



## **SCUOLA ENRICO MATTEI**

**Master MEDEA - Academic Year 2002 – 2003**

### **BASIN MODELLING AND HYDROCARBON QUALITY PREDICTION**

**TEAM:**

BELLOBUONO FULVIO  
BOVIO PAOLO  
DECOURT MARIANA ALVAREZ  
OTTONELLO LORENZO  
PALOMBINI ILARIA  
PORFIRIO DANILO  
SANTOMAURO STEFANIA  
SPICUZZA LUCIANO  
TITOVA ANASTASIA  
VANNONI VICTOR

**TUTOR:**

DOTT.SSA ANTONELLA DE POLI

San Donato Milanese, 24 Giugno 2003

# IL BASIN MODELLING.

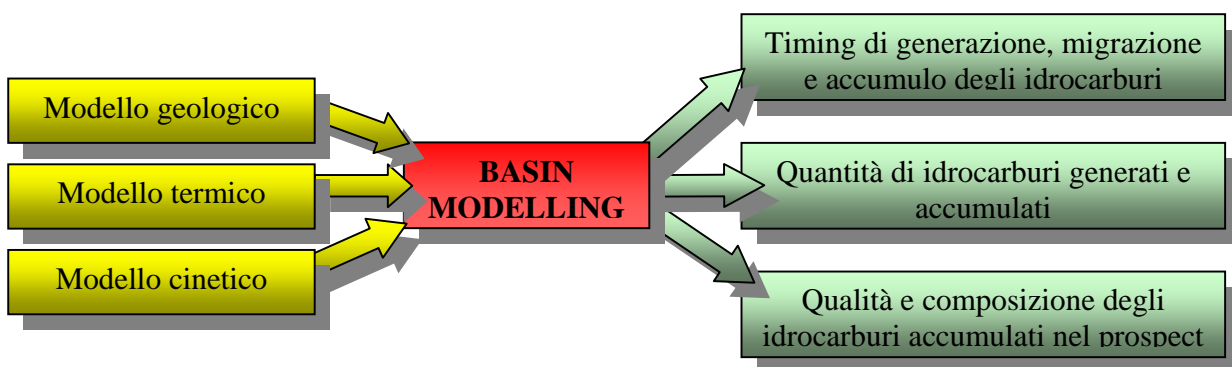
## INTRODUZIONE.

La possibilità di successo dell'esplorazione petrolifera dipende dalla simultanea realizzazione di tre condizioni:

- l'esistenza di una trappola;
- la presenza di una roccia madre attiva (maturazione, generazione e timing);
- l'accumulo e la conservazione dell'olio all'interno della trappola.

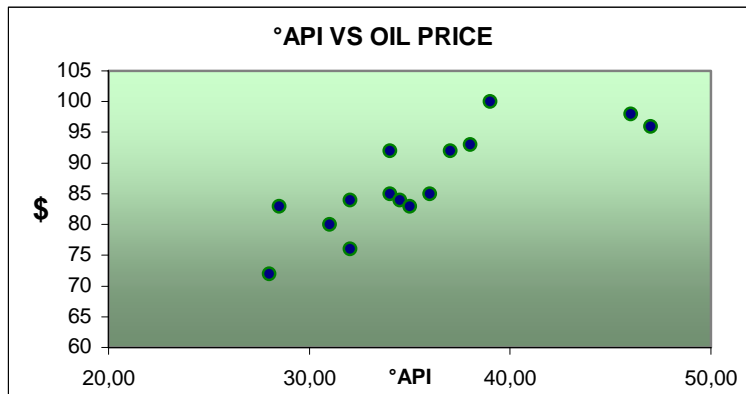
Al fine di ridurre il rischio esplorativo e valutare il ritorno economico della perforazione, è quindi necessario conoscere quando, quanti e quali idrocarburi sono stati generati ed espulsi dalla roccia madre e potenzialmente accumulati nella trappola: valido supporto a questa valutazione è il Basin Modelling.

Il BM è, infatti, un processo di simulazione numerica dei processi che concorrono alla generazione, espulsione e accumulo di HC, esso permette quindi di valutare sia l'esistenza di un sito idoneo all'accumulo di idrocarburi che la qualità degli stessi. La struttura del BM può essere così schematizzata:



Scopo di questo studio non è tuttavia un'analisi tecnica del Basin Modelling, ma lo studio dell'eventuale vantaggio economico consentito dal suo utilizzo specialmente in fase pre-drilling, ci soffermeremo pertanto soltanto sulle criticità del BM e sui fattori determinanti per il calcolo economico sulla previsione dei quali esso influisce.

In particolare ci si concentrerà sulla capacità del BM di prevedere la qualità degli idrocarburi: la qualità dei greggi,, come evidenziato dal grafico, determina una sensibile variazione del prezzo dei greggi stessi come si evince dalla figura.



*Evoluzione relativa dei prezzi dell'olio al crescere dei gradi API, normalizzato sull'olio più pesante venduto dall'ENI*

## LIMITI

- Per quanto detto e considerando la possibilità di prevedere la qualità degli idrocarburi rinvenibili, il BM sembrerebbe particolarmente utile nella valutazione di siti scarsamente maturi, contesto in cui scarseggiano le informazioni al contorno. Tuttavia, come per altre metodologie, maggiore è il numero di constraint sperimentali (modello cinetico specifico per l'area di studio, dati di temperature attuali e di "paleo temperature"), maggiore è il grado di attendibilità nella previsione della qualità degli idrocarburi rinvenibili; questa considerazione può far insorgere scetticismo nei confronti del BM e valutare inutile una sua applicazione in aree di frontiera a causa della scarsità o assenza di constraint sperimentali.
- Altro fattore che talvolta porta ad un mancato utilizzo del BM è il tempo dalla commissione dello studio all'analisi di economicità. Questo tipo di studio, infatti, data la sua interdisciplinarietà, necessita di un ragionevole lasso di tempo per essere portate a termine e talvolta per mancanza di programmazione e/o non adeguata tempistica, non viene eseguito.

## PRINCIPI TECNICI DEL 3D BASIN MODELLING

3D BasinModelling è la simulazione numerica del processo petrolifero. Il suo scopo è ottenere una migliore previsione di qualità e quantità degli idrocarburi rinvenibili.

