

Ortiz Q., Vladimir J

**SENSIBILIDAD EN LA INTERPRETACIÓN DE PRUEBAS DE PRODUCCIÓN CON
MÉTODOS ANALÍTICOS**

Tutor Académico: Prof. Francesca Verga. Politecnico di Torino

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.

Año 2005, 117p.

Palabras Claves: Well Testing, Pruebas de Producción, Curvas Analíticas de Presión, Ecuación de Difusividad, Modelos Teóricos de Yacimientos.

Resumen: La información obtenida de una prueba de presión, permiten sin duda estimar la productividad de un yacimiento de hidrocarburo y representan uno de los instrumentos mas eficaces en la evaluación de las características de productividad del pozo y en la estima de parámetros característicos de la formación así como en el cálculo aproximado de el volumen de formación mineralizada.

En el ámbito de ingeniería de yacimientos, el método utilizado con mayor frecuencia en la interpretación de las pruebas de producción se basa en la utilización de las curvas tipo de la presión y de sus respectivas derivadas. Aunque si la metodología permite de caracterizar correctamente la capacidad productiva de la formación y de los pozos de producción, en algunos casos se presentan dificultades interpretativas que pueden inducir a una errada estima en la caracterización del comportamiento dinámico de la formación en investigación. Las formaciones geológicas mineralizadas de petróleo y gas son generalmente complejas, pueden estar constituidas de diferentes tipos de sedimentos y pueden presentar variaciones de facies, fallas, fracturas, barreras de flujo y posición del contacto entre los fluidos. Todas estas características inciden de forma directa el comportamiento dinámico del yacimiento y por lo tanto en el comportamiento de la curva de presión. Por lo tanto, frecuentemente la interpretación de los datos registrados durante la prueba de presión conlleva a conclusiones correctas desde el punto de vista teórico pero que en realidad no reflejan la realidad física del yacimiento; otras veces, el análisis puede conducir a hipotizar para el mismo yacimiento situaciones diversas, todas concordantes y compatibles con la respuesta de presión registrada en el pozo.

En particular el trabajo desarrollado durante esta tesis de grado ha evidenciado como diferentes geometrías de un yacimiento puedan restituir la misma respuesta de presión y como la interpretación de dicha respuesta mediante los métodos analíticos tradicionales puedan conducirnos

a una interpretación no correcta del sistema real. Evidentemente en el trabajo no se han investigado todas las posibilidades que puedan ser fuente de interpretaciones impropias o dudosas, mas se han identificado una serie de modelos cuya respuesta puede ser confundida con una de un sistema totalmente diferente de el cual ha sido generada. Por ejemplo, la presencia de una falla no permeable que delimita parcialmente el área de drenaje del pozo de producción genera una respuesta de presión que puede ser interpretada como una variación de las características petrofísicas de la formación en dirección radial respecto al pozo.

Para aclarar eventuales dudas en la interpretación o solo para confirmar las conclusiones deducidas del análisis de la prueba, el confronto de los resultados con la información geológica y geofísica de la formación productiva resulta determinante. Solo en este modo es posible consagrar una interpretación única y valida al sistema objeto de estudio, basados en la coherencia de los resultados de la interpretación de la prueba de producción con otros datos adquiridos de manera independiente.



POLITECNICO DI TORINO
I Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica e Nucleare

TESI DI LAUREA

**Criticità nell'interpretazione delle prove di
produzione con metodi analitici**

Relatore
Prof. Francesca Verga

Candidato
Vladimir Ortiz Q

Dicembre 2004

RINGRAZIAMENTI

Vorrei ringraziare innanzitutto alla professoressa Francesca Verga per la sua disponibilità, pazienza e appoggio sostenuto nello sviluppo del presente lavoro. I suoi consigli, supervisione e valutazione sono stati di grande insegnamento. Il più sincero dei ringraziamenti a lei e al suo gruppo di lavoro.

Inoltre ringrazio l'Ing Dario Ferrero, per la supervisione diretta in questo progetto, per la sua guida e preoccupazione durante lo svolgimento di questa tesi. A tutto il gruppo di ricercatori del laboratorio de idrocarburi, Ing Dario Viberti, Ing Pier Paolo Ferraro, Ing Paolo del Bosco per la loro assistenza e disponibilità ad aiutarmi.

Quiero agradecer enormemente a la UCV y en especial a la escuela de Ingenieria del petróleo por permitirme tan valiosa oportunidad. Un especial agradecimiento a los profesores pertenecientes al cuerpo docente que marcaron mi desarrollo profesional.

En primer lugar a la profesora Marta Serpa usted representó para mi una maestra más que un professor, de corazón fue una madre dentro de los pasillos de la UCV desde el inicio al final de mi carrera, a usted mi eterno cariño.

En segundo lugar a la profesora Xiomara Marquez, usted me hizo comprender que el tamaño de las posibilidades son de la magnitud que nosotros le pongamos, a usted la valiosa lección que las cosas pueden ser siempre diferentes.

Al profesor Vladimiro Kowalchuk, quizá uno de los mejores que tuve, su objetividad y emoción al enseñarnos, son bases o pilares en mi formación. Nunca olvidare “donde estas parados y a donde quieres llegar....el camino lo eliges tu”. Gracias

Finalmente al profesor Martin Essinfeld, usted nos demostró que nunca se termina de aprender y que el desarrollo de nuestras capacidades son responsabilidad nuestra, ustedes profesores son guías y nada mas.

Más que un agradecimiento mis mas sinceras palabras de amor a mis padres y en especial a ti mamá lo que soy hoy y lo que seré todo te lo debo a ti. A mis hermanos y demas familiares gracias tambien.

A mis amigos : Jorge, Elio, Eduardo, Javier, Anibal, Luz, Maria Isabel, Jennifer, Gerardo y en especial a ti Stefania. Todos compañeros en esta larga carrera.

Dedico este trabajo a mis tres abuelas queridas Teo, Aura y Meche las mujeres mas especiales que existen para mi, ejemplos de fortaleza superación y amor por sus familias. Con todo el amor del mundo a ellas y en especial a ti Teodosia, finalmente abuela hoy lo he logrado esto es para ti, te quiero mucho viejita.

INDICE

1	INTRODUZIONE.....	1
1.1	Organizzazione del lavoro.....	2
2	INTERPRETAZIONE DELLE PROVE DI POZZO.....	4
2.1	Presupposti teorici dei metodi interpretativi.....	6
2.1.1	Equazioni di diffusività.....	6
2.1.2	Interpretazione analitica delle prove di pozzo.....	9
2.1.2.1	Geometrie di flusso.....	9
	Flusso radial-piano.....	9
	Flusso lineare.....	10
	Flusso bilineare.....	10
	Flusso sferico o semi-sferico.....	10
2.1.2.2	Soluzioni analitiche dell'equazione di diffusività.....	11
2.1.2.3	Applicazione delle soluzioni analitiche.....	14
2.2	Metodi interpretativi delle curve derivate.....	16
2.2.1	Metodi interpretativi moderni.....	18
2.2.2	Modelli teorici di giacimento.....	19
2.2.2.1	Modelli "Early Time".....	20
2.2.2.2	Modelli "Middle Time".....	24
2.2.2.3	Modelli "Late Time".....	29
3	METODI NUMERICI E SIMULATORI.....	31
4	METODOLOGIA.....	35
4.1	Generazione di risposte di giacimento sintetiche.....	38
4.2	Giacimento omogeneo.....	39
4.2.1	Giacimento Circolare.....	39
4.2.1.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	39
4.2.1.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	40
4.2.1.3	Proprietà dei fluidi.....	40
4.2.1.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	41
4.2.1.5	Analisi della derivata della pressione.....	42
4.2.1.5.1	Pozzo centrato.....	42
4.2.1.5.2	Pozzo a 2000 ft.....	44

4.2.1.5.3	Pozzo a 1750 ft.....	46
4.2.1.5.4	Pozzo a 1500 ft.....	47
4.2.2	Giacimento Quadrato.....	51
4.2.2.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	51
4.2.2.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	52
4.2.2.3	Proprietà dei fluidi.....	52
4.2.2.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	53
4.2.2.5	Analisi delle derivate della pressione.....	54
4.2.2.5.1	Pozzo centrato.....	54
4.2.2.5.2	Pozzo a 2250 ft.....	55
4.2.2.5.3	Pozzo a 2000 ft.....	57
4.2.2.5.4	Pozzo a 1750ft.....	59
4.2.2.5.5	Pozzo a 1500 ft.....	61
4.2.2.5.6	Pozzo a 1000 ft.....	62
4.3	Giacimento confinato da una faglia.....	63
4.3.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	63
4.3.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	64
4.3.3	Proprietà dei fluidi.....	64
4.3.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	65
4.3.5	Analisi della derivata della pressione.....	66
4.3.5.1.1	Faglia a 250 ft del pozzo.....	66
4.3.5.1.2	Faglia a 500 ft del pozzo.....	68
4.3.5.1.3	Faglia 750 ft del pozzo.....	70
4.3.5.1.4	Faglia a 1000 ft del pozzo.....	71
4.4	Area di drenaggio parzialmente chiusa da una faglia.....	74
4.4.1	Giacimento Circolare 1.....	74
4.4.1.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	74
4.4.1.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	76
4.4.1.3	Proprietà dei fluidi.....	76
4.4.1.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	77
4.4.1.5	Analisi della derivata della pressione.....	78
4.4.1.5.1	Lunghezza della faglia, 8000 ft.....	78

4.4.1.5.2	Lunghezza della faglia, 6000 ft.....	81
4.4.1.5.3	Lunghezza della faglia, 4000 ft.....	83
4.4.1.5.4	Lunghezza della faglia, 2000 ft.....	84
4.4.1.5.5	Lunghezza della faglia, 1000 ft.....	85
4.4.2	Giacimento Circolare 2.....	86
4.4.2.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	86
4.4.2.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	87
4.4.2.3	Proprietà dei fluidi.....	87
4.4.2.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	88
4.4.2.5	Analisi della derivata della pressione.....	89
4.4.2.5.1	Lunghezza della faglia, 5000 ft.....	89
4.4.3	Giacimento Quadrato.....	91
4.4.3.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	91
4.4.3.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	92
4.4.3.3	Proprietà dei fluidi.....	92
4.4.3.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	93
4.4.3.4.1	Lunghezza della faglia, 7000 ft.....	94
4.4.3.4.2	Lunghezza della faglia, 5000 ft.....	95
4.4.3.4.3	Lunghezza della faglia, 3000 ft.....	96
4.5	Effetto di un bordo a pressione costante.....	98
4.4.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	98
4.4.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	99
4.4.3	Proprietà dei fluidi.....	99
4.4.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	100
4.4.5	Analisi della derivata della pressione.....	101
4.5.5.1.1	Barriera di pressione, $\Phi = 60^\circ$	101
4.5.5.1.2	Barriera di pressione, $\Phi = 120^\circ$	103
4.6	Giacimento a forma di canale con pozzo iniettore.....	105
4.4.1	Caratteristiche geometriche del giacimento.....	105
4.4.2	Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.....	106
4.4.3	Proprietà dei fluidi.....	106
4.4.4	Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate.....	107

4.4.5	Analisi della derivata della pressione.....	108
4.6.5.1.1	Pozzo iniettore a 1000 ft.....	108
4.6.5.1.2	Pozzo iniettore a 2000 ft.....	110
4.6.5.1.3	Pozzo iniettore a 3000 ft.....	111
4.6.5.1.4	Pozzo iniettore a 4000 ft.....	112
5	CONCLUSIONI.....	114
6	BIBLIOGRAFIA.....	116

1 INTRODUZIONE

L'impostazione di una corretta strategia di sviluppo di un giacimento di idrocarburi non può prescindere dalla previsione del profitto proveniente dalla produzione di olio o di gas.

La valutazione della produttività di un giacimento dipende in modo determinante dalle informazioni ricavate dall'interpretazione delle prove di pozzo, le quali rappresentano uno degli strumenti più efficaci per la valutazione delle caratteristiche di produttività del pozzo stesso e per la stima dei parametri della formazione produttiva. L'esecuzione di una prova di pozzo comporta una variazione della portata erogata al pozzo e, conseguentemente, lo sviluppo di un disturbo di pressione che si propaga all'interno del giacimento in funzione delle caratteristiche della formazione e dei fluidi in essa contenuti. I valori di pressione, registrati da appositi strumenti di misura posizionati a fondo pozzo, costituiscono la risposta che fornisce il giacimento. Poiché la forma della curva descritta dai dati di pressione, riportati in funzione del tempo, dipende dalle caratteristiche della formazione, sono stati sviluppati diversi metodi di interpretazione della risposta del giacimento, tra i quali il metodo delle derivate, che permettono di stimare i parametri petrofisici del giacimento ed eventualmente di ricavare indicazioni relative alla geometria e all'estensione del giacimento. L'interpretazione delle prove di produzione mediante il ricorso alle curve tipo della derivata della pressione è stata sviluppata a partire dagli anni '80 e, ancora oggi, se correttamente applicato, il metodo delle derivate rappresenta uno degli approcci migliori per la valutazione del comportamento dinamico del giacimento.

Nel corso degli ultimi vent'anni, lo sviluppo di simulatori analitici e numerici per l'interpretazione delle prove di produzione ha permesso di accelerare il processo interpretativo. Tuttavia accade frequentemente che insorgano ragionevoli dubbi sull'interpretazione della risposta del giacimento a causa del significato non univoco del comportamento osservato, al quale può essere associato un modello verosimile del sistema reale solo in base ad analisi di informazioni complementari all'esame dei valori di pressione e, in particolare, di informazioni generali sul giacimento fornite da geologi e geofisici. Tali informazioni sono infatti fondamentali per validare i risultati dell'interpretazione della prova e pervenire ad una descrizione univoca e attendibile del

sistema oggetto di studio, basata sulla coerenza dei risultati dell'interpretazione della prova di produzione con gli altri dati acquisiti per via indipendente.

Nel caso dei simulatori di tipo numerico la risposta realmente osservata durante la prova di produzione viene generata operando una suddivisione del giacimento in elementi volumetrici discreti, o blocchi, a cui vengono assegnati i valori iniziali per ciascun parametro fisico-chimico che lo rappresenta (quali permeabilità, porosità, proprietà dei fluidi) ed ovviamente pressione statica e saturazione in fluidi iniziali. Il processo di calcolo consiste nel valutare, per ogni intervallo di tempo prestabilito e per ogni blocco, le variazioni di pressione, di saturazione e dei parametri ad esse correlate indotte dalla messa in produzione del campo. Al fine di riprodurre in modo soddisfacente il comportamento del sistema reale il modello numerico deve essere calibrato. Questo processo risulta estremamente complesso in quanto, teoricamente, ogni parametro di ciascun blocco può essere modificato. Ne consegue che il problema è fortemente indeterminato e che quindi possono esistere diverse combinazioni di parametri che danno luogo alla stessa risposta simulata.

Poiché spesso il problema della non univocità dell'interpretazione delle prove di produzione non viene debitamente preso in considerazione, il presente lavoro di tesi è stato mirato a dimostrare come alcune configurazioni di giacimento possano restituire andamenti di pressione non interpretabili in modo univoco o che, anzi, suggeriscono geometrie o distribuzioni di caratteristiche petrofisiche che non hanno attinenza con il sistema reale. A tale scopo sono stati generati modelli sintetici di giacimento, a cui è stata associata una storia produttiva verosimile, per verificare la diversa risposta del giacimento in funzione della posizione del pozzo all'interno del giacimento o della presenza di faglie non conduttive di estensione variabile.

1.1 Organizzazione del lavoro

Dopo aver discusso le condizioni di applicabilità dell'equazione di diffusività (par. 2.1), la quale deve essere linearizzata per essere risolta analiticamente (2.1.1 e 2.1.2), sono state descritte le geometrie di flusso che si possono instaurare in giacimento (par. 2.1.2.1). Successivamente sono stati richiamati i fondamenti dell'interpretazione analitica delle prove di produzione mediante le curve tipo di Agarwal e sono stati

descritti i modelli analitici utilizzati nell'interpretazione delle prove di produzione (par. 2.2).

Nel capitolo 3 è stata descritta la procedura utilizzata dal software *Saphir 3.10* per la generazione dei modelli sintetici di giacimento presentati in questa tesi, nonché le caratteristiche fondamentali dei modelli numerici.

Nel capitolo 4 sono stati esaminati i modelli sintetici generati, discutendo il comportamento della pressione osservato rispetto a quello previsto. Sono state analizzate cinque diverse tipologie di giacimento in cui viene considerata rispettivamente la variazione della distanza del pozzo dal centro di un giacimento circolare (par. 4.2), la presenza di una faglia che delimita il volume mineralizzato (par. 4.3) o che chiude parzialmente l'area di drenaggio del pozzo (par. 4.4), la presenza di un bordo a pressione costante (ovvero di un acquifero) con differente estensione (par. 4.5) e il comportamento di un pozzo all'interno di un canale in presenza di un pozzo iniettore (par. 4.6).

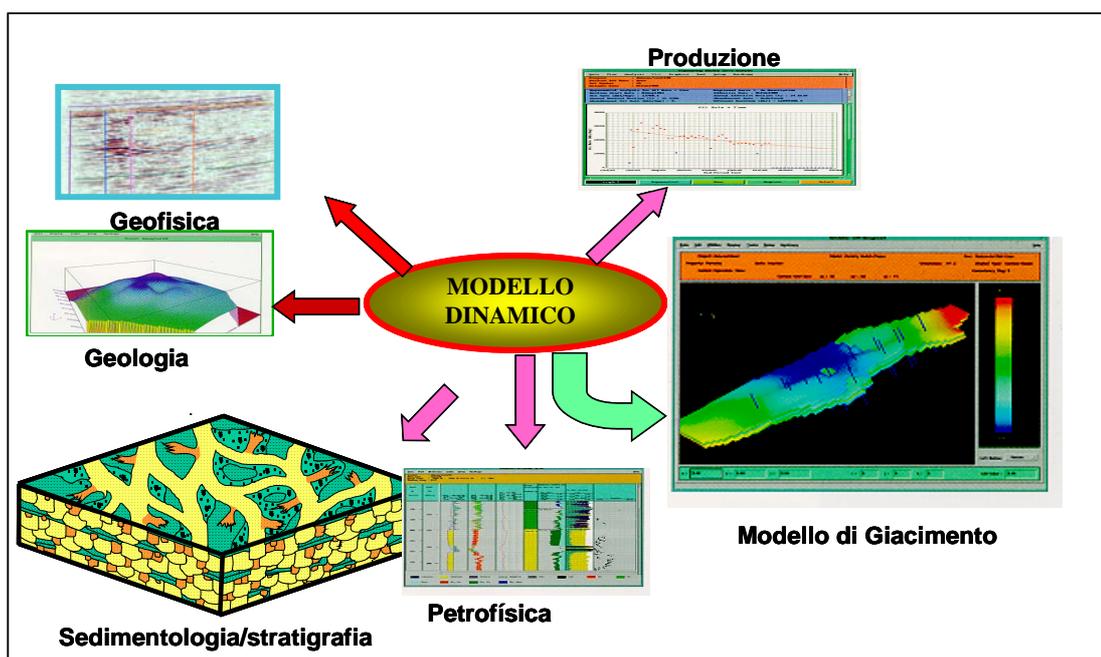
Nel capitolo 5 sono sinteticamente riportate le conclusioni del lavoro svolto.

2 INTERPRETAZIONE DELLE PROVE DI POZZO

L'ingegneria di giacimenti dal inizio ha dovuto valersi di metodi indiretti per valutare le diverse proprietà fisiche che rendono possibile la gestione del giacimento nella sua totalità. Ancora oggi il dominio di tutti i parametri è caratterizzato di una incertezza che, grazie ai diversi sviluppi sia nella scienza come nella tecnologia, ogni giorno viene ridotta.

Uno dei principali obiettivi della ingegneria di giacimenti è lo sviluppo di un modello dinamico capace della riproduzione delle condizione verificate con la data storica del pozzo e di una predizione realistica del comportamento del giacimento in termini di produzione e recupero degli idrocarburi al variare le condizione operative. Questa attività ci permette poi di sviluppare e decidere quali devono essere le strategie più efficienti per garantire un migliore sfruttamento economico delle risorse a disposizione.

Nella realizzazione del modello sono necessarie tutte le informazioni disponibili: storia di produzione, informazione di campi prossimi al giacimento oggetto di studio, dati geologici e geofisici, analisi PVT dei campioni di fluidi, analisi di carote e finalmente la interpretazione ottenute delle prove di pozzo. Tutti i dati ottenuti sono messi nel modello cercando di fare una riproduzione approssimata del modello.



In particolare, le prove di pozzo rivestono un ruolo predominante nel processo di valutazione della produttività di un giacimento poiché rappresentano uno degli strumenti più efficaci per la valutazione delle caratteristiche di produttività del pozzo stesso, per la stima dei parametri della formazione produttiva e per il riconoscimento di eventuali limiti di permeabilità. L'esecuzione di una prova di pozzo comporta una variazione della portata erogata al pozzo e, conseguentemente, lo sviluppo di un disturbo di pressione che si propaga all'interno del giacimento in funzione delle caratteristiche della formazione e dei fluidi in essa contenuti. I valori di pressione, registrati da appositi strumenti di misura posizionati a fondo pozzo, costituiscono la risposta che fornisce il giacimento. Poiché l'andamento della curva descritta dai dati di pressione, riportati in funzione del tempo, dipende dalle caratteristiche del fluido e del mezzo poroso e dalla geometria del giacimento stesso, sono stati sviluppati diversi metodi di interpretazione della risposta del giacimento, tra i quali il metodo delle derivate, che permettono di stimare i parametri petrofisici del giacimento ed eventualmente di ricavare indicazioni relative alla geometria e all'estensione del giacimento.

L'esecuzione di una prova a pozzo singolo consiste nella registrazione della risposta di pressione del giacimento misurata a fondo pozzo per effetto dell'erogazione di una portata costante. Per quanto riguarda i pozzi ad olio è sufficiente che venga erogata al pozzo una portata costante e la prova viene definita prova di declino della pressione. Per i pozzi a gas è necessario che vengano eseguite due erogazioni isocrone con portate costanti ma diverse, al fine di determinare le caratteristiche produttive del pozzo. La prova di risalita della pressione consiste nella registrazione della risposta del giacimento durante la fase di chiusura del pozzo immediatamente successiva al periodo di erogazione.

La prima fase dell'interpretazione di una prova di pozzo consiste nell'individuazione di uno o più modelli di giacimento le cui risposte siano simili a quella osservata e, al tempo stesso, compatibili con le altre informazioni eventualmente disponibili. Successivamente i parametri del modello sono adeguatamente modificati in modo che la risposta simulata riproduca in maniera soddisfacente quella osservata. In ultimo si esegue la valutazione del modello, verificando che quest'ultimo simuli correttamente il comportamento del giacimento in tutti i periodi di flusso della prova.

2.1 Presupposti teorici dei metodi interpretativi

2.1.1 Equazioni di diffusività

Un modello può essere definito come una versione semplificata del sistema reale del quale simula nel modo più verosimile possibile il comportamento. Le semplificazioni che consentono di simulare il sistema fisico sono ottenute mediante l'introduzione di alcune ipotesi che riguardano diversi aspetti del sistema stesso, quali la geometria del dominio considerato, la riduzione degli effetti delle eterogeneità, la natura del mezzo poroso e dei fluidi in esso contenuti e il tipo di regime di flusso.

L'insieme delle assunzioni semplificative costituisce il modello teorico e consente la formulazione del modello matematico che consiste nelle equazioni di bilancio di massa per le quantità estensive considerate, nelle equazioni di flusso che correlano le quantità estensive alle variabili di stato significative del problema e nelle equazioni costitutive che definiscono il comportamento dei componenti del sistema, nelle condizioni iniziali e al contorno dopo aver definito la geometria del sistema.

Il passaggio dal sistema reale al modello matematico implica l'introduzione dei coefficienti del modello ossia dei coefficienti di trasporto delle quantità estensive considerate.

L'interpretazione delle prove di pozzo si basa sull'equazione di diffusività dei fluidi attraverso i mezzi porosi, ottenuta sotto le seguenti ipotesi (Lee, 1982):

- mezzo poroso omogeneo e isotropo;
- sistema in condizioni isoterme;
- flusso monofasico e laminare;
- caratteristiche del fluido uniformi;
- effetto della forza di gravità trascurabile.

Combinando l'equazione di bilancio di massa, l'equazione di flusso di Darcy e l'equazione costitutiva dei fluidi si ottiene un'equazione differenziale non lineare alle derivate parziali rispetto alle variabili indipendenti spazio e tempo. Per poter ottenere una soluzione analitica è necessario che l'equazione sia linearizzata. Per i liquidi la linearizzazione è ottenuta introducendo le ipotesi di compressibilità del sistema piccola e costante, viscosità del fluido indipendente dalla pressione, gradienti di pressione

piccoli. Quest'ultima condizione consente di trascurare il quadrato del gradiente di pressione e, secondo quanto dimostrato da Jiang et al. (1998), tale assunzione risulta accettabile per qualsiasi valore del gradiente.

L'equazione di diffusività che descrive il flusso dei fluidi attraverso i mezzi porosi, scritta in unità di misura del sistema internazionale (S.I.), assume pertanto la seguente espressione:

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.1)$$

dove:

∇ è l'operatore Laplaciano;

p è la pressione;

t è il tempo;

η è la costante di diffusività, definita come:

$$\eta = \frac{k}{\mu \cdot c_T \cdot \phi} \quad (2.2)$$

dove:

k è la permeabilità;

ϕ è la porosità;

μ è la viscosità;

c_T è la compressibilità totale:

$$c_T = c_O S_O + c_W S_{WC} + c_F \quad (2.3)$$

c_O è la compressibilità dell'olio;

c_W è la compressibilità dell'acqua;

c_F è la compressibilità della formazione;

S_O è la saturazione in olio;

S_{WC} è la saturazione in acqua connata.

La linearizzazione dell'equazione di diffusività per i gas reali, per i quali le proprietà variano fortemente in funzione della pressione, può essere ottenuta mediante tre approcci differenti:

1. assumendo che il gruppo $\frac{P}{z \cdot \mu}$ sia costante;
2. assumendo che il prodotto $z \cdot \mu$ sia costante;
3. mediante l'introduzione della funzione di pseudopressione $m(p)$.

Nell'ipotesi che, pur variando la pressione, la viscosità e il fattore di comprimibilità, il valore del gruppo $\frac{P}{z \cdot \mu}$ resti costante, l'equazione di diffusività per i gas è la stessa degli olii:

$$\nabla^2 p = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.4)$$

L'approssimazione introdotta da questa soluzione può essere ritenuta trascurabile per valori di pressione superiori a 21000 kPa circa (3000 psia).

Nell'ipotesi che, pur variando la viscosità e il fattore di comprimibilità, il prodotto $z \cdot \mu$ resti costante, l'equazione diventa:

$$\nabla^2 p^2 = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (2.5)$$

Tale ipotesi è ritenuta accettabile per pressioni inferiori a 14000 kPa (2000 psia).

Nel 1966 fu proposta da Al-Hussainy, Ramey e Crawford la linearizzazione dell'equazione di diffusività basata sull'introduzione della funzione di pseudopressione $m(p)$:

$$m(p) = 2 \cdot \int_{p_0}^p \frac{p dp}{z \cdot \mu} \quad (2.6)$$

dove p_0 rappresenta la pressione di riferimento.

I valori di z e μ possono essere misurati in laboratorio in funzione della pressione alla temperatura di giacimento, oppure possono essere ricavati in funzione della densità del gas utilizzando opportune correlazioni numeriche.

L'equazione di diffusività linearizzata per i gas reali in termini di funzione di pseudopressione si scrive in tal caso:

$$\nabla^2 m(p) = \frac{1}{\eta} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad (2.7)$$

2.1.2 Interpretazione analitica delle prove di pozzo

2.1.2.1 Geometrie di flusso

Il moto dei fluidi nei mezzi porosi può dare luogo a un flusso di geometria radiale, lineare, bilineare, sferico o semi-sferico.

La geometria del flusso è determinata dall'andamento delle linee di flusso, definite come quelle linee immaginarie che individuano il percorso seguito dalle particelle di fluido nel loro movimento attraverso un mezzo poroso, e quindi consente di risalire alle caratteristiche geometriche dello stesso giacimento.

- *Flusso radial-piano*

Nell'ipotesi che il mezzo poroso sia omogeneo e isotropo e che il pozzo sia aperto alla produzione lungo tutto lo strato produttivo, di spessore costante, la geometria di flusso è di tipo radial-piana ed è caratterizzata da linee di flusso orizzontali che convergono verso il pozzo produttore (fig. 2.1). La geometria di flusso radial-piana è quella che meglio consente di rappresentare le condizioni di flusso che più comunemente si verificano nei sistemi reali.

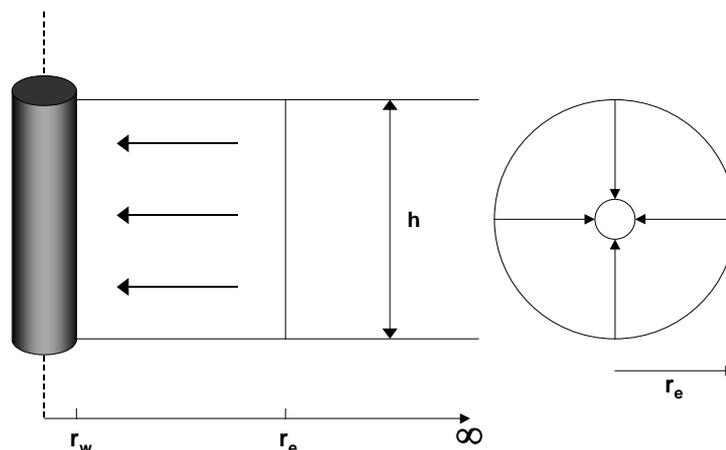


Fig. 2.1: Flusso radial-piano

- *Flusso lineare*

La geometria di flusso lineare è determinata da linee di flusso parallele. Il mezzo è considerato infinitamente esteso nel senso dell'asse normale al piano sorgente. In questo caso il sistema di flusso viene detto semi-infinito (fig. 2.2).

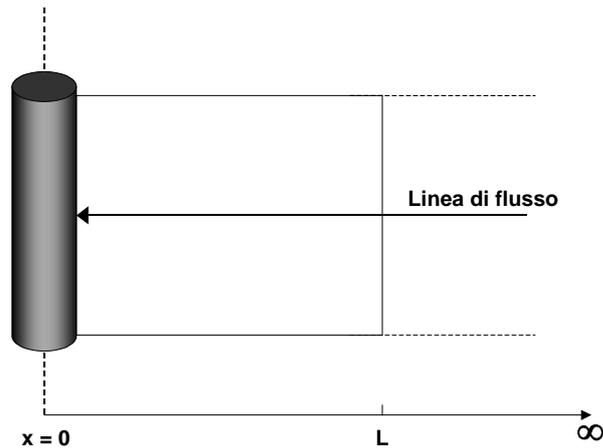


Fig. 2.2: Flusso lineare semi – infinito

- *Flusso bilineare*

Il flusso bilineare si manifesta quando si instaurano simultaneamente due geometrie di flusso lineare, tra loro perpendicolari. Questa geometria di flusso si riscontra, ad esempio, quando il pozzo è attraversato da una frattura a conducibilità finita. Il flusso avviene lungo la frattura e dalla formazione verso la frattura, perpendicolarmente a quest'ultima.

- *Flusso sferico o semi-sferico*

La geometria di flusso sferico o semi-sferico si verifica quando le linee di flusso, che descrivono il moto dei fluidi rispettivamente nello spazio o in un semispazio, convergono verso un punto (fig. 2.3). Si riscontra principalmente in due situazioni: quando il pozzo penetra solo parzialmente nello strato produttivo o quando, pur essendo perforato attraverso tutta la formazione mineralizzata, l'intervallo aperto alla produzione è inferiore allo spessore produttivo (fig. 2.4).

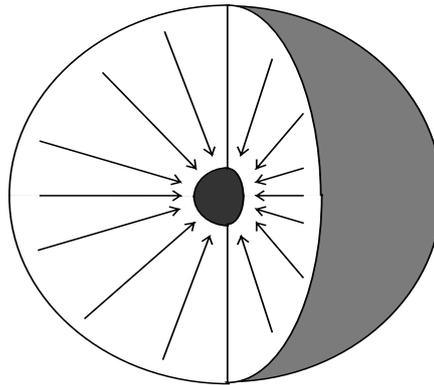


Fig. 2.3: Flusso sferico

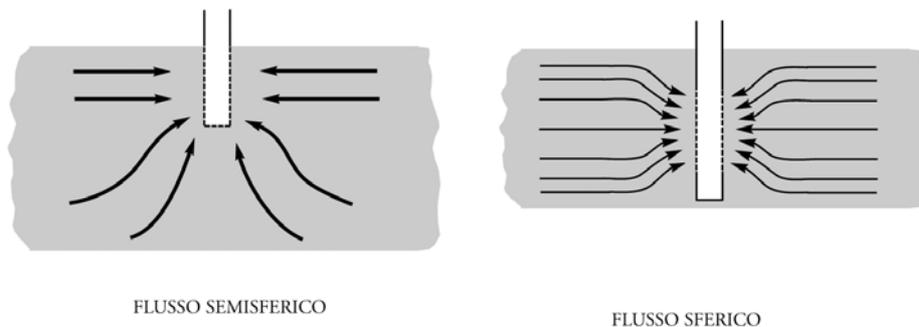


Fig. 2.4: Esempi di flusso semi-sferico e di flusso sferico

2.1.2.2 Soluzioni analitiche dell'equazione di diffusività

L'equazione di diffusività può essere risolta analiticamente una volta che, definita la geometria del sistema, siano assegnate le condizioni iniziali e al contorno. Le soluzioni dell'equazione di diffusività sono state ricavate per condizioni di flusso transitorio (*transient*), stabilizzato o pseudo-stazionario (*semi steady state*) e stazionario (*steady state*).

Il regime di flusso transitorio, che si instaura per una variazione della portata erogata al pozzo, perdura fino a quando il disturbo di pressione raggiunge i limiti di permeabilità del sistema, ovvero fino a quando il sistema può essere considerato

infinitamente esteso. In condizioni di flusso transitorio la pressione è funzione del tempo e dello spazio:

$$p = p(r, t) \quad (2.8)$$

dove r indica il generico raggio.

Il regime di flusso stabilizzato si instaura quando il disturbo di pressione ha raggiunto tutti i limiti di permeabilità del sistema. Il declino di pressione rispetto al tempo è costante per qualunque valore del raggio all'interno del sistema:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_r = \text{cost} \quad \text{per } r_w \leq r \leq r_e \quad (2.9)$$

dove:

r_w è il raggio di pozzo;

r_e è il raggio esterno del sistema.

Nel caso di regime di flusso stazionario il valore della pressione resta costante nel tempo al raggio esterno del giacimento. Questa condizione è rappresentativa del caso in cui al raggio esterno del sistema sia presente una spinta idraulica che mantiene costante la pressione del giacimento.

$$\begin{aligned} p &= p_e = \text{cost} \quad \text{al raggio } r = r_e \\ \frac{\partial p}{\partial t} &= 0 \quad \text{per ogni } r \end{aligned} \quad (2.10)$$

Le condizioni che definiscono rispettivamente i regimi stazionario e stabilizzato non sono mai rigorosamente verificate in giacimento. La soluzione per flusso stabilizzato può essere utilizzata quando la portata subisce delle variazioni trascurabili nel tempo.

Nel caso di regime di flusso transitorio la condizione iniziale associata all'equazione di diffusività consiste nell'assumere che il sistema, prima dell'inizio della produzione, abbia ovunque pressione uguale alla pressione iniziale p_i :

$$p = p_i \quad \text{per } t = 0 \quad (2.11)$$

Come condizioni al contorno si impone che il pozzo eroghi una portata q costante e che il sistema sia infinitamente esteso.

Nel seguito sono riportate le soluzioni dell'equazione di diffusività nell'ipotesi di geometria lineare, radial-piana e sferica. Tutte le equazioni si intendono espresse in unità di misura del sistema internazionale (S.I.).

Caso di flusso lineare:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{q\mu}{2kA} \sqrt{\frac{4k\pi}{\phi\mu c_T}} \cdot \sqrt{t} \quad (2.12)$$

dove $p(r_w)$ è la pressione al raggio di pozzo, mentre A è la superficie interessata dal flusso.

Caso di flusso radial-piano:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{2.25kt}{\phi\mu c_T r_w^2} \quad (2.13)$$

Il raggio dell'area investigata dalla prova di pozzo dipende dalla costante di diffusività della formazione e dalla durata dell'erogazione della portata secondo la relazione:

$$r_i = 1.5 \cdot \sqrt{\frac{kt}{\mu c_T \phi}} \quad (2.14)$$

Caso di flusso sferico:

$$p(r_w, t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi k r_w} + \frac{q\mu\sqrt{\pi}}{4\pi k} \cdot \sqrt{\frac{\phi\mu c_T}{4kt}} \quad (2.15)$$

La pressione è linearmente dipendente dalla radice quadrata del tempo per il flusso lineare, dal logaritmo del tempo per il flusso radial-piano e dall'inverso della radice quadrata del tempo per il flusso sferico. Il grafico della pressione in funzione del logaritmo del tempo è il grafico base utilizzato nell'industria petrolifera. I grafici p vs \sqrt{t} , p vs $\frac{1}{\sqrt{t}}$ e il grafico di Horner sono denominati 'grafici specialistici'.

