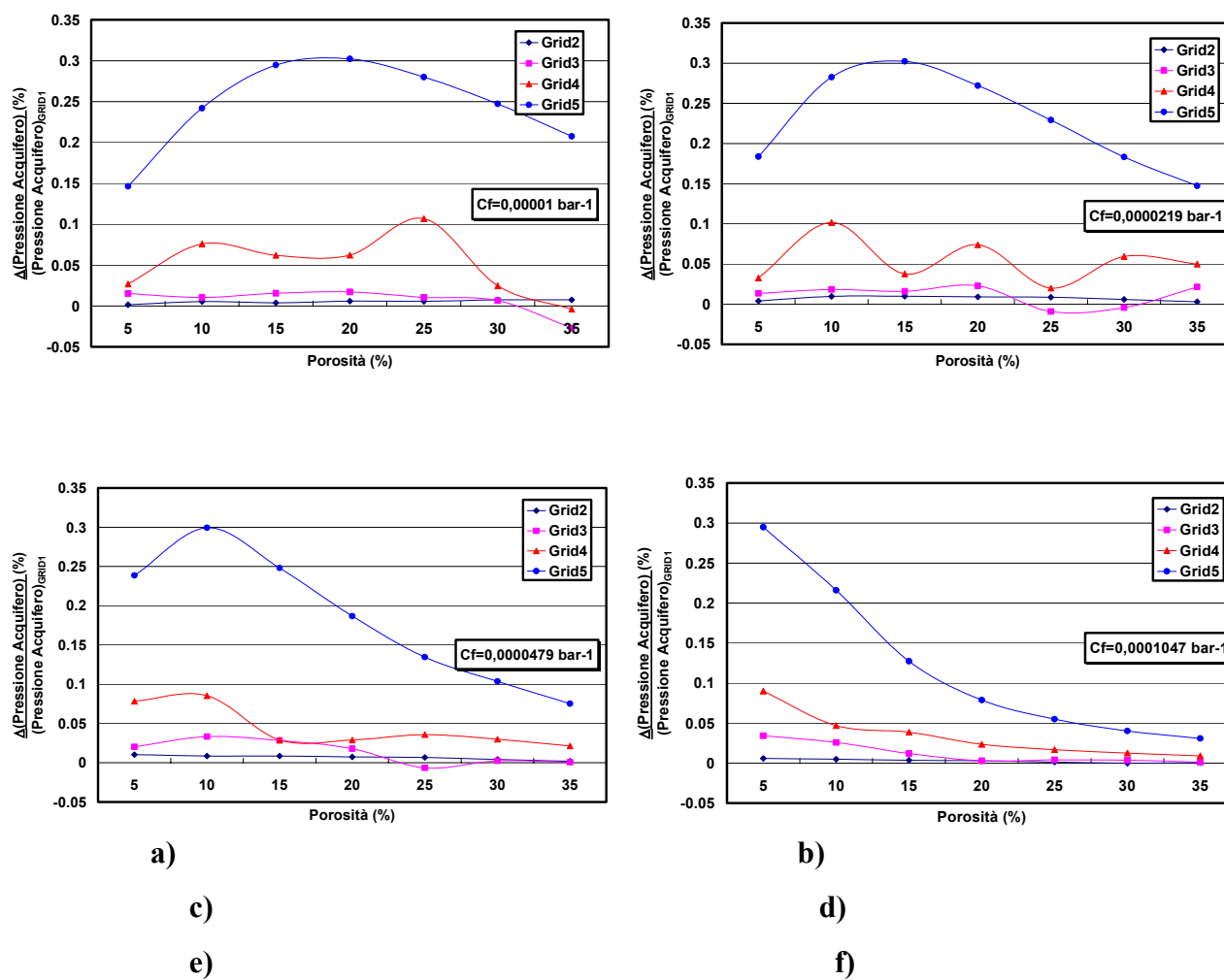
**Fig 3.21: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero per una permeabilità di circa 170mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

Nelle figg. 4.16 e 4.17 sono riportate le variazioni percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero in funzione della porosità e della compressibilità, per valori di permeabilità pari a circa 400 mD e 1000 mD.

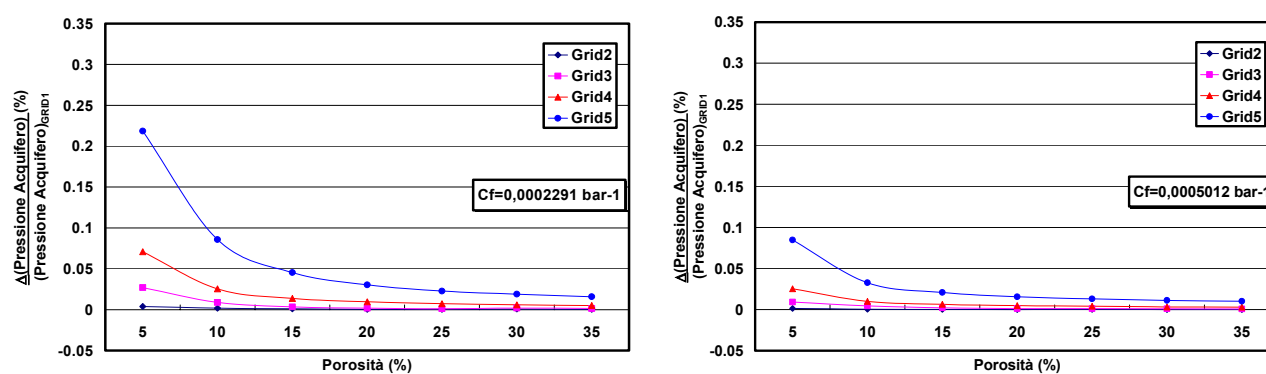
In questi casi si osserva per bassi valori di compressibilità della roccia e per bassi valori di porosità l'andamento della pressione media al bordo esterno dell'acquifero risulta inizialmente crescente per poi invertire la tendenza all'aumentare della porosità dell'acquifero e all'aumentare della compressibilità. Si nota comunque che per alti valori di permeabilità l'andamento della pressione media al bordo esterno dell'acquifero non ha una tendenza regolare. Tali variazioni sono comunque trascurabili in quanto le differenze percentuali non superano l'unità.