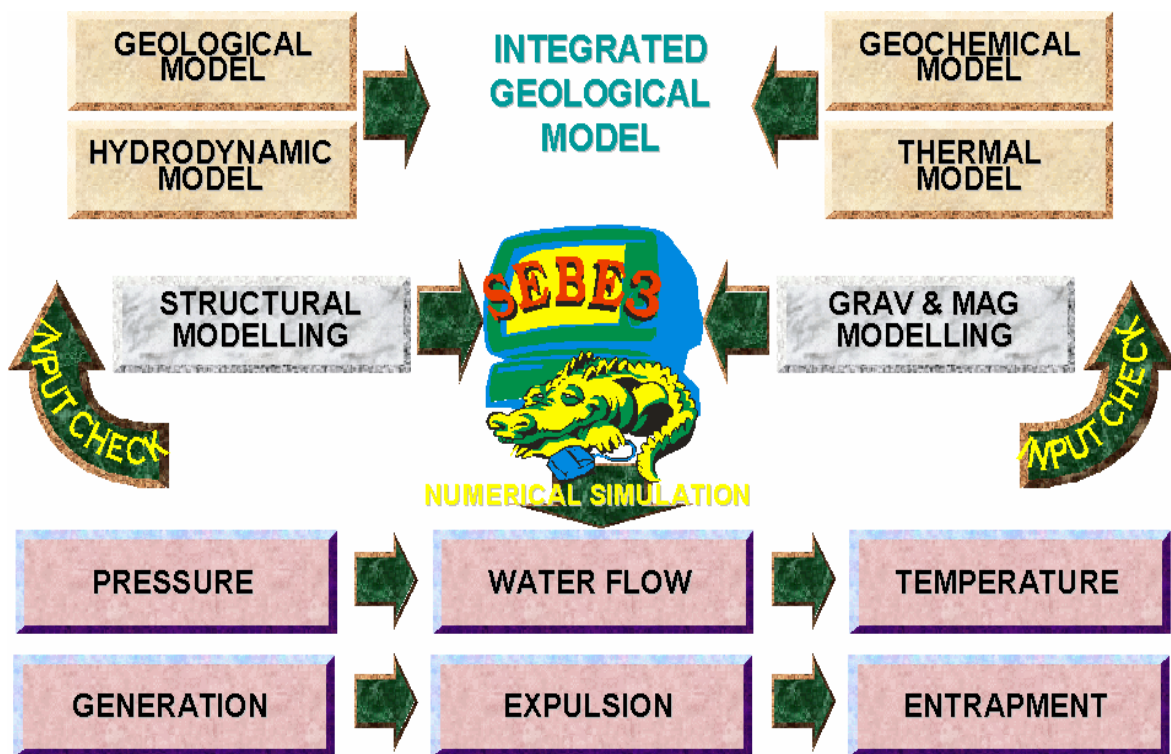
Altri obiettivi del Basin Modelling sono:

- Identificare i principali percorsi di migrazione,
- Identificare le barriere di permeabilità,
- Identificare le superfici di contatto olio/acqua.

La principale difficoltà nell'attività di Basin Modelling è la presenza di molteplici fonti di incertezza.

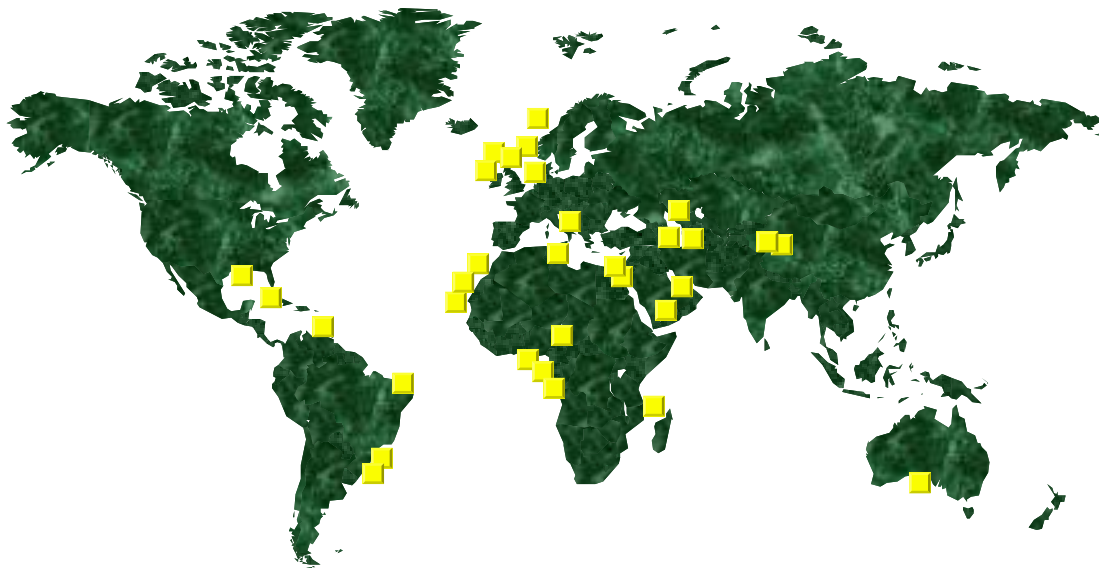
Il Basin Modelling si basa su un modello geologico integrato, costruito a partire da 4 componenti: il modello geologico, il modello geochimico, il modello idrodinamico e il modello termico. Se si hanno sufficienti informazioni, è possibile effettuare una simulazione numerica con il software SEBE3 (SEdimentary Basin Evaluation 3d). L'obiettivo principale di questa simulazione è ricostruire il processo di intrappolamento degli idrocarburi. Vengono simulate tre fasi distinte: la generazione, l'espulsione e l'intrappolamento. È necessario simulare questi tre processi, perché nel passaggio dall'uno all'altro possono avvenire mutamenti significativi della qualità dell'olio.

I codici di calcolo utilizzati dal SEBE3 si sono molto evoluti, permettendo di ridurre i tempi di elaborazione. Attualmente è possibile svolgere diversi calcoli in parallelo, costruire diversi scenari (anche probabilistici), condurre analisi di sensitività.



Punto critico di questo programma è la possibilità di fornire elevate performance solo in presenza di un gran numero di dati, per questo il suo utilizzo non è consigliabile in siti scarsamente maturi.