E' possibile applicare il teorema di sovrapposizione degli effetti per il quale ogni somma di soluzioni diverse di un'equazione differenziale lineare del secondo ordine è a sua volta una soluzione dell'equazione. L'applicazione di tale principio permette di sviluppare soluzioni dell'equazione di diffusività per condizioni al contorno complesse e per i casi in cui la portata di olio non si mantenga costante durante il periodo di erogazione. Una soluzione che simuli in modo soddisfacente la risposta del giacimento pertanto può essere costituita dalla combinazione di più soluzioni dell'equazione di diffusività, ottenute per geometrie e regimi di flusso diversi che descrivono momenti successivi di diffusione del disturbo.

2.1.2.3 Applicazione delle soluzioni analitiche

Horner introdusse nell'industria petrolifera un diagramma semilogaritmico per l'interpretazione delle prove di risalita della pressione in cui i dati di pressione sono rappresentati in funzione dell'espressione di tempo $\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$. In essa con t è indicato il periodo dell'erogazione e con Δt il tempo misurato a partire dall'istante di chiusura. Dall'analisi del grafico di Horner possono essere stimate la permeabilità e il valore della pressione media della formazione e può essere riconosciuta l'eventuale presenza di un limite di permeabilità nella zona investigata dalla prova.

Nel 1970 Agarwal elaborò curve tipo adimensionali che descrivono il declino della pressione al pozzo per effetto dell'erogazione di una portata costante in funzione delle caratteristiche della formazione produttiva, del fluido e della geometria del pozzo nell'ipotesi di mezzi porosi di estensione infinita. Tali curve, ricavate per l'interpretazione delle prove di declino della pressione e successivamente estese anche all'interpretazione delle prove di risalita, venivano confrontate con le curve descritte dai dati di pressione registrati durante la prova, rappresentati su un diagramma bilogaritmico in funzione del tempo, e consentivano di valutare il coefficiente di immagazzinamento, l'effetto di danneggiamento di permeabilità intorno al pozzo, e la capacità di permeabilità, data dal prodotto della permeabilità per l'altezza dello strato produttivo.

L'espressione generale delle curve di Agarwall è la seguente:

$$P_D = f \left\{ P \left(\frac{r}{r_w} = 1, t_D \right), C_D, S \right\} \quad (2.16)$$

dove:

$P \left(\frac{r}{r_w} = 1, t_D \right)$ è la soluzione dell'equazione di diffusività al raggio di pozzo.

t_D è una funzione di tempo adimensionale definita come:

$$t_D = \frac{k}{\mu C_T \phi r_w^2} \cdot t \quad (2.17)$$

C_D è il coefficiente di immagazzinamento adimensionale la cui espressione è:

$$C_D = \frac{C}{2\pi c \phi h r_w^2} \quad (2.18)$$

C è il coefficiente di immagazzinamento del fluido in pozzo (*wellbore storage*), che dipende dalla compressibilità del fluido e dal volume del pozzo (V_o), secondo la relazione:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} = c_o V_o$$

S è il coefficiente di danneggiamento di permeabilità nell'intorno al pozzo (*skin effect*) che tiene conto dell'eventuale diminuzione della permeabilità dovuta all'entrata di fluidi di perforazione o di completamento in formazione. Tale danneggiamento di permeabilità causa un declino addizionale di pressione che è stato definito da Van Everdingen come:

$$\Delta p_{\text{skin}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \cdot S \quad (2.19)$$

in cui:

$$S = \ln \frac{r'}{r_w} \left(\frac{k}{k'} - 1 \right) \quad (2.20)$$

dove:

r' è il raggio della zona in cui si è avuto danneggiamento di permeabilità;

k' è il valore di permeabilità nella zona danneggiata.

In genere per effetto del danneggiamento di permeabilità S assume valori positivi. Quando il coefficiente S assume valori negativi esprime un miglioramento di permeabilità nell'intorno del pozzo, ad esempio, in seguito ad operazioni di acidificazione o di stimolazione.

Le curve tipo adimensionali possono essere utilizzate anche per l'interpretazione delle prove di risalita della pressione se è verificata la condizione che la durata dell'erogazione prima della chiusura sia sufficiente per il raggiungimento delle condizioni stabilizzate, oppure se i valori di pressione, scritti come:

$$p(r_w, t) - p(r_w, \Delta t = 0) \quad (2.21)$$

sono rappresentati in funzione di un tempo equivalente definito come:

$$\Delta t_e = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \quad (2.22)$$

dove:

t_p è il tempo di produzione prima della chiusura del pozzo;

Δt è il tempo successivo al momento della chiusura;

$t = t_p + \Delta t$ è il tempo generico.

2.2 Metodi interpretativi delle curve derivate

Il maggior limite dell'approccio interpretativo proposto da Agarwal era rappresentato dall'elevato grado di difficoltà e di arbitrarietà nella scelta della curva tipo più rappresentativa del sistema indagato, in quanto spesso le curve non differiscono in modo sensibile. Le curve tipo vennero quindi rielaborate in termini di derivate rispetto al tempo (Bourdet et al., 1983) in modo che la risposta del giacimento, espressa come derivata dei dati reali di pressione in funzione del tempo, fosse confrontabile, sempre in scala bilogarithmica, con le derivate delle curve tipo:

$$P_D = \frac{dP_D}{d\left(\frac{t_D}{C_D}\right)} \quad (2.23)$$

Le curve tipo di Agarwal e le curve derivate ricavate per il modello di giacimento omogeneo infinito in funzione dei valori di S e C_D sono riportate nella figura 2.5.

Il metodo delle derivate ha trovato applicazione grazie al miglioramento della tecnologia utilizzata per l'acquisizione dei dati di pressione. Infatti all'utilizzo di misuratori di tipo Amerada, con principio di funzionamento meccanico, che permettono risoluzioni di 5 psia, è stato sostituito l'uso di strumenti elettronici al quarzo piezoelettrico in grado di registrare variazioni di 0.01 psia.

Il vantaggio di questo metodo consiste nella possibilità di enfatizzare la risposta della formazione produttiva e, dunque, di ottenere una migliore stima dei parametri che la caratterizzano (Gringarten, 1987).

La maggior parte delle prove di pozzo si svolge in condizioni di flusso transitorio e uno dei vantaggi del metodo delle derivate è rappresentato dalla particolarità che in condizioni transitorie per ciascuna geometria di flusso è possibile riconoscere una

pendenza caratteristica della curva derivata (tab. 2.1). In particolare, quando prevalgono gli effetti dell'immagazzinamento la pendenza delle curve è unitaria. Durante il periodo di transizione in cui il disturbo si propaga dal pozzo alla formazione l'andamento della curva è funzione dell'immagazzinamento e del danneggiamento di permeabilità. Quando il disturbo è interamente in formazione la curva derivata tende ad una stabilizzazione orizzontale consentendo la stima della capacità di permeabilità (kh) della formazione

Tab. 2.1: Pendenze caratteristiche delle curve derivate

Pendenza	Geometria di flusso
stabilizzazione orizzontale	Radiale
0.5	Lineare
0.25	Bilineare
-0.5	Sferico

Le curve derivate rappresentano soluzioni analitiche di modelli matematici che devono essere in grado di simulare il comportamento dinamico del giacimento durante differenti condizioni di erogazione. Il modello matematico che consente l'interpretazione di una prova non è necessariamente unico in quanto, assumendo condizioni al contorno e geometrie di flusso diverse, è possibile ottenere più di un modello in grado di simulare il comportamento del medesimo giacimento. Pertanto il modello più rappresentativo del sistema studiato deve essere individuato mediante il confronto con tutte le informazioni disponibili, in particolare quelle fornite dalla geologia, dalla geofisica e dai carotaggi elettrici eseguiti in pozzo.

La soluzione del modello matematico mediante metodi di tipo analitico non è sempre possibile, in particolare quando le equazioni che definiscono il modello non sono lineari, in presenza di eterogeneità o quando le condizioni al contorno sono particolarmente complesse. In questi casi le possibili soluzioni devono essere ricavate ricorrendo a metodi numerici.

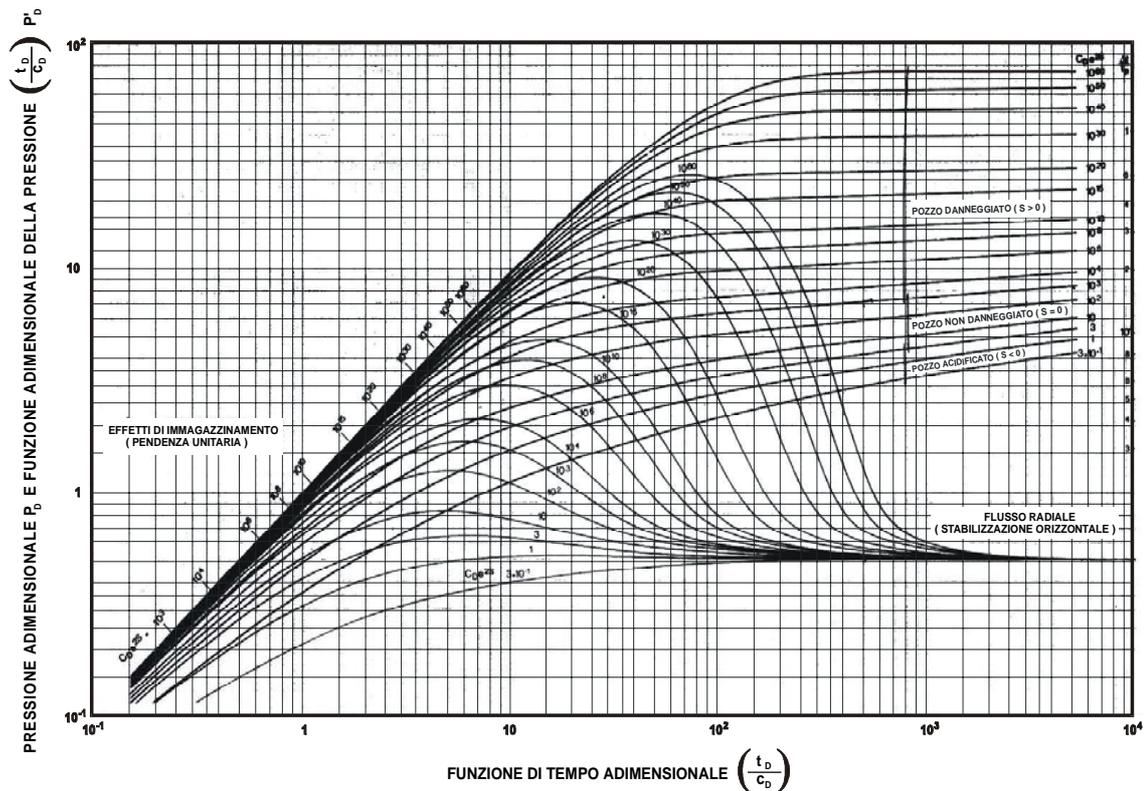


Fig. 2.5: Curve derivate

2.2.1 Metodi interpretativi moderni

Il processo interpretativo delle prove di produzione si articola generalmente in tre fasi: identificazione del modello, stima dei parametri e verifica dei risultati. Nella fase di identificazione del modello, si individuano tutti i modelli teorici di giacimento che potrebbero dare luogo ad una risposta di pressione analoga a quella registrata durante la prova. L'individuazione dei modelli teorici di giacimento avviene sulla base del riconoscimento delle pendenze e degli andamenti caratteristici della derivata delle pressioni in funzione del tempo e rappresenta uno dei cardini fondamentali dei moderni metodi di interpretazione. Proprio in quanto consente di identificare le caratteristiche principali del sistema il grafico bilogarithmico della pressione e della sua derivata in funzione del tempo viene anche detto grafico diagnostico. Generalmente l'analisi della derivata della pressione viene condotta in riferimento a tempi di prova brevi, intermedi e lunghi. A tempi brevi il disturbo di pressione è dominato dai fenomeni di pozzo e

dalle caratteristiche della formazione mineralizzata nelle immediate vicinanze del foro; a tempi intermedi, quando cioè il disturbo si propaga in formazione, l'andamento della pressione dipende solo dalle caratteristiche del giacimento; infine, a tempi lunghi, il disturbo di pressione può risentire della presenza di uno o più limiti di permeabilità, della presenza di un acquifero o degli effetti di interferenza con pozzi limitrofi in produzione. Tuttavia, la gran parte delle prove effettuate si conclude prima che il disturbo di pressione abbia interessato tutta l'area di drenaggio e quindi si svolge in condizioni di flusso transitorio.

Dopo aver identificato, anche grazie alle informazioni geologiche e geofisiche disponibili, il modello teorico più rappresentativo del giacimento reale si può procedere alla valutazione delle caratteristiche del sistema. Per fare questo si confrontano le curve tipo specifiche del modello selezionato e i dati di prova alla ricerca di una buona sovrapposizione. L'operazione viene svolta attraverso un processo di calibrazione dei parametri del modello. Nella fase di verifica finale dei risultati il modello calibrato viene esteso alla simulazione di tutta la prova di produzione per accertarne la capacità di riprodurre la risposta reale del giacimento durante l'intera sequenza dei periodi di declino e di risalita della pressione.

2.2.2 Modelli teorici di giacimento

I principali modelli teorici di giacimento utilizzati nell'interpretazione dei dati ottenuti durante le prove di produzione sono suddivisi in modelli per tempi brevi o, come indicati in letteratura anglosassone, "*Early Time*", per tempi intermedi o "*Middle Time*" e per tempi lunghi o "*Late Time*". Poiché in natura si possono verificare fenomeni molto più complessi rispetto a quelli che possono essere descritti ricorrendo ai singoli modelli, spesso per riprodurre la risposta reale del giacimento si ricorre al principio di sovrapposizione degli effetti, che permette la combinazione di più modelli.

2.2.2.1 Modelli "Early Time"

I modelli sviluppati per tenere conto dei fenomeni che si instaurano negli istanti successivi alla apertura o alla chiusura del pozzo sono:

- immagazzinamento e danneggiamento di permeabilità (*Wellbore Storage and Skin*);
- fratture verticali a conducibilità infinita (*Infinite Conductivity Vertical Fracture*);
- fratture verticali a conducibilità finita (*Finite Conductivity Vertical Fracture*);
- foro aperto per un'altezza inferiore a quella dello strato produttivo (*Partial Penetration*).

Quando il disturbo di pressione è interamente nel pozzo e non ha ancora raggiunto la formazione, la risposta del sistema è governata dai fenomeni di espansione o di compressione dei fluidi contenuti nel pozzo stesso. Nell'ipotesi che la compressibilità dei fluidi sia costante, sul grafico diagnostico le curve della pressione e della sua derivata in funzione del tempo coincidono e descrivono una retta di pendenza unitaria. Quando poi il disturbo di pressione inizia ad interessare il giacimento la curva della derivata della pressione assume una caratteristica forma a campana, la cui ampiezza dipende degli effetti di immagazzinamento dei fluidi e dal danneggiamento di permeabilità nell'intorno del pozzo (fig. 2.6). Oltre al coefficiente di immagazzinamento C (che però non rappresenta un risultato della prova, quanto piuttosto una misura di un effetto indesiderato) il modello restituisce il valore del danneggiamento di permeabilità S al pozzo.

I fenomeni di pozzo che si verificano immediatamente dopo l'apertura e la chiusura del pozzo sono generalmente di breve durata, ma talora possono estendersi nel tempo al punto di mascherare la risposta del giacimento e non consentire la valutazione dei parametri della formazione. Per ridurre gli effetti dell'immagazzinamento le operazioni di chiusura e di apertura dovrebbero essere eseguite a fondo pozzo, ma per ragioni di carattere operativo in genere sono eseguite a testa pozzo.

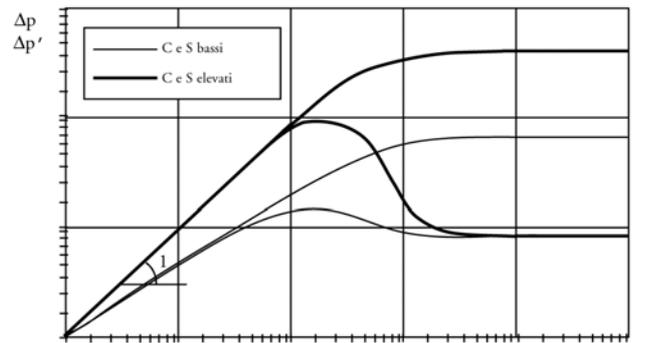


Fig. 2.6: Immagazzinamento e danneggiamento di permeabilità

Il modello *Infinite Conductivity Vertical Fracture* descrive la situazione in cui il pozzo intercetta una singola frattura verticale a conducibilità teoricamente infinita, ovvero lungo la quale non vi sono perdite di carico. La frattura tende a drenare la formazione e, pertanto, inizialmente le linee di flusso sono ortogonali al piano della frattura (flusso lineare). Sul grafico diagnostico le curve della pressione e della derivata della pressione hanno andamento parallelo e pendenza pari a $+1/2$ (fig. 2.7). Inoltre, finché perdura il flusso lineare, i valori della pressione sono pari al doppio dei valori della derivata della pressione. Il modello restituisce la semi-lunghezza della frattura (x_f). Quando il disturbo di pressione si estende in giacimento, la presenza della frattura diventa trascurabile e il flusso diventa radiale.

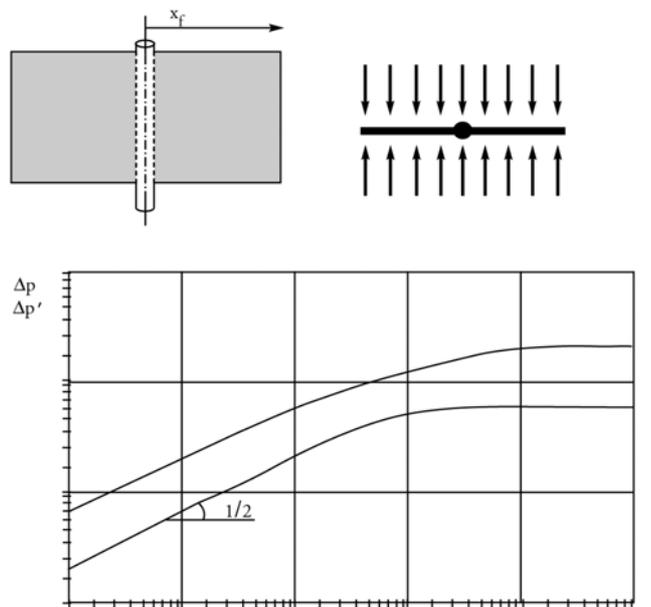


Fig. 2.7: Frattura verticale a conducibilità infinita

Il modello *Finite Conductivity Vertical Fracture* prevede che il pozzo intercetti una singola frattura verticale lungo la quale le perdite di carico non sono trascurabili. Per effetto della conducibilità finita della frattura, oltre al flusso lineare che interessa la formazione, ortogonale al piano della frattura, si stabilisce un secondo flusso lineare lungo il piano della frattura. La risposta della pressione indica quindi la presenza di un flusso bilineare, indicato sul grafico diagnostico dall'andamento rettilineo e parallelo con pendenza pari a $+1/4$ delle curve della pressione e della derivata della pressione (fig. 2.8). In seguito, via via che il disturbo di pressione si propaga in giacimento, la geometria si trasforma dapprima in lineare e, infine, in radiale. Poiché il regime di flusso bilineare si verifica solo a tempi molto brevi e tende ad esaurirsi velocemente, generalmente è riconoscibile solo se il pozzo viene chiuso al fondo; se il pozzo viene chiuso alla testa, invece, la presenza della frattura è mascherata dai fenomeni di immagazzinamento dei fluidi in pozzo. Il modello è caratterizzato dai valori della semilunghezza (x_f) e della conduttività della frattura.

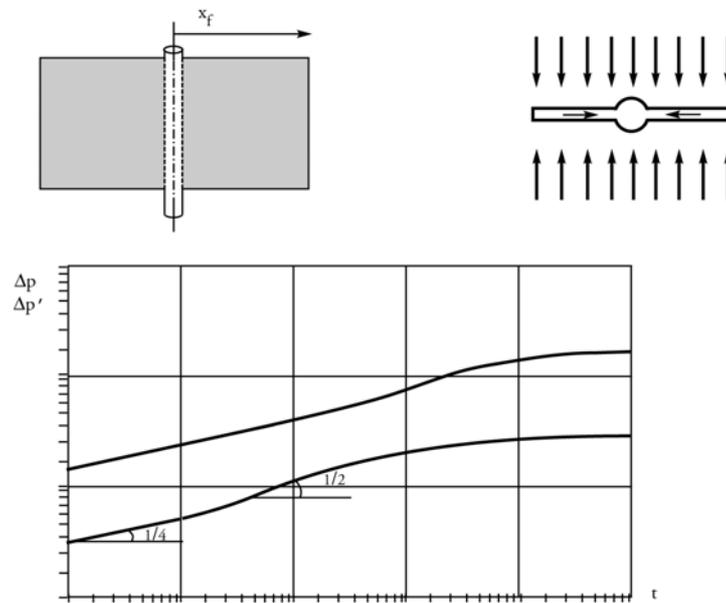


Fig. 2.8: Frattura verticale a conducibilità finita

Il modello *Partial Penetration* riproduce il caso di un pozzo aperto alla produzione per un intervallo di lunghezza inferiore allo spessore dello strato mineralizzato. Questa situazione comporta una deviazione delle linee di flusso nelle vicinanze del pozzo e di conseguenza l'instaurarsi in giacimento di flusso sferico, o semisferico, a seconda della posizione dell'intervallo aperto nel livello produttivo. In entrambi i casi sul grafico diagnostico la curva della derivata della pressione assume una pendenza pari a $-1/2$ (fig. 2.9). L'applicazione di questo modello richiede che sia nota la lunghezza dell'intervallo aperto alla produzione e restituisce il valore del danneggiamento geometrico e del danneggiamento meccanico e il rapporto tra la permeabilità verticale e quella orizzontale.

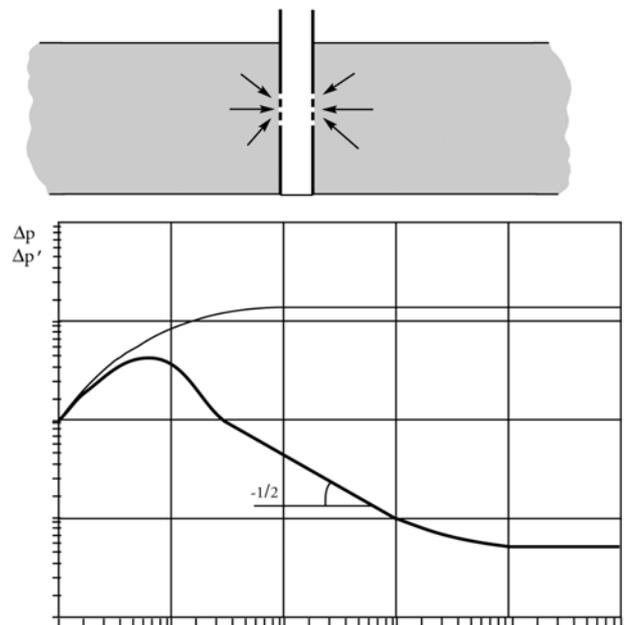


Fig. 2.9: Foro aperto per un'altezza inferiore a quella dello strato produttivo

2.2.2.2 Modelli "Middle Time"

Quando il disturbo di pressione raggiunge la formazione, la stabilizzazione della curva derivata, ossia l'allineamento dei punti lungo una retta parallela all'asse delle ascisse, indica l'instaurarsi di un regime di flusso radiale e permette di valutare la capacità di permeabilità, ovvero il prodotto della permeabilità per lo spessore dello strato produttivo della zona investigata.

I modelli utilizzati per l'interpretazione sono:

- omogeneo (*Homogeneous*);
- doppia porosità (*Double Porosity*);
- doppia permeabilità (*Double Permeability*);
- variazione radiale (*Radial Composite*);
- variazione lineare (*Linear Composite*)

In un sistema omogeneo il flusso assume geometria radiale e i dati di pressione della derivata si allineano su una retta orizzontale (fig. 2.10). In corrispondenza della stabilizzazione si individua il valore della capacità di permeabilità (kh) della

formazione. Poiché prima che il disturbo di pressione intercetti i limiti di permeabilità il giacimento si comporta come se fosse infinitamente esteso, nella letteratura tecnica questo periodo è definito *IARF (Infinitive Acting Radial Flow)*.

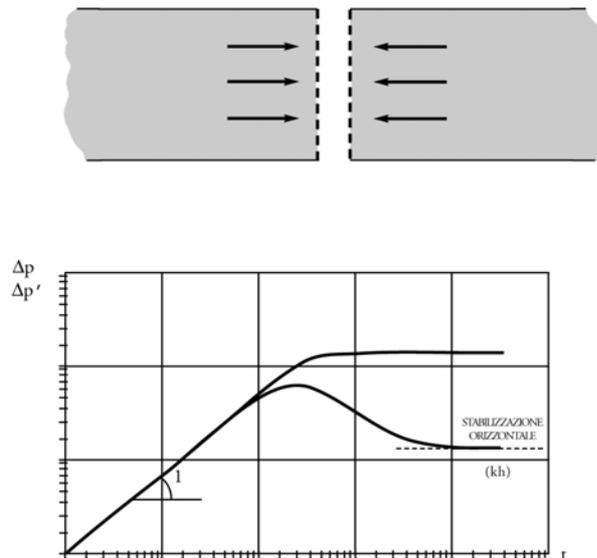


Fig. 2.10: Sistema omogeneo

Il modello doppia porosità simula un sistema fratturato in cui la formazione produttiva è costituita da blocchi di matrice, i quali, dotati di buona porosità, contengono la maggior parte dei fluidi, e dalla fratture che, alimentate dalla matrice, costituiscono le vie di flusso preferenziali dei fluidi dalla formazione al pozzo, come è indicato in figura 2.11.

Nel caso del sistema fratturato l'andamento della curva della derivata della pressione presenta una prima stabilizzazione dovuta al flusso che si verifica nel solo sistema di fratture e, dopo un periodo di transizione, una seconda stabilizzazione che risente del contributo alla produzione dato dalla matrice. In condizioni di flusso stabilizzato (*pseudo steady state*), il modello tiene conto di due parametri: lo *storativity ratio* ω (2.24), che definisce la capacità di stoccaggio delle fratture rispetto alla capacità di stoccaggio dell'intero sistema

$$\omega = \frac{(\phi V c_t)_f}{(\phi V c_t)_f + (\phi V c_t)_m} \quad (2.24)$$

e il coefficiente di *interporosity flow* λ (2.25), che definisce la capacità della matrice di alimentare le fratture.

$$\lambda = \alpha r_w^2 \left(\frac{k_m}{k_f} \right) \quad (2.25)$$

I pedici f e m sono utilizzati per indicare, rispettivamente, fratture e matrice e α rappresenta un coefficiente numerico che dipende dalla geometria del sistema di fratture.

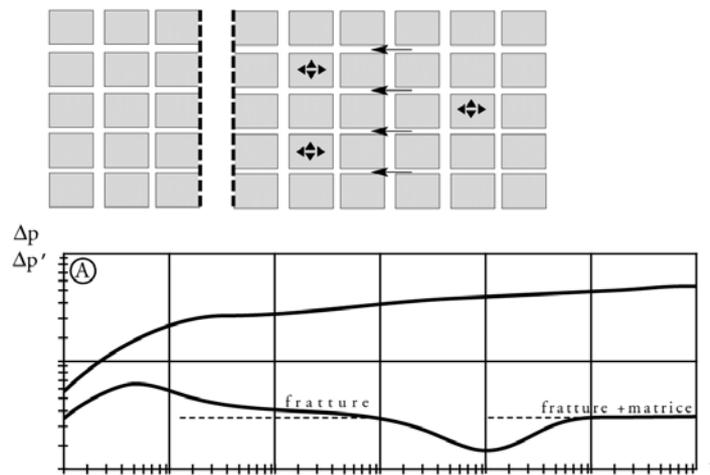


Fig. 2.11: Modello doppia porosità

Il modello doppia permeabilità rappresenta una schematizzazione di un sistema costituito da una stratificazione verticale di due o più livelli che presentano permeabilità e/o spessori differenti, come illustrato in figura 2.12. La prima stabilizzazione che si individua lungo la curva della derivata della pressione si riferisce al livello con capacità di permeabilità maggiore, mentre la seconda stabilizzazione permette di stimare la capacità di permeabilità totale, data dalla somma delle capacità di permeabilità dei due livelli.

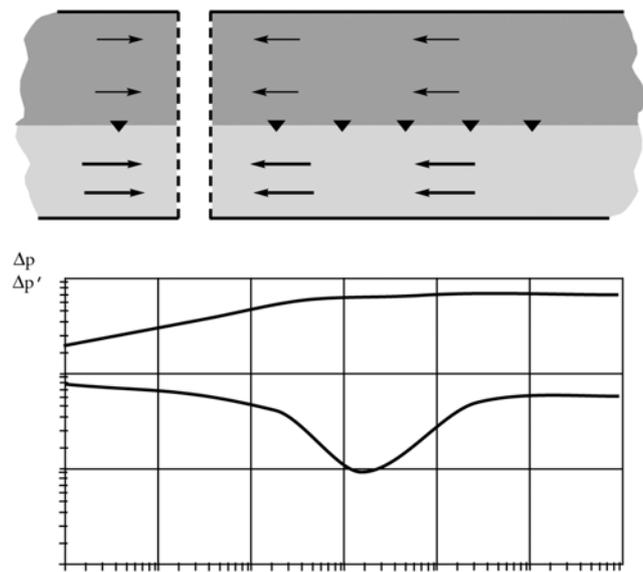


Fig. 2.12: Modello doppia permeabilità

Anche il modello doppia permeabilità è definito da una serie di parametri: lo *storativity ratio* ω , analogo a quello descritto in precedenza per sistemi a doppia porosità, che definisce il rapporto tra la capacità di stoccaggio del livello più produttivo e quella dell'intero sistema; il *mobility ratio* K , che definisce il contributo dello strato più produttivo rispetto al kh totale del sistema (2.26); l'*interlayer crossflow* λ , che definisce la capacità di flusso verticale (2.27), ovvero il grado di comunicazione tra i due livelli.

$$K = \frac{(kh)_1}{(kh)_1 + (kh)_2} \quad (2.26)$$

$$\lambda = \frac{Ar_w^2}{[(kh)_1 + (kh)_2]} \quad (2.27)$$

Il modello *Radial Composite* può simulare una variazione delle proprietà del fluido di giacimento o una variazione delle proprietà petrofisiche e/o dello spessore produttivo della formazione in direzione radiale. Il modello è caratterizzato da due rapporti: il rapporto di mobilità M (*mobility ratio*) e il rapporto di immagazzinamento D (*storativity ratio*) così definiti:

$$M = \frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1}{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2} \quad (2.28)$$

$$D = \frac{(\phi hc_t)_1}{(\phi hc_t)_2} \quad (2.29)$$

dove con i pedici 1 e 2 sono indicate le caratteristiche della formazione e del fluido rispettivamente nella zona interna (1) e nella zona più esterna (2) rispetto al pozzo (fig. 2.13). L'andamento della derivata della pressione descrive una prima stabilizzazione relativa alla capacità di permeabilità della regione più interna, e, dopo una zona di transizione, una seconda stabilizzazione relativa al capacità di permeabilità della regione più esterna. Dalla collocazione della zona di transizione sul grafico della derivata è possibile stimare il valore del raggio al quale si verifica la variazione delle caratteristiche petrofisiche e/o dello spessore produttivo della formazione o, ancora, delle proprietà del fluido. In particolare nell'ipotesi che varino le caratteristiche della formazione ma non le caratteristiche del fluido il coefficiente di mobilità si riduce a:

$$M = \frac{(kh)_1}{(kh)_2} \quad (2.30)$$

Un valore di M inferiore all'unità indica un miglioramento della capacità di permeabilità della formazione in direzione radiale. In questo caso la curva derivata presenta una zona di transizione seguita da una seconda stabilizzazione ad un livello più basso rispetto alla prima. Se M è superiore all'unità si ha un peggioramento della capacità di permeabilità della formazione.

Nell'ipotesi che, invece, le caratteristiche petrofisiche e lo spessore della formazione siano costanti, una variazione della stabilizzazione della derivata della pressione può indicare una variazione dei fluidi che saturano la roccia (modello *linear composite*).

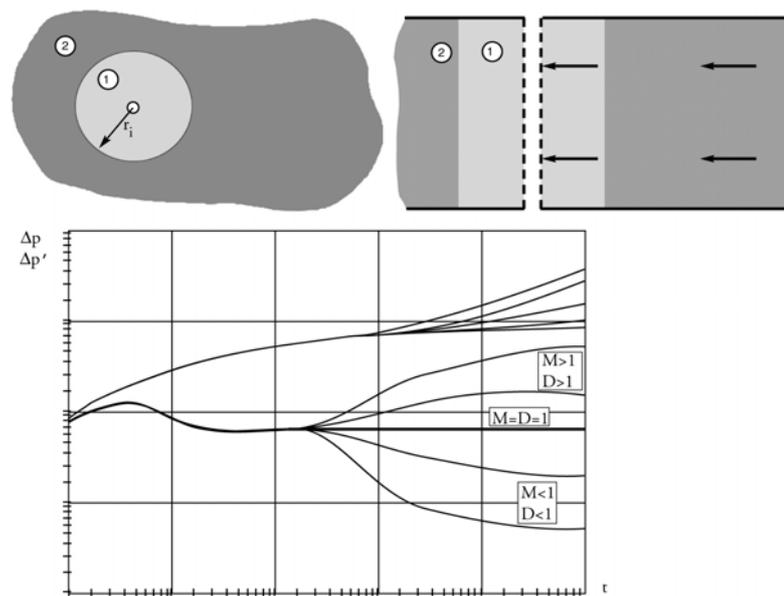


Fig. 2.13: Modello con variazione radiale delle caratteristiche del mezzo e/o del fluido

2.2.2.3 Modelli “Late Time”

I modelli “Late Time” riguardano il comportamento del giacimento a tempi molto lunghi, ovvero una volta che sono stati raggiunti i limiti di permeabilità o l’acquifero che delimitano la formazione mineralizzata. I modelli possibili sono:

- giacimento infinitamente esteso (*Infinite Lateral Extent*)
- barriera singola (*Single Boundary*)
- due barriere incidenti (*Wedge*)
- due barriere parallele (*Channel*)
- confini circolari (*Circular Boundaries*)
- confini rettangolari (*Composite Rectangle*)

La presenza di un limite di permeabilità provoca una caduta aggiuntiva di pressione al pozzo. Ad essa corrisponde un raddoppio della pendenza del grafico di Horner ed una seconda stabilizzazione della curva della derivata della pressione a valori di capacità di permeabilità pari al doppio della prima stabilizzazione.

Il modello che simula un pozzo posto in una posizione qualsiasi all'interno di un canale costituito da due limiti di permeabilità paralleli, presenta l'instaurarsi di un flusso lineare riconoscibile dal disporsi dei punti della curva lungo una retta di pendenza pari ad un mezzo.

Qualora si raggiungano le condizioni di stabilizzazione l'area drenata dal giacimento, chiuso o in contatto con un acquifero attivo, può essere simulata con geometrie semplici. In particolare le uniche due geometrie per cui siano disponibili soluzioni analitiche dell'equazione di diffusività sono quelle costituite da un'area rettangolare, all'interno della quale il pozzo può essere collocato in una posizione generica, o circolare, all'interno della quale il pozzo è collocato in posizione centrale.

Quando il disturbo di pressione raggiunge tutti i limiti di permeabilità del sistema si verifica una diminuzione del valore di pressione media del giacimento rispetto al valore iniziale. La diminuzione del valore di pressione è pari a:

$$\Delta p = p_i - \bar{p} \quad (2.31)$$

Nel caso di una prova di declino, quando tutti i limiti del sistema sono intercettati dal disturbo, la derivata della pressione assume un andamento con pendenza unitaria. Nel caso di una prova di risalita la curva della pressione tende ad un valore costante e la sua derivata tende a zero.

In taluni casi modelli diversi, con opportuni valori dei parametri che caratterizzano ciascuno di essi, possono riprodurre in modo egualmente soddisfacente la risposta del giacimento, ovvero il modello di interpretazione non è univoco. La soluzione di un'analisi consiste quindi nella determinazione di uno o talvolta più modelli il cui comportamento simuli in modo soddisfacente la risposta del giacimento. Ad esempio, un modello che simuli un sistema con doppia porosità può riprodurre correttamente il comportamento di un giacimento fessurato così come quello di un giacimento stratificato con forte contrasto di permeabilità tra gli strati (Gringarten, 1984); la risposta data da un giacimento costituito da due strati produttivi in comunicazione idraulica è la stessa di un giacimento naturalmente fratturato. In situazioni di questo tipo è necessario integrare l'interpretazione con altre informazioni di tipo geologico e geofisico che permettano di discriminare quale tra i modelli che riproducono in modo soddisfacente i dati reali di una prova sia rappresentativo del giacimento.