**Fig 3.22: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero per una permeabilità di circa 400 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



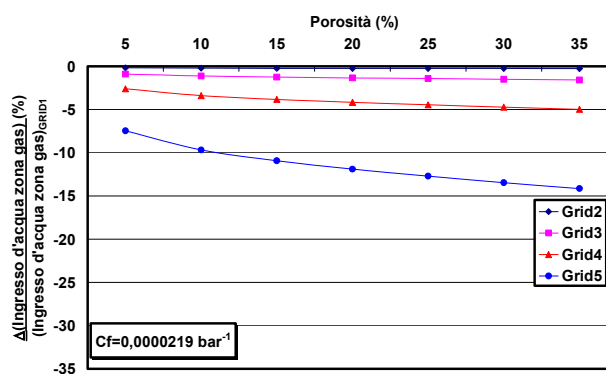
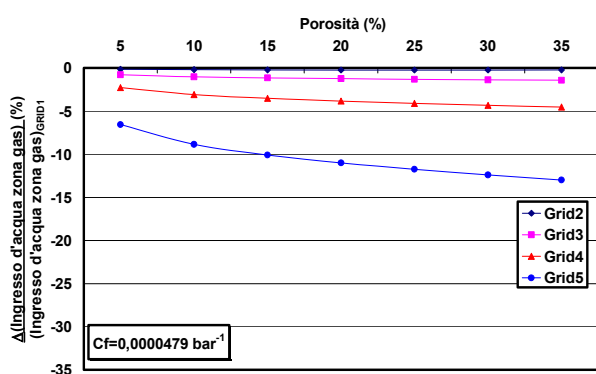
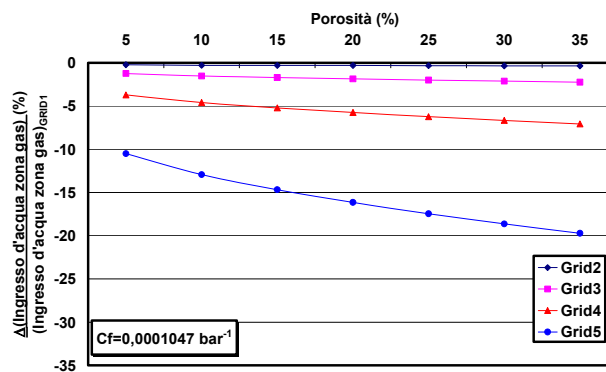
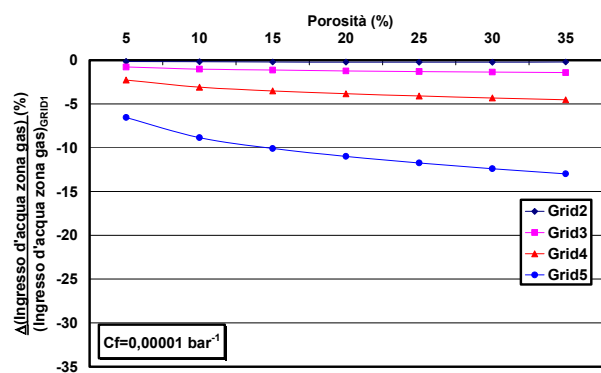
**Fig 3.23: Andamenti delle differenze percentuali della pressione media al bordo esterno dell'acquifero per una permeabilità di 1000 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



### **4.3.3 Ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas**

Nelle figg. 4.18, 4.19 e 4.20 sono riportate le variazioni percentuali dell'ingresso d'acqua in giacimento in funzione della porosità e della compressibilità della roccia, per valori di permeabilità pari a circa 5 mD, circa 10 mD e circa 30 mD.

In entrambi i casi l'ingresso d'acqua in giacimento aumenta all'aumentare della porosità dell'acquifero e all'aumentare della compressibilità dell'acquifero. Tuttavia si osservano notevoli differenze tra le varie discretizzazioni e il caso base, addirittura fino al 35%. Comunque per grid con discretizzazione fino a 500 m x 500 m non si superano differenze percentuali del 5%, mentre la discretizzazione con celle 2000 m x 2000 presenta problemi per alti valori di compressibilità della formazione.