Il Basin Modelling è stato applicato a sistemi petroliferi di tutto il mondo: West Africa, North Sea, Gulf of Suez, North Atlantic, South Caspian, Tarim, Mediterranean, Adriatic, Others.



Fra le consociate dell'Eni il BM è stato usato da: NorskAgip, AgipUK, Agip Recherches, Congo, EniAgip, IEOC, New Ventures, Agip Gabon, NAOC, Agip Tunisia, Agip China, Agip Azerbaijan, Agip Petroleum.

Come è cambiato l'uso del BM:

Dal 1995 l'uso combinato di 3D+2D è cresciuto di più dell'uso di 2D

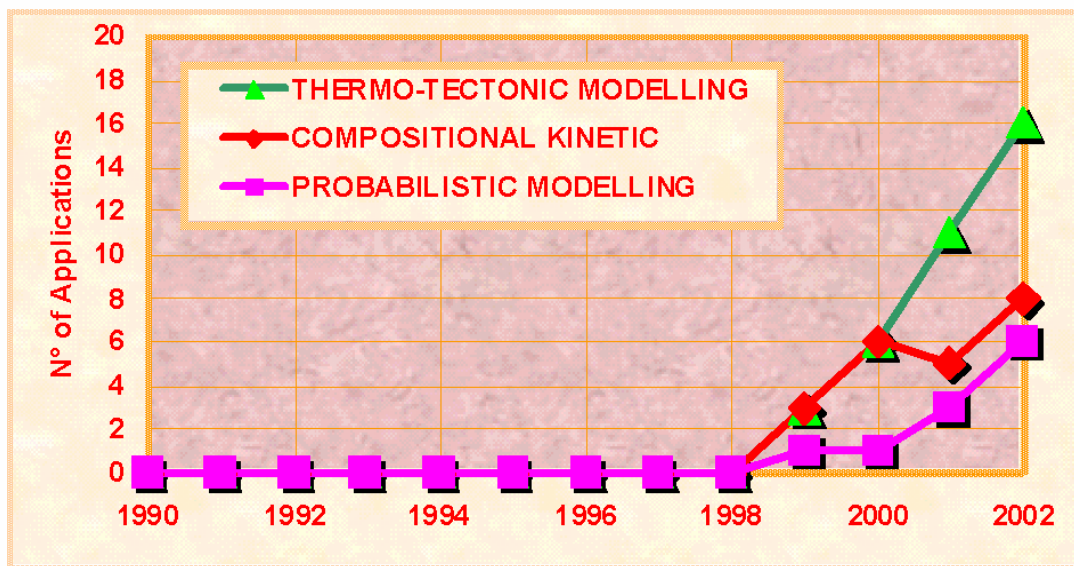
R.O.S. dopo l'esecuzione di studi di Basin Modelling:

Dal 1995 il numero dei pozzi perforati in seguito a studi di BM è continuamente cresciuto. In parallelo, c'è stata una crescita sia dei pozzi HC bearing, sia di quelli HC producing.

Il R.O.S. in termini di pozzi HC bearing è aumentato, passando dal 68% nel 1996 al 80% nel 2002. Il R.O.S. in termine di pozzi HC producing è passato dal 50% del 1996 al 62% nel 2002.

#### La previsione della qualità (°API) degli idrocarburi

- In ENI è estremamente recente; è iniziata infatti a partire dal 1998. La stima più generica del rischio gas si è invece sempre condotta, sin dalle prime applicazioni di BM 1D (1987). La stima dei °API si basa fundamentalmente sull'utilizzo congiunto delle seguenti applicazioni: Thermo-tectonic modelling: il numero delle applicazioni è cresciuto rapidamente, arrivando a 16 nel 2002;
- Compositional kinetic: anche questa tecnica è cresciuta, ma il suo sviluppo non è ancora completo, visto che rimangono diverse aree di miglioramento;
- Probabilistic modelling: è la tecnica più recente, permette di generare diversi scenari sia di input (tipo di roccia madre => gas prone vs oil prone), sia di output. Anche qui ci sono notevoli spazi di miglioramento e di integrazione con altri strumenti di analisi come il PRES.



In conclusione, nelle aree in cui si devono iniziare nuovi progetti, il BM può contribuire a ridurre i rischi e a compiere scelte più adeguate.

## **TECNICHE ALTERNATIVE AL BASIN MODELLING PER LA PREVISIONE DELLA QUALITA' DEGLI IDROCARBURI.**

Le caratteristiche chimico-fisiche dell'olio, densità e viscosità in particolare, incidono fortemente sul potenziale economico dei campi studiati, influenzandone il valore e la produttività. Anche in un secondo momento, dopo la decisione di sviluppare l'area, tali caratteristiche continuano ad incidere sul processo decisionale in quanto possono impattare sulla scelta, ad esempio, di quali intervalli completare in quali pozzi.

Diversi metodi, pre-drilling e while-drilling, sono attualmente disponibili per la previsione della qualità degli idrocarburi rinvenibili/appena rinvenuti.

### **METODI PRE-DRILLING**

- *Stima delle proprietà dell'olio basata su analoghi accumulati nelle vicinanze.* Ovviamente questo approccio è limitato dalla disponibilità di oli analoghi e dalla validità geologica dell'analogia.
- *Metodi di esplorazione geochimica di superficie.*

Tali metodi non possono sostituire completamente i metodi convenzionali di esplorazione ma ne sono un importante complemento. Le analisi vengono condotte su campioni di idrocarburi, ritrovati in superficie. L'obiettivo principale di un'indagine di questo tipo è stabilire la presenza e la distribuzione di idrocarburi nell'area studiata e la loro tipologia. La composizione chimica delle manifestazioni superficiali di olio non fornisce indicazioni sulla reale presenza di un accumulo di idrocarburi, ma può fornire utilissime informazioni sul sistema petrolifero esistente e quindi indirettamente costante per l'esecuzione di uno studio di BM.

### **METODI WHILE-DRILLING**

- *Misure dirette delle proprietà dell'olio ottenute testando un opportuno intervallo con le tecniche RFT, MDT (Modular Dynamic Tester) e DST.* Campioni testati con queste tecniche sono generalmente disponibili in misura limitata, per i costi molto elevati. Nel momento in cui i test RFT vengono effettuati, l'obiettivo principale è comunque l'acquisizione di dati di pressione.