3 METODI NUMERICI E SIMULATORI

Molti problemi del mondo reale in ingegneria sono privi di una soluzione esatta analitica che possono essere espresse in formule matematiche. I modelli analitici sono veloci, affidabili, però condizionati a ipotesi restrittive per renderli semplici.

In vista del sviluppo esponenziale della tecnologia dei computer, che ogni giorno sono in capacità di processare in migliore grado maggiori quantità di dati, i modelli numerici nascono come l'unica possibilità di sviluppare una risposta ai problemi dove le soluzioni analitiche diventano insufficienti. La finalità dei metodi numerici è, utilizzando algoritmi computazionali e programmi, trovare una soluzione approssimata del problema matematico mantenendo gradi specifici di precisione per cui l'analisi di errore dei metodi è criticamente importante.

I problemi complessi richiedono di soluzioni complesse. La scienza e l'ingegneria in cerca di queste soluzioni convertono un fenomeno fisico determinato a un modello matematico che sia capace di riprodurlo con certa precisione. Il modello matematico pretende descrivere cosa succede fisicamente nel mondo reale attraverso l'imposizione di condizioni di limite che siano compatibilmente vincolate. Nel processo di sviluppo si usano le leggi della fisica applicate a un oggetto o congiunto dominio per svolgere le equazioni che prevalgono nel sistema, esse possono essere equazioni algebriche, equazioni integrali (valido per il dominio nel suo complesso o totalità) o equazioni differenziali (valido a ogni punto all'interno del dominio). Le equazioni differenziali vengono risolte utilizzando *Soluzioni Analitiche* e/o *Soluzioni Numeriche Discrete* e il processo avviene trasformando le diverse operazioni algebriche, integrali e differenziali in operazioni aritmetiche utilizzando punti discreti. Finalmente si effettua una valutazione della soluzione ottenuta e il processo ricomincia fino ad arrivare a una soluzione adeguata.

Tutti i modelli devono essere calibrati, valutati e si deve effettuare anche un'analisi di sensibilità dei parametri. La *calibrazione* si definisce come il processo in cui il modello viene soppesato con la data reale, durante il processo vengono fatte diversi cicli di prove da cui si prendono i migliori risultati. La *valutazione* è il processo di conferma della validità della nostra calibrazione del modello attraverso la generazione indipendente di un set di data. *L'analisi di sensibilità* ha la finalità di

osservare gli effetti di variazione dei parametri critici del modello e quindi fornisce un studio quantitativo e qualitativo della risposta del modello ante la variazione dei termini di valutazione più significativi.

Nel corso di tutte le fasi di sviluppo de modello numerico errori di diverso genere (errori di formulazione, errori nella discretizzazione ed errori nei dati) possono incidere nel risultato finale per cui il modello viene continuamente riformulato attraverso la retro-alimentazione tra le diverse fase. La figura 3.1 rappresenta graficamente la situazione esibita.

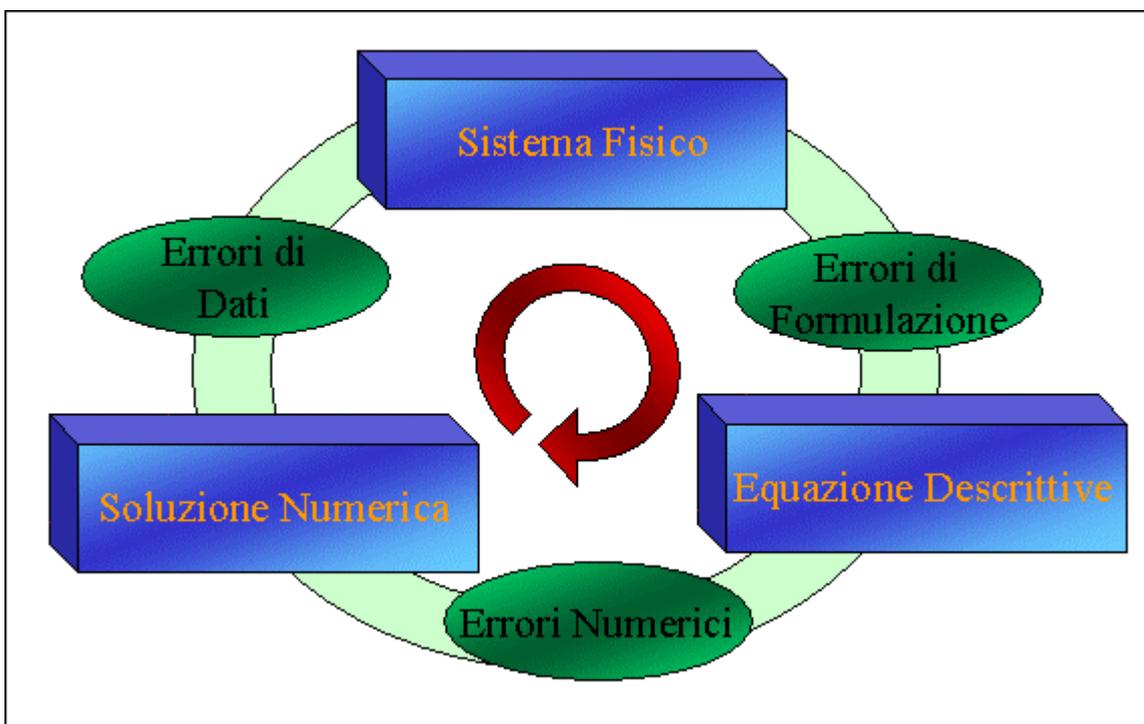


Fig. 3.1: Fasi ed errori comuni nella costruzione di modelli numerici

Dallo studio o generazione di modelli numerici che descrivono determinati fenomeni fisici si arriva ai simulatori. Se definisce simulatore numerico ai diversi programmi che contengono uno o più algoritmi che collegano le coordinate dello spazio definito dalle proprietà con lo spazio geometrico del sistema e col tempo in modo di calcolare sia una risposta punto per punto e istante per istante sia la risposta come totalità del congiunto.

I simulatori che comunemente vengono usati in ingegneria di giacimenti forniscono soluzioni approssimate alle equazione di flusso e trasporto sulla base di “grid” o

“mesh”. Inoltre servono di aiuto nella organizzazione di lunghe quantità di data in una unità logica. Nel ordine delle prove di pressione di pozzi la data pretesa include la geometria del giacimento, spessori di formazione, data PVT, portate, etc.

Le soluzioni numeriche dell'equazione di diffusività sono ottenute attraverso tecniche matematiche denominate “di rilassamento alle differenze finite”. Dal punto di vista concettuale si tratta di operare una suddivisione del giacimento in elementi volumetrici discreti o blocchi, a cui vengono assegnati i valori iniziali per ciascun parametro fisico-chimico che li rappresenta (quali permeabilità, porosità, proprietà dei fluidi) ed ovviamente pressione statica e saturazione in fluidi iniziali. Il processo di calcolo consiste nel valutare, per ogni intervallo di tempo prestabilito e per ogni blocco, le variazioni di pressione, di saturazione e dei parametri ad esse correlate indotte dalla messa in produzione del campo. La precisione con la quale un giacimento può essere descritto in un modello numerico e l'accuratezza con cui il movimento dei fluidi può essere calcolato, dipende dal numero di blocchi e dall'estensione degli intervalli temporali. D'altro canto, poiché il dettaglio adottato influenza pesantemente la simulazione, è necessario ricorrere ad un compromesso ottimale in modo da poter simulare il comportamento del giacimento con sufficiente accuratezza entro tempi di calcolo ragionevoli.

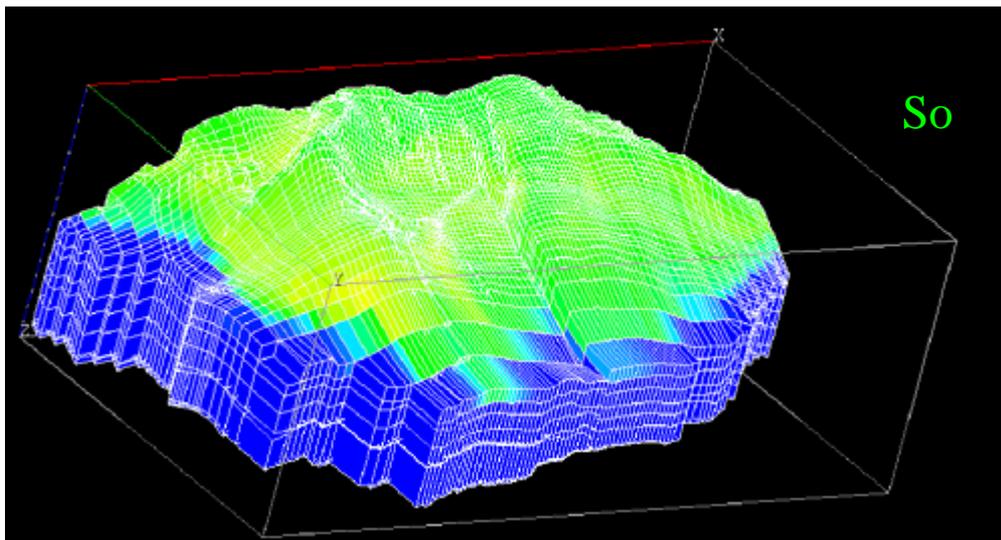


Fig. 3.2: Esempio Griglia 3D

Il processo di calibrazione, che è concettualmente simile a quello utilizzato per i modelli analitici, risulta in questo caso molto più complesso dato l'elevato numero di parametri in gioco. Teoricamente ogni parametro di ciascun blocco può essere modificato. In pratica, si agisce solo sui parametri ritenuti più incerti o più efficaci al raggiungimento dello scopo, che è quello di riprodurre in modo soddisfacente il comportamento osservato del giacimento. Ne consegue che il problema è fortemente indeterminato e che quindi possono esistere diverse combinazioni di parametri che danno luogo alla stessa risposta simulata.

4 METODOLOGIA

Il processo interpretativo delle prove di produzione si articola nell'identificazione del modello, nella stima dei parametri e verifica dei risultati. Nella fase di identificazione del modello, si individuano tutti i modelli teorici di giacimento che potrebbero dare luogo ad una risposta di pressione analoga a quella registrata durante la prova. L'individuazione dei modelli teorici di giacimento avviene sulla base del riconoscimento delle pendenze e degli andamenti caratteristici della derivata delle pressioni in funzione del tempo e rappresenta uno dei cardini dei moderni metodi di interpretazione. Proprio in quanto consente di identificare le caratteristiche principali del sistema il grafico bilogarithmico della pressione e della sua derivata in funzione del tempo viene anche detto grafico diagnostico. Generalmente l'analisi della derivata della pressione viene condotta in riferimento a tempi di prova brevi, intermedi e lunghi. A tempi brevi il disturbo di pressione è dominato dai fenomeni di pozzo e dalle caratteristiche della formazione mineralizzata nelle immediate vicinanze del foro; a tempi intermedi l'andamento della pressione dipende solo dalle caratteristiche della formazione mineralizzata; infine, a tempi lunghi, il disturbo di pressione può risentire della presenza di uno o più limiti di permeabilità, della presenza di un acquifero o degli effetti di interferenza con pozzi limitrofi in produzione. Tuttavia, la gran parte delle prove effettuate si conclude prima che il disturbo di pressione abbia interessato tutta l'area di drenaggio e quindi si svolge in condizioni di flusso transitorio. Dopo aver identificato, anche grazie alle informazioni geologiche e geofisiche disponibili, il modello teorico più rappresentativo del giacimento si può procedere alla valutazione delle caratteristiche del sistema. Per fare questo si confrontano le curve tipo specifiche del modello selezionato e i dati di prova, alla ricerca di una buona sovrapposizione. L'operazione viene svolta attraverso un processo di calibrazione dei parametri del modello. Nella fase di verifica finale dei risultati il modello calibrato viene esteso alla simulazione di tutta la prova di produzione per accertarne la capacità di riprodurre la risposta reale del giacimento durante l'intera sequenza dei periodi di declino e di risalita della pressione.

L'interpretazione di una prova di produzione consente generalmente di riconoscere le diverse geometrie di flusso che si possono instaurare nel mezzo poroso in condizioni transitorie e, quando il disturbo di pressione ha raggiunto i bordi del giacimento, di identificare il tipo di regime di flusso, stazionario (alimentazione ad esempio da parte di un acquifero) o pseudo-stazionario (giacimento chiuso), che segue al periodo transitorio. La geometria del flusso è determinata dall'andamento delle linee di flusso, definite come quelle linee immaginarie che individuano il percorso seguito dalle particelle di fluido nel loro movimento attraverso un mezzo poroso (ovvero verso il pozzo attraverso la roccia serbatoio), e quindi consente di risalire alle caratteristiche geometriche dello stesso giacimento. Il moto dei fluidi nei mezzi porosi può dare luogo a un flusso di geometria radial-piana, lineare, bilineare, sferica o semi-sferica; inoltre, grazie all'analisi del disturbo della pressione a tempi intermedi, è anche possibile riconoscere alcuni comportamenti tipici di sistemi eterogenei.

Nel caso in cui le soluzioni analitiche non siano disponibili (ad esempio quando il sistema reale non può essere adeguatamente descritto mediante una rappresentazione semplificata, o quando si verificano effetti di interferenza tra i disturbi di pressione indotti da più pozzi attivi che interessano la stessa porzione di giacimento, o ancora qualora il flusso dei fluidi attraverso il mezzo poroso è di tipo multifase) è necessario ricorrere ad un approccio di tipo numerico. Infatti la simulazione numerica dei giacimenti di idrocarburi è l'unico metodo con il quale è possibile descrivere quantitativamente il flusso di più fasi anche in giacimenti eterogenei e con geometria complessa. In merito alle soluzioni numeriche dell'equazione di diffusività, basti ricordare che queste sono ottenute attraverso tecniche matematiche denominate "di rilassamento alle differenze finite", per il cui approfondimento si rimanda a testi specifici. Dal punto di vista concettuale si tratta di operare una suddivisione del giacimento in elementi volumetrici discreti, o blocchi, a cui vengono assegnati i valori iniziali per ciascun parametro fisico-chimico che lo rappresenta (quali permeabilità, porosità, proprietà dei fluidi) ed ovviamente pressione statica e saturazione in fluidi iniziali. Il processo di calcolo consiste nel valutare, per ogni intervallo di tempo prestabilito e per ogni blocco, le variazioni di pressione, di saturazione e dei parametri

ad esse correlate indotte dalla messa in produzione del campo. La precisione con la quale un giacimento può essere descritto in un modello numerico e l'accuratezza con cui il movimento dei fluidi può essere calcolato dipende dal numero di blocchi e dall'estensione degli intervalli temporali. D'altro canto, poiché il dettaglio adottato influenza pesantemente la simulazione, è necessario ricorrere ad un compromesso ottimale in modo da poter simulare il comportamento del giacimento con sufficiente accuratezza entro tempi di calcolo ragionevoli.

Al fine di riprodurre in modo soddisfacente il comportamento del sistema reale in termini di pressioni, saturazioni e portate, il modello numerico deve essere calibrato. Questo processo, che è concettualmente simile a quello utilizzato per i modelli analitici, risulta in questo caso molto più complesso dato l'elevato numero di parametri in gioco. Teoricamente ogni parametro di ciascun blocco può essere modificato; in pratica si agisce solo sui parametri ritenuti più incerti o più efficaci al raggiungimento dello scopo, che è quello di riprodurre in modo soddisfacente il comportamento osservato del giacimento. Ne consegue che il problema è fortemente indeterminato e che quindi possono esistere diverse combinazioni di parametri che danno luogo alla stessa risposta simulata. Per queste ragioni, qualora si ricorra all'interpretazione delle prove di produzione mediante modelli numerici, è consigliabile semplificare il problema quanto più possibile ed affrontare l'incertezza attraverso le tecniche di analisi del rischio.

4.1 Generazione di risposte di giacimento sintetiche.

Le risposte dinamiche di giacimento sono state generate mediante il simulatore numerico *Saphir V.3.10*, commercializzato dalla KAPPA Engineering.

Il simulatore è di tipo bidimensionale; la discretizzazione dell'area di giacimento è effettuata in automatico sulla base delle dimensioni dell'area di giacimento e della posizione del pozzo all'interno di essa (*Voronoi grid*). Il simulatore è corredato di più moduli, che consentono rispettivamente la definizione della geometria del giacimento e la posizione del pozzo al suo interno, la definizione delle proprietà termodinamiche dei fluidi e la caratteristica della roccia serbatoio mediante la distribuzione delle caratteristiche petrofisiche. In tutti i modelli si è ipotizzato che l'unica fase mobile fosse l'olio.

Il simulatore numerico permette di ricostruire la risposta di pressione di un giacimento di forma qualsiasi con il pozzo o i pozzi di produzione o utilizzati per l'iniezione ubicati in posizione qualsiasi.

Nel lavoro sviluppato, per ottenere risultati rappresentativi di situazione che potrebbero essere riscontrate nella realtà, si è scelto di analizzare geometrie semplici (giacimento circolare o forma di canale), formazioni omogenee e storia produttiva semplici.

Su una fase successiva si è ipotizzata la presenza di una faglia, posta a diverse distanze del pozzo.

4.2 Giacimento omogeneo

4.2.1 Giacimento Circolare

4.2.1.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato un modello di giacimento di geometria circolare avente un'area di 451,351 acre (1,8 km²), raggio di 2500 ft (762 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

All'interno dell'area di drenaggio, il pozzo è stato collocato inizialmente in posizione centrale e sono state fatte diverse prove cambiando la posizione del pozzo rispetto al limite del giacimento. Nella figura 4.1 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*.

Sono state complessivamente considerate 6 posizioni del pozzo: pozzo centrato e pozzo ubicato a 500, 1000, 1500, 1750, 2000 ft dal centro del giacimento.

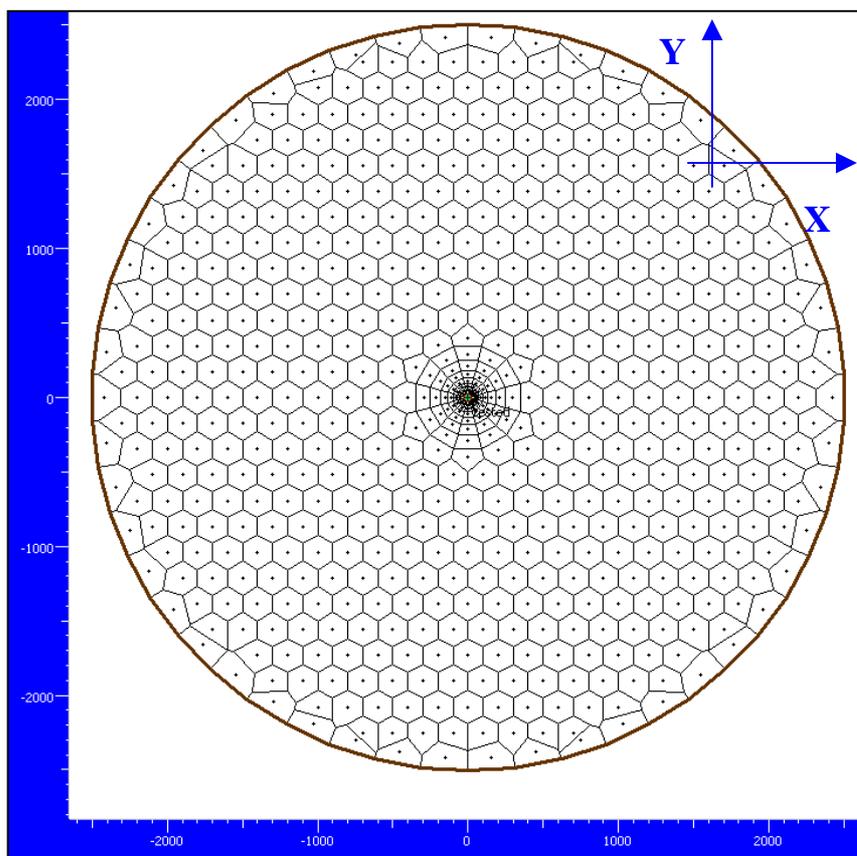


Fig. 4.1: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.2.1.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità k pari a 33.3 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4,35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.2.1.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.1. L'olio è sottosaturo.

Tab. 4.1: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m³	700
Fattore di volume	m³/m³st	1.2
Viscosità	mPa.s	5

4.2.1.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il pozzo è stato sottoposto a un periodo di erogazione (o drawdown, DD) a portata costante e un periodo di chiusura (buildup, BU) consecutivo con la stessa durata. La tabella 4.2 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Nella figura 4.2 è riportato un esempio di risposta di pressione ottenuta per la geometria mostrata nella figura 4.1 e le portate elencate nella tabella 4.2.

Tab. 4.2: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1000	100
2 (BU)	1000	0

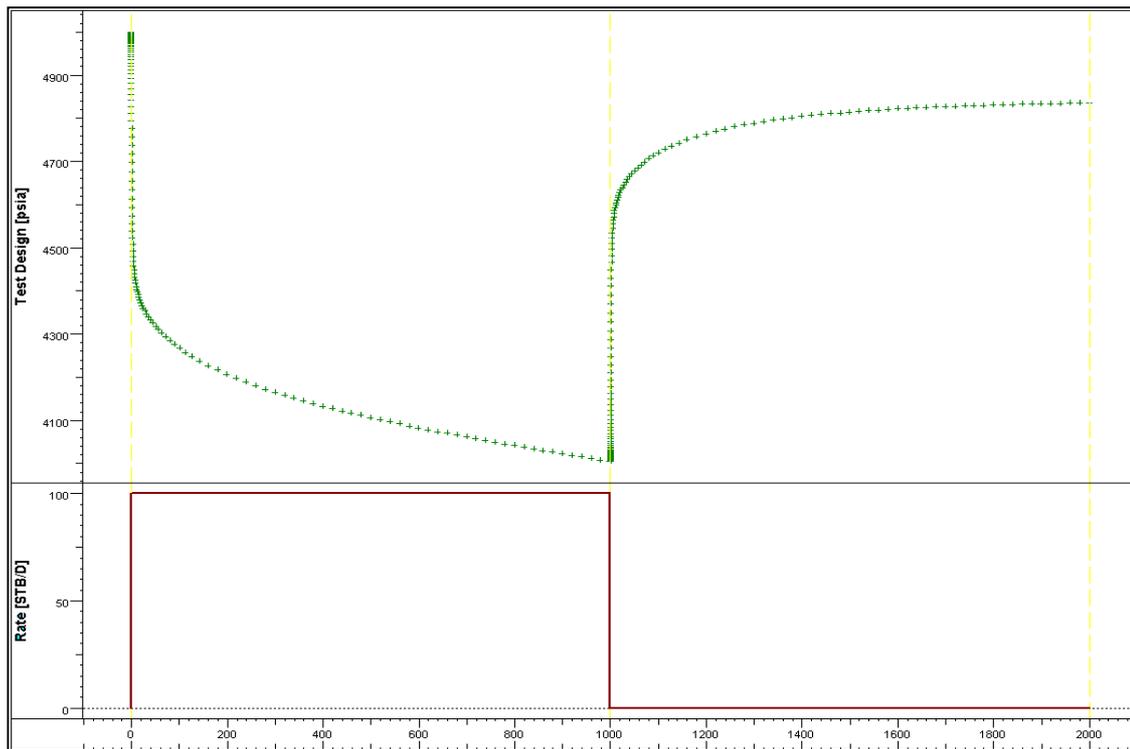


Fig. 4.2: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva

4.2.1.5 Analisi della derivata della pressione

Per ognuna delle posizioni del pozzo indicate viene mostrato, sul grafico diagnostico, l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il raggiungimento del flusso radiale

4.2.1.5.1 Pozzo centrato

Il primo analisi si riferisce alla situazione di pozzo centrato rispetto al giacimento. La figura 4.3 mostra il periodo di stabilizzazione orizzontale della derivata della pressione per il periodo di erogazione (DD) e il periodo di chiusura (BU); inoltre si osserva il raggiungimento dei limiti del giacimento definito dalla pendenza unitaria della derivata della pressione del periodo di erogazione (DD) e la tendenza a zero della curva della derivata della pressione del periodo di chiusura (BU).

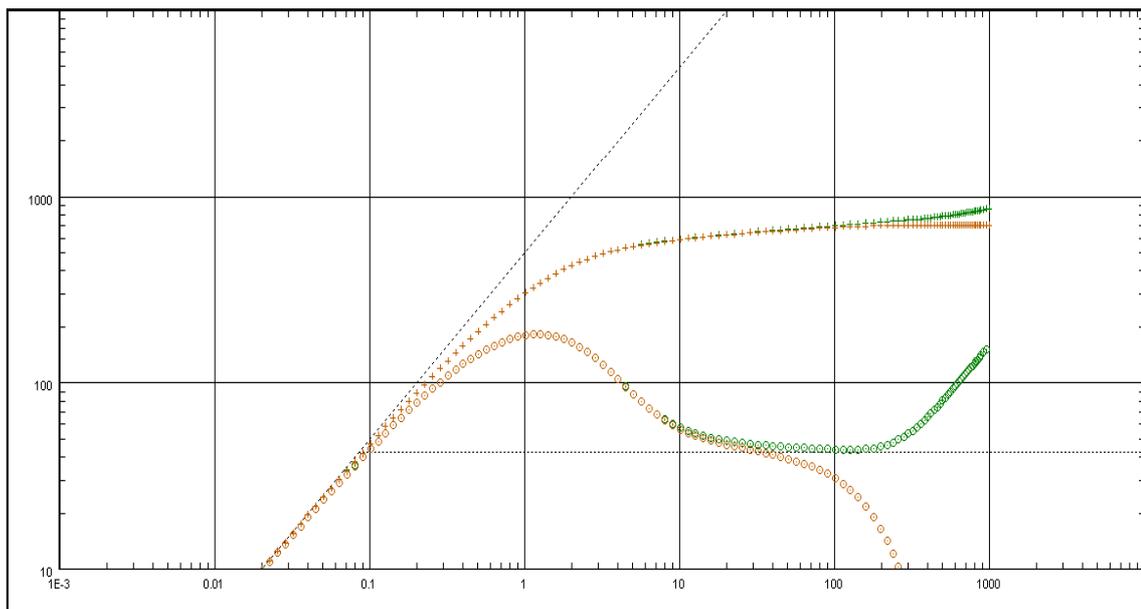


Fig. 4.3: Pressione e derivate della pressione.

Nella figura 4.4 che rappresenta il disturbo di pressione dopo 80 ore di prove si evidenzia che il disturbo ha raggiunto un raggio di circa 1100 ft e nella 4.5 che rappresenta la situazione dopo 260 ore di prove il momento in cui il disturbo di pressione sta per raggiungere i limiti del giacimento.

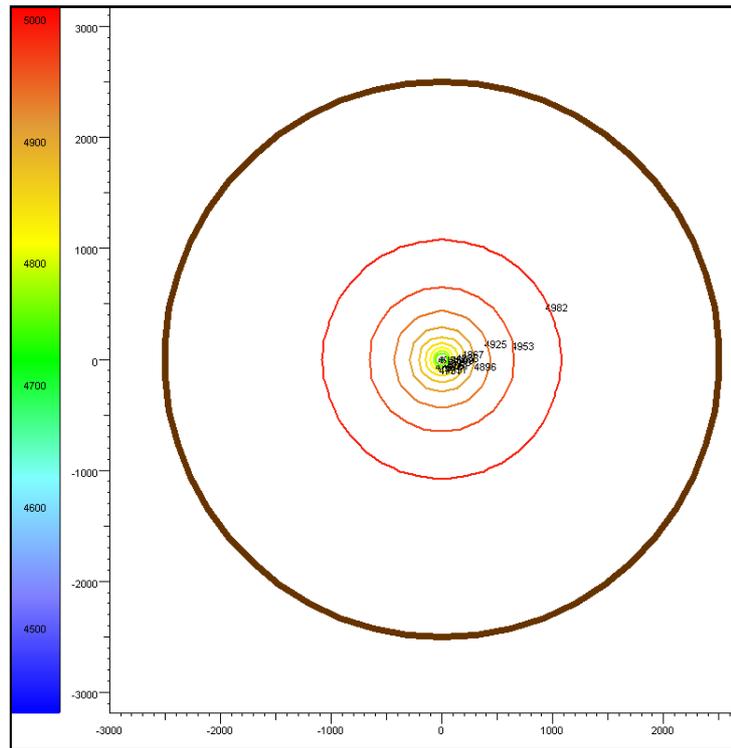


Fig. 4.4: Linee Isobare a t = 80 ore.

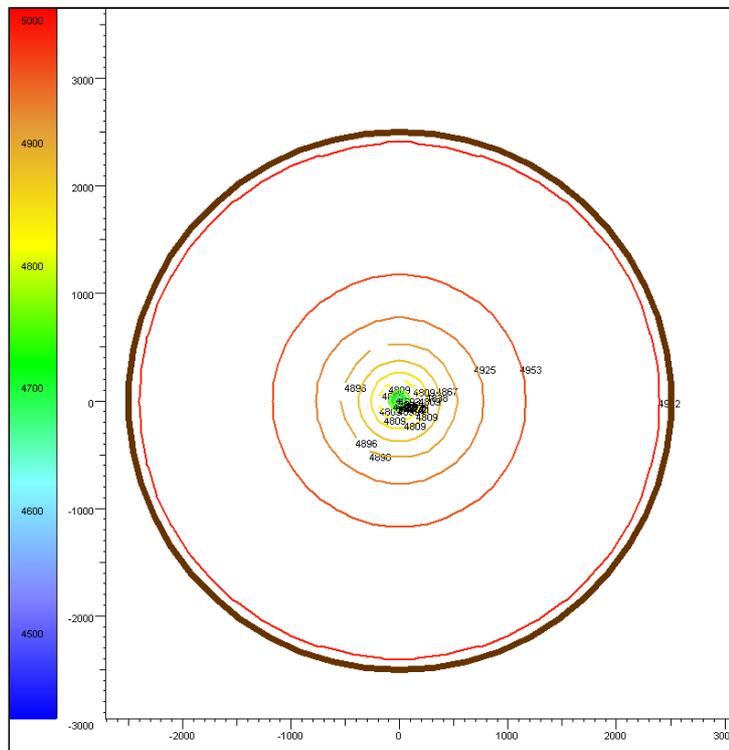


Fig. 4.5: Linee Isobare a t = 240 ore.

4.2.1.5.2 Pozzo a 2000 ft.

La figura 4.6 evidenzia la risposta del modello nel caso in cui il pozzo si trovi a 500 ft dal limite del giacimento. La curva della derivata della pressione mostra un primo periodo di stabilizzazione orizzontale che non coincide con il kh assegnato. La curva della derivata della pressione del periodo di erogazione (DD) mostra un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$, caratteristica del flusso bilineare. La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura (BU) evidenzia una seconda stabilizzazione orizzontale da dove si ottiene un valore di permeabilità uguale a 18,8 mD, equivalente al valore previsto nel caso di singola barriera (dimezzamento del valore di kh della formazione)

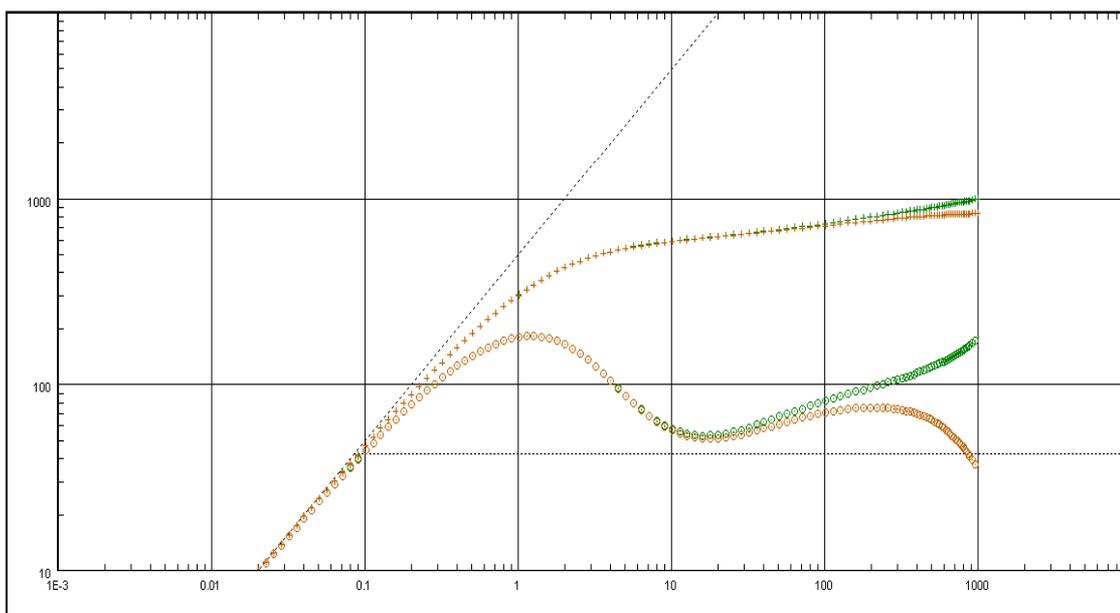


Fig. 4.6: Pressione e derivate della pressione.

La figura 4.7 rappresenta il disturbo di pressione dopo 80 ore di prova, tempo cui la derivata della pressione del periodo di erogazione esibisce la pendenza $\frac{1}{4}$.

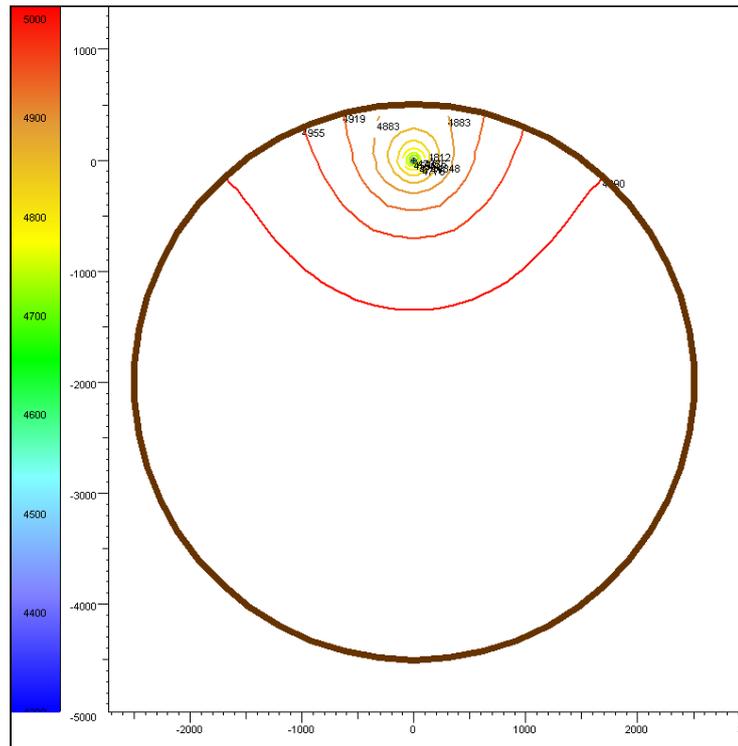


Fig. 4.7: Linee Isobare a $t = 80$ ore.

4.2.1.5.3 Pozzo a 1750 ft.

Le curve rappresentate nella figura 4.8 mostrano un primo periodo di stabilizzazione orizzontale che corrisponde al kh assegnato (linea tratteggiata) per cui la permeabilità ottenuta è quella impostata (33,3 mD). La curva della derivata della pressione del periodo di erogazione (DD) mostra un andamento lineare di pendenza tra $\frac{1}{4}$ e $\frac{1}{2}$, cioè non ha una pendenza caratteristica; la curva della derivata della pressione del periodo di chiusura (BU) mostra due stabilizzazioni orizzontali che si potrebbero interpretare come un modello *radial composite* o variazione radiale delle caratteristiche del mezzo poroso.