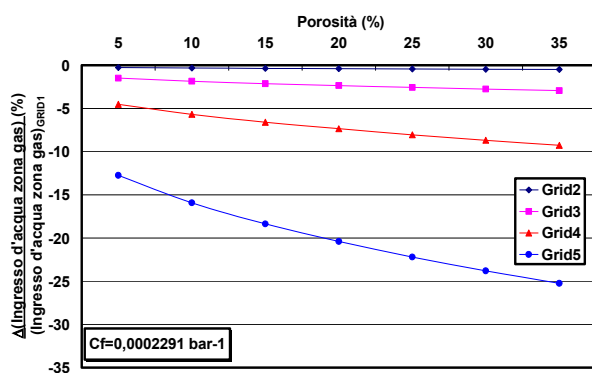


a)

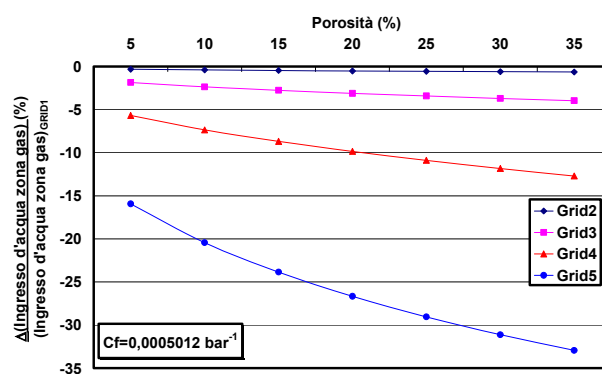
b)

c)

d)

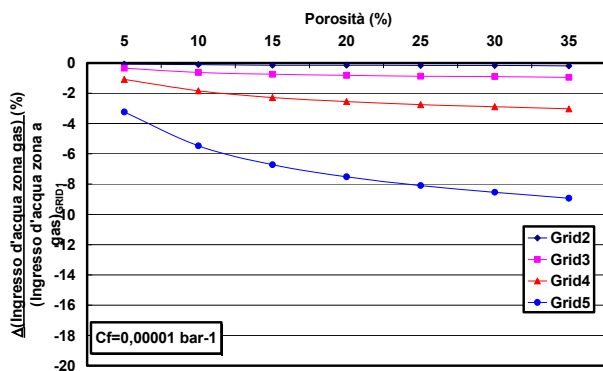


e)

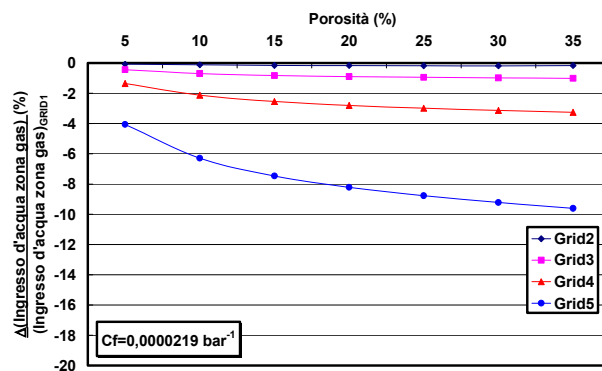


f)

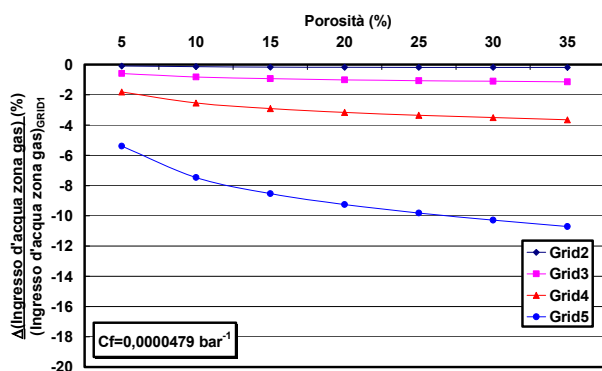
**Fig 3.24: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di circa 5 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



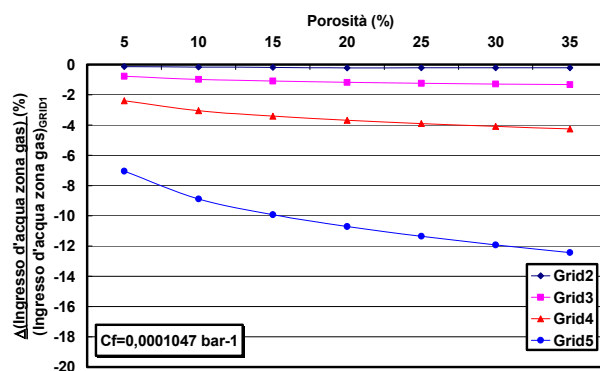
a)



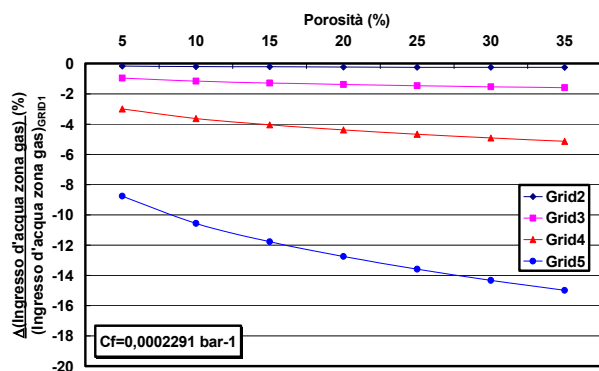
b)



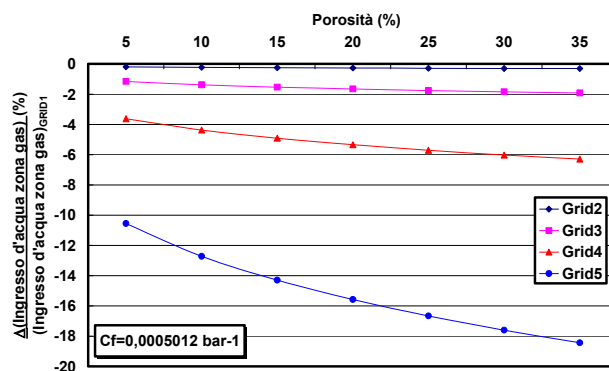
c)



d)