- *Stime delle proprietà dell'olio attraverso analisi geochimiche su cuttings e carote.*

Da analisi geochimiche di routine si possono ottenere informazioni utili sulla qualità degli idrocarburi appena rinvenuti (light oil, heavy oil, gas, gas associato ad olio) sino ad arrivare a stime di °API degli oli. Dalle caratteristiche geochimiche degli idrocarburi estratti si può verificare, ad esempio, se le differenze di densità tra pozzi di uno stesso campo o tra reservoir all'interno dello stesso pozzo sono una conseguenza sia delle caratteristiche della roccia madre (tipo di materia organica e di "maturità"), sia dai processi post-generazione (biodegradazione, mix di differenti tipi di oli all'interno del reservoir, fenomeni di 'water-washing' al contatto acqua/olio).

## TECHNOLOGY IMPACT EVALUATION MATRIX

La *technology impact evaluation matrix* rappresenta un'approccio metodologico generale per indicare qualitativamente la pervasività (valutata in termini di impatti) di una nuova tecnologia sviluppata all'interno delle principali aree di interesse scientifico-economico su una metodologia disaggregando a livelli crescenti di dettaglio le categorie di impatto.

New technology		Basin Modelling
Know-How Areas	Geology&Geochemistry	Alto
	Geophysics	Alto
	Petrophysics	Medio
	Drilling&Production	Medio
	Reservoir Management	Medio
	HSEQ (operazione)	Basso



In particolare, la matrice sopra indicata schematizza il legame tra il Basin Modelling e le aree di know-how scientifico-economico interessate, evidenziandone qualitativamente i pesi dei relativi impatti. Come si può notare, la trasversalità di tale tecnica è influenzata in misura maggiore dalle aree di Geologia e Geofisica richiedendo in input (tra gli altri) dati sulle

caratteristiche del sottosuolo e cinetica chimica, e fornendo in output indicazioni sui tempi di migrazione e sulla qualità degli idrocarburi e riserve stimate.

Seguendo lo schema precedentemente illustrato, procediamo ad un'ulteriore disaggregazione indicando come le aree sopra elencate vadano ad incidere sulle variabili di maggior interesse per lo studio dell'economicità di un investimento. In tal modo, è possibile individuare le voci fondamentali per procedere alla stima dell'impatto economico in seguito all'applicazione di una nuova tecnologia.

Impact Categories		Reserves	Production	Anticipated "First Oil"	OPEX	CAPEX	Pre-feasible Studies	Royalties	Company Prestige
Know-How Areas	Geology&Geochemistry	Orange	Orange	Orange	Yellow	Red	Red	Yellow	Yellow
	Geophysics	Orange	Yellow	Orange	Yellow	Red	Red	Yellow	Yellow
	Petrophysics	Orange	Yellow	Orange	Yellow	Red	Red	Yellow	Yellow
	Drilling&Production	Orange	Orange	Yellow	Orange	Red	Yellow	Orange	Orange
	Reservoir Management	Orange	Orange	Yellow	Orange	Red	Yellow	Orange	Yellow
	HSEQ	Yellow	Yellow	Yellow	Orange	Yellow	Yellow	Yellow	Red

Risulta quindi dalla semplice analisi qui presentata, come nel valutare l'impatto economico della tecnologia considerata (BM & HC Quality Prediction) sia di fondamentale importanza capire come l'applicazione di quest'ultima influisca sulle riserve recuperabili, profilo di produzione e relativi costi associati.