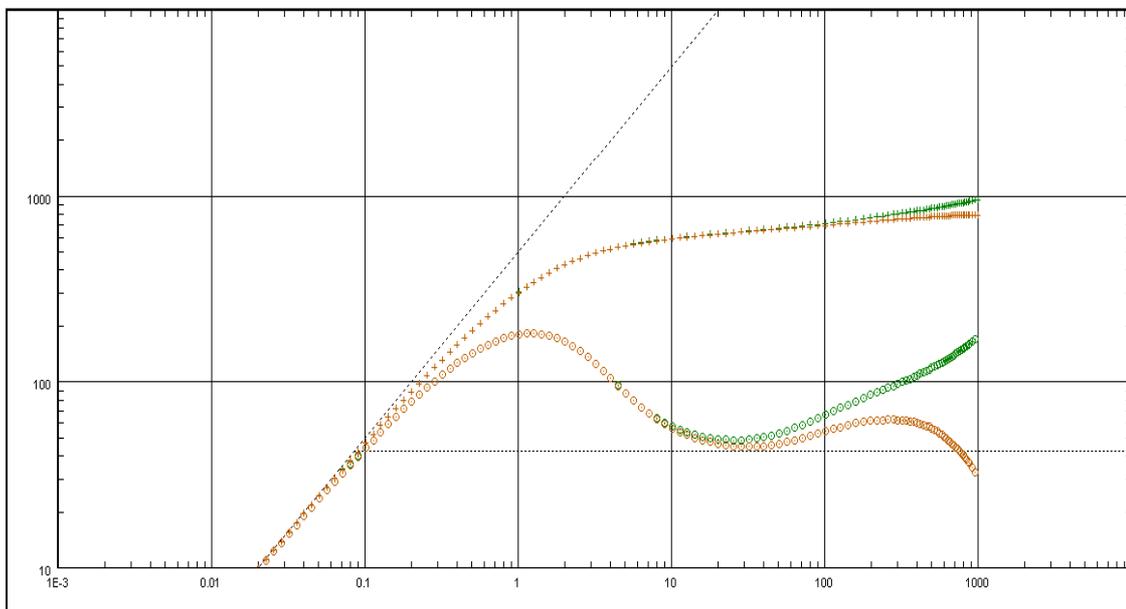


Fig. 4.8: Pressione e derivate della pressione

4.2.1.5.4 Pozzo a 1500 ft.

Nella figura 4.9 le curve della derivata della pressione mostrano un primo periodo di stabilizzazione orizzontale che coincide col valore del kh assegnato. La curva della derivata della pressione del periodo di erogazione (DD) mostra un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{2}$, caratteristico del flusso lineare, mentre la curva della derivata della pressione del periodo di chiusura (BU) evidenzia due stabilizzazioni orizzontali poco differenti tra di loro.

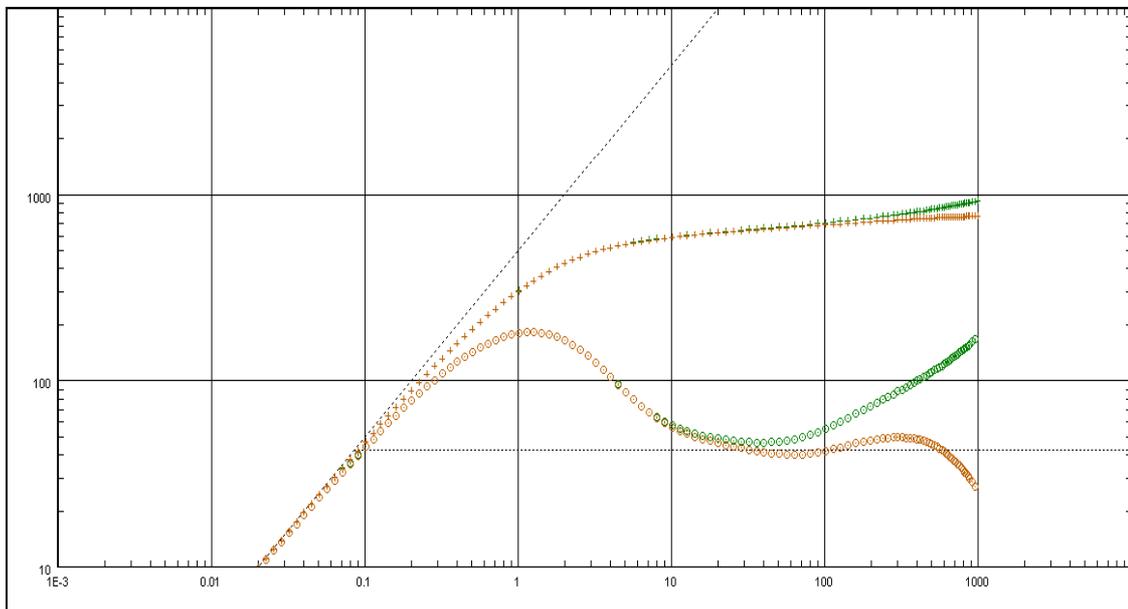


Fig. 4.9: Pressione e derivate della pressione

La figura 4.10 rappresenta il disturbo di pressione dopo 80 ore di prove, quando in base all'analisi della derivata della pressione del periodo di erogazione il flusso appare lineare.

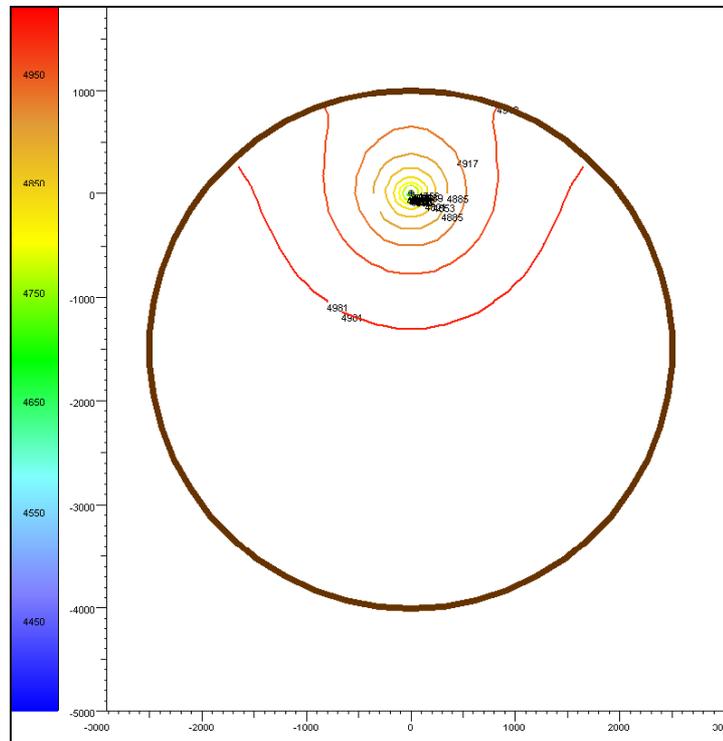


Fig. 4.10: Linee Isobare a t = 120 ore

Nelle figure 4.11 e 4.12 si rappresentano le curve delle derivate del periodo di erogazione (DD) e del periodo di chiusura (BU) per le prove realizzate con ubicazione del pozzo a 2000, 1750 e 1500 ft dal centro del giacimento, in cui si evidenzia la variazione della pendenza da $\frac{1}{4}$ quando il pozzo si trova a 2000 ft fino a $\frac{1}{2}$ quando il pozzo si trova a 1500 ft del centro del giacimento. Nella figura 4.12 si evidenzia la variazione della seconda stabilizzazione orizzontale quando la posizione del pozzo tende alla posizione centrale, ovvero l'effetto della posizione del pozzo diventa ininfluente sulla risposta del modello.

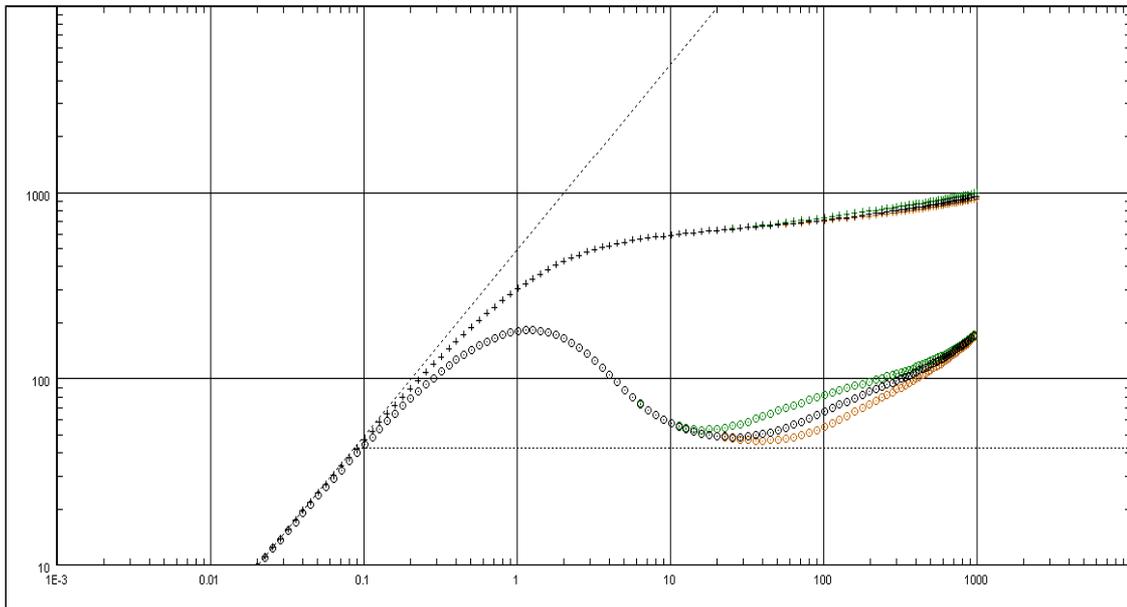


Fig. 4.11: Pressione e derivate della pressione del periodo di declino della pressione con pozzo ubicato a 2000, 1750, 1500 ft dal centro del giacimento

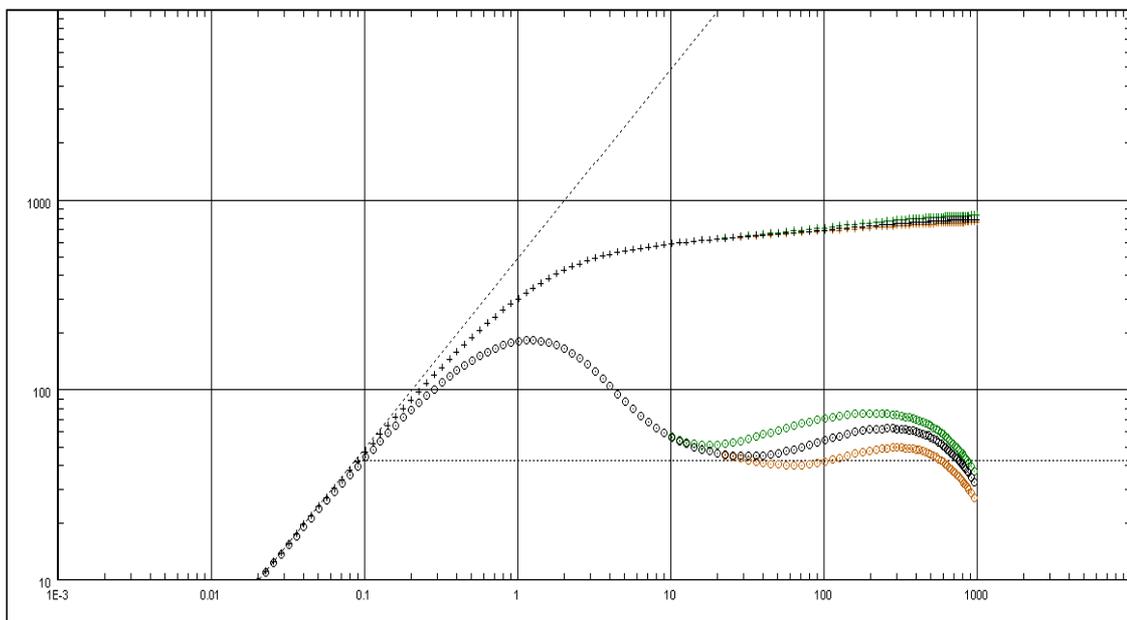


Fig. 4.12: Pressione e derivate della pressione del periodo di risalita della pressione con pozzo ubicato a 2000, 1750, 1500 ft dal centro del giacimento

Nelle figure 4.13 e 4.14 vengono mostrate le curve di pressione e le curve delle derivate della pressione rispettivamente per il periodo di erogazione e per il periodo di chiusura riferite a tutte le prove.

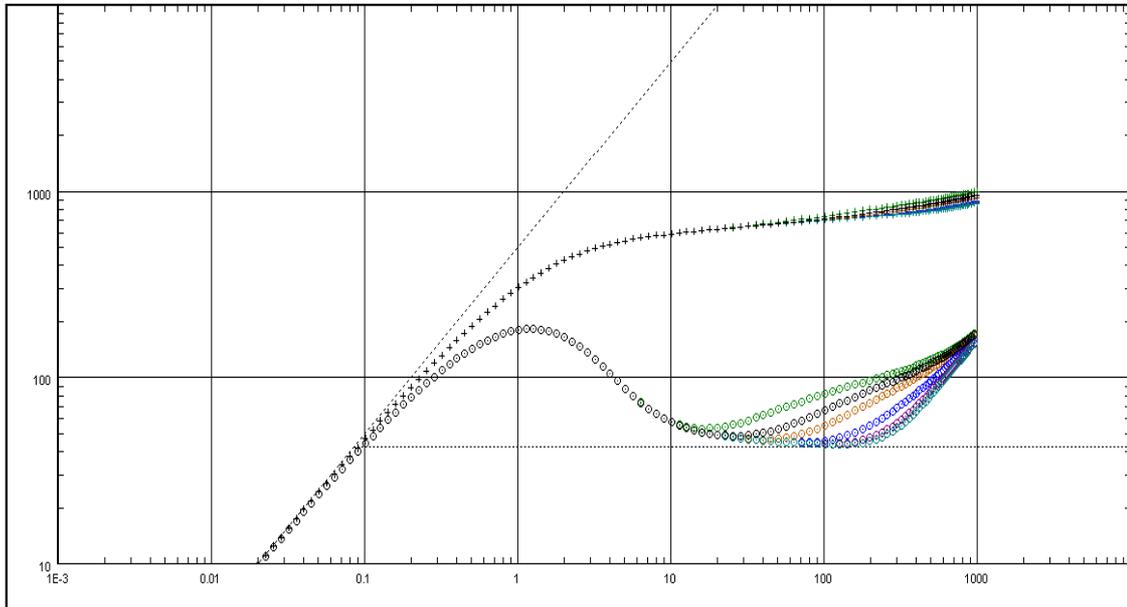


Fig. 4.13: Sovrapposizione delle curve di declino della pressione

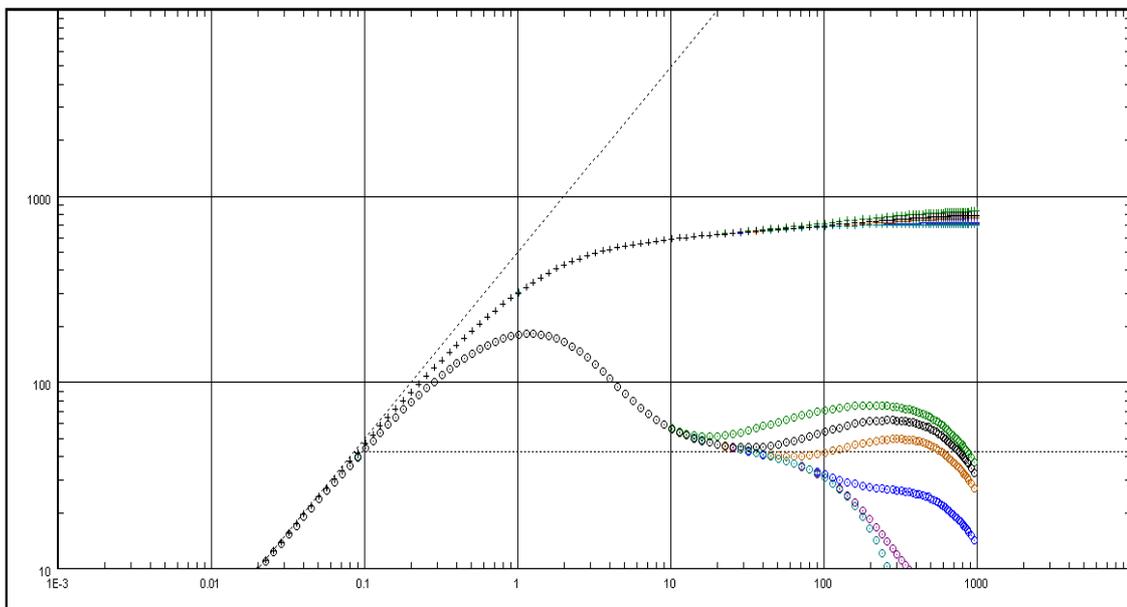


Fig. 4.14: Sovrapposizione delle curve di risalita della pressione

4.2.2 Giacimento Quadrato

4.2.2.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato un modello di giacimento di geometria quadrata avente un'area di 573,921 acre (2,32 km²), lunghezza dei lati di 2500 ft (762 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

Il pozzo è stato collocato inizialmente in posizione centrale all'interno dell'area di drenaggio e sono state fatte diverse prove cambiando la posizione del pozzo lungo l'asse delle ordinate a distanza pari a 2250, 2000, 1750, 1500, 1000, 500 ft dal centro. Nella figura 4.15 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*.

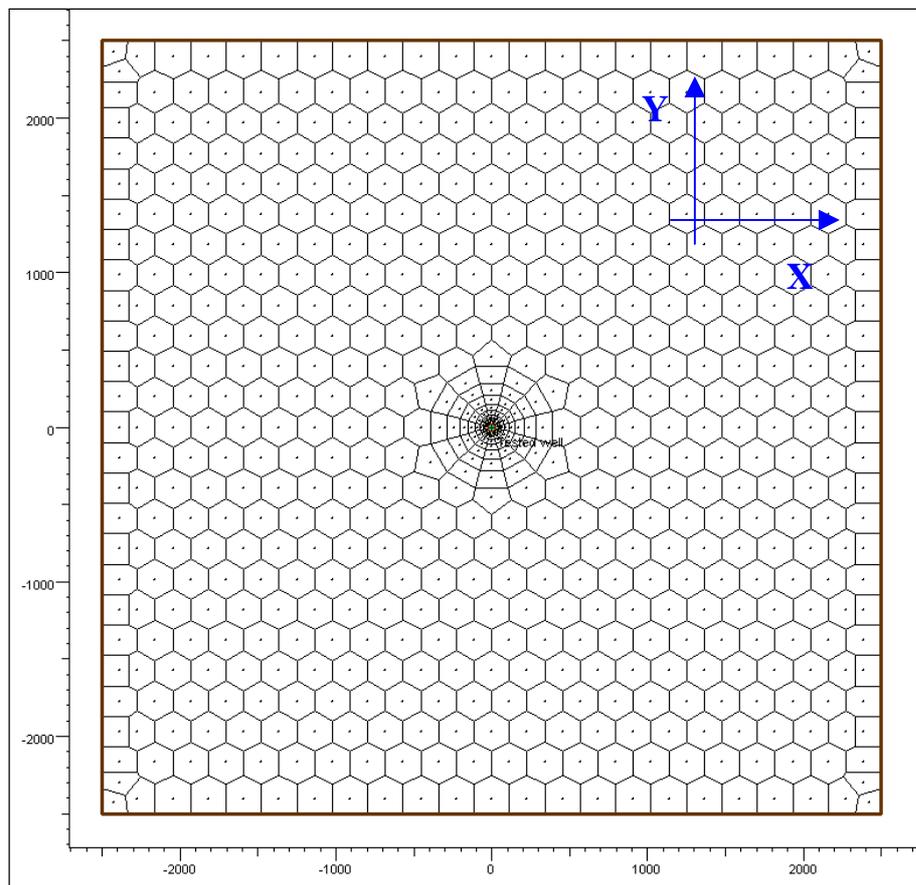


Fig. 4.15: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.2.2.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità k pari a 33.3 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento e pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4,35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.2.2.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.3. L'olio è sottosaturo.

Tab. 4.3: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m³	700
Fattore di volume	m³/m³st	1.6
Viscosità	mPa.s	5

4.2.2.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il pozzo è stato sottoposto a un periodo di erogazione (o drawdown, DD) a portata costante e un periodo di chiusura (o buildup, BU) consecutivo con la stessa durata. La tabella 4.4 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Nella figura 4.16 è riportato un esempio di risposta di pressione ottenuta per la geometria mostrata nella figura 4.15 e le portate elencate nella tabella 4.4.

Tab. 4.4: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1000	100
2 (BU)	1000	0

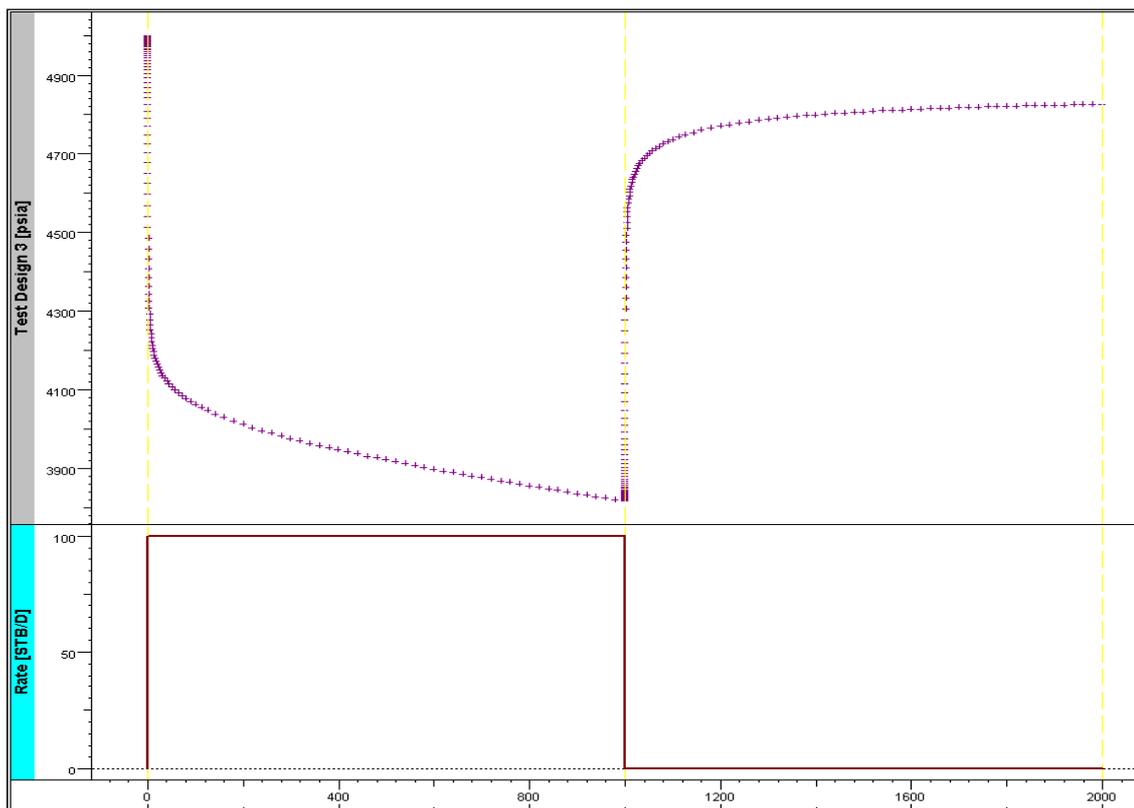


Fig. 4.16: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva

4.2.2.5 Analisi delle derivate della pressione

Per ognuna delle posizioni del pozzo indicate viene mostrato, sul grafico diagnostico, l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il raggiungimento del flusso radiale

4.2.2.5.1 Pozzo centrato.

Dall'analisi della derivata della pressione (figura 4.17) si riesce a determinare chiaramente il periodo di stabilizzazione orizzontale e il raggiungimento dei limiti del giacimento. Nella figura 4.18 è rappresentata l'evoluzione del disturbo della pressione nel momento in cui il disturbo di pressione ha appena raggiunto i limiti del giacimento.

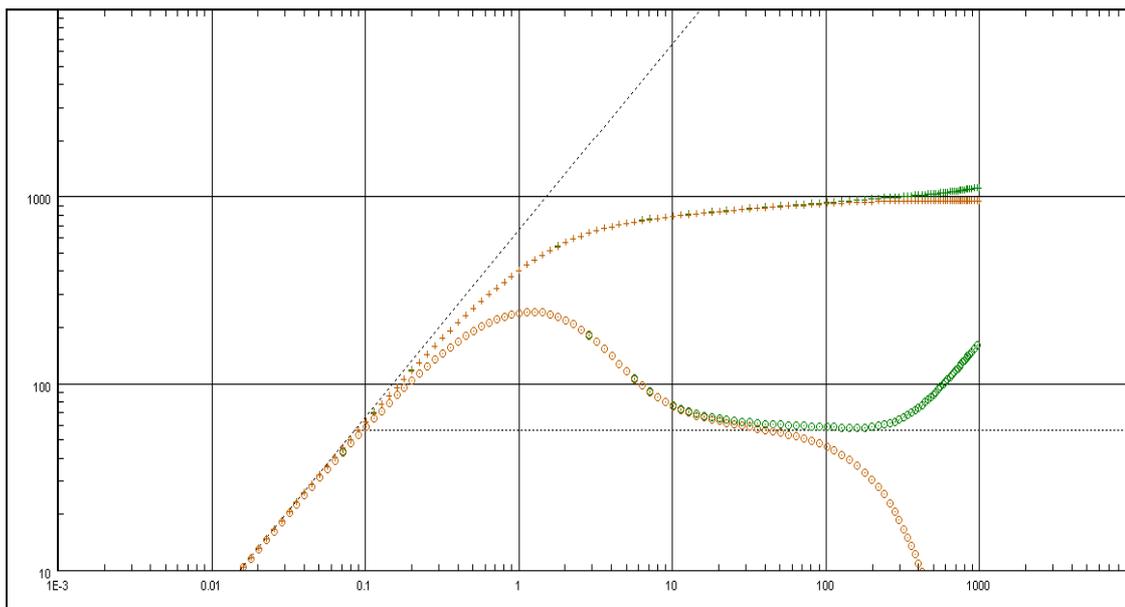


Fig. 4.17: Pressione e derivate della pressione

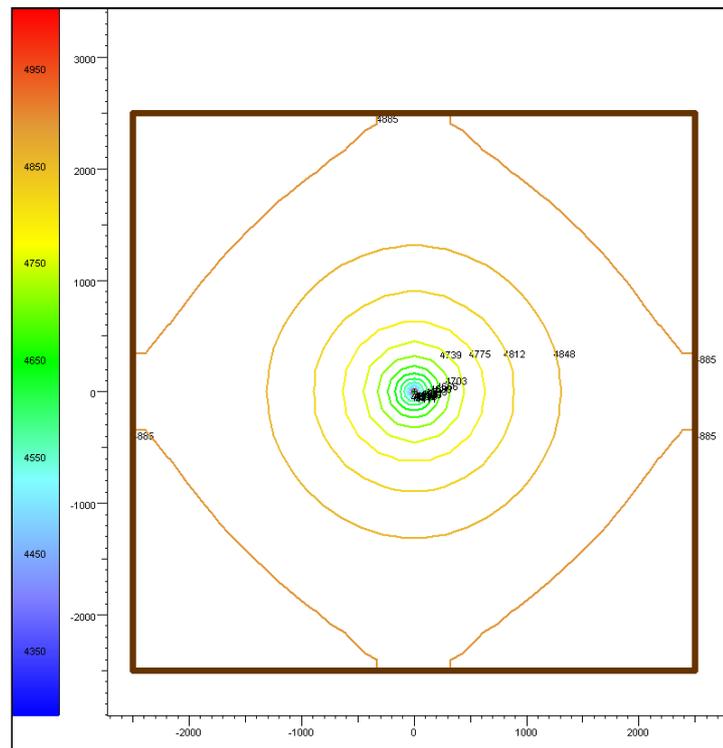


Fig. 4.18: Linee Isobare a $t = 820$ ore

4.2.2.5.2 Pozzo a 2250 ft

La figura 4.19 evidenzia l'influenza della ubicazione del pozzo, che si trova a 250 ft dal limite del giacimento. La vicinanza del pozzo al limite del giacimento non permette di rilevare la permeabilità della formazione dovuto al fatto che il disturbo di pressione arriva velocemente a uno dei limiti del giacimento (figura 4.20). Le due curve indicano una stabilizzazione orizzontale a cui corrisponde un kh inferiore rispetto al valore assegnato (linea tratteggiata).

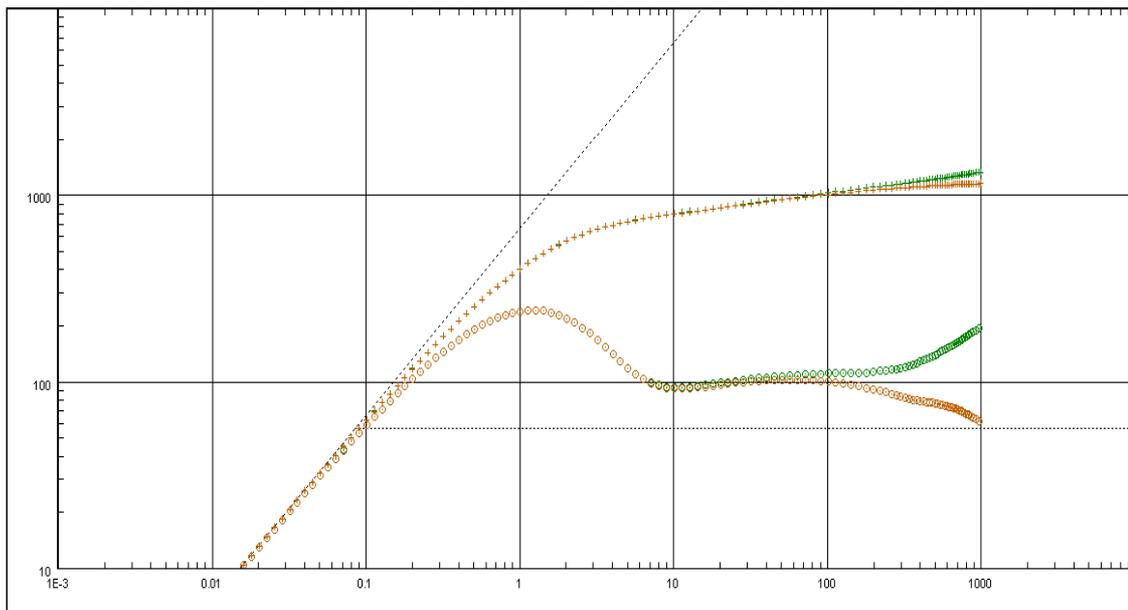


Fig. 4.19: Pressione e derivate della pressione

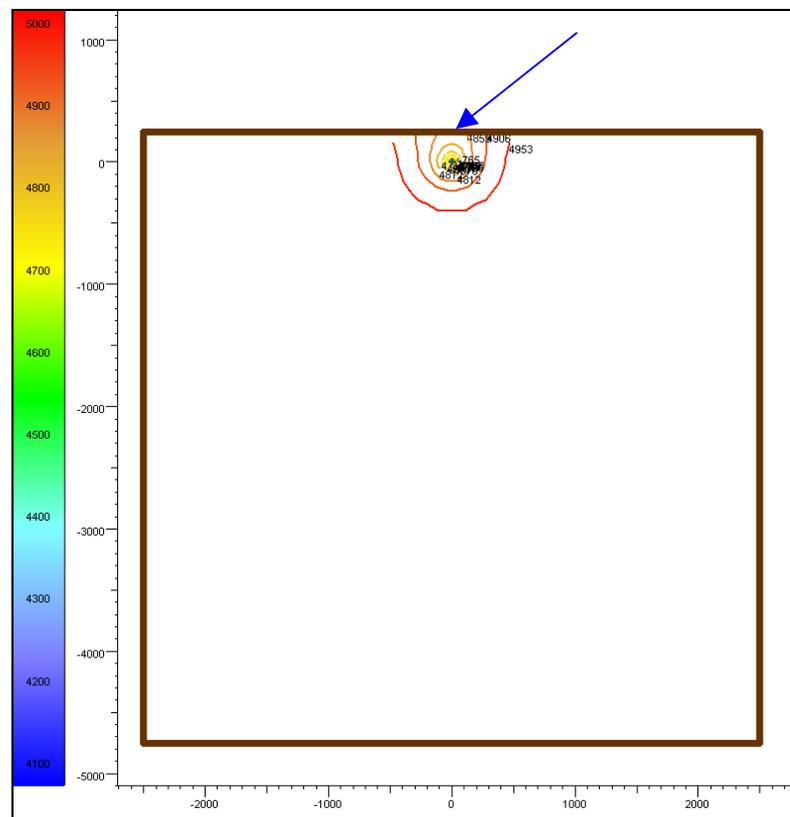


Fig. 4.20: Linee Isobare a $t = 80$ ore

4.2.2.5.3 Pozzo a 2000 ft.

Nella figura 4.21 le curve della derivata della pressione mostrano un primo periodo di stabilizzazione orizzontale piuttosto breve e una seconda stabilizzazione orizzontale quando il tempo della prova arriva alle 100 ore; in entrambi i casi si rilevano valori di permeabilità diversi da quello imposto. Dopo la prima stabilizzazione orizzontale i grafici della derivata della pressione mostrano un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$, caratteristica del flusso bilineare. Successivamente la curva della derivata della pressione del periodo di declino mostra un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{2}$, invece della pendenza unitaria caratteristica dei giacimenti chiusi.

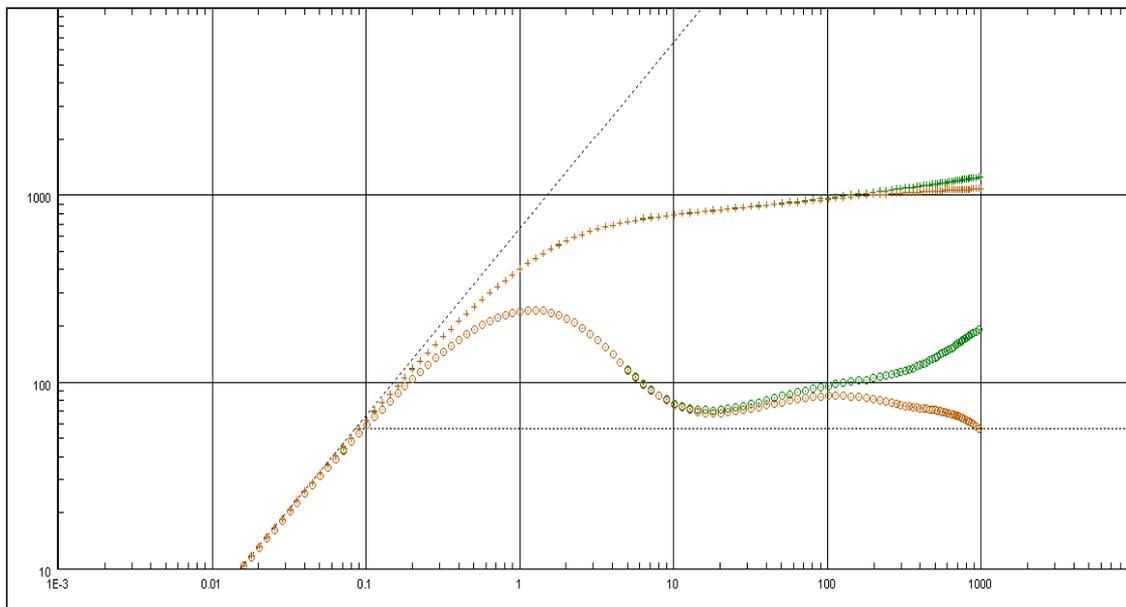


Fig. 4.21: Pressione e derivate della pressione

Nella figura 4.22 si evidenziano le linee isobare al tempo in cui il disturbo raggiunge i bordi del giacimento che coincide con l'andamento lineare di pendenza $\frac{1}{2}$.

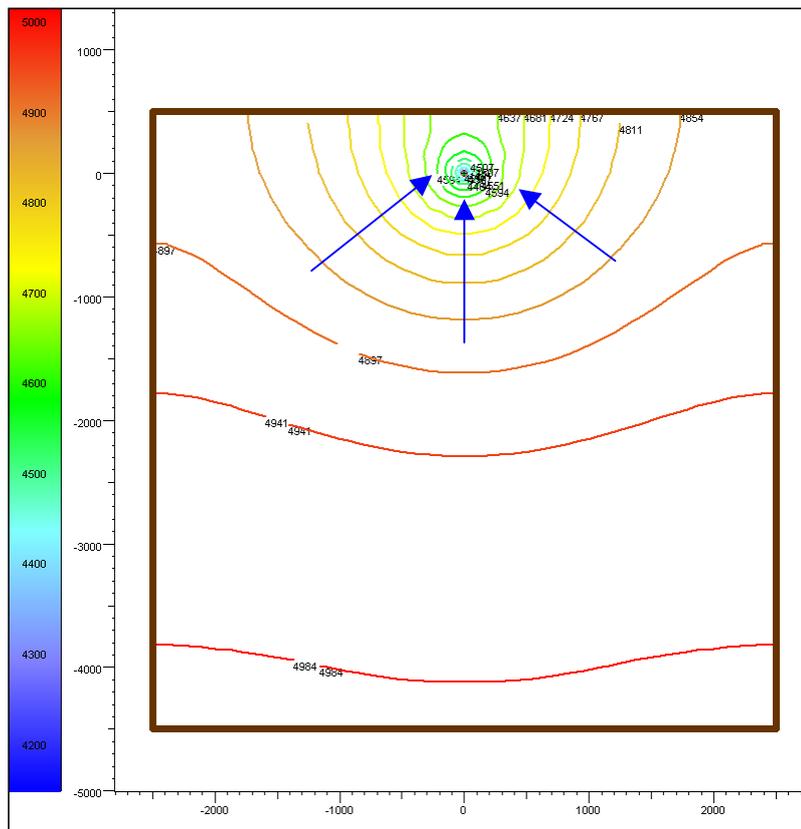


Fig. 4.22: Linee Isobare a $t = 80$ ore

4.2.2.5.4 Pozzo a 1750ft.

Nella figura 4.23 le curve della derivata della pressione mostrano un primo periodo di stabilizzazione orizzontale da cui si ottiene il valore di kh assegnato alla formazione. La curva della derivata del periodo di erogazione (DD) mostra in seguito un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$, caratteristica del flusso bilineare. La curva della derivata del periodo di chiusura (BU) mostra invece due stabilizzazioni orizzontali. La figura 4.24 rappresenta il disturbo di pressione dopo 80 ore di prova, quando il flusso diventa bilineare.