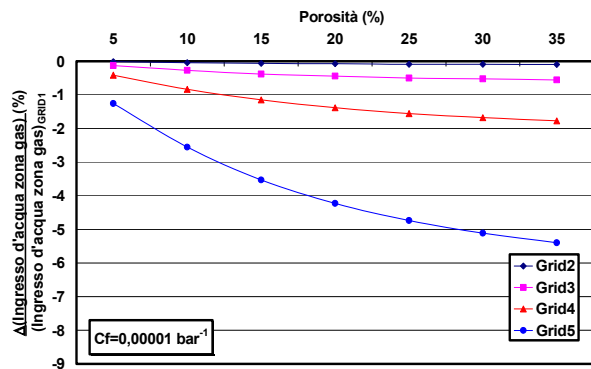


e)

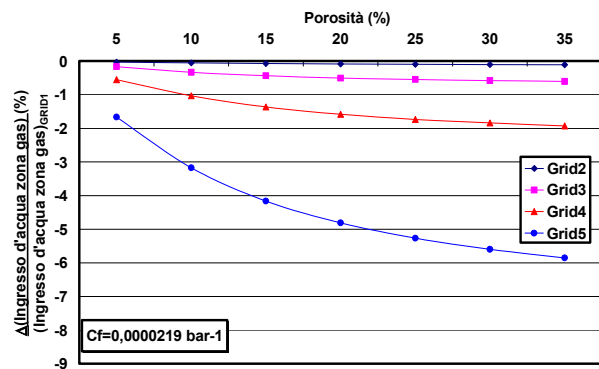


f)

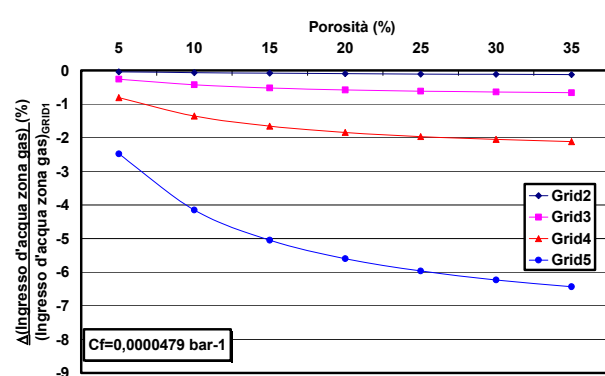
**Fig 3.25: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di circa 10 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**



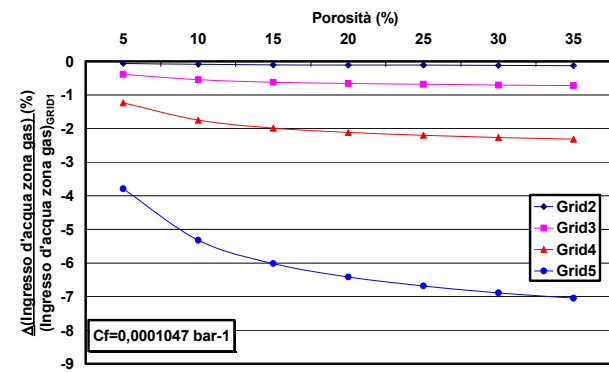
a)



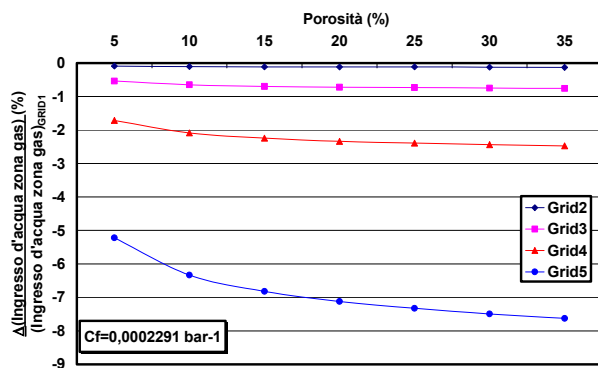
b)



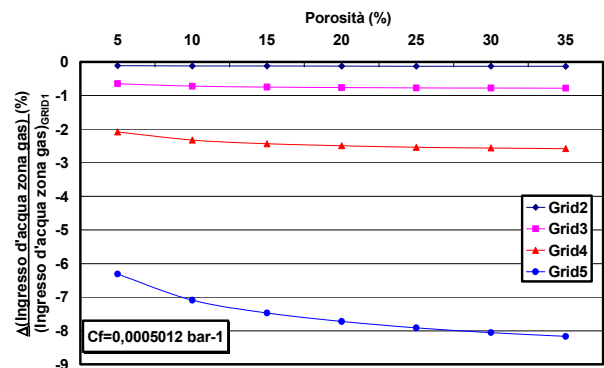
c)



d)



e)