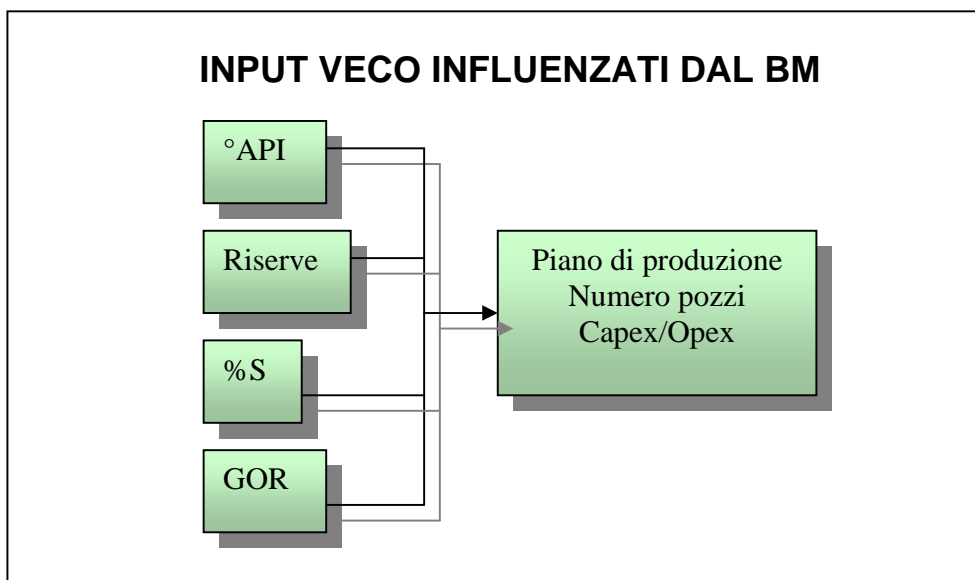
## APPLICATIVI UTILIZZATI

### 1. IL VECO

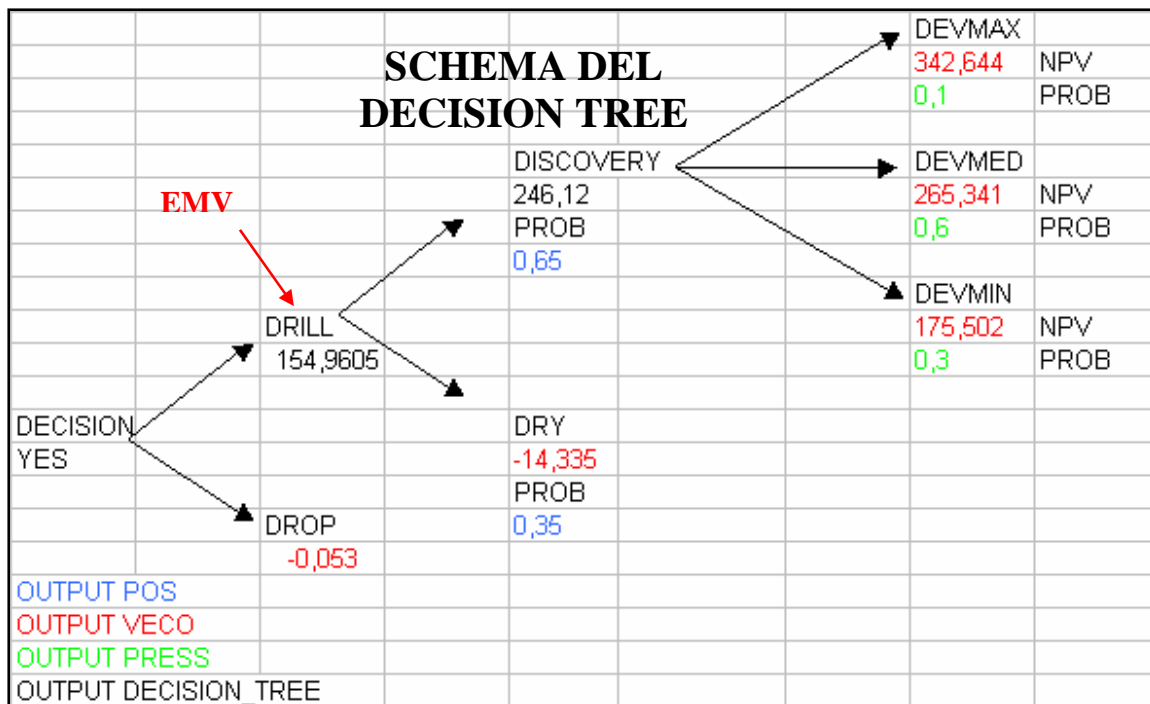
Per capire come il BM possa incidere sulla redditività attesa di un investimento esplorativo, è necessario fare cenno alla metodologia attualmente utilizzata in ENI per valutare detta redditività.

Punto centrale dell'analisi è il software VECO: esso valuta il NPV ed altri indicatori economici a partire dalle caratteristiche dell'olio e del prospect, dalle specifiche relative al piano di produzione, considerando contemporaneamente le analisi finanziarie e la fiscalità.

Il BM è quindi decisivo nell'individuazione degli input del VECO



Attraverso il VECO viene quindi calcolato l'NPV per ciascuna delle possibili qualità di olio rinvenibili all'interno del prospect, detti risultati vengono quindi uniti agli output del PRES, relativi al livello atteso di riserve in posto, e a quelli del POS, che indicano la probabilità di successo in caso di perforazione, al fine di valutare l'EMV (Expected Monetary Value). Quello che è cruciale, in effetti, è la capacità del BM di ridurre il grado di incertezza legata alla quantità e qualità di olio rinvenibile in sito, infatti gli output del BM faranno variare non solo il numero di decision tree da generare, restringendo il campo di variabilità del numero di °API, ma anche il fattore di recupero associato.



## 2. APPLICATIVI WOOD MCKENZIE

Nell'elaborare le simulazioni necessarie alla nostra analisi abbiamo utilizzato il software G.E.M. (Global Economic Model) della Wood McKenzie, contenente dati relativi a tutti i campi del mondo che viene costantemente aggiornato.

Per poter accedere ai dati dei campi che ci interessano è possibile fare la ricerca per compagnia, oppure selezionare l'area geografica di appartenenza. Infatti, così facendo, otteniamo l'elenco di tutti i campi presenti in quel contesto.

Si trovano così tutti i dati concernenti l'orizzonte temporale che interessa l'attività esplorativa, lo sviluppo e la produzione cosicché i valori che otteniamo sono sia consuntivi che previsionali. In particolare i dati ottenuti per ogni campo sono: la produzione (espressa in barili/giorno) sia di olio che di gas, i costi operativi (OPEX), i costi di capitale (CAPEX), il *Gross Revenue*, le *royalties*, la *corporate tax*, e il *cash flow*. Tutti questi dati sono disponibili per ogni anno tra quelli che interessano il campo in questione.

L'interesse di questo software, oltre che relativo alla vastità ed alla completezza di dati disponibili, è dato dalla forte impostazione economica che permette di calcolare alcuni indici di valutazione delle *performances* dei vari campi. Infatti, con i dati elencati precedentemente,

è possibile calcolare il *Net Present Value* dell'investimento in qualsiasi momento durante gli anni interessati dall'attività del campo. In particolare, il software calcola i valori sia pre-tax che post-tax, questi ultimi sono stati i dati di input per la nostra analisi. Inoltre, vengono determinati automaticamente gli altri principali indicatori utilizzati in finanza aziendale per la valutazione degli investimenti: il tasso interno di rendimento (IRR), il *payback period*, e il *Reserve life index*.

Con questi indici è possibile fare confronti immediati tra le varie possibilità di investimento, essi inoltre consentono di implementare un'analisi di sensitività attraverso la variazione di alcuni dei dati principali. A tale proposito, abbiamo estratto i dati di alcuni campi e poi li abbiamo utilizzati come punto di partenza per simulare, attraverso un'analisi di sensitività, possibili variazioni nella qualità dell'olio rinvenuto all'interno del prospect reale di partenza. In particolare, abbiamo simulato qualità diverse attraverso la variazione di GOR, prezzi ed investimenti (sia CAPEX che OPEX) per analizzare le variazioni delle *performances* economiche espresse attraverso gli indici prima indicati.

Tale procedura ha consentito di ampliare il set di dati economici a disposizione. Tuttavia, l'impossibilità di accorciare la vita produttiva dei campi conduce ad una sottovalutazione degli indicatori economici di riferimento, in quanto non consente di ottimizzare il profilo di produzione.

## **ANALISI DI ECONOMICITA'**

### **DATI DI PARTENZA.**

I dati utilizzati nell'analisi sono stati estrapolati dal software GEM. A partire da 14 campi realmente esplorati e messi in produzione si sono quindi sviluppati altri 35 casi.

Da ciascun caso si sono quindi ricavati i valori degli NPV, PV-ratio, AARR e i CAPEX associati alle sole attività di esplorazione e sviluppo.

Nelle stime si è utilizzato un WACC pari al 10%, superiore all'attuale valore dell'ENI, ma coerente con le valutazioni economiche contenute nel software GEM.