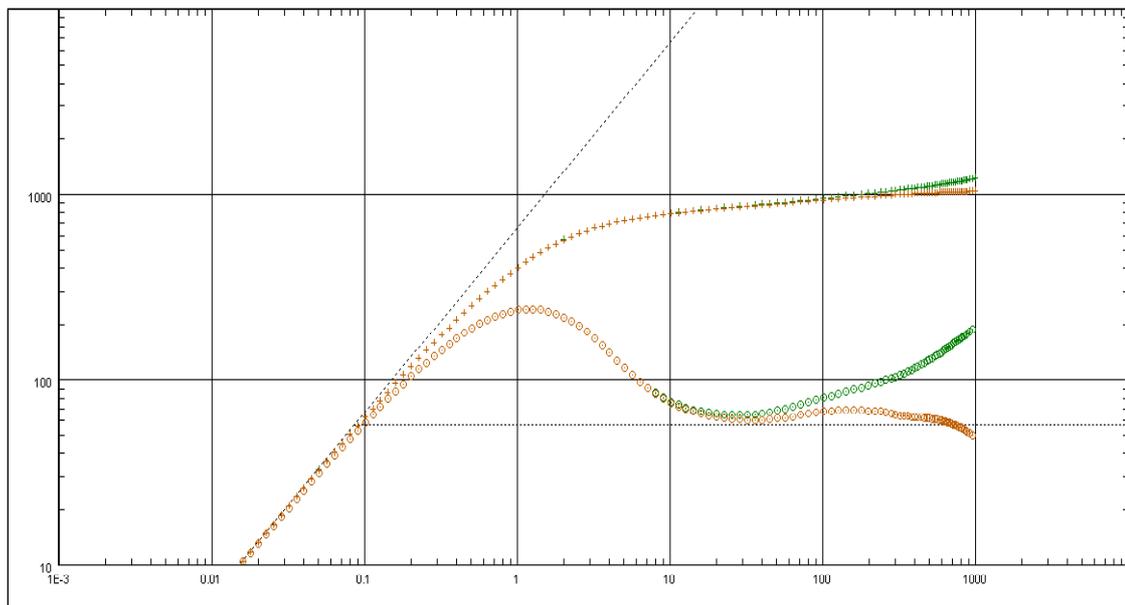


Fig. 4.23: Pressione e derivate della pressione

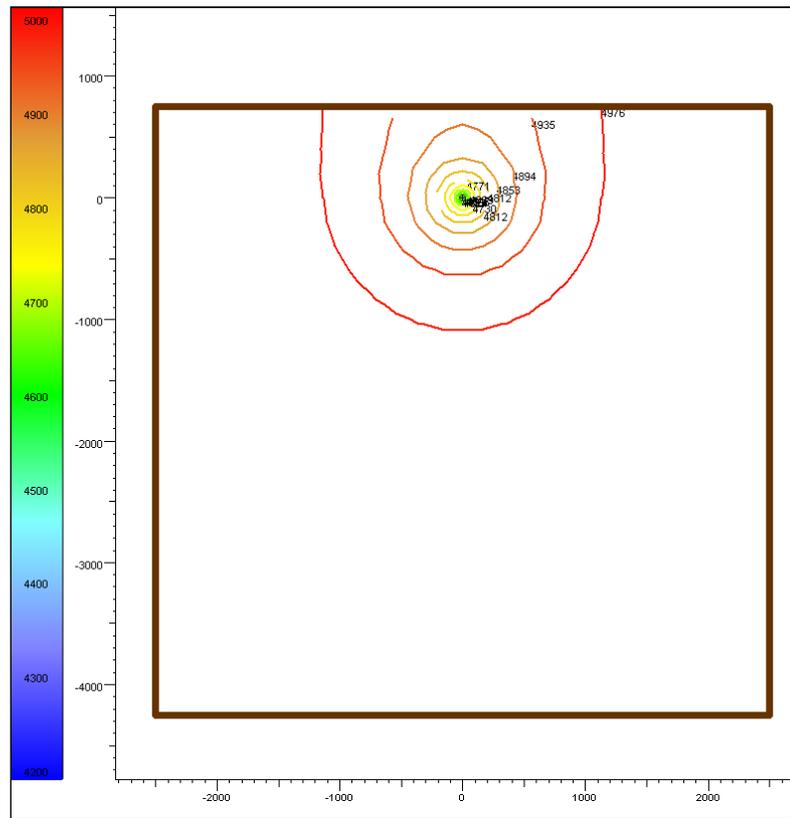


Fig. 4.24: Linee Isobare a t = 80 ore

4.2.2.5.5 Pozzo a 1500 ft

Nella figura 4.25 le curve mostrano una prima stabilizzazione orizzontale che coincide col valore di kh imposto nella prova. La curva della derivata del periodo di erogazione (DD) mostra, in seguito, un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$, caratteristica del flusso bilineare. La curva della derivata della pressione nella fase di risalita mostra solo la stabilizzazione orizzontale.

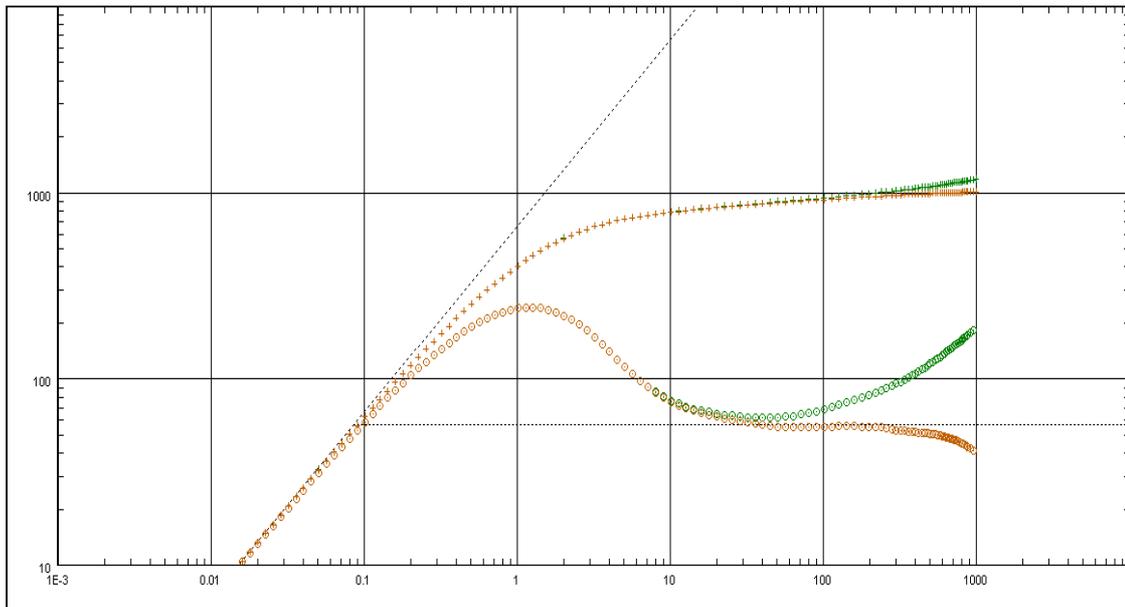


Fig. 4.25: Pressione e derivate della pressione. Posizione pozzo(0,1500)

4.2.2.5.6 Pozzo a 1000 ft

Nella figura 4.26 le curve mostrano come la risposta del giacimento diventa praticamente identica alla risposta ottenuta nel modello base (pozzo ubicato nel centro del giacimento) e quindi come gli effetti provocati dallo spostamento del pozzo siano scomparsi.

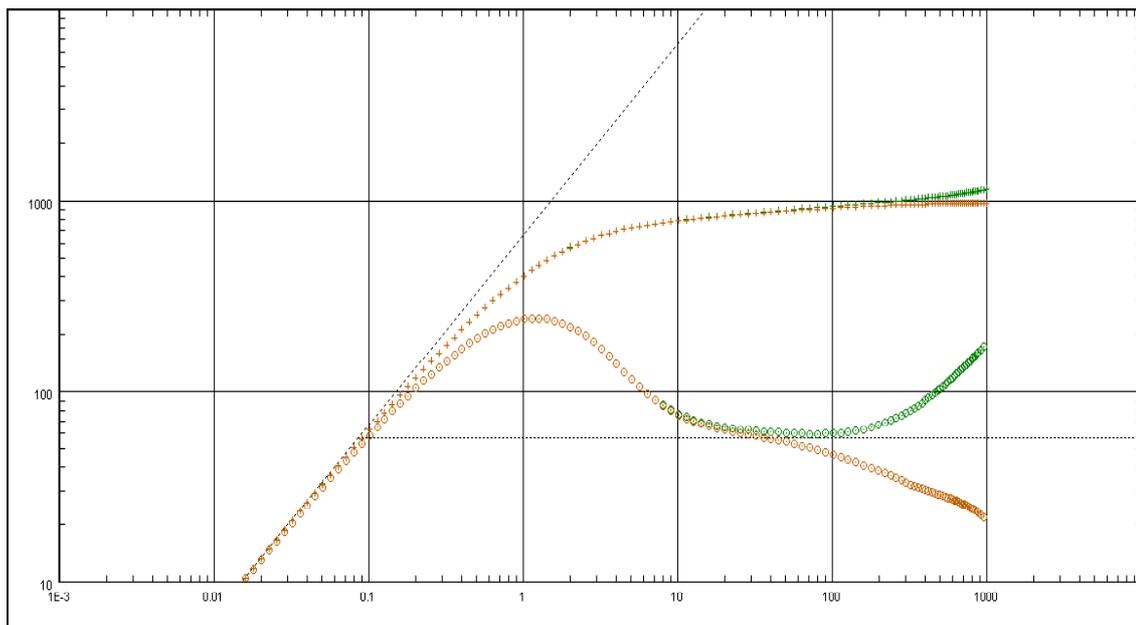


Fig. 4.26: Pressione e derivate della pressione

4.3 Giacimento confinato da una faglia

4.3.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato inizialmente un modello di giacimento di geometria circolare avente un'area di 1805,4 acre (7,30 km²), raggio di 5000 ft (762 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

Il pozzo è stato collocato all'interno dell'area di drenaggio in posizione centrale per tutte le prove. L'obiettivo delle analisi è stato quello di studiare la risposta del pozzo a fronte delle variazioni della geometria del giacimento limitato da una faglia non permeabile. La posizione della barriera varia lungo l'asse delle ordinate a distanze poste rispettivamente a 250, 500, 750, 1000, 2000, 3000, 4000 dal centro del giacimento. Nella figura 4.27 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*.

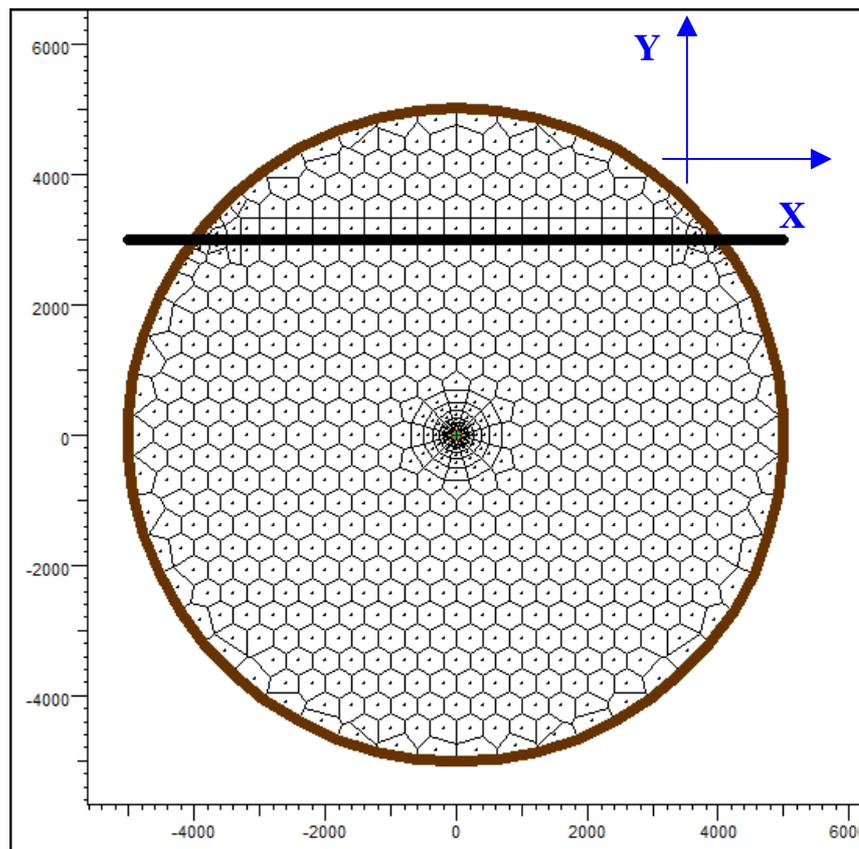


Fig. 4.27: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.3.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità pari a 33.3 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento e pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4,35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.3.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.5. L'olio è olio sottosaturo.

Tab. 4.5: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m³	800
Fattore di volume	m³/m³st	1,2
Viscosità	mPa.s	1

4.3.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il pozzo è stato sottoposto a un periodo di erogazione (o drawdown, DD) a portata costante e un periodo di chiusura (o buildup, BU) consecutivo con la stessa durata. La tabella 4.6 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Nella figura 4.28 è riportato un esempio di risposta di pressione ottenuta e le portate elencate nella tabella 4.6.

Tab. 4.6: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (Ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1000	100
2 (BU)	1000	0

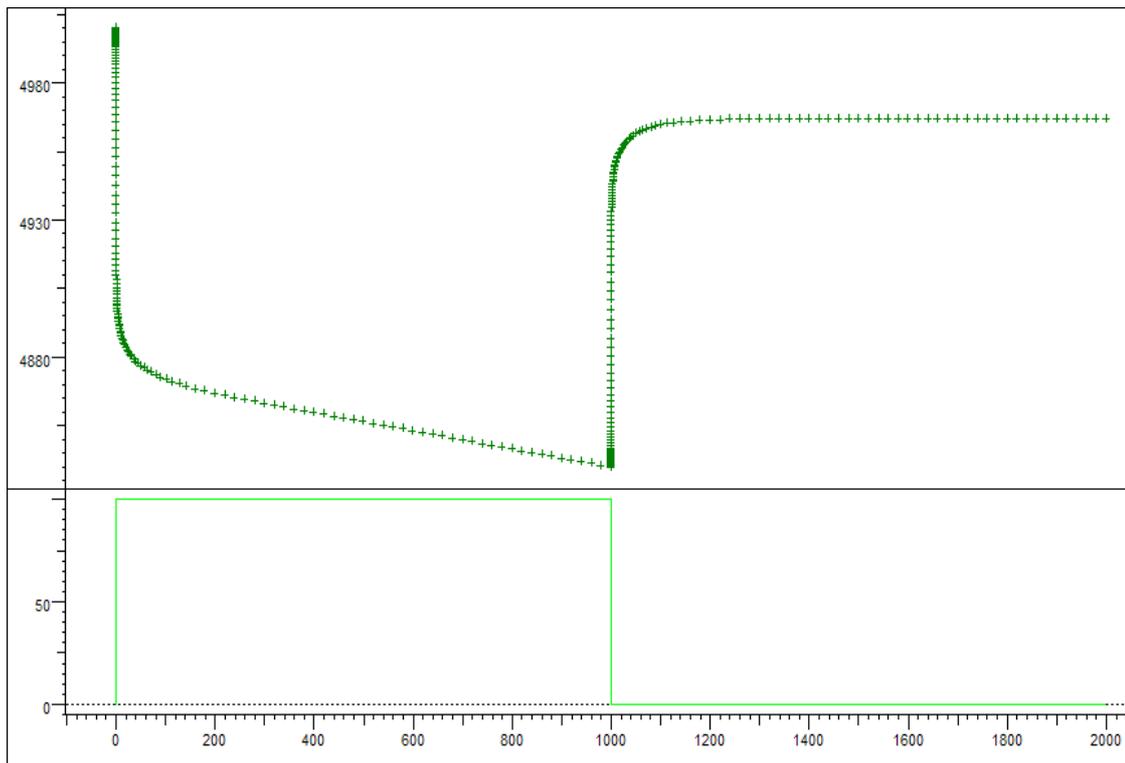


Fig. 4.28: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva

4.3.5 Analisi della derivata della pressione

Per ogni posizione della barriera viene mostrato, sul grafico diagnostico, l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il kh della formazione pari a 1000 mD-ft

4.3.5.1.1 Faglia a 250 ft del pozzo

L'andamento delle curve della figura 4.29 mette in evidenza la influenza della faglia impermeabile quando si trova in prossimità del pozzo. La vicinanza del pozzo alla faglia non permette ottenere la permeabilità assegnata alla formazione. La stabilizzazione si trova infatti ben al di sopra della retta tratteggiata che corrisponde al kh del giacimento

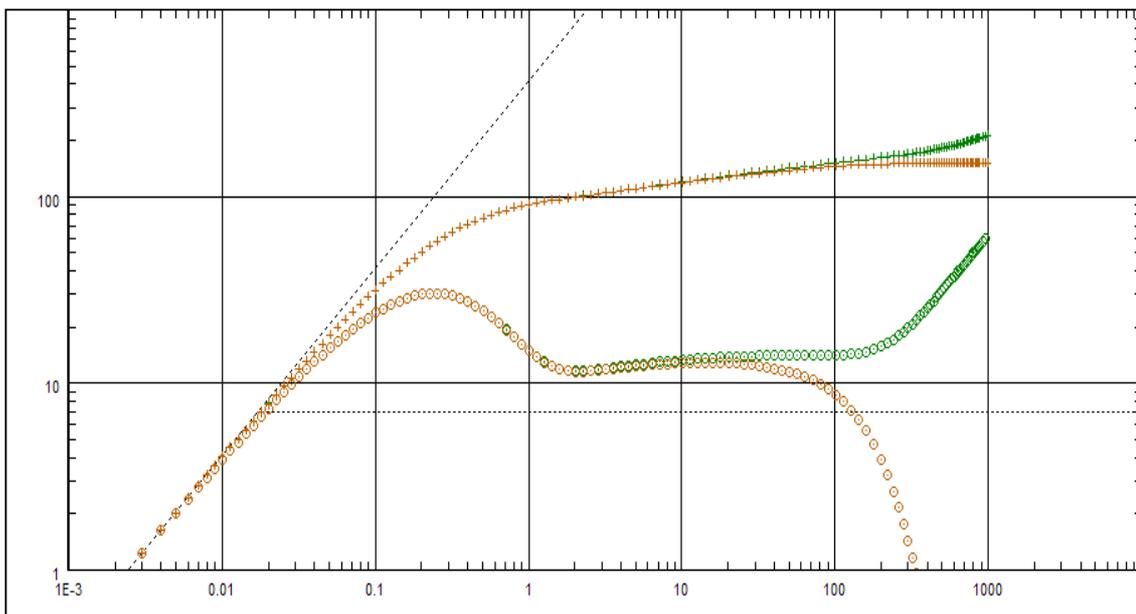


Fig. 4.29: Pressione e derivate della pressione

La figura 4.30 mostra le linee isobare dopo 40 ore di prove.

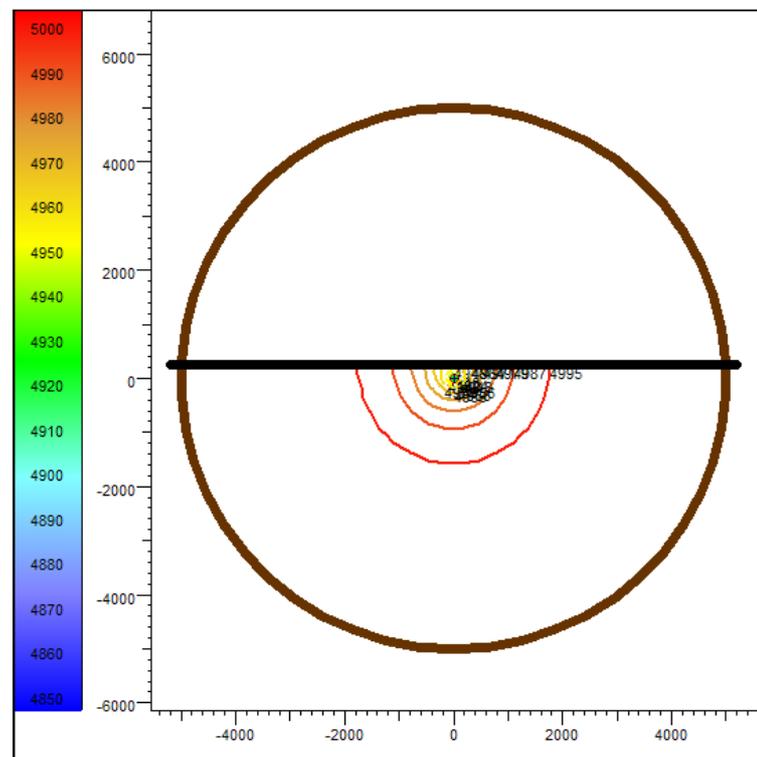


Fig. 4.30: Linee Isobare a $t = 40$ ore

4.3.5.1.2 Faglia a 500 ft del pozzo

Le curve mostrano una prima stabilizzazione orizzontale da cui si rileva un valore di permeabilità di 28,2 mD, diverso dal valore di permeabilità imposto di 33,3 mD. La derivata della pressione del periodo di chiusura descrive una seconda stabilizzazione orizzontale, già alterata dalla presenza dei bordi del giacimento. La curva della derivata della pressione relativa al periodo di erogazione mostra invece si ottiene un dimezzamento della permeabilità, come atteso dal modello teorico. Nella figura 4.32 si osserva il disturbo dopo 80 ore di prova per i quali le due derivate mostrano già andamenti diversi.

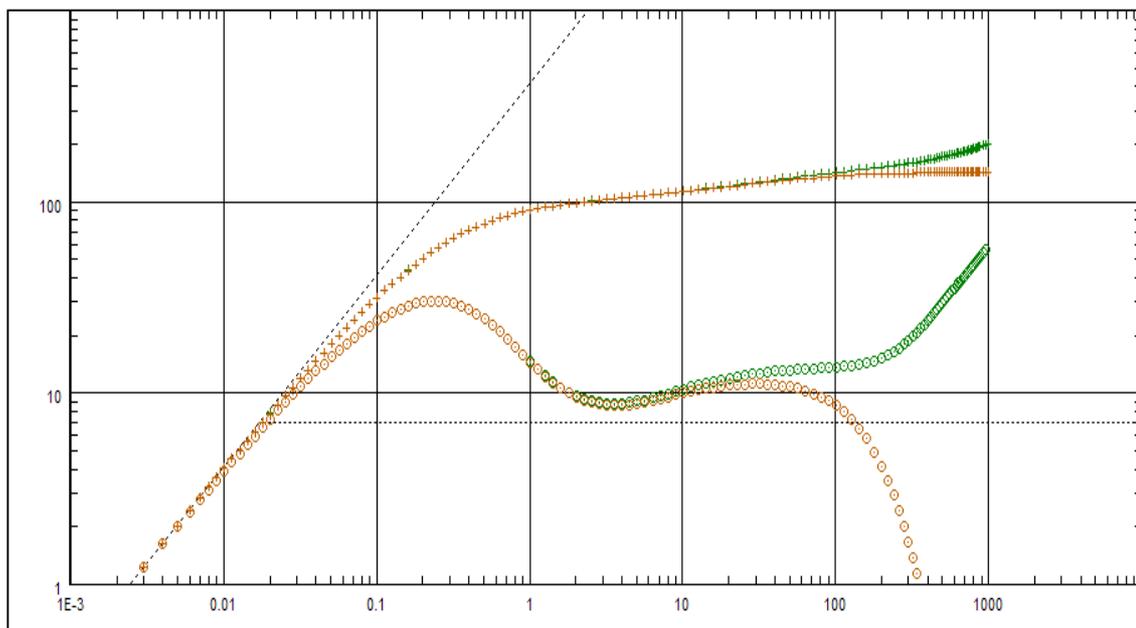


Fig. 4.31: Pressione e derivate della pressione.

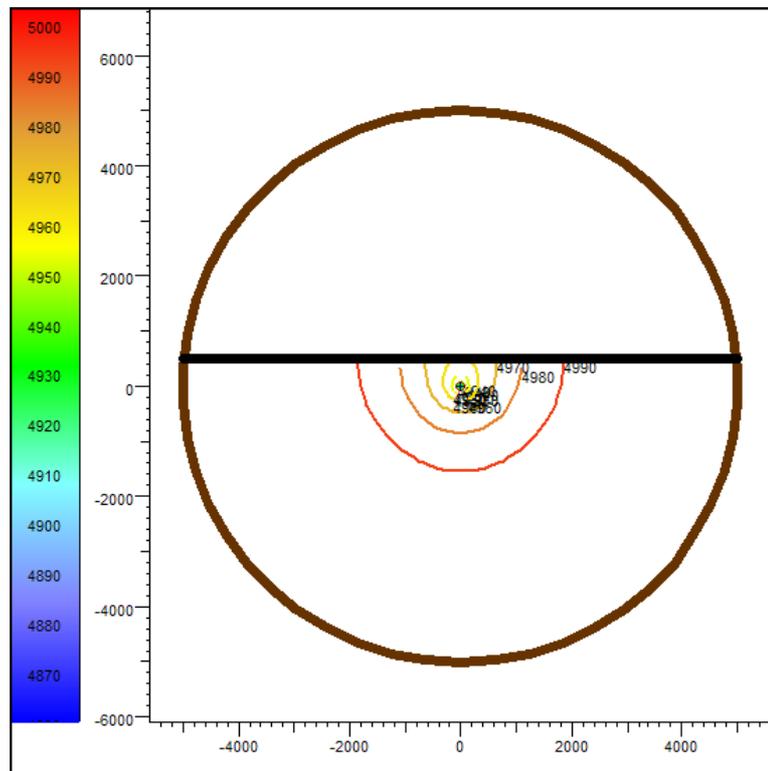


Fig. 4.32: Linee Isobare a t = 80 ore

4.3.5.1.3 Faglia 750 ft del pozzo

Le curve della derivata della pressione mostrano una prima stabilizzazione orizzontale da cui si rileva il valore di kh imposto alla formazione. La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura descrive una seconda stabilizzazione orizzontale che però non è indicativa della geometria del giacimento, mentre la derivata della pressione del periodo di erogazione mostra una seconda stabilizzazione pur di breve durata a cui corrisponde il dimezzamento della permeabilità descritto dal modello teorico di barriera singola. Va inoltre rilevato che entrambe le derivate, prima di raggiungere la seconda stabilizzazione, mostrano una pendenza $1/4$, caratteristica del flusso bilineare.

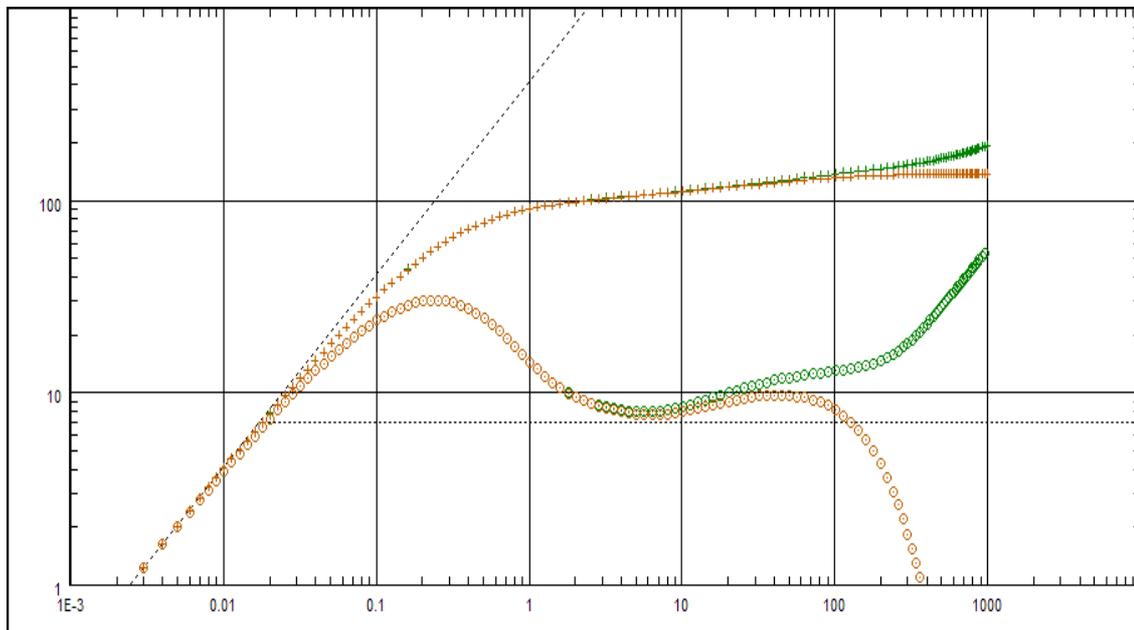


Fig. 4.33: Pressione e derivate della pressione

4.3.5.1.4 Faglia a 1000 ft del pozzo.

Nella figura 4.34 le curve della derivata della pressione mostrano una prima stabilizzazione orizzontale corrispondente al valore di kh imposto. La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura descrive una seconda stabilizzazione orizzontale. Nella curva della derivata della pressione del periodo di erogazione mostra però un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$ caratteristica del flusso bilineare.

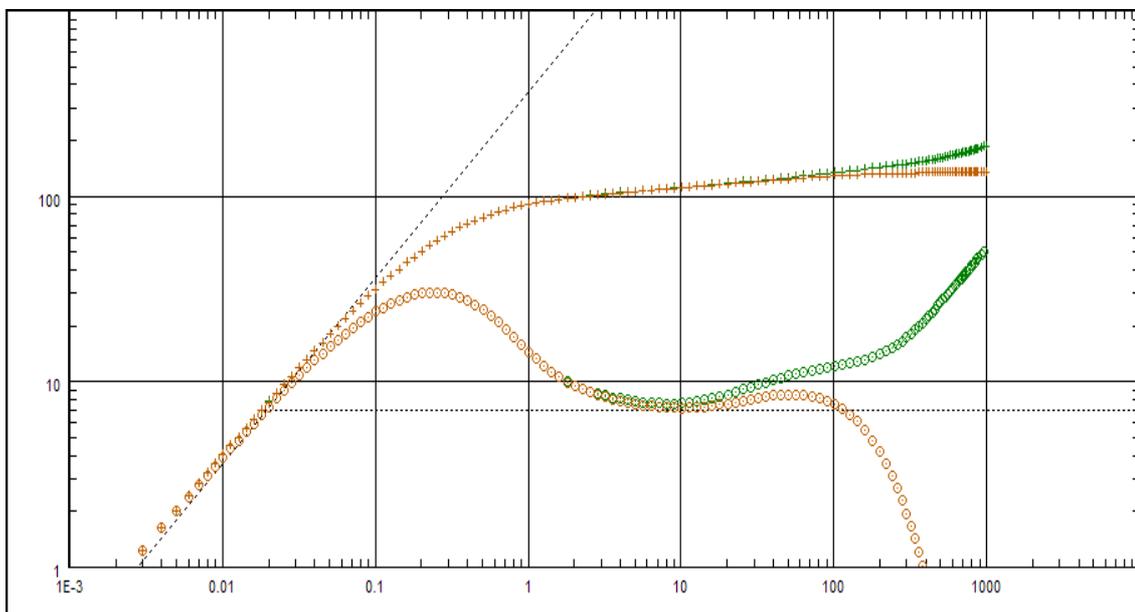


Fig. 4.34: Pressione e derivate della pressione. Posizione faglia (0,1000)

Nel seguito le figure 4.35 e 4.36 rappresentano le curve delle derivate della pressione sia per il periodo di erogazione sia per il periodo di chiusura quando la faglia è ubicata rispettivamente a 250, 500, 750 e 1000 ft del pozzo in cui si evidenzia il cambio della risposta del giacimento soprattutto nell'intervallo tra le 10 e 100 ore. Tale comportamento è particolarmente critico in quanto le prove di produzione hanno generalmente la durata di qualche decine di ore. Nella figura 4.36 si evidenzia anche la variazione del secondo stabilizzazione orizzontale che si approssima alla prima quando la posizione della faglia tende ad allontanarsi del pozzo.

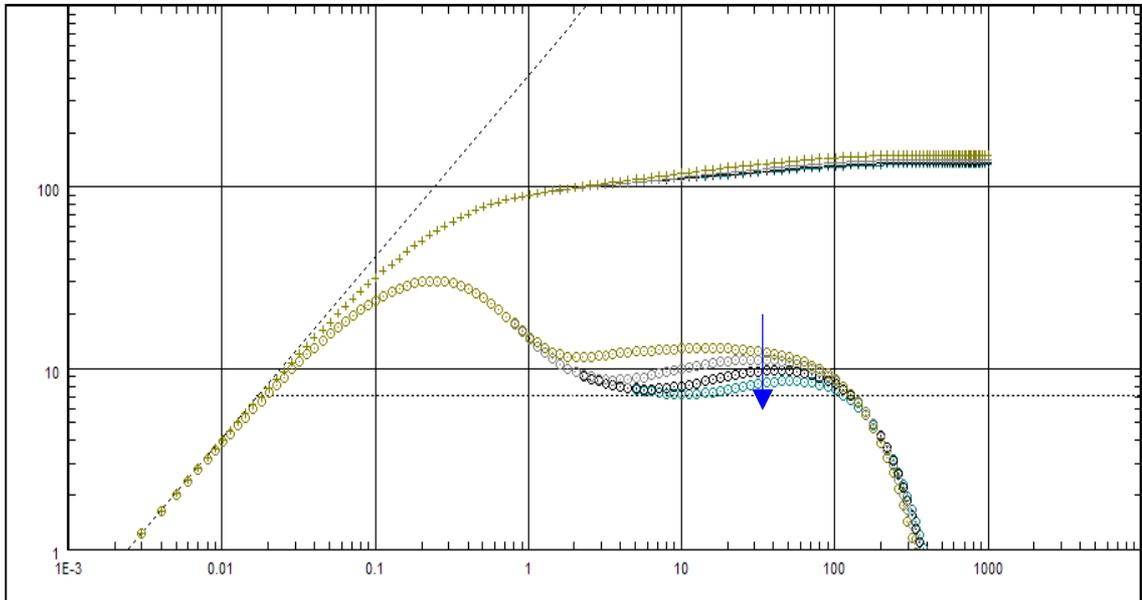


Fig. 4.35: Pressione e derivata della pressione dal periodo di chiusura (BU) in funzione del tempo.

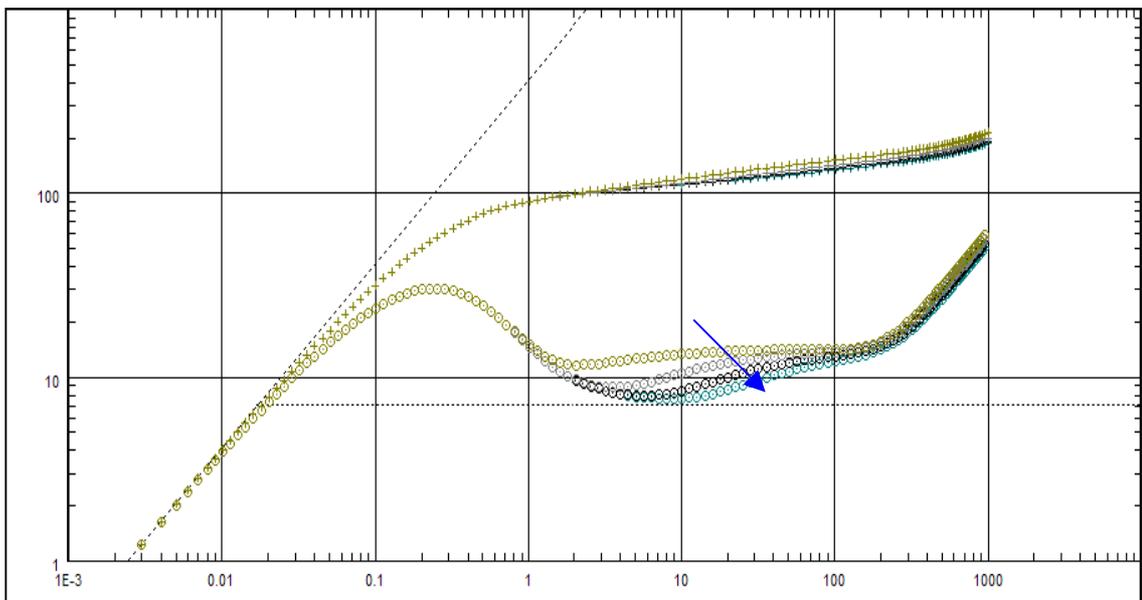


Fig. 4.36: Pressione e derivata della pressione dal periodo di erogazione (DD) in funzione del tempo.