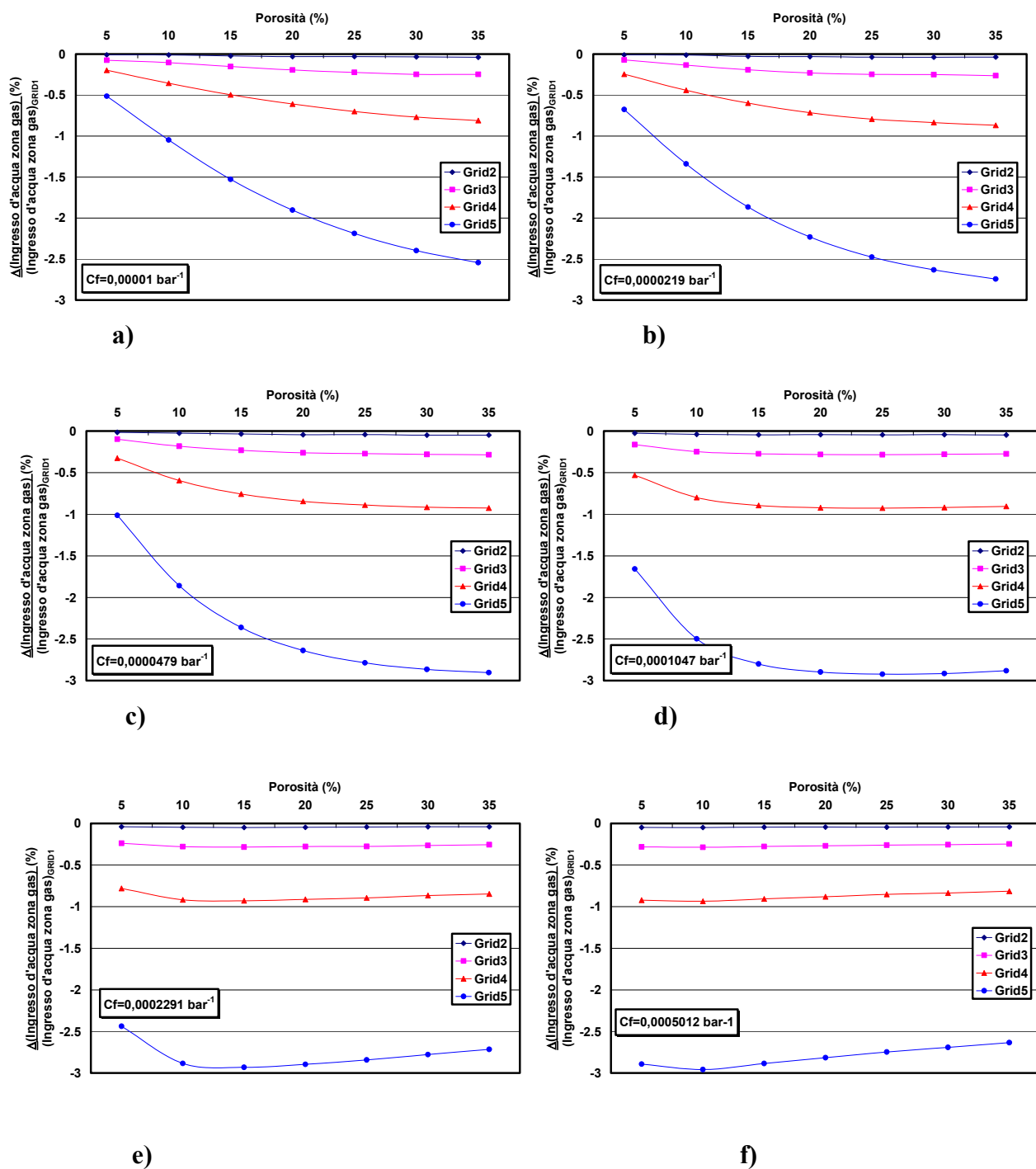


f)

**Fig 3.26: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di circa 30 mD in funzione della porosità e per diversi valori di compressibilità della formazione**

Nelle figg. 4.21 e 4.22 sono riportate le variazioni percentuali dell'ingresso d'acqua in giacimento in funzione della porosità e della compressibilità della roccia, per valori di permeabilità pari a circa 70 mD e circa 170 mD.

In entrambi i casi l'ingresso d'acqua in giacimento aumenta all'aumentare della porosità dell'acquifero e all'aumentare della compressibilità dell'acquifero, tuttavia per alti valori di compressibilità si ha un'inversione di tendenza. Non si osservano notevoli differenze tra le varie discretizzazioni e il caso base, e in ogni caso non si supera il 3%.



**Fig 3.27: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di circa 70 mD in funzione della porosità e per diversi**