	CAPEX	utile
1998	2779	594
1999	2516	2834
2000	3123	6603
2001	4209	5984
2002	5298	5175
2003	3821	
2004	2965	
2005	2029	

*Dati Bilancio ENI divisione E&P. Valori in milioni di euro*

## INDICATORI ECONOMICI

Abbiamo individuato 3 indicatori.

### PV-ratio incrementale

Il primo indicatore misura la variazione incrementale di NPV attraverso la formula del PV ratio, dove:

$$PVratio = \frac{NPV}{CAPEXattualizzati}$$

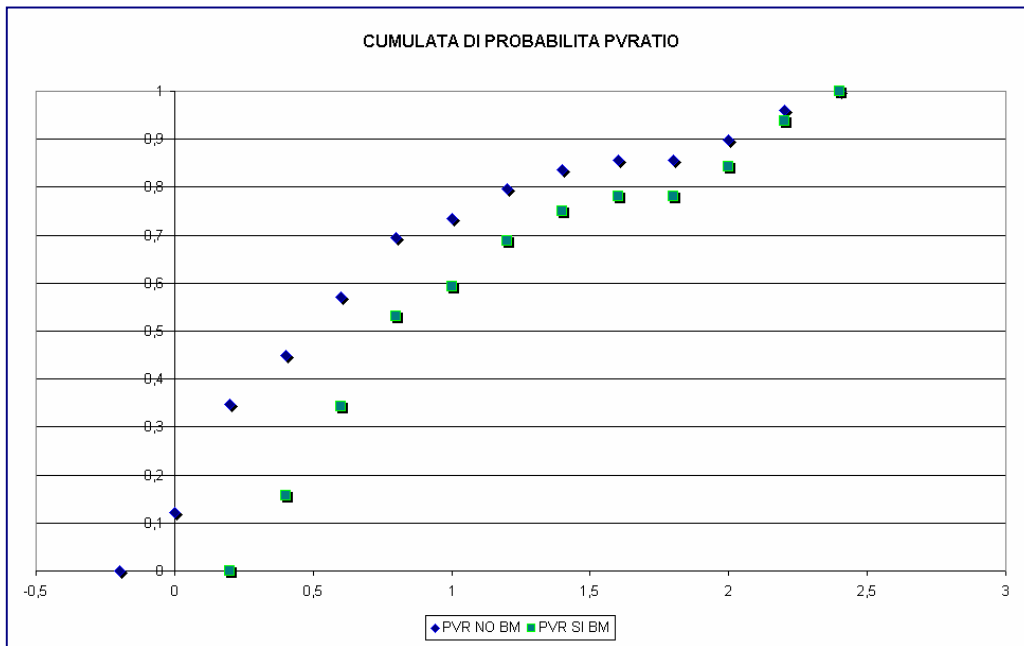
che esprime l'utile derivante da un euro investito.

Si tratta di un'analisi ex-post, poiché considera gli  $n$  NPV presi in esame, come relativi ad altrettanti progetti effettivamente realizzati.

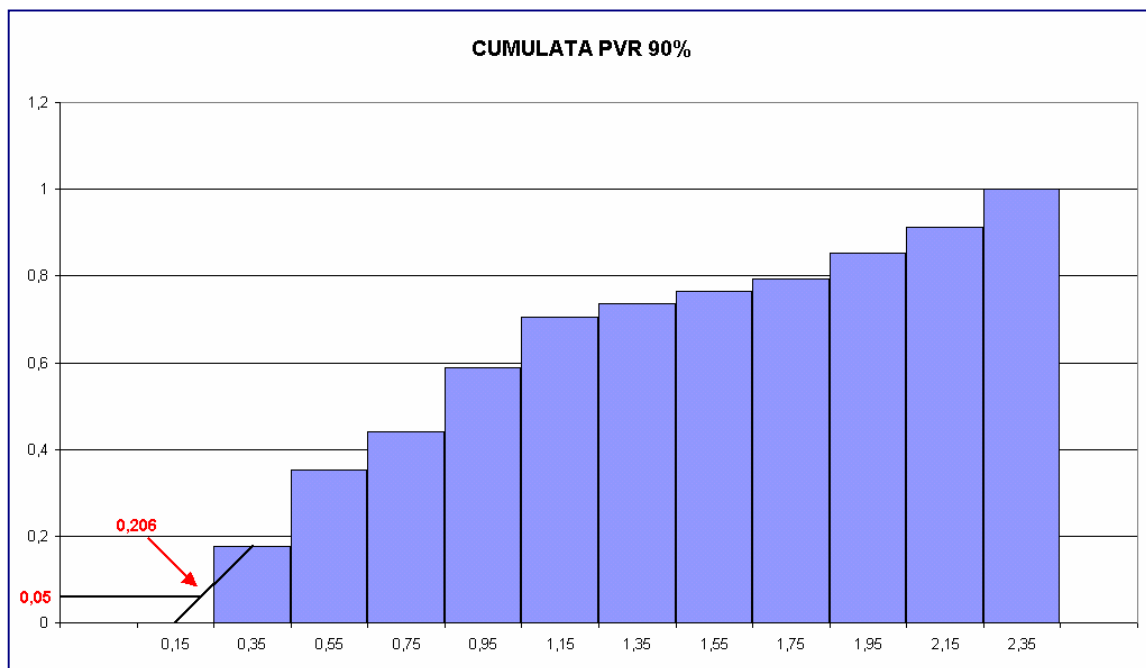
L'utilità del PVratio rispetto all'NPV è la sua adimensionalità, esso prescinde cioè dal volume degli investimenti effettuati, quindi consentente di confrontare tra loro investimenti di dimensioni diverse.

Assumendo il PV critico dell'ENI pari a 0,2, abbiamo individuato quegli investimenti la cui redditività sarebbe migliorabile attraverso il BM. Abbiamo assunto che, applicando il BM, esso riuscirà ad individuare gli investimenti meno remunerativi, ovvero quelli con una redditività inferiore a quella critica con un'affidabilità del 90% (questo si traduce nell'individuazione di tutti i casi al di sotto della soglia critica fuorché quelli più prossimi al valore critico con una

massa associata del 10%), consentendo di spostare il capitale investito su progetti più remunerativi.