Nelle prove realizzate con posizione della faglia a 2000, 3000 e 4000 ft del pozzo non si sono trovate differenze significative rispetto all'andamento della curva relativa al pozzo posto al centro del giacimento (figure 4.37 e 4.38). Si osserva che, se la posizione della faglia è lo sufficientemente lontana dal pozzo le curve sono qualitativamente le stesse.

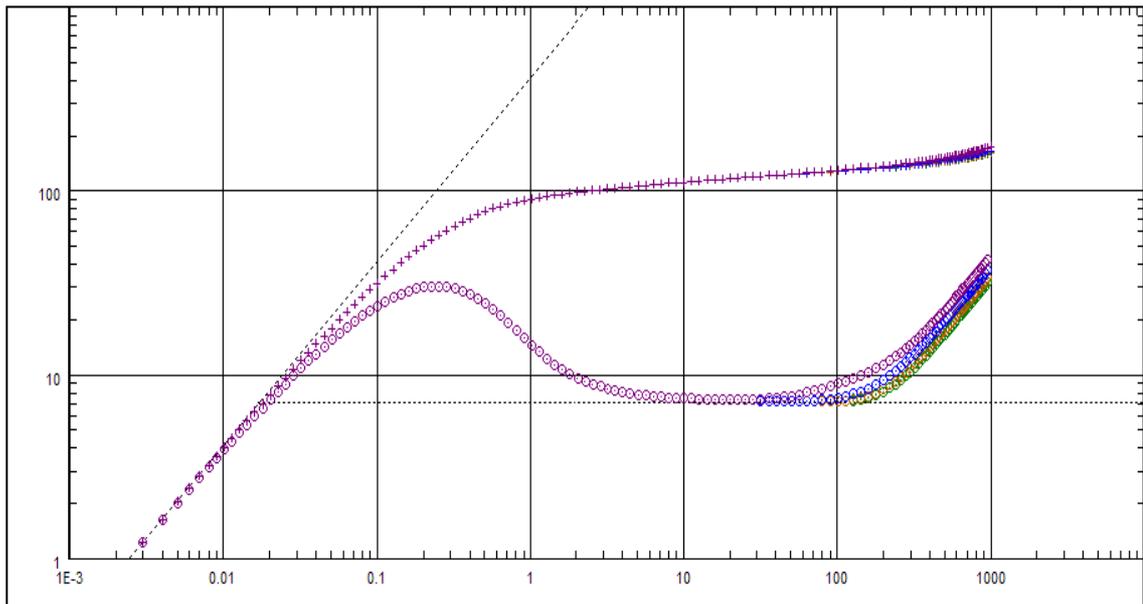


Fig. 4.37: Sovrapposizione delle curve di drawdown

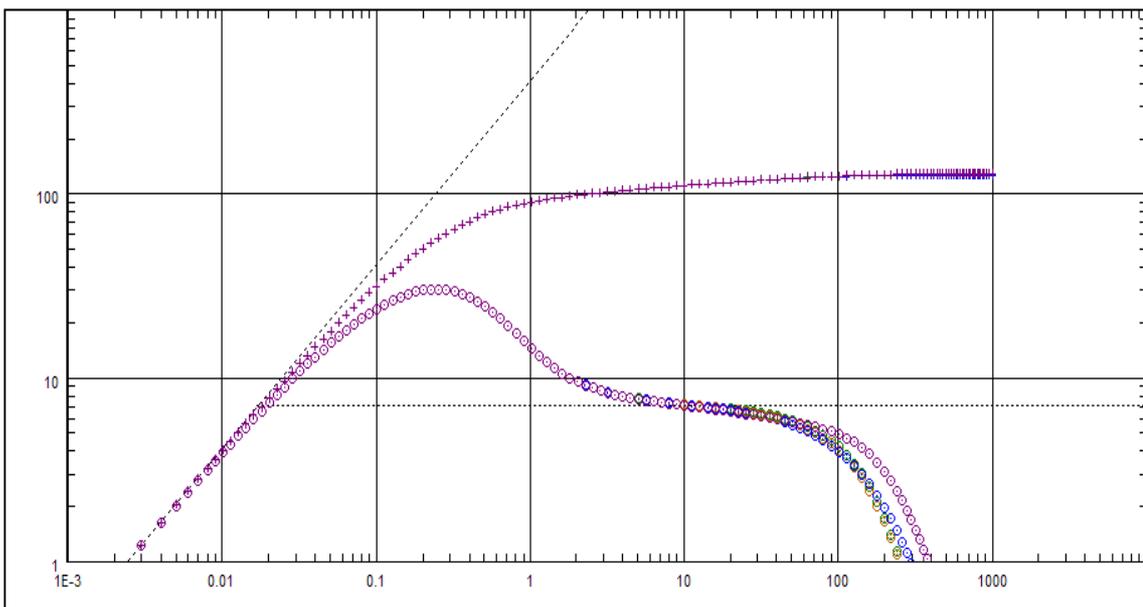


Fig. 4.38: Sovrapposizione delle curve di buildup

4.4 Area di drenaggio parzialmente chiusa da una faglia

4.4.1 Giacimento Circolare 1

4.4.1.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato inizialmente un modello di giacimento di geometria circolare avente un'area di 1805,4 acre (7,31 km²), raggio di 5000 ft (762 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

Il pozzo è stato collocato al centro del giacimento per tutte le prove. L'obiettivo delle analisi è stato quello di studiare la risposta del giacimento in funzione della lunghezza di una faglia impermeabile ubicata a una distanza del pozzo di 750 ft, che delimita parzialmente l'area di drenaggio. La lunghezza della faglia è stata mantenuta sempre inferiore al diametro del giacimento per cui la geometria del giacimento rimane sempre la stessa. La lunghezza della faglia è stata considerata rispettivamente pari a 8000, 6000, 4000, 2000 e 1000 ft. Nella figura 4.39 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*. La figura 4.40 riporta un dettaglio del *grid*.

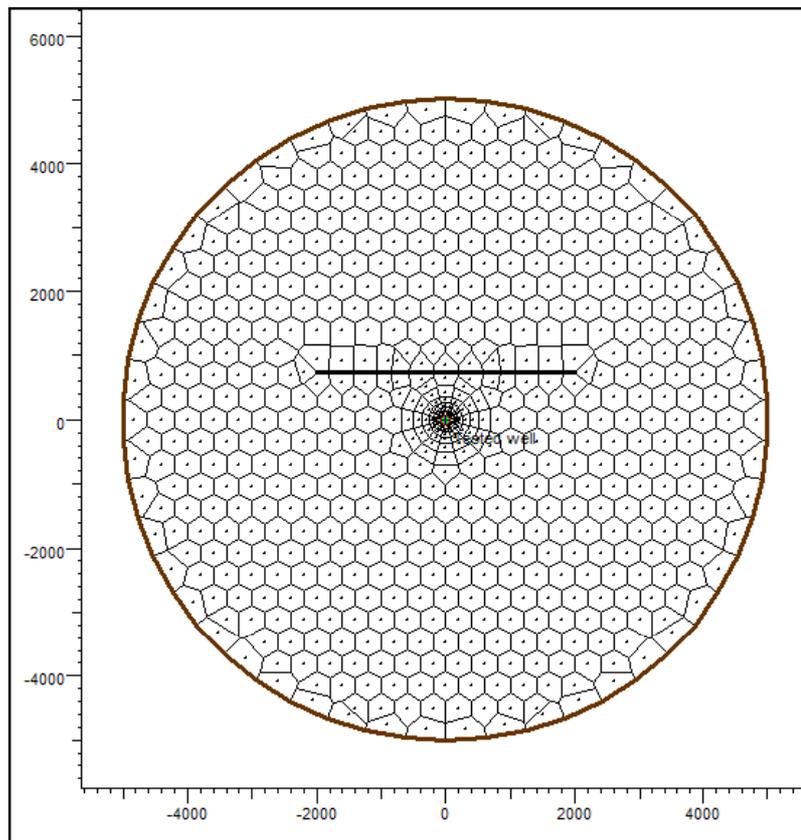


Fig. 4.39: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

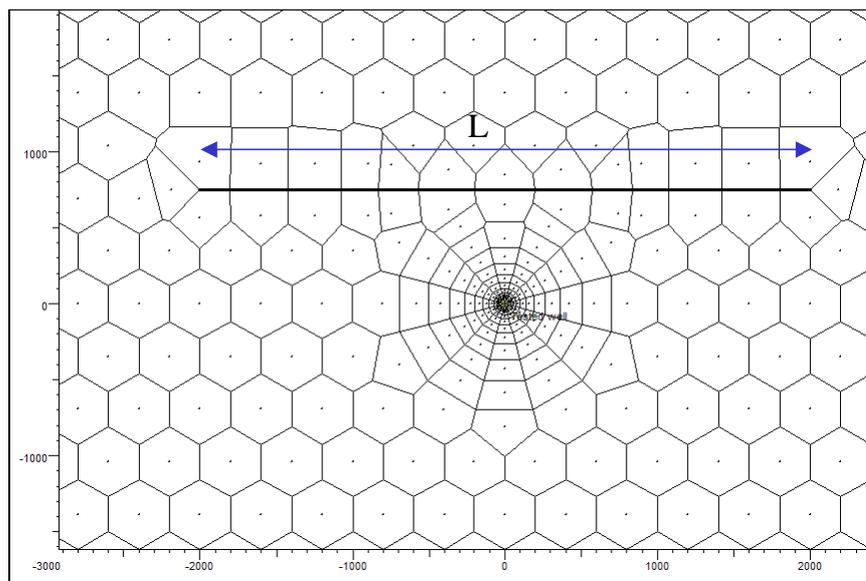


Fig. 4.40: Dettaglio della posizione del pozzo e la faglia

4.4.1.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità k pari a 33.3 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento ed è pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4.35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.4.1.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.7. L'olio è stabilito come olio sottosaturo.

Tab. 4.7: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m ³	800
Fattore di volume	m ³ /m ³ _{sc}	1.2
Viscosità	mPa s	1

4.4.1.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il modello è stato sottoposto a un'erogazione (drawdown, DD) a portata costante, cui ha fatto seguito un periodo di risalita della pressione (Buildup, BU) della stessa durata. La tabella 4.8 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Nella figura 4.41 è riportata la storia produttiva del pozzo e il relativo andamento della pressione a fondo pozzo durante tutta la durata della prova.

Tab. 4.8: Sequenza dei periodi di flusso e portate di olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1500	100
2 (BU)	1500	0

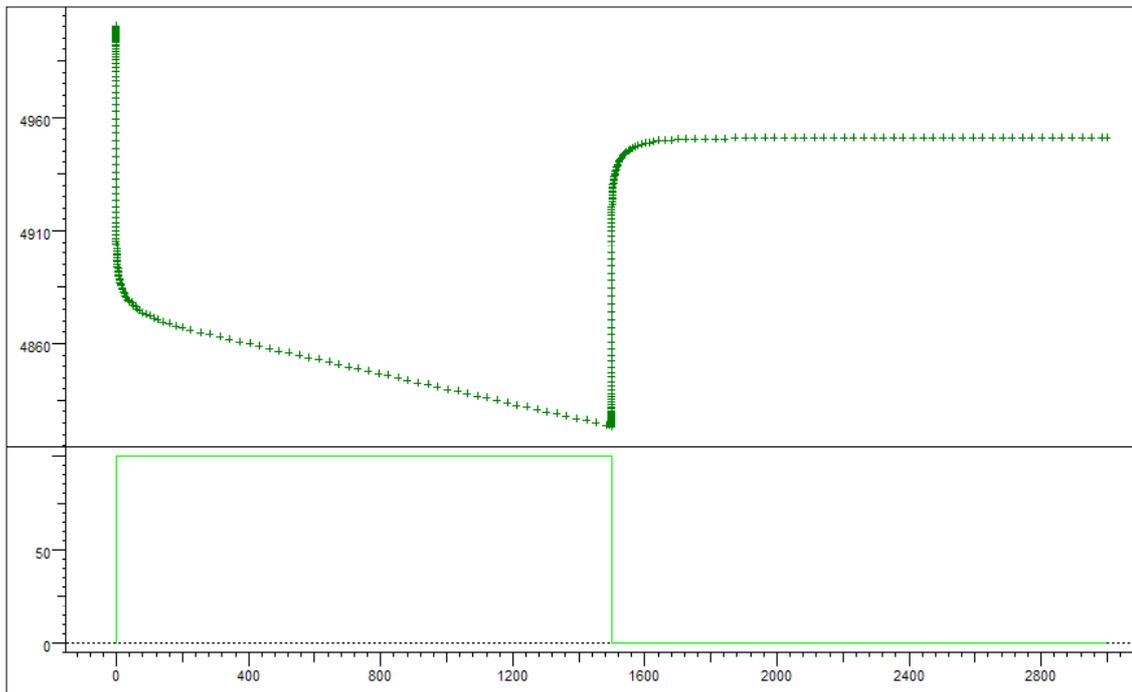


Fig. 4.41: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva e le portate associate

4.4.1.5 Analisi della derivata della pressione

Per tutte le lunghezze della faglia elencate precedentemente viene mostrato, sul grafico diagnostico, l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il kh e quindi la permeabilità imposta alla formazione, uguale a 33,3 mD.

4.4.1.5.1 Lunghezza della faglia, 8000 ft.

Nella figura 4.42 la curva della derivata della pressione del periodo di erogazione mostra 2 stabilizzazioni orizzontali: la prima indica la permeabilità imposta, mentre alla seconda corrisponde un dimezzamento di permeabilità della formazione, provocato dalla presenza della faglia.

La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura (BU) mostra 4 diverse stabilizzazioni orizzontali: la prima e la terza corrispondono al kh assegnato alla formazione, mentre la seconda e la quarta dipendono unicamente dalla sovrapposizione degli effetti, ma potrebbero essere interpretati come un comportamento di un modello *radial composite*.

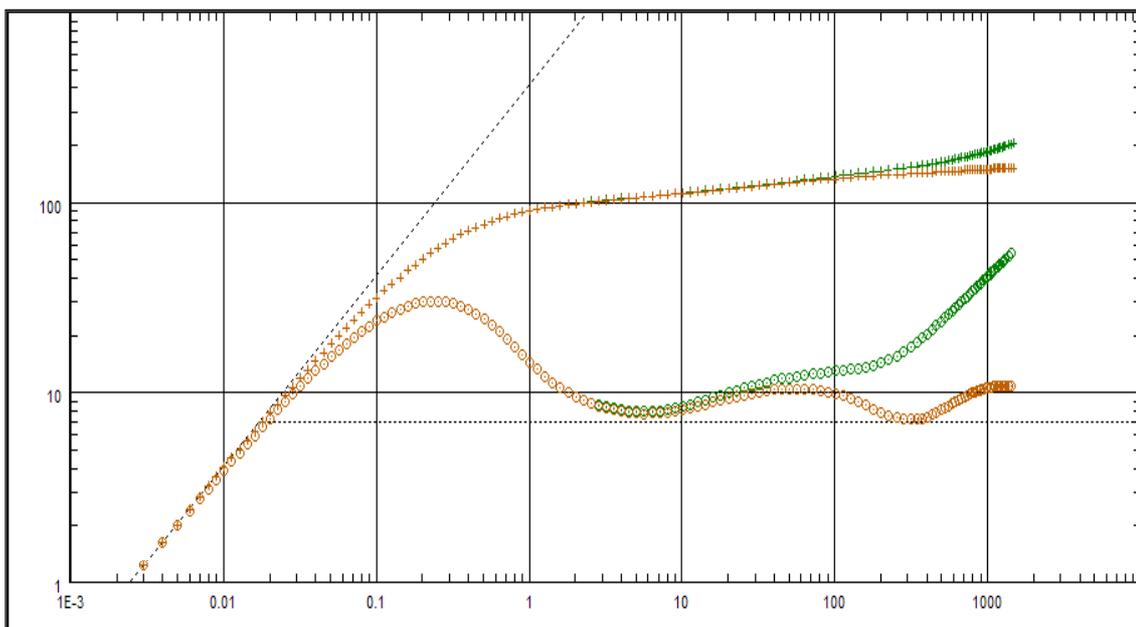


Fig. 4.42: Pressione e derivate della pressione

La figura 4.43 mostra il disturbo di pressione dopo 150 ore di prova, quando il disturbo sembra raggiungere i limiti del giacimento e l'andamento della curva della derivata del periodo di chiusura (BU) comincia a declinare. La figura 4.44 mostra il disturbo di pressione dopo 320 ore di prova, quando il disturbo si estende ai veri bordi del giacimento.

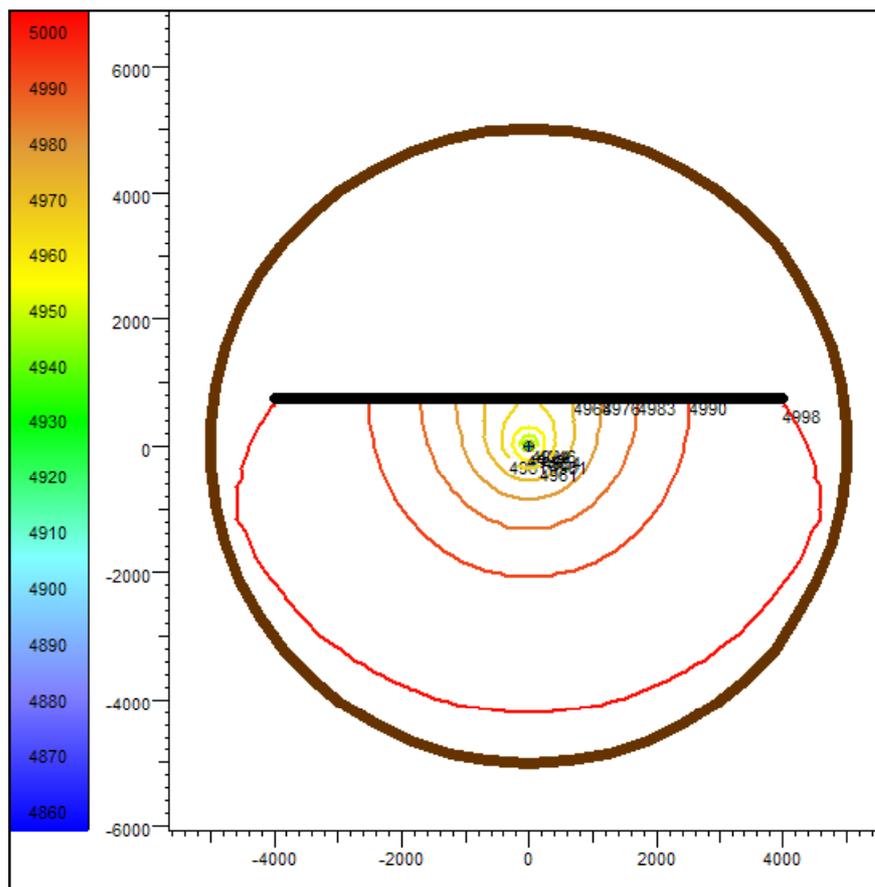


Fig. 4.43: Linee Isobare a $t = 150$ ore

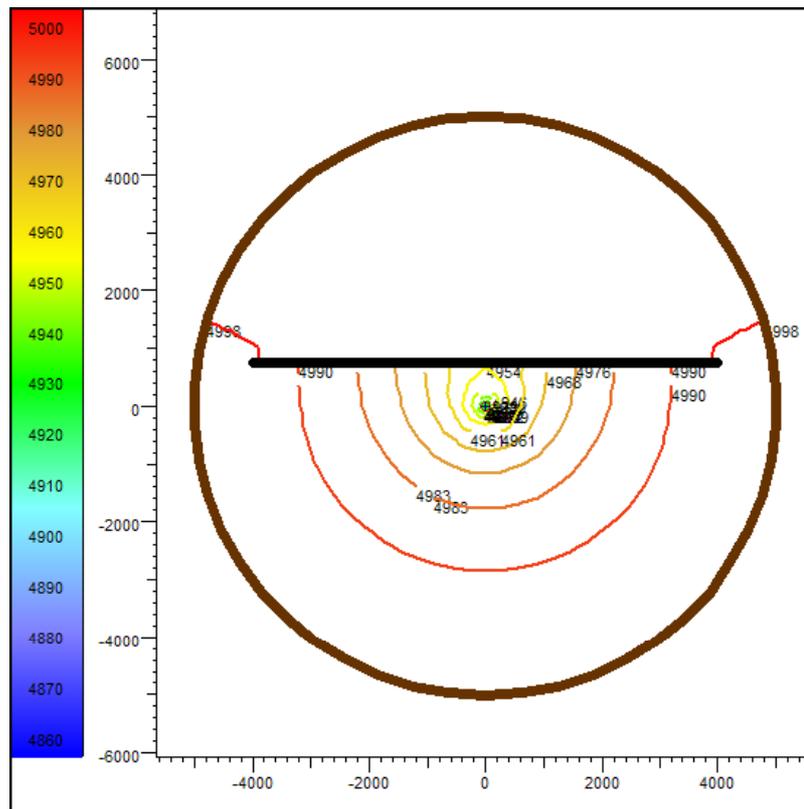


Fig. 4.44: Linee Isobare a $t = 320$ ore

4.4.1.5.2 Lunghezza della faglia, 6000 ft

L'andamento delle curve della derivata della pressione mostrate nella figura 4.45 mantengono gli stessi andamenti del caso precedente ($L=8000$ ft). La sovrapposizione delle curve è mostrata nella figura 4.46. La curva della derivata del periodo di erogazione (DD) mostra due stabilizzazioni orizzontali prima di risentire dei limiti del giacimento (pendenza 1). La curva della derivata del periodo di chiusura (BU) registra tre stabilizzazioni orizzontali, invece di quattro come succede nel caso della barriera di 8000 ft di lunghezza.

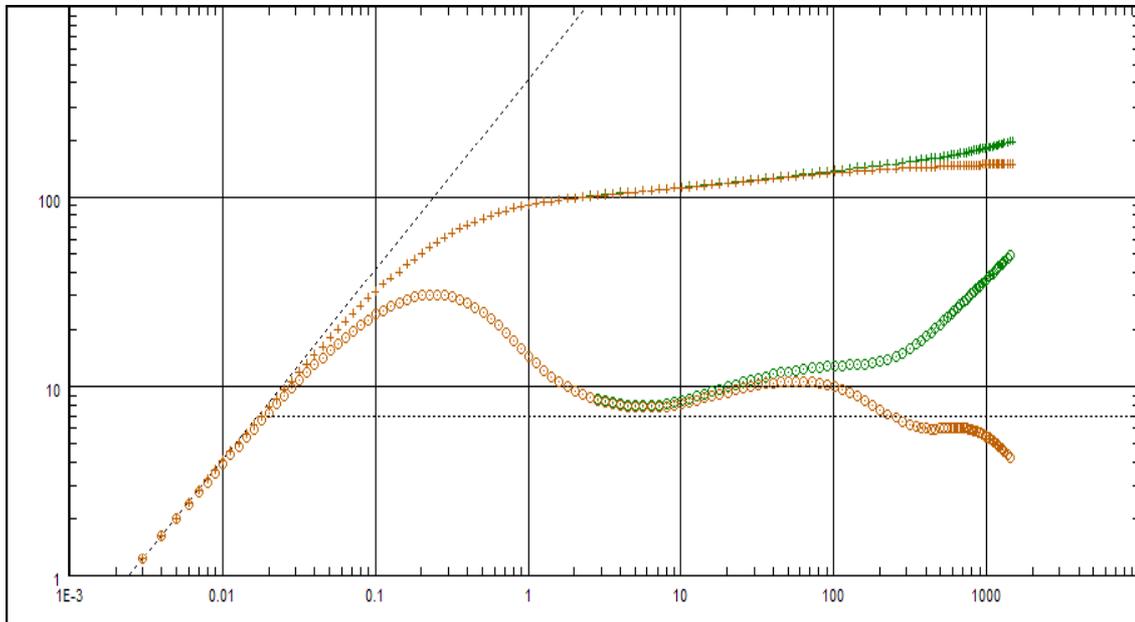


Fig. 4.45: Pressione e derivate della pressione

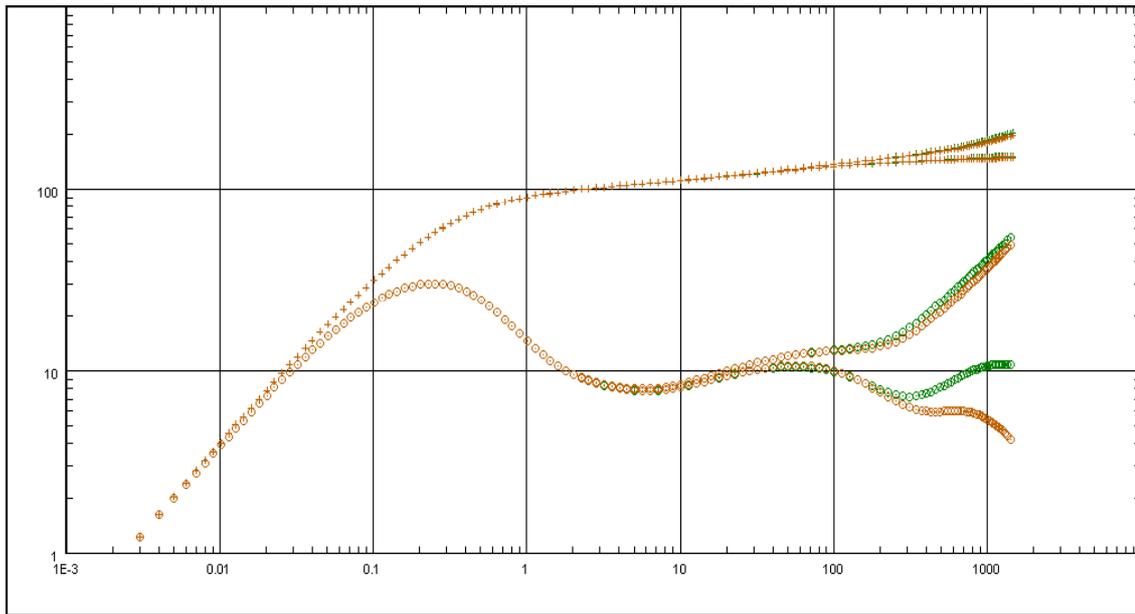


Fig. 4.46: Sovrapposizione delle curve di pressione e le sue derivate, barriera di 8000 ft (verde) e di 6000 ft (arancio)

4.4.1.5.3 Lunghezza della faglia, 4000 ft

Nella figura 4.47 la curva che descrive la derivata del periodo di flusso mantiene le stesse pendenze registrate nei casi precedenti; due stabilizzazioni orizzontali separate da un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$. La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura (BU) esibisce due stabilizzazioni orizzontali, di cui la prima coincidente con il valore imposto di permeabilità, mentre la seconda non ha particolare significato in relazione alla geometria del giacimento.

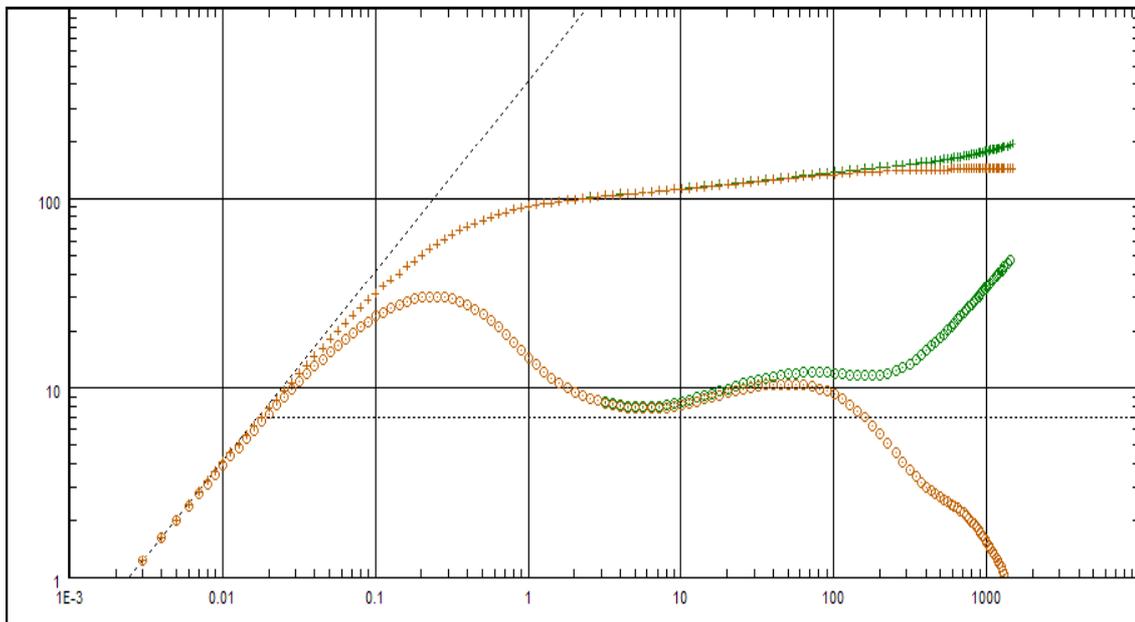


Fig. 4.47: Pressione e derivate della pressione

4.4.1.5.4 Lunghezza della faglia, 2000 ft

Nella figura 4.48 la derivata della pressione relativa al periodo di erogazione evidenzia tre stabilizzazioni orizzontali. La derivata della pressione del periodo di chiusura indica invece due stabilizzazioni orizzontali. In tutti i casi solo la prima è indicativa del kh della formazione.

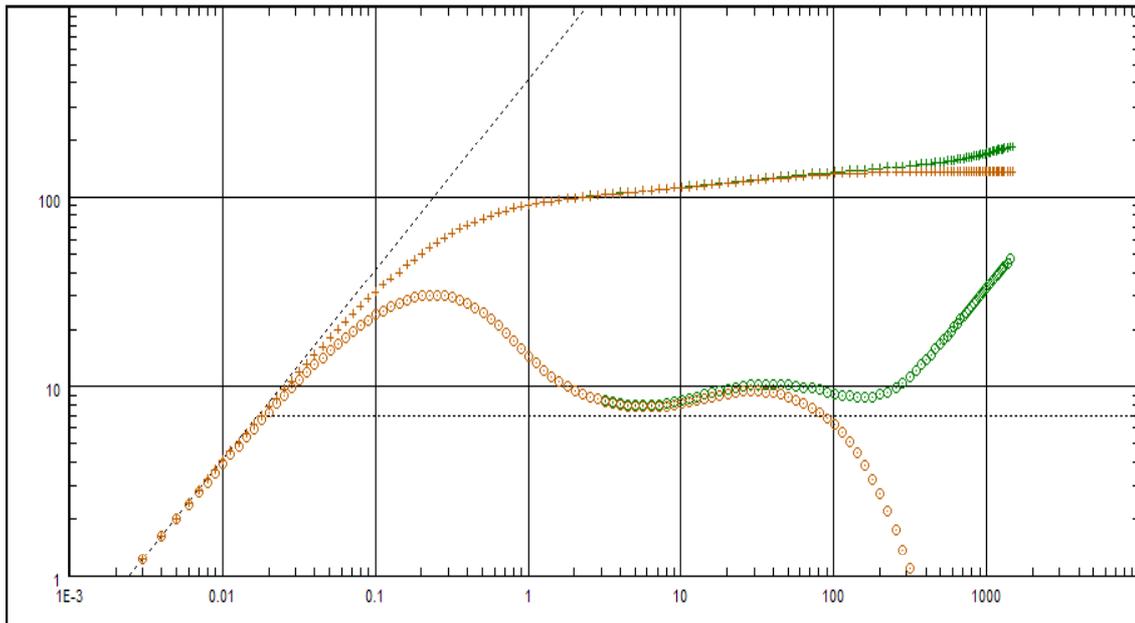


Fig. 4.48: Pressione e derivate della pressione

4.4.1.5 Lunghezza della faglia, 1000 ft

Nella figura 4.49 la derivata della pressione del periodo di erogazione e della chiusura mostrano sostanzialmente un'unica stabilizzazione orizzontale, ovvero la lunghezza della faglia è tale per cui la presenza della faglia non è quasi rilevabile. L'influenza della lunghezza di una barriera ubicata in posizione vicina al pozzo sugli andamenti della derivata della pressione dipende, come atteso, dalla estensione della faglia stessa. Le risposte ottenute mostrano come gli andamenti dei diversi periodi di flusso possano essere interpretati in maniera molto diversa. Le curve della derivata di pressione del periodo di chiusura mostrano stabilizzazioni multiple il cui numero diminuisce al diminuire della lunghezza della barriera.

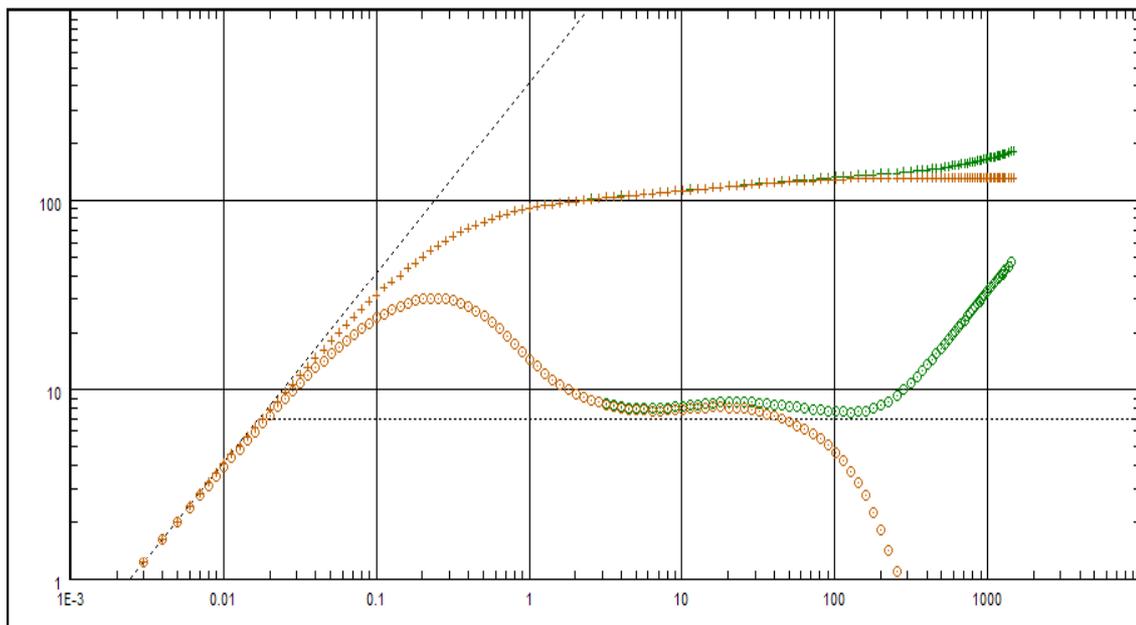


Fig. 4.49: Pressione e derivate della pressione

4.4.2 Giacimento Circolare 2

4.4.2.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato un modello di giacimento di geometria circolare avente un'area di 649,945 acre (2,63 km²), raggio di 3000 ft (914,4 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

All'interno dell'area di drenaggio, il pozzo è stato collocato al centro del giacimento. L'obiettivo delle prove è stato quello di studiare la risposta del giacimento in funzione delle caratteristiche dell'olio che satura la roccia. Nella figura 4.8 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*.

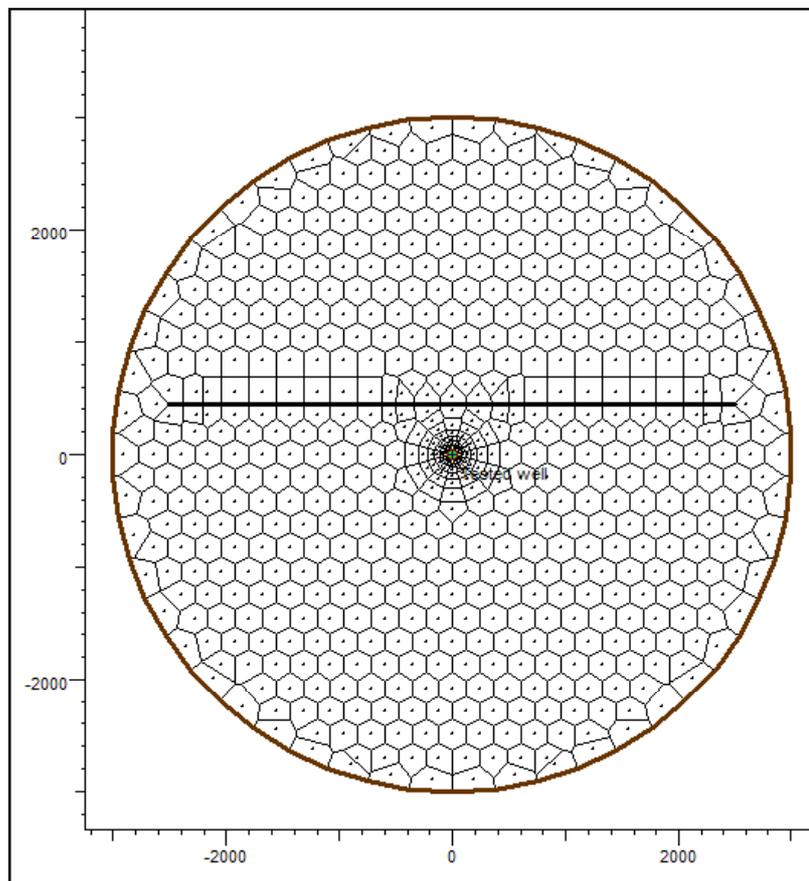


Fig. 4.50: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.4.2.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità k pari a 200 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento ed è pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4.35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.4.2.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.9. L'olio è sottosaturo.