### valori di compressibilità della formazione

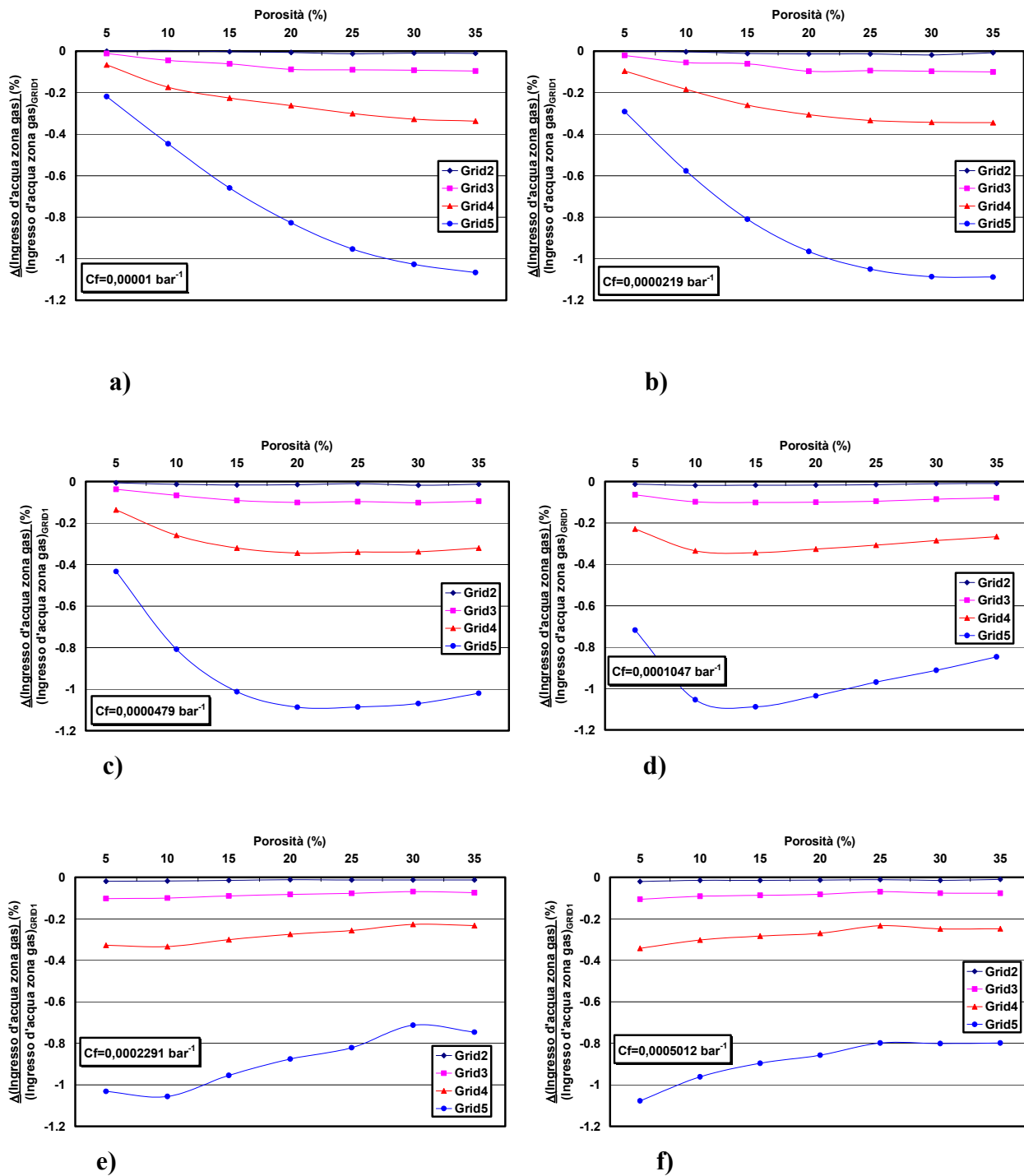


Fig 3.28: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di circa 170 mD in funzione della porosità e per diversi

### **valori di compressibilità della formazione**

Nelle figg. 4.23 e 4.24 sono riportate le variazioni percentuali dell'ingresso d'acqua in giacimento in funzione della porosità e della compressibilità, per valori di permeabilità pari a circa 400 mD e 1000 mD.

In questi casi si osserva per bassi valori di compressibilità della roccia e per bassi valori di porosità un andamento irregolare dell'ingresso d'acqua in giacimento al variare della porosità. Tuttavia le differenze percentuali non superano l'unità per cui si ritiene che tali variazioni siano del tutto trascurabili.

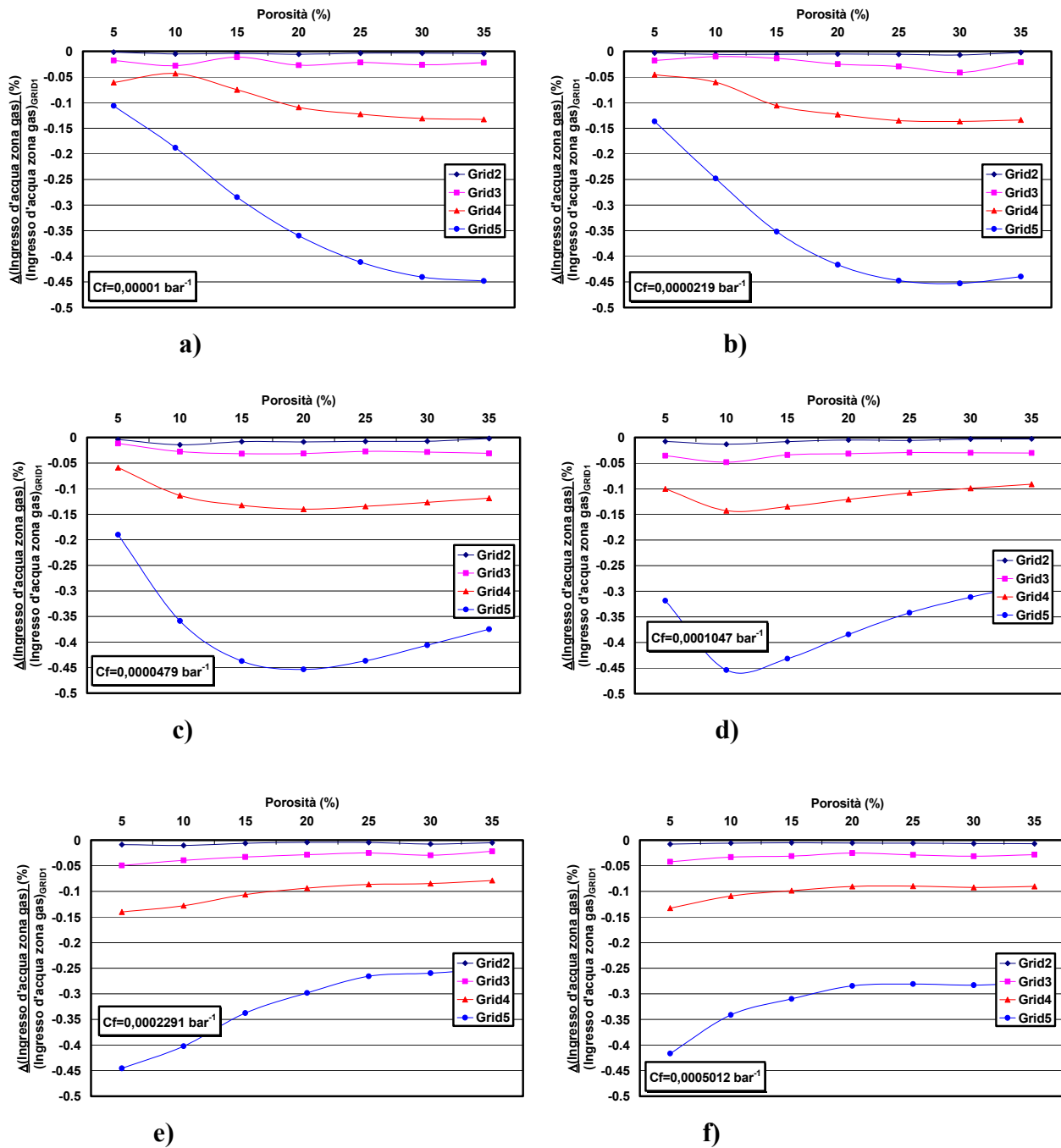
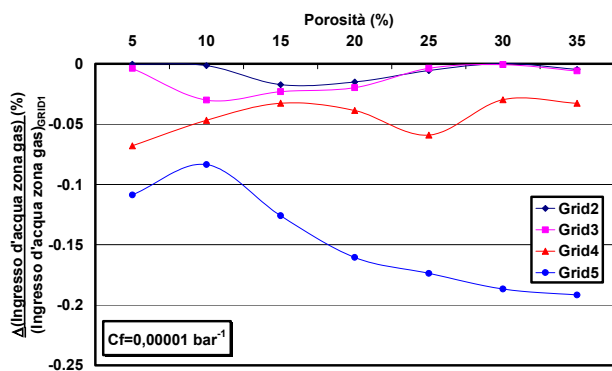
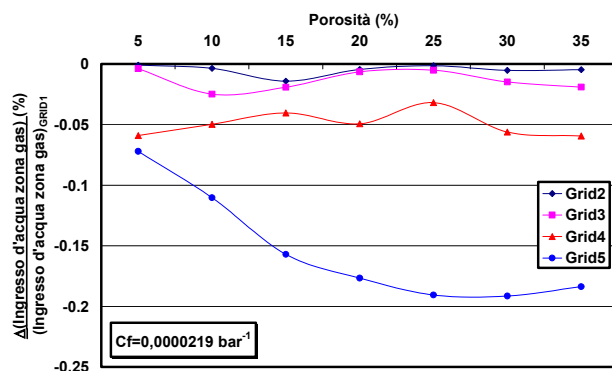