Tab. 4.9: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m³	615,4
Fattore di volume	m³/m³_{sc}	1,3
Viscosità	mPa s	15

4.4.2.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il pozzo è stato sottoposto a un periodo di erogazione (o drawdown, DD) a portata costante e un periodo di chiusura (o buildup, BU) consecutivo con la stessa durata. La tabella 4.10 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Nella figura 4.51 è riportato un esempio di risposta di pressione in funzione delle portate elencate nella tabella 4.10.

Tab. 4.10: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	5000	100
2 (BU)	5000	0

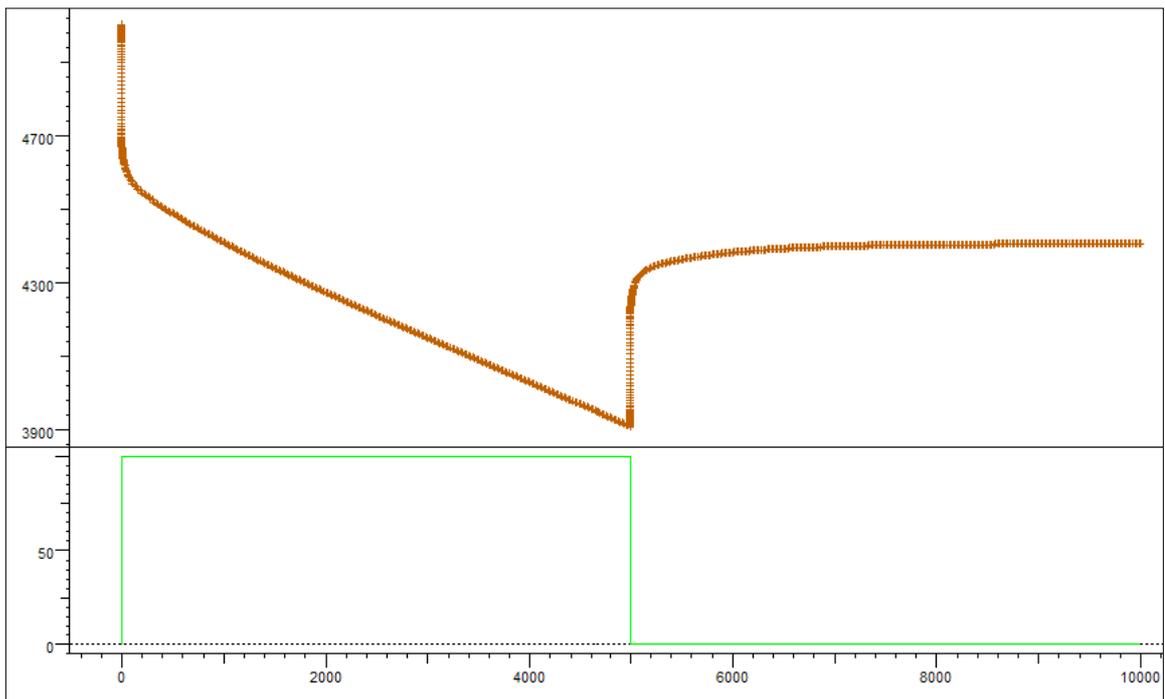


Fig. 4.51: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva e le portate associate

4.4.2.5 Analisi della derivata della pressione

Nella figura 4.52 viene mostrato l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il kh e quindi la permeabilità imposta alla formazione, uguale a 33,3 mD.

4.4.2.5.1 Lunghezza della faglia, 5000 ft

La risposta ottenuta (figura 4.52) mantiene lo stesso andamento della risposta ottenuta nel caso della figura 4.42, che illustrava la risposta di un giacimento mineralizzato a olio con caratteristiche diverse. Nella figura 4.53 si riportano gli andamenti ottenuti per le due prove descritte, quella in arancio rappresenta la curva ottenuta per la geometria descritta nel modello giacimento circolare 1 e quella verde l'attuale.

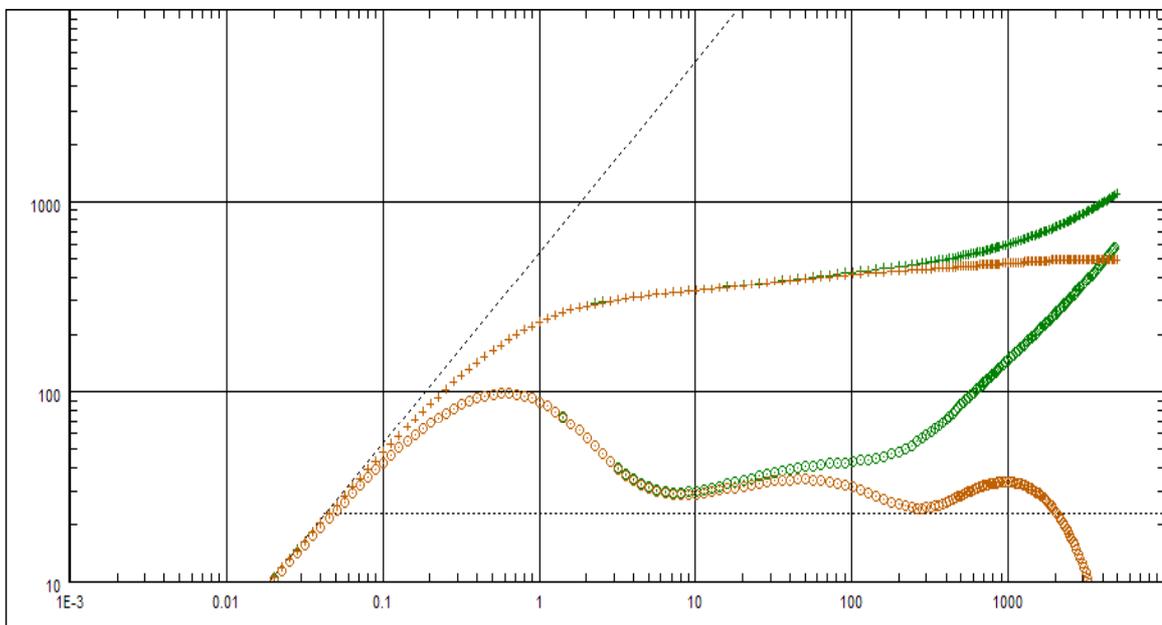


Fig. 4.52: Pressione e derivate della pressione

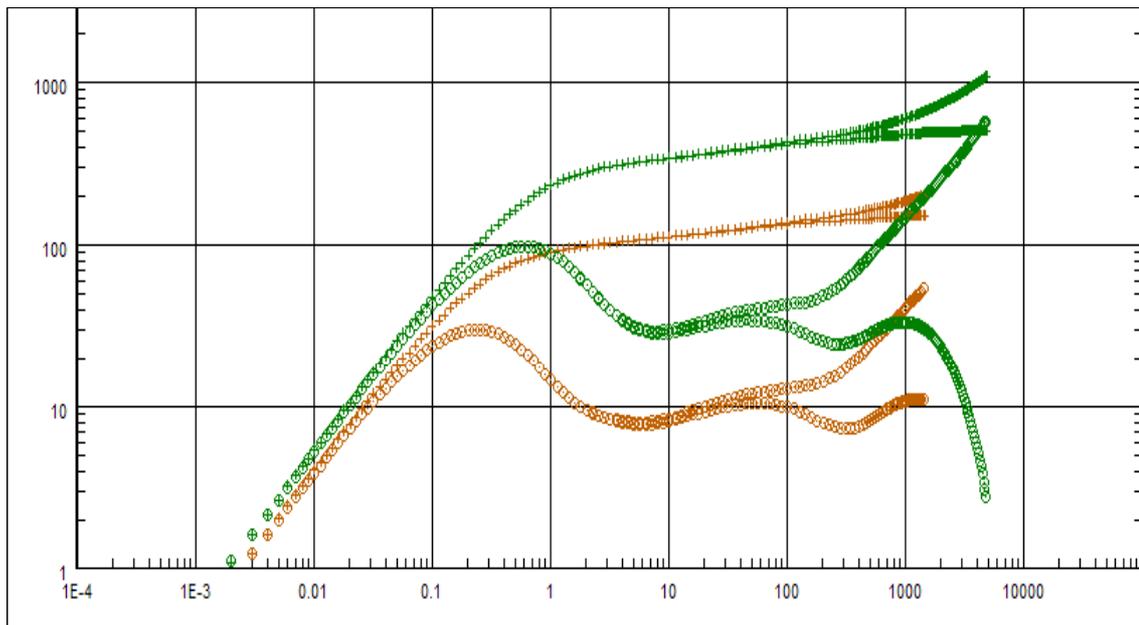


Fig. 4.53: Pressione e derivate della pressione. Sovrapposizione delle figure 4.42 e 4.52

4.4.3 Giacimento Quadrato

4.4.3.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato un modello di giacimento di geometria quadrata avente un'area di 1469,24 acre (5,95 km²), lunghezza dei lati di 8000 ft (2538,4 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

All'interno dell'area di drenaggio, il pozzo è stato collocato in posizione centrale per tutte le prove. L'obiettivo delle prove è stato quello di studiare la risposta del giacimento in funzione della lunghezza di una faglia ubicata a una distanza dal pozzo di 600 ft. Le dimensioni della faglia considerate sono rispettivamente 7000, 5000, 3000 ft. Nella figura 4.54 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*.

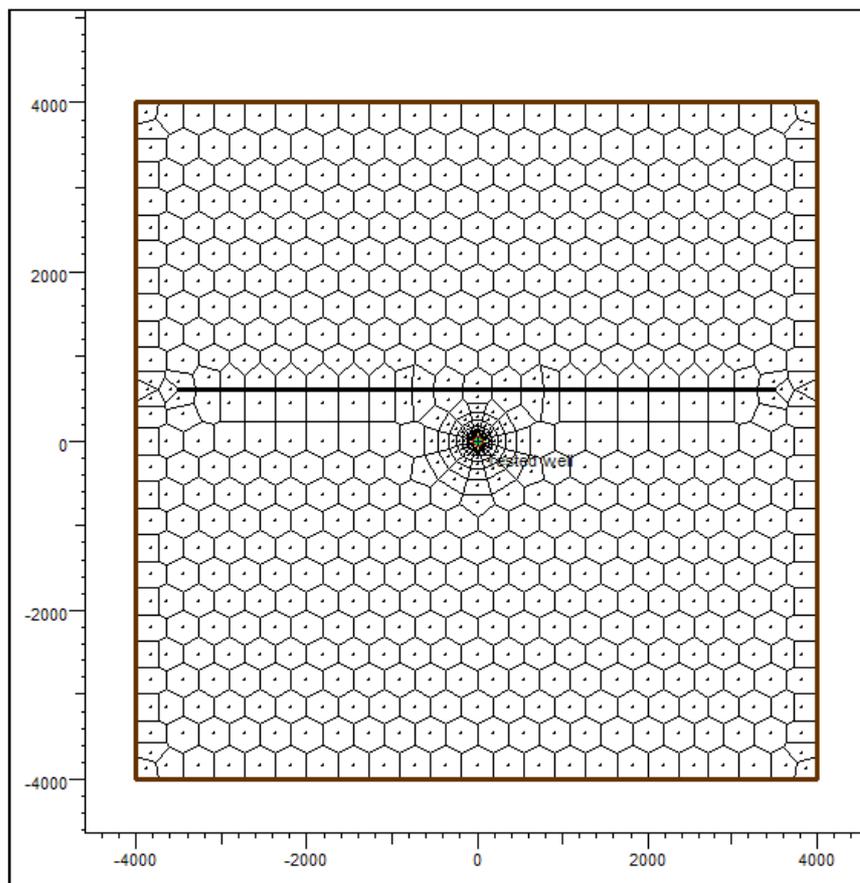


Fig. 4.54: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.4.3.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità k pari a 60 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento ed è pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4.35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.7 bar) e la temperatura di 100°C.

4.4.3.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.11. L'olio è sottosaturo.

Tab. 4.11: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m ³	700
Fattore di volume	m ³ /m ³ _{sc}	1.6
Viscosità	mPa s	5

4.4.3.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il pozzo è stato sottoposto a un periodo di erogazione (o drawdown, DD) a portata costante e un periodo di chiusura (o buildup, BU) consecutivo con la stessa durata. La tabella 4.12 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Nella figura 4.55 è riportata un esempio di risposta di pressione.

Tab. 4.12: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1500	100
2 (BU)	1500	0

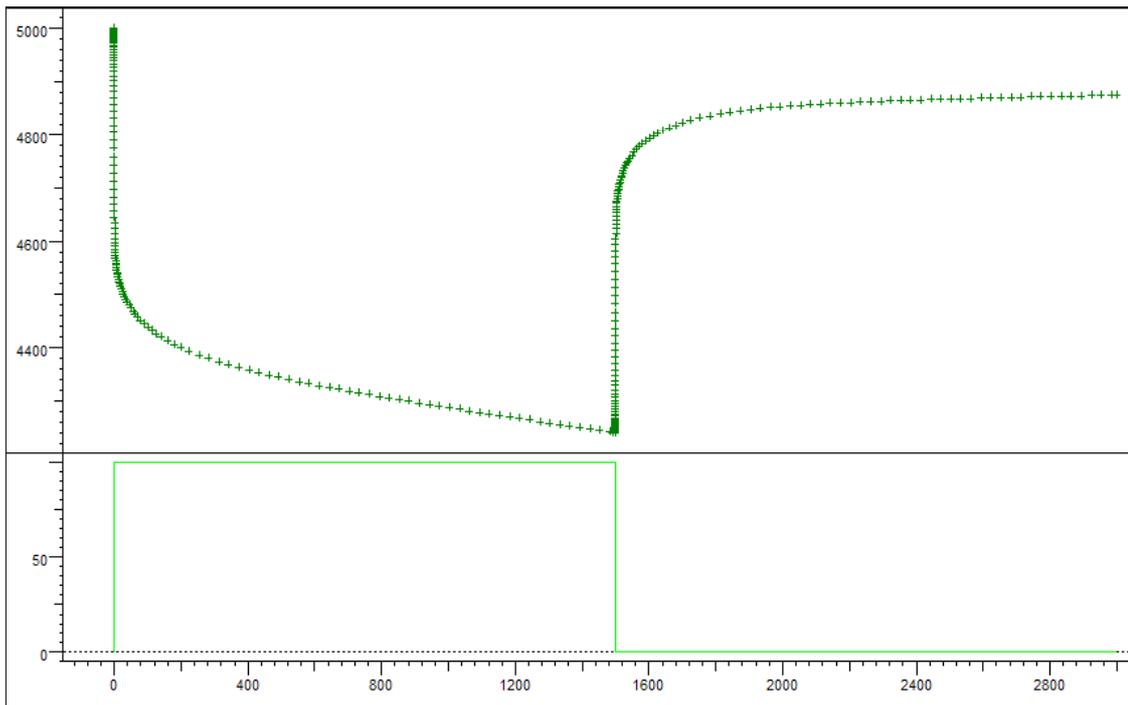


Fig. 4.55: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva e le portate associate

4.4.3.4.1 Lunghezza della faglia, 7000 ft.

Nella figura 4.56 la curva della derivata della pressione relativa al periodo di erogazione mostra 2 stabilizzazioni orizzontali: la prima consente di individuare la permeabilità imposta alla formazione, la seconda indica un dimezzamento della permeabilità della formazione, provocato dalla presenza della faglia, che corrisponde alla risposta attesa del modello analitico.

La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura mostra invece 4 stabilizzazioni orizzontali successive, di cui la prima e la terza corrispondono al kh , mentre la seconda e la quarta mostrano un valore che non è attinente alle caratteristiche petrofisiche della formazione. Inoltre l'andamento della curva della derivata del periodo di chiusura potrebbe corrispondere al comportamento di un modello *radial composite*.

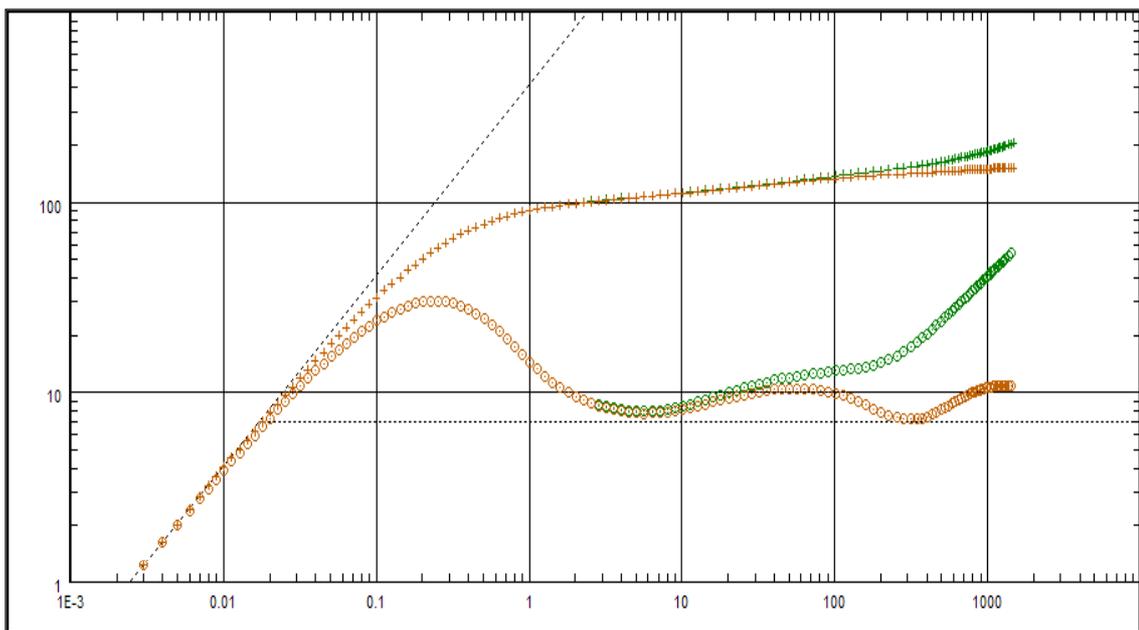


Fig. 4.56: Pressione e derivate della pressione. Lunghezza, 7000 ft.

4.4.3.4.2 Lunghezza della faglia, 5000 ft.

La figura 4.57 mostra come l'andamento delle curve mantenga la stessa evoluzione verificata nel caso precedente. La derivata del periodo di chiusura mostra due stabilizzazioni orizzontali. La curva di declino registra invece tre stabilizzazioni orizzontali.

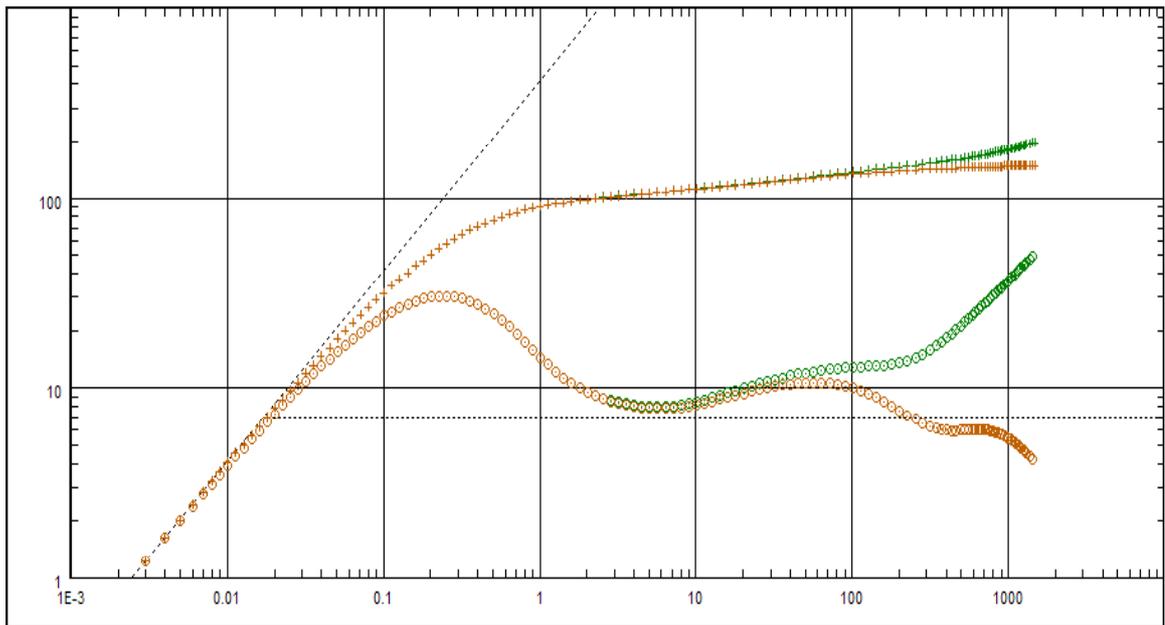


Fig. 4.57: Pressione e derivate della pressione

4.4.3.4.3 Lunghezza della faglia, 3000 ft

Nella figura 4.58 la curva che descrive la derivata della pressione mantiene le stesse pendenze registrate nei casi precedenti; due stabilizzazione orizzontali separate da un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{4}$. La curva della derivata della pressione del periodo di chiusura mostra due stabilizzazione orizzontali senza attinenza con il kh assegnato.

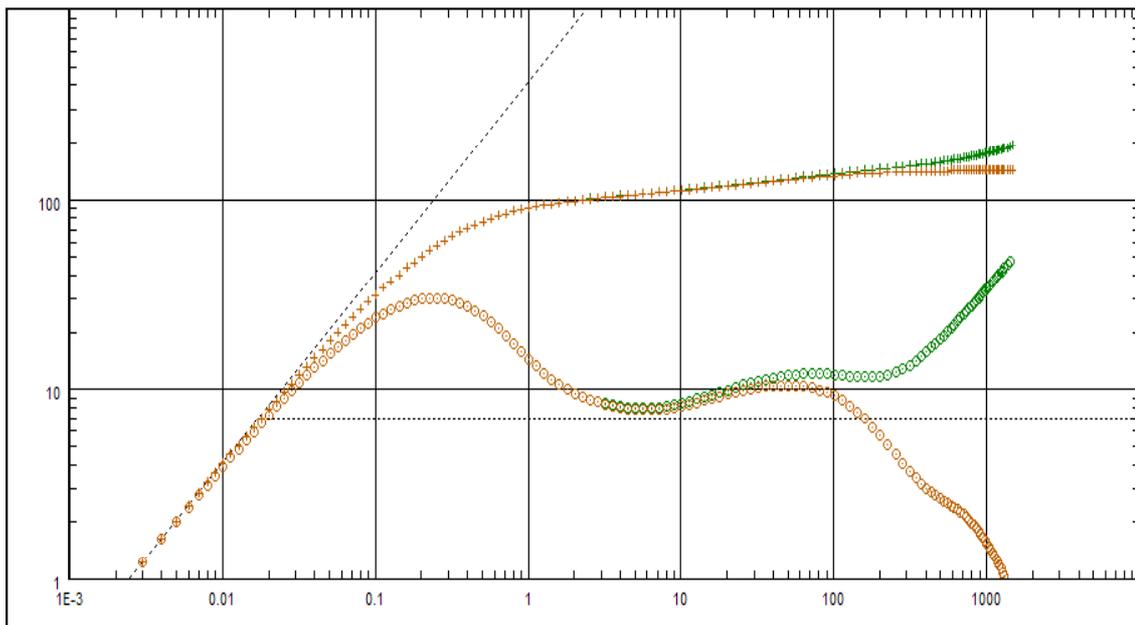


Fig. 4.58: Pressione e derivate della pressione

A titolo di confronto nella figura 4.59 si riportano le curve derivate della pressione del periodo di chiusura ed erogazione per il caso di giacimento circolare 1 e lunghezza della faglia pari a 8000 ft (verde) e quella del caso di giacimento quadrato e barriera di lunghezza pari a 7000 ft (arancio). Conviene ricordare che i giacimenti presentano diversi valori di permeabilità.

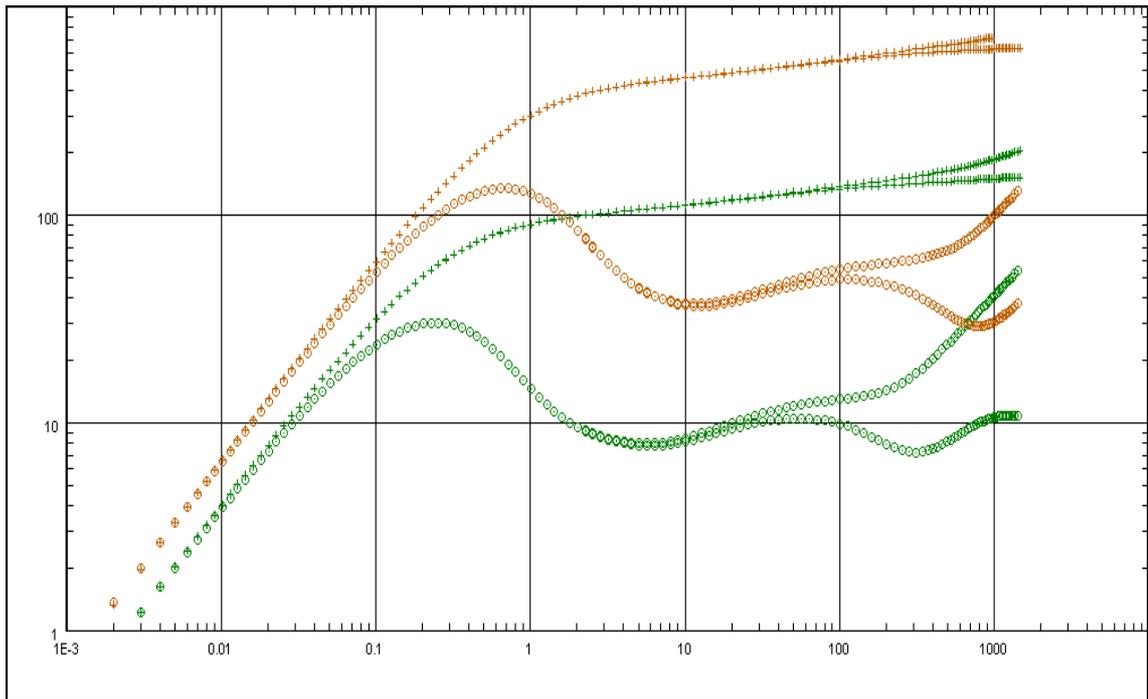


Fig. 4.59: Pressione e derivate della pressione. Sovrapposizione delle figure 4.42 e 4.57

4.5 Effetto di un bordo a pressione costante

4.4.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

È stato considerato inizialmente un modello di giacimento di geometria circolare avente un'area di 1805,4 acre ($7,3 \text{ km}^2$), raggio di 5000 ft (762 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

Il pozzo è stato collocato al centro geometrico del giacimento per tutte le prove. È stata considerata una barriera a pressione costante con un angolo di copertura Φ rispettivamente di 60° e 120° . Nella figura 4.60 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*. La barriera di pressione viene rappresentata in blu.

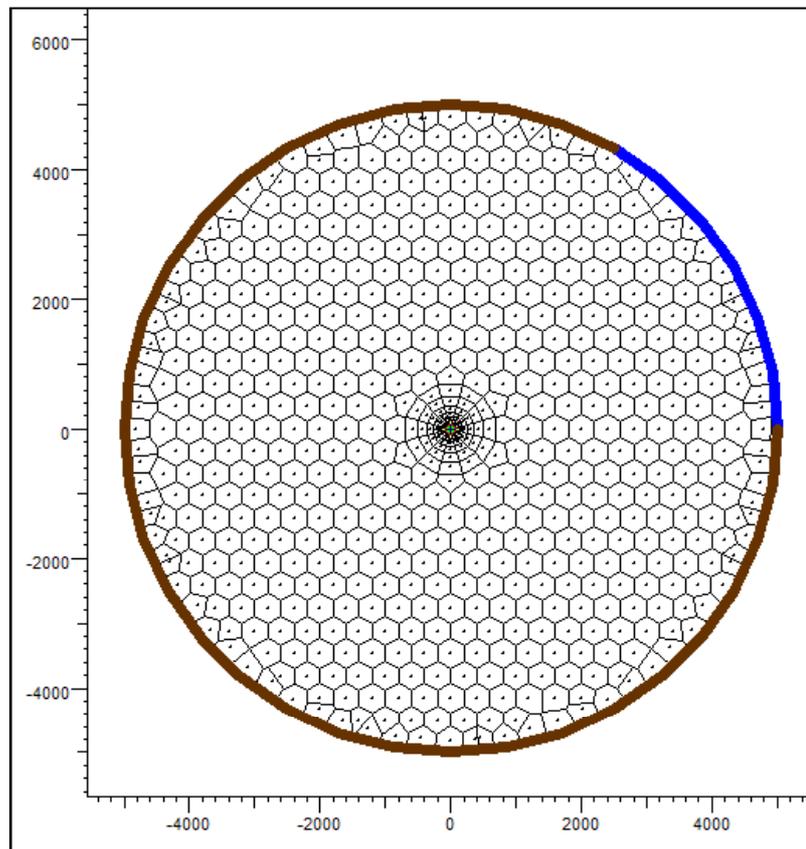


Fig. 4.60: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.4.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità pari a 33.3 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento ed è pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4.35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.4.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.13. L'olio è sottosaturo.

Tab. 4.13: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m³	800
Fattore di volume	m³/m³_{sc}	1,2
Viscosità	mPa s	1

4.4.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il modello è stato sottoposto a un periodo di erogazione (o drawdown, DD) a portata costante e cui ha fatto seguito un periodo di chiusura (o buildup, BU) della stessa durata. La tabella 4.14 mostra i valori della portata per ogni periodo e la durata delle prove. Nella figura 4.61 è riportata un esempio di risposta di pressione ottenuta per la geometria mostrata nella figura 4.60 e le portate elencate nella tabella 4.14.

Tab. 4.14: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (Ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1000	100
2 (BU)	1000	0

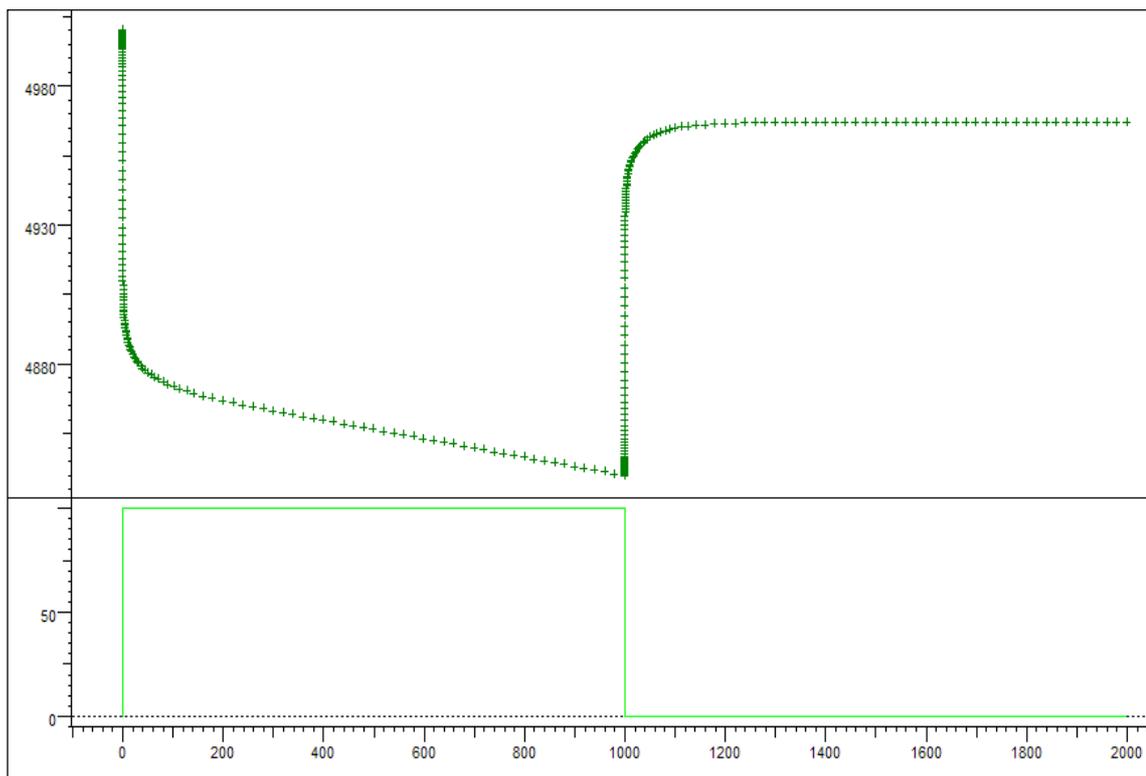


Fig. 4.61: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva e le portate associate

4.4.5 Analisi della derivata della pressione

Nella figura 4.62 viene mostrato l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il kh e quindi la permeabilità imposta alla formazione, uguale a 33,3 mD.

4.5.5.1.1 Barriera di pressione, $\Phi=60^\circ$

Dal grafico della derivata della pressione (figura 4.62) si osserva come le curve del periodo di erogazione e il periodo di chiusura mostrino lo stesso andamento. Il valore di permeabilità ottenuto mostra il valore imposto. La parte finale della prova mostra un andamento lineare di pendenza unitaria, caratteristico di un modello di giacimento chiuso con limiti impermeabili. La presenza di una barriera di pressione che agisce solo per un breve tratto del bordo del giacimento è caratteristica di alcuni giacimenti con un acquifero debole

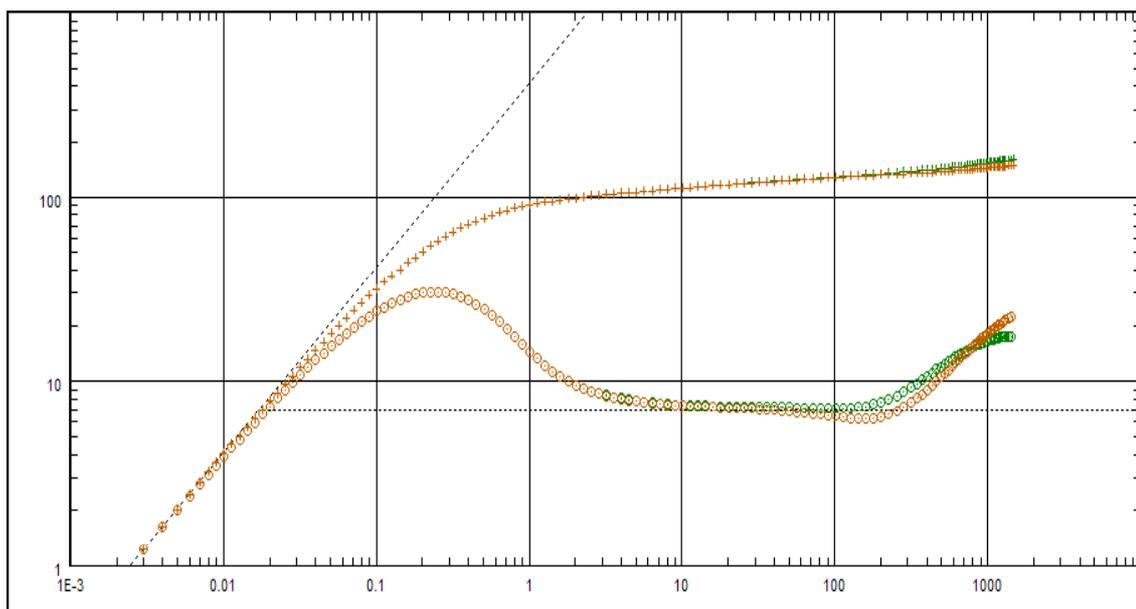


Fig. 4.62: Pressione e derivate della pressione. Barriera di pressione, $\Phi=60^\circ$

La figura 4.63 mostra il disturbo di pressione dopo 240 ore di prova; si nota che le isobare cominciano a perdere la loro forme circolare, cio cominciano a risentire della presenza del bordo. La figura 4.64 mostra il disturbo di pressione dopo 960 ore di prova.