Fig 3.29: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di circa 400 mD in funzione della porosità e per diversi

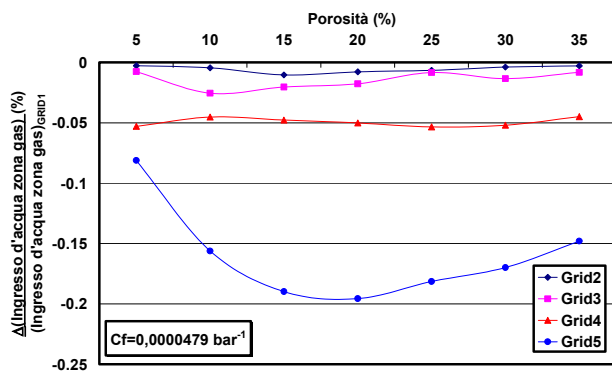
### valori di compressibilità della formazione



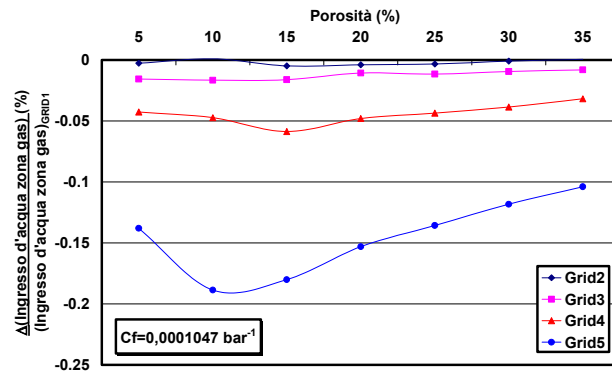
a)



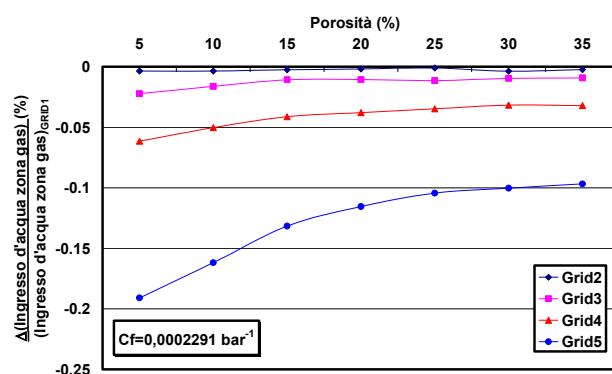
b)



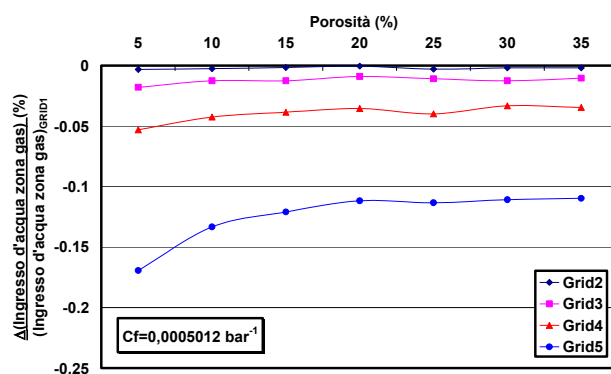
c)



d)



e)



f)

**Fig 3.30: Andamenti delle differenze percentuali dell'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per una permeabilità di 1000 mD in funzione della porosità e per diversi**

**valori di compressibilità della formazione.**

## **5. CONCLUSIONI**

Uno dei principali problemi legati allo studio dei giacimenti di idrocarburi ed alla definizione dei programmi di sviluppo per l'ottimizzazione dello sfruttamento delle formazioni mineralizzate ad olio o gas consiste negli eccessivi tempi di calcolo necessari per la realizzazione delle simulazioni del comportamento dinamico.

Nel presente studio è stata valutata la possibilità di ridurre significativamente i tempi di calcolo adottando suddivisioni lasche della geometria dei giacimenti in corrispondenza delle zone ad acquifero cercando di mantenere comunque la rappresentatività dei risultati delle simulazioni. Sono state condotte analisi sistematiche e dettagliate del comportamento dinamico di una vasta gamma di giacimenti sintetici ma rappresentativi di realtà produttive frequentemente riscontrate in natura. Per ogni tipologia di giacimento sono state adottate 5 diverse discretizzazioni della geometria dell'acquifero passando da un modello ad alta risoluzione (avente celle di dimensioni 100m X 100m sul piano orizzontale) ma estremamente oneroso dal punto di vista computazionale, a modelli con celle di dimensioni maggiori fino a raggiungere 2000m X 2000m. I modelli sintetici di giacimento sono stati realizzati considerando un elevato numero di combinazioni dei valori di alcuni parametri petrofisici particolarmente significativi quali porosità, permeabilità e compressibilità della formazione. Parametri oggetto di confronto tra le diverse simulazioni sono le pressioni nelle diverse zone del giacimento e l'entrata d'acqua in giacimento al termine della storia produttiva. Poiché le proprietà petrofisiche considerate introducono significative variazioni sul comportamento dinamico dei modelli considerati è stata eseguita un prima analisi quantitativa finalizzata a descrivere la variazione delle grandezze monitorate in funzione dei parametri discriminanti per ogni tipologia di giacimento. I confronti tra i risultati ottenuti per ogni tipologia di giacimento e per le diverse discretizzazioni della geometria dell'acquifero sono stati rappresentati in termini di variazioni relative rispetto al modello di riferimento (griglia 100m X 100m) in quanto altrimenti risulterebbero di difficile comprensione oltre che poco rappresentativi.

In generale i confronti eseguiti hanno messo in evidenza che, indipendentemente dal valore di permeabilità, per i giacimenti caratterizzati da base porosità e basse compressibilità

della formazione è possibile adottare discretizzazioni della geometria dell'acquifero anche molto lasche introducendo errori nella valutazione del comportamento dinamico del sistema inferiori all'1% e pertanto assolutamente trascurabili. In questi casi pertanto le simulazioni del comportamento futuro possono essere eseguite adottando un grigliato di 2000m X 2000m nella zona ad acquifero e riducendo pertanto significativamente i tempi di simulazione.

Al crescere della porosità, della compressibilità della formazione e al diminuire della permeabilità si riscontrano dei significativi incrementi delle discrepanze tra le diverse geometrie di giacimento per alcuni dei parametri monitorati (fino al 15% di variazione per la pressione media della zona a gas e fino al 35% di variazione per l'ingresso cumulativo d'acqua nella zona a gas per il grigliato di 2000m X 2000m).

## BIBLIOGRAFIA

- Ahmed T., 2000. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- Alcocer C.F., Ghalambor A., Hayatdavoudi A., Tussanayakul U., SPE, 1988. A Model for Development, Sensitivity Analysis, and Optimization of Gas Reservoirs With and Without Aquifer: Part II-The Sensitivity Analysis. *Paper SPE 17499 prepared and presented at SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, March 10-11 1988*.
- Bradley H., 1992. Petroleum Engineering Handbook. Society of Petroleum Engineers. Third printing, Texas, U.S.A., February, 1992.
- Chierici G. L., Agip S.P.A, 1990. Principi di Ingegneria dei Giacimenti Petroliferi, Prima edizione, Volume 2, San Donato Milanese, Italia, Settembre 1990.
- Chierici G. L., Agip S.P.A, 1989. Principi di Ingegneria dei Giacimenti Petroliferi, Prima edizione, Volume 1, Bologna, Italia, Settembre 1989.
- Dake L.P, 2001. The Practice of Reservoir Engineering (Revised edition). Amsterdam, The Netherlands.
- Dake L.P, 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering, first edition. Amsterdam, The Netherlands.
- Eicks T. D., Wattenbager R. A., Startzman R. A., SPE, 1988. Analysis of the effect of Pressure Data Frequency and Accuracy on the Calculation of Aquifer Influence Functions. *Paper SPE 18290 prepared for presentation at the 63rd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Houston, October 2-5, 1988*.
- Essenfeld M., Barbieri E., PDVSA CIED, 2001. Yacimientos de Hidrocarburos. Caracas, Venezuela, Julio 2001.

Griffa, 2000. Simulazione del comportamento produttivo di pozzi non convenzionali. Tesi di Laurea, Politecnico di Torino, Dicembre 2000.

Schlumberger GeoQuest, 1999. Eclipse 100 User Course, Settembre 1999.