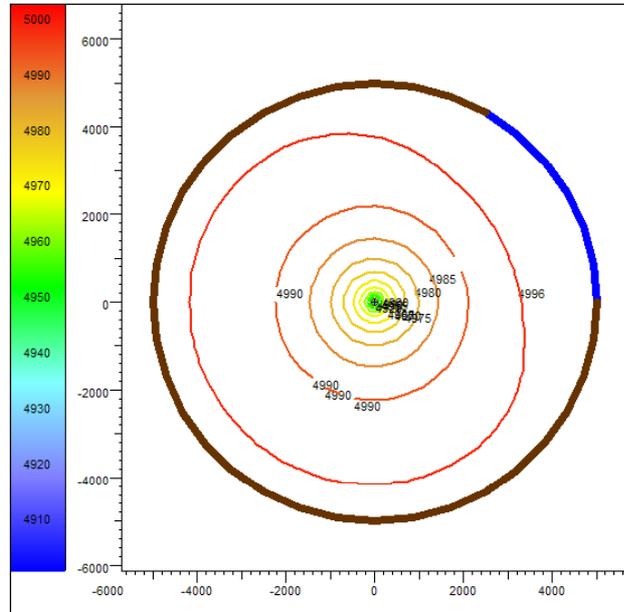


Fig. 4.63: Linee Isobare a t = 240 ore. Barriera di pressione, $\Phi=60^\circ$

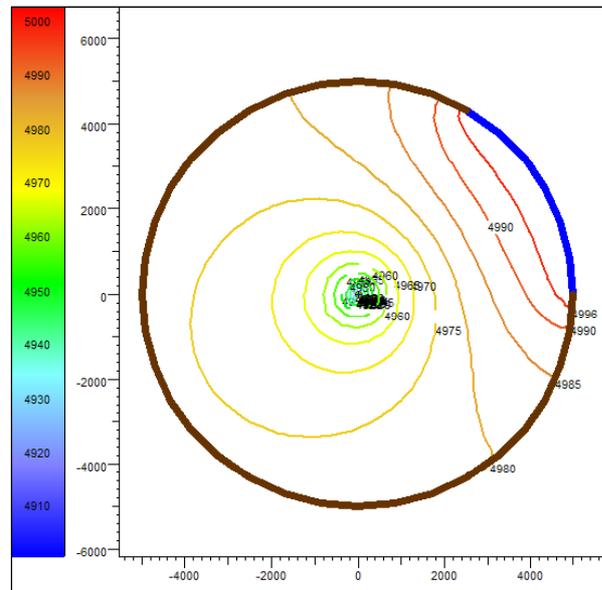


Fig. 4.64: Linee Isobare a t = 960 ore. Barriera di pressione, $\Phi=60^\circ$

4.5.5.1.2 Barriera di pressione, $\Phi=120^\circ$

Nella figura 4.65 si osserva come la curva della derivata del periodo di erogazione mostra due stabilizzazioni orizzontali; la prima indica il valore di permeabilità impostato. Il periodo corrispondente alla risalita della pressione mostra una seconda stabilizzazione orizzontale che fornisce un valore di kh pari a 16,3 mD (dimezzamento del kh della formazione, caratteristica del modello di barriera singola).

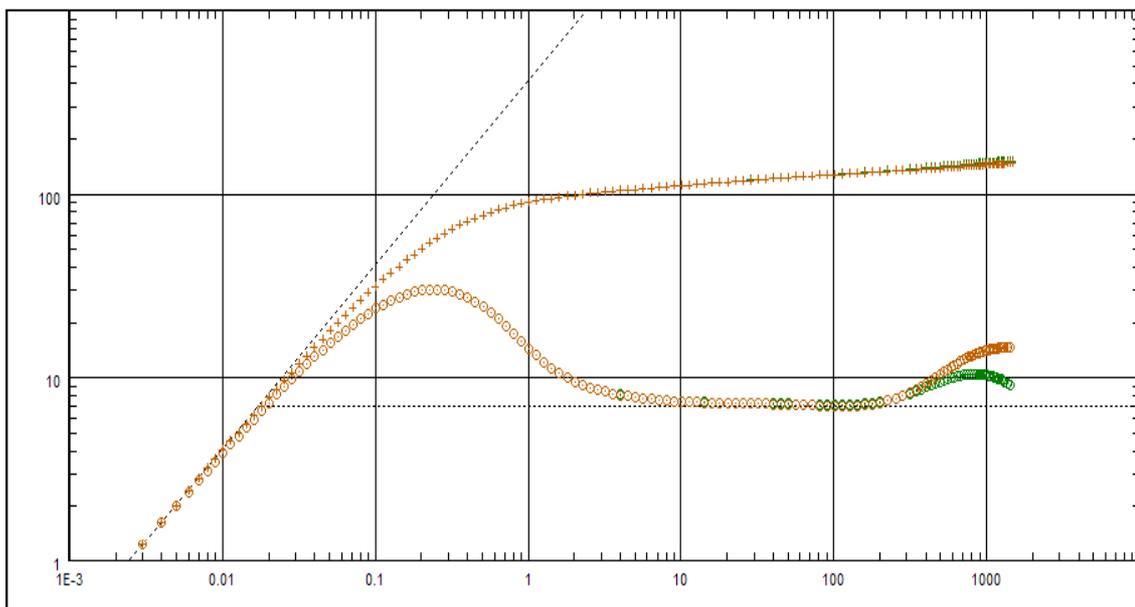


Fig. 4.65: Pressione e derivate della pressione

Le prove effettuate per angoli da 180° fino a 360° dimostrano che quando la bordo a pressione costante copre un angolo superiore ai 180° la risposta del giacimento è uguale al modello analitico con barriera di pressione costante (*constant pressure boundaries*). La figura 4.66 mostra la risposta di pressione e relativa derivata ottenuta per un angolo di 240° .

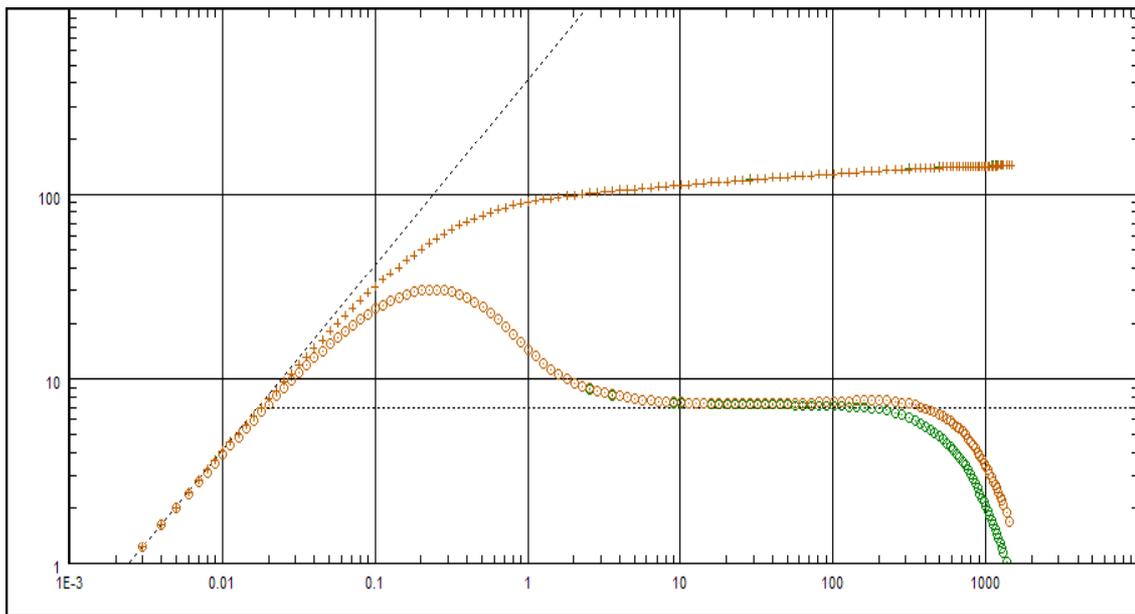


Fig. 4.66: Pressione e derivate della pressione. Barriera di pressione, $\Phi = 240^\circ$

4.6 Giacimento a forma di canale con pozzo iniettore

4.4.1 Caratteristiche geometriche del giacimento

La geometria considerata in questa prova simula un canale di lunghezza infinita e di ampiezza uguale a 2000 ft (609,6 m) e spessore produttivo di 30 ft (9,14 m).

All'interno dell'area di drenaggio il pozzo è stato collocato nel centro del canale per tutte le prove. Ad una distanza L dal pozzo produttore è stato inserito un pozzo iniettore, inizialmente distante 1000 ft dal pozzo produttore. Lo studio è consistito nel far variare la posizione del pozzo iniettore allontanandosi del pozzo produttore rispettivamente di 1000, 2000, 3000 e 4000 ft. Nella figura 4.67 è riportata la geometria del modello considerato e la suddivisione in celle secondo il *Voronoi grid*.

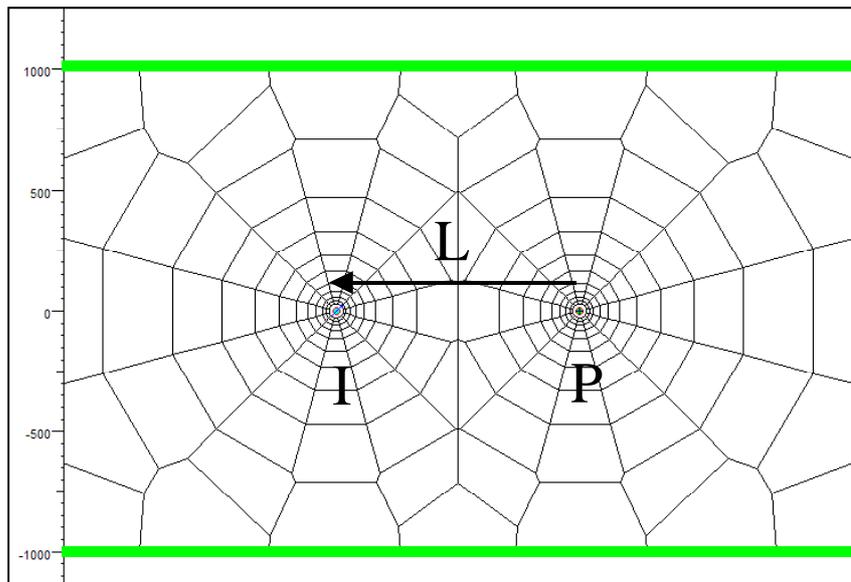


Fig. 4.67: Geometria del giacimento e Voronoi Grid

4.4.2 Proprietà petrofisiche della roccia serbatoio.

Si è ipotizzato che il mezzo poroso fosse omogeneo ed isotropo, con porosità ϕ pari al 10% e permeabilità pari a 33.3 mD. La compressibilità della formazione è stata mantenuta costante in tutto il giacimento ed è pari a $3 \cdot 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ ($4.35 \cdot 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$). La saturazione in acqua irriducibile è stata assegnata pari a 0.1. Inoltre si è ipotizzato che la pressione iniziale del giacimento fosse di 5000 psi (344.74 bar) e la temperatura di 100°C.

4.4.3 Proprietà dei fluidi

Le caratteristiche dell'olio di giacimento sono riassunte nella tabella 4.15. L'olio è sottosaturo.

Tab. 4.15: Caratteristiche dell'olio di giacimento

Proprietà	Unità di misura	Valore
Densità	kg/m³	800
Fattore di volume	m³/m³_{sc}	1,2
Viscosità	mPa s	1

4.4.4 Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

Il modello è stato sottoposto a una erogazione a portata costante cui ha fatto seguito un periodo di risalita della stessa durata. La tabella 4.16 mostra i valori della portata per ogni periodo di flusso. Le portate iniettate del pozzo iniettore sono le stesse del pozzo produttore. Nella figura 4.68 è riportata la storia produttiva del pozzo e il relativo andamento della pressione.

Tab. 4.16: Sequenza dei periodi di flusso e portate d'olio erogate

PERIODO DI FLUSSO	DURATA (Ore)	PORTATA DI OLIO (STB/D)
1 (DD)	1000	100
2 (BU)	1000	0

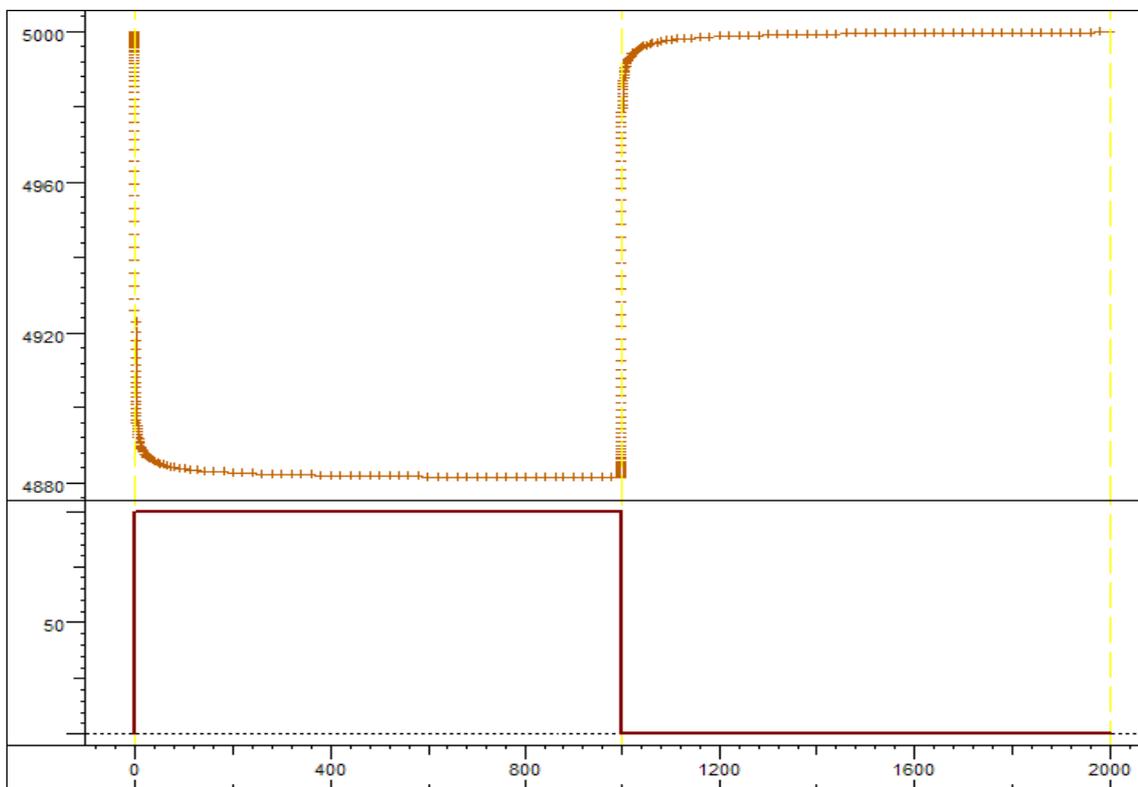


Fig. 4.68: Risposta di pressione in funzione della storia produttiva

4.4.5 Analisi della derivata della pressione

Nella figura 4.69 viene mostrato l'andamento della pressione (psi) e della derivata della pressione in funzione del tempo (ore). Nel grafico sono stati rappresentati i dati relativi sia al periodo di erogazione (*drawdown*) in verde, sia al periodo di chiusura del pozzo (*buildup*) in arancio. La linea tratteggiata indica il kh e quindi la permeabilità imposta alla formazione, uguale a 33,3 mD.

4.6.5.1.1 Pozzo iniettore a 1000 ft

Nella figura 4.69 si osserva come l'azione del pozzo iniettore, che viene identificata come una barriera di pressione costante, è prevalente rispetto all'azione del canale che, secondo il modello analitico, è identificata con un andamento lineare di pendenza $\frac{1}{2}$.

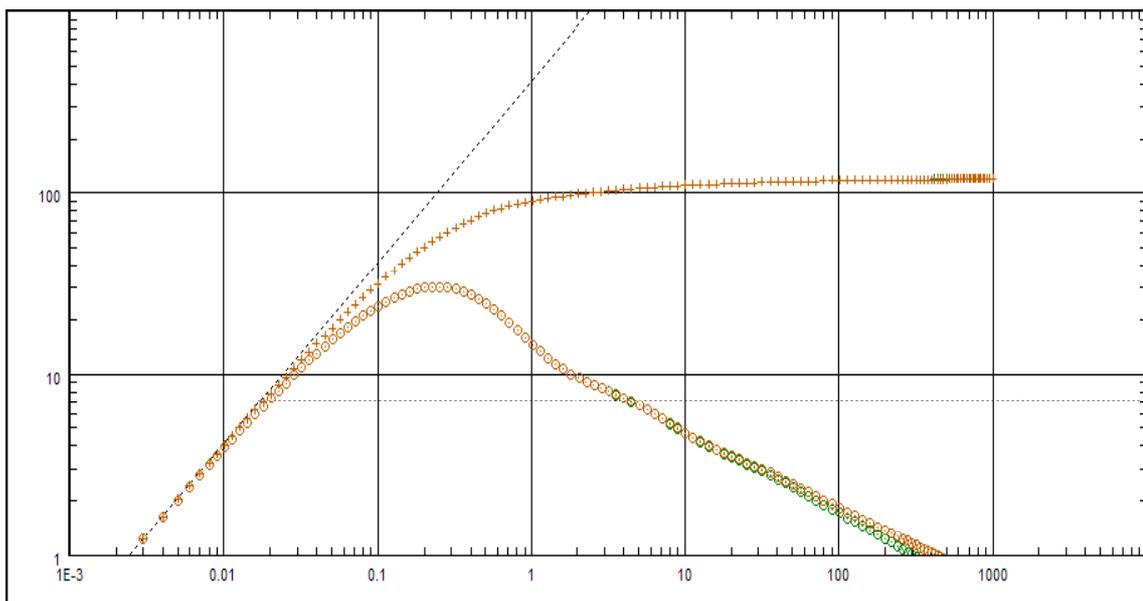


Fig. 4.69: Pressione e derivate della pressione

Nella figura 4.70 viene mostrato il disturbo di pressione dopo 40 ore dall'inizio della prova.

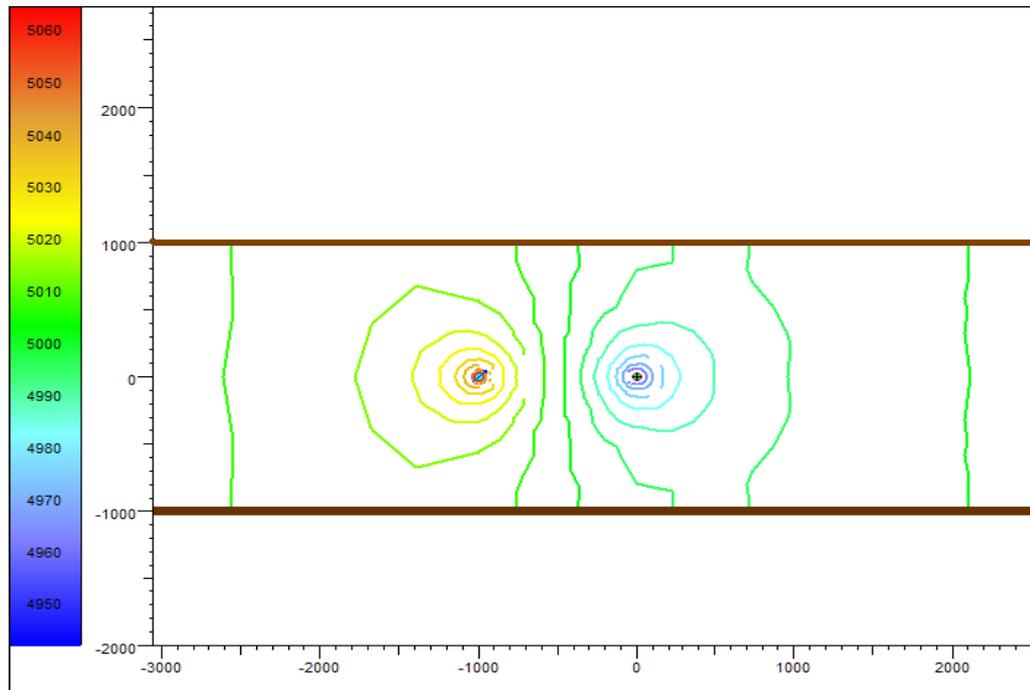


Fig. 4.70: Linee Isobare a $t = 40$ ore

4.6.5.1.2 Pozzo iniettore a 2000 ft

Nella figura 4.71 si osserva che con una distanza fra i pozzi di 2000 ft l'azione del pozzo iniettore prevale ancora rispetto all'azione del canale. In questo caso, però, dalla curva della derivata della pressione si riesce a identificare il kh della formazione. Intorno alle 80 ore il pozzo iniettore inizia a far sentire il suo effetto e la curva della derivata della pressione assume l'andamento caratteristico di un giacimento con barriera di pressione costante (*constant pressure boundaries*).

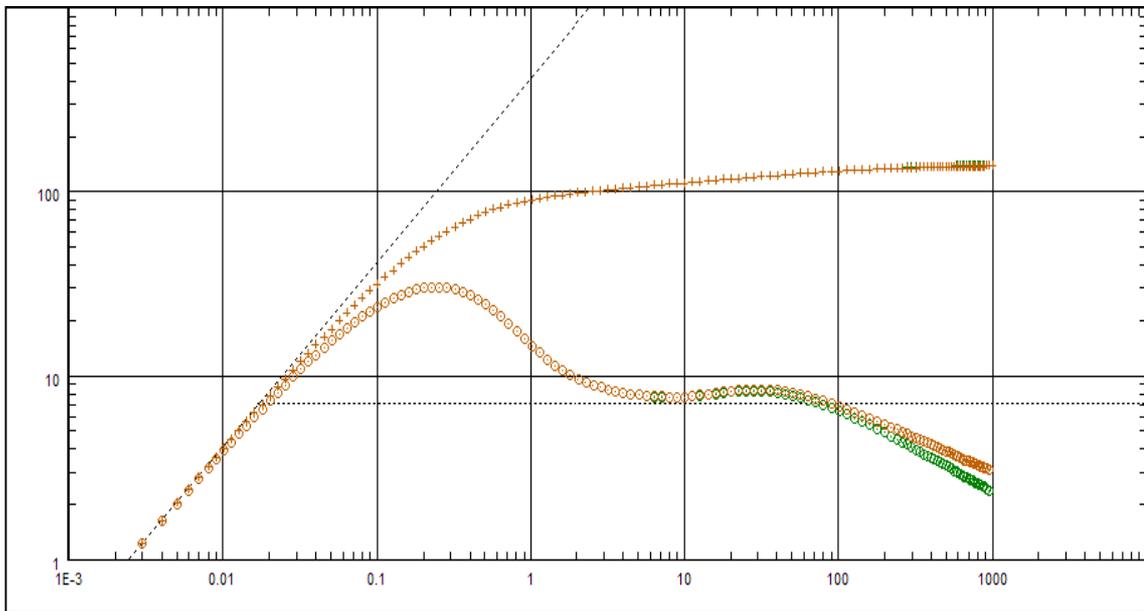


Fig. 4.71: Pressione e derivate della pressione

4.6.5.1.3 Pozzo iniettore a 3000 ft

La figura 4.72 mostra le curve della pressione e della derivata della pressione per una distanza del pozzo iniettore pari a 3000 ft. Si può notare una prima stabilizzazione orizzontale che identifica il kh della formazione e una seconda stabilizzazione orizzontale con valore di kh pari a 18.5 mD. La pendenza della curva della derivata della pressione tra le due stabilizzazioni (fra le 10 e le 100 ore) è pari a $\frac{1}{4}$, pendenza caratteristica del flusso bilineare.

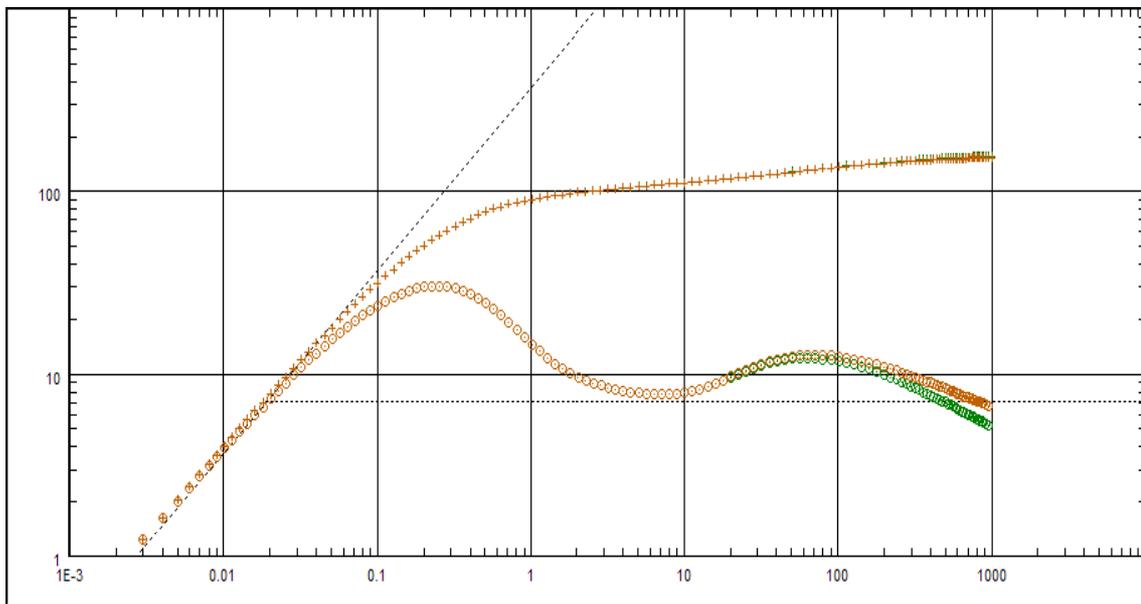


Fig. 4.72: Pressione e derivate della pressione

4.6.5.1.4 Pozzo iniettore a 4000 ft

Come nel caso precedente, in cui la distanza tra il pozzo iniettore e il pozzo produttore era pari a 3000 ft, anche nel caso di distanza tra i pozzi pari a 4000 ft la curva della derivata della pressione identifica 2 stabilizzazioni (figura 4.73). In questo caso, però, la pendenza della curva tra le due stabilizzazioni è pari a $\frac{1}{2}$ caratteristica del flusso lineare del modello analitico di canale (*channel*). In questo caso si osservano i due effetti distinti; inizialmente il disturbo di pressione raggiunge i bordi del canale (prima e seconda stabilizzazione intervallate da una pendenza della curva pari a $\frac{1}{2}$), successivamente viene identificato il disturbo di pressione generato dal pozzo iniettore. In questo caso l'identificazione delle pendenze caratteristiche è resa più semplice dal fatto che la presenza del pozzo iniettore è conosciuta a priori.

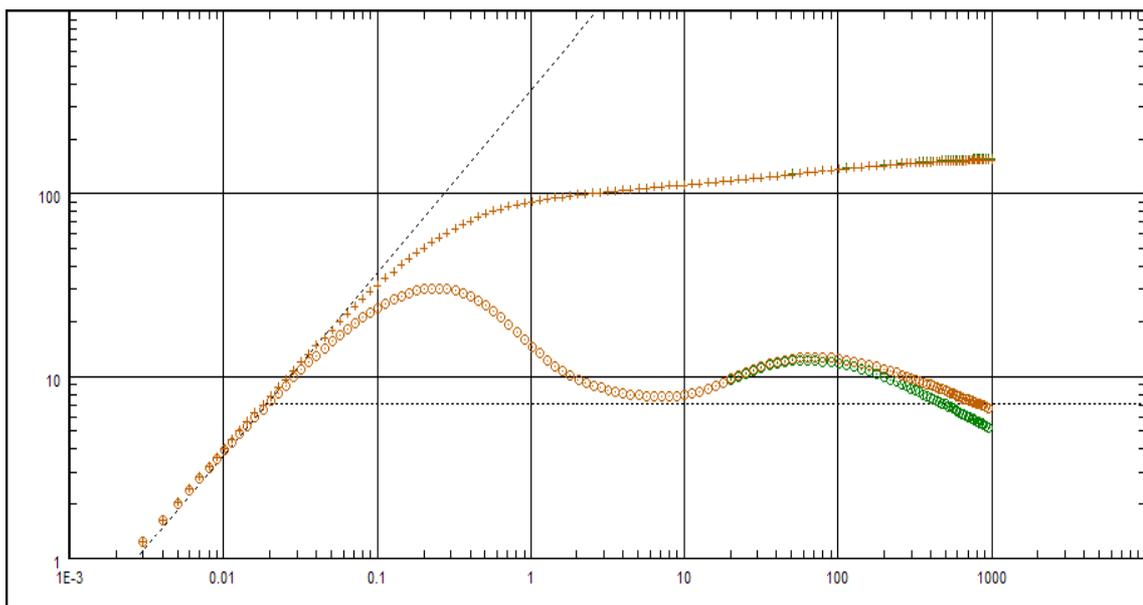
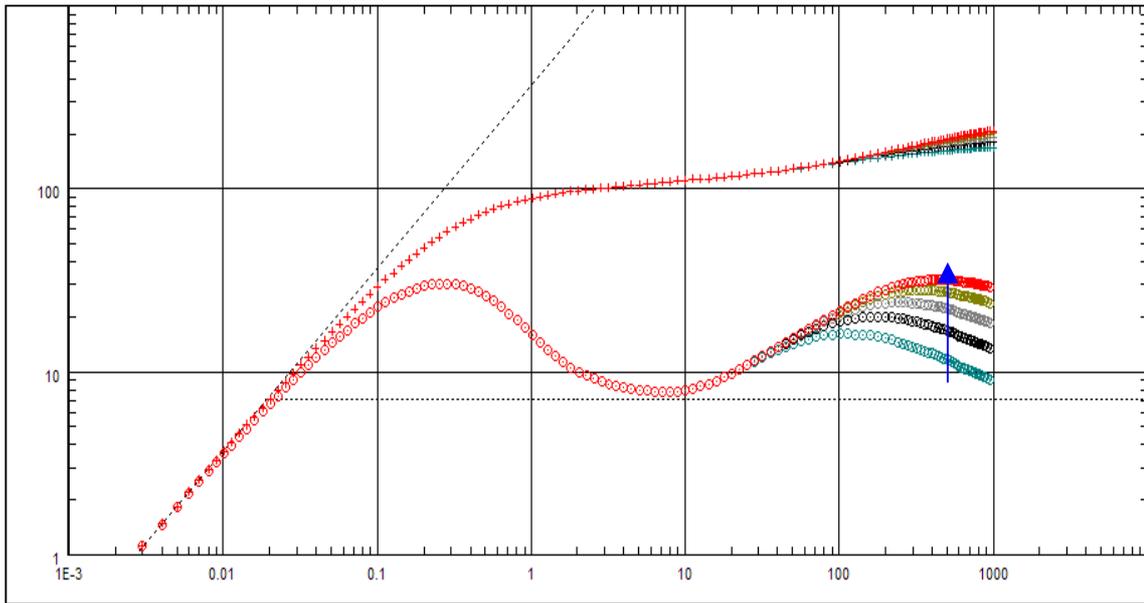


Fig. 4.73: Pressione e derivate della pressione

Nelle prove realizzate con distanze tra i pozzi superiori a 4000 ft l'andamento delle curve della derivata della pressione non cambia. Dalla figura 4.74 si può notare che il tempo a cui viene identificata la seconda stabilizzazione aumenta con l'aumentare della distanza del pozzo iniettore.



**Fig. 4.74: Pressione e derivate della pressione per distanza tra i pozzi
rispettivamente di 5000, 6000, 7000, 8000 ft**

BIBLIOGRAFIA

- Ahmed T.H. (2000) Reservoir Engineering Handbook, Houston-TX, Gulf Publishing Company.
- Athichanagorn S., 1999. Development of An Interpretation Methodology for Long-Term Pressure Data from Permanent Downhole Pressure Gauges. Ph. D thesis, Stanford University, Petroleum Engineering Sept., June 1999.
- Athichanagorn S., Horne Roland N. and Kikani Jitendra, 1999 Processing and Interpretation of Long-term Data from Permanent Downhole Pressure Gauges. Paper SPE 56419 presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 3-6 Oct. 1999.
- Baker A, Gaskell J, Jeffery J., Thomas A., Veneruso T. and Unneland T., 1995. Permanent Monitoring Systems-Looking at Lifetime Reservoir Dynamics. Oilfield Review, Vol.7, n⁴, pag. 32-46, Winter 1995.
- Beretta E. (1997) Well Testing Best Practices, Rapporto Interno ENI Unità MOGI
- Bourdet D. (2002) Well Test Analysis: The use of advanced interpretation models - Handbook of Petroleum Exploration and Production, Amsterdam, The Netherlands, Elsevier Publishing Company
- Bourdet D., Whittle T.M., Douglas A.A., Pirard Y.M., (1983) A new set of type curves simplifies well test analysis. World Oil.
- Daungkaew S, Hollaender F and Gringarten A.C. (2000). Frequently Asked Questions in Well test Analysis. Paper SPE 63077. Paper SPE prepared for presentation at the 2000 Annual Technical Conference and exhibition held in Texas, October 1-4, 2000.
- Earlougher R.C. Jr. (1977) Advances in Well Test Analysis, SPE - AIME Monograph Series
- Eck J, Ewherido U, Mohammed J., Ogunlowo R., Ford J., Fry L., Hiron S., Osugo L., Simonian S. and al., 1999. Downhole monitoring: The Story So Far. Oilfield Review, Vol.11, n⁴, pag. 20-33, Winter 1999.
- Gringarten A.C. (1986) Computer aided well test analysis. Paper SPE 14099. Paper SPE prepared for presentation at the SPE 1986 International Meeting on Petroleum Engineering held in Beijing, China, 17-20 March 1986
- Horne R.N., 1992. Advances in Computer-Aided Well Test Interpretation. Paper SPE 24731 Paper SPE prepared for presentation at the 67th Annual Technical Conference and exhibition of the SPE held in Washington, DC, October 4-7, 1992.
- Horne R.N. (1997) Modern Well Test Analysis Petroway Inc.
- Khong, C.-K., 2001. Permanent Downhole Gauge Data Interpretation. Master's thesis, Stanford University, Petroleum Engineering Sept., June 2001.
- Lee J.: (1982) Well Testing, SPE Textbook Series Vol. 1
- Middle East Well Evaluation Review, Reservoir Testing, Autumn 1989.
- Oilfield Review (1992) Well Testing, Schlumberger Vol. 4 n. 2
- Sabet M. A., 1991. Well Test Analysis. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

Tyrie J., 2002. Setting the Value of Permanent Reservoir Monitoring and Control. Advanced, Schlumberger, pag.4-7. Summer 2002.

Zambrano J, Zimmerman R.W, Gringarten A., 2000. Influence of Geological Features on Well Test Behavior. Paper SPE prepared for presentation at the 2000 SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for asset management held in Yokohama, Japan. 25-26 April, 2000.

5 CONCLUSIONI

Le informazioni ricavate dall'interpretazione di una prova di produzione permettono di stimare la produttività di un giacimento di idrocarburi e rappresentano uno degli strumenti più efficaci per la valutazione delle caratteristiche dei produttività del pozzo e per la stima dei parametri e dell'estensione della formazione mineralizzata.

Nell'ambito dell'ingegneria dei giacimenti, il metodo più comunemente adottato per l'interpretazione delle prove di pozzo è basato sull'utilizzo delle curve tipo della pressione e delle derivate delle curve tipo. Per quanto la metodologia sia consolidata e consenta di caratterizzare correttamente le capacità produttive delle formazioni mineralizzate e dei pozzi da cui sono drenate, in alcuni casi sussistono difficoltà interpretative che possono indurre ad una errata valutazione del comportamento dinamico della formazione investigata. Infatti le formazioni geologiche mineralizzate a olio e/o a gas sono generalmente complesse, possono essere costituite da diversi tipi di roccia e possono contenere variazioni di facies, faglie, fratture, barriere di flusso e contatti tra fluidi. Tutte queste caratteristiche influenzano in maniera diretta il comportamento dinamico del giacimento e, quindi, l'andamento del disturbo della pressione. Pertanto, molto spesso, l'interpretazione dei dati registrati durante una prova porta a trarre conclusioni corrette dal punto di vista teorico, ma che in pratica non hanno riscontro con la realtà fisica del giacimento; altre volte, invece, l'analisi può condurre a ipotizzare per lo stesso giacimento situazioni diverse, tutte verosimili e tutte compatibili con la risposta di pressione registrata al pozzo.

In particolare il lavoro svolto durante questa tesi ha evidenziato come diverse geometrie di giacimento possano restituire la stessa risposta di pressione e come l'interpretazione della risposta di pressione osservata con i metodi analitici tradizionalmente impiegati possa portare ad una caratterizzazione non corretta del sistema reale. Indubbiamente il lavoro non ha investigato tutte le possibili situazioni che possono essere fonte di interpretazione dubbia o impropria, ma ha identificato una serie di modelli la cui risposta potrebbe essere confusa con quella di sistemi del tutto differenti da quelli che l'hanno generata. Ad esempio, la presenza di una faglia non conduttiva che delimita parzialmente l'area di drenaggio del pozzo di produzione genera una risposta di pressione che potrebbe essere interpretata come una variazione delle

caratteristiche petrofisiche della formazione mineralizzata in direzione radiale rispetto al pozzo stesso.

Per chiarire eventuali dubbi di interpretazione o anche solo per confermare le conclusioni dedotte dall'analisi della prova, il confronto dei risultati con le informazioni geologiche e geofisiche della formazione produttiva risulta determinante. Solo in questo modo è possibile pervenire ad una descrizione univoca e attendibile del sistema oggetto di studio, basata sulla coerenza dei risultati dell'interpretazione della prova di produzione con gli altri dati acquisiti per via indipendente.