L'effetto sarà quindi di uno schiacciamento della cumulata (come si evince dalla figura) con un conseguente innalzamento del PVratio, che determina una crescita di profittabilità stimata in maniera prudentiale prendendo in esame i valori al quinto percentile. Tale valore viene determinato attraverso un'interpolazione lineare sulla cumulata discretizzata, come evidenziato dal seguente grafico:



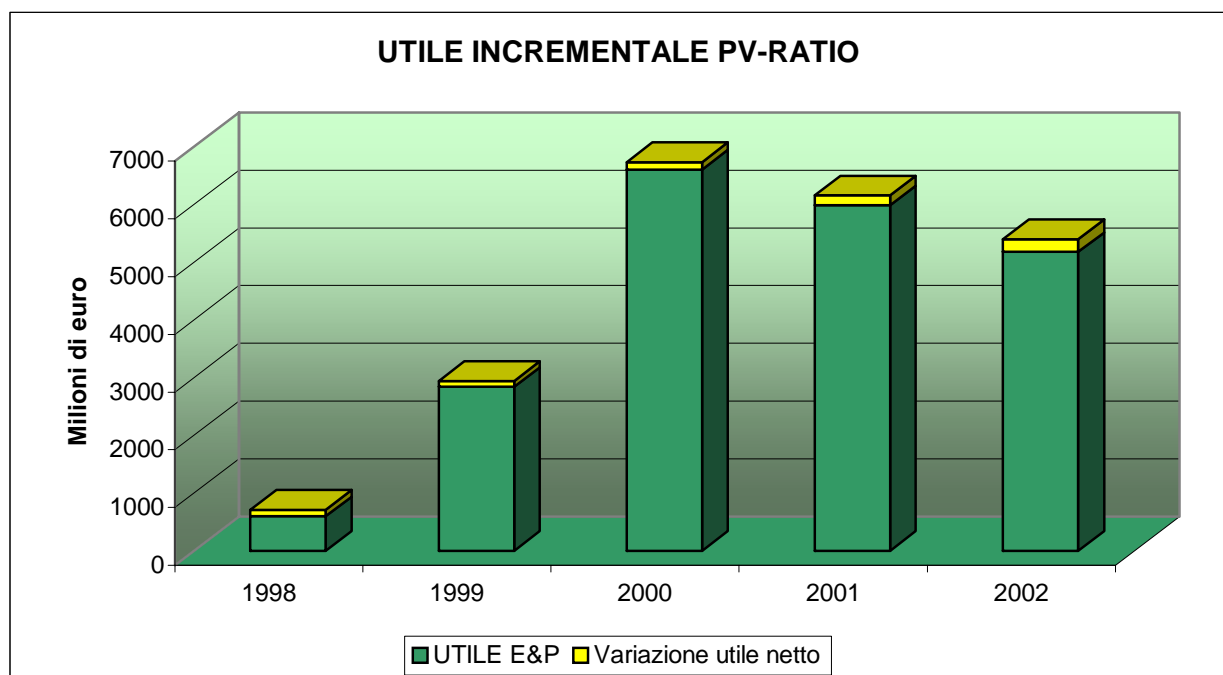
Calcolando la variazione del suddetto indicatore e moltiplicandola per l'ammontare dei CAPEX in E&P dell'ENI (pesati per il rapporto tra CAPEX relativi ad investimenti rigettati e CAPEX relativi all'intero set di dati) si ottiene la **variazione dell'NPV** dell'ENI relativamente alla suddetta massa critica. Tale valore può essere preso come stima dell'impatto economico della tecnologia considerata

$$\Delta NPV = CAPEX * \frac{CR}{CT} * \Delta PVR$$

dove:

$\frac{CR}{CT}$  = rapporto tra CAPEX relativi ad investimenti rigettati e CAPEX relativi all'intero set di dati.

METODO PV-RATIO					
	1998	1999	2000	2001	2002
<b>Variazione utile netto</b>	115,2	104,3	129,4	174,4	219,6
<b>Variazione % utile netto</b>	19,39%	3,68%	1,96%	2,92%	4,24%
<b>5% PVR con BM</b>	0,206	0,206	0,206	0,206	0,206
<b>5% PVR senza BM</b>	-0,116	-0,116	-0,116	-0,116	-0,116
<b>DPVR</b>	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322



### AARR incrementale

Procedendo in maniera analoga all'indicatore di cui al punto 1, otteniamo la stima dell'AARR critico e il delta AARR dovuto al BM.

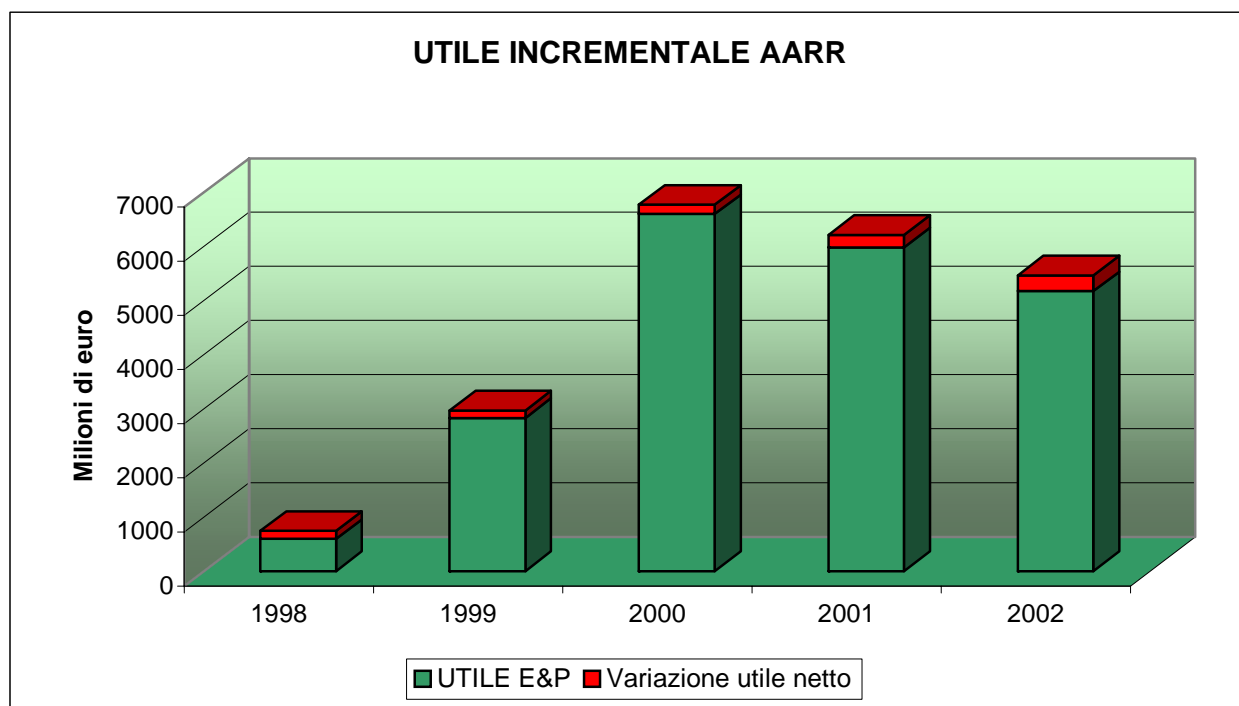
Possiamo utilizzare questo valore come misura della redditività incrementale:

$$NPV_{con\_BM} = \sum_{i=1}^N \frac{AARR_{con\_BM} * CAPEX}{(1 + WACC)^i} * \frac{CAPEX\_RIGETTATI}{CAPEX\_TOTALI}$$

In maniera analoga calcoliamo il valore dell' $NPV_{senza\_BM}$ . Sottraendo i valori ottenuti dalle due formule otteniamo una stima dell'NPV incrementale.

Tale indicatore costituisce un riscontro alla teoria elaborata al punto precedente.

METODO AARR					
	1998	1999	2000	2001	2002
Utile con BM	344,85	312,22	387,54	522,30	657,44
Utile senza BM	268,22	242,83	301,42	406,23	511,34
Variazione utile netto	76,64	69,38	86,12	116,07	146,10
Variazione % utile netto	12,90	2,45	1,30	1,94	2,82
IRR con BM	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%
IRR senza BM	7,27%	7,27%	7,27%	7,27%	7,27%
Capex rigettati/Capex tot	11,79%	11,79%	11,79%	11,79%	11,79%



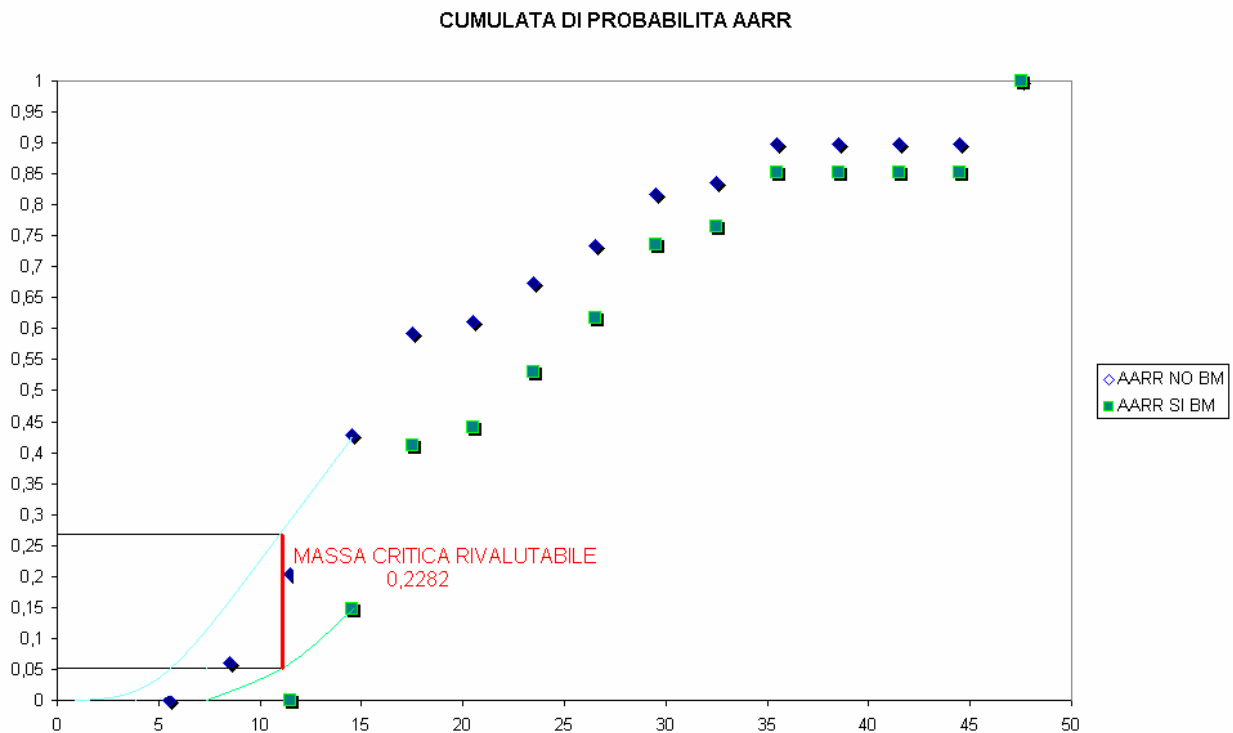
### Massa critica rivalutabile

Poiché l'effetto del BM è uno schiacciamento della curva, è possibile individuando il quantile 0,05 della funzione di densità con BM, calcolare l'area compresa tra le funzioni di densità con/senza BM a sinistra di detto valore. E' questa la grandezza che abbiamo definita massa critica rivalutabile, essa infatti rappresenta quel volume di investimenti che, grazie al BM, sarà realizzato ad una redditività superiore di quanto sarebbe avvenuto in sua assenza. Possiamo quindi definire un indicatore economico considerando che tale massa sarà investita ad un tasso almeno pari a quello indicato dal quantile 0,05:

$$NPV\_massa\_criticaBM = \left( \int_{-\infty}^{AARR(0,05)} (f - f_{BM}) \right) * (1 + AARR(0,05)_{BM}) * \sum_{i=1}^N CAPEX_{E\&P}$$

dove  $CAPEX_{E\&P}$  individua i CAPEX attualizzati e N è la durata media di un investimento E&P, nel caso in esame considerato pari a 30 anni.

Il valore dell'integrale all'interno della formula può essere letto come differenza verticale tra i valori delle funzioni di densità cumulate in corrispondenza del quantile (0,05) della cumulata con BM. Tale valore è evidenziato in figura:



Per valutare il  $\Delta NPV$  incrementale valutiamo l'NPV della stessa massa in assenza di BM come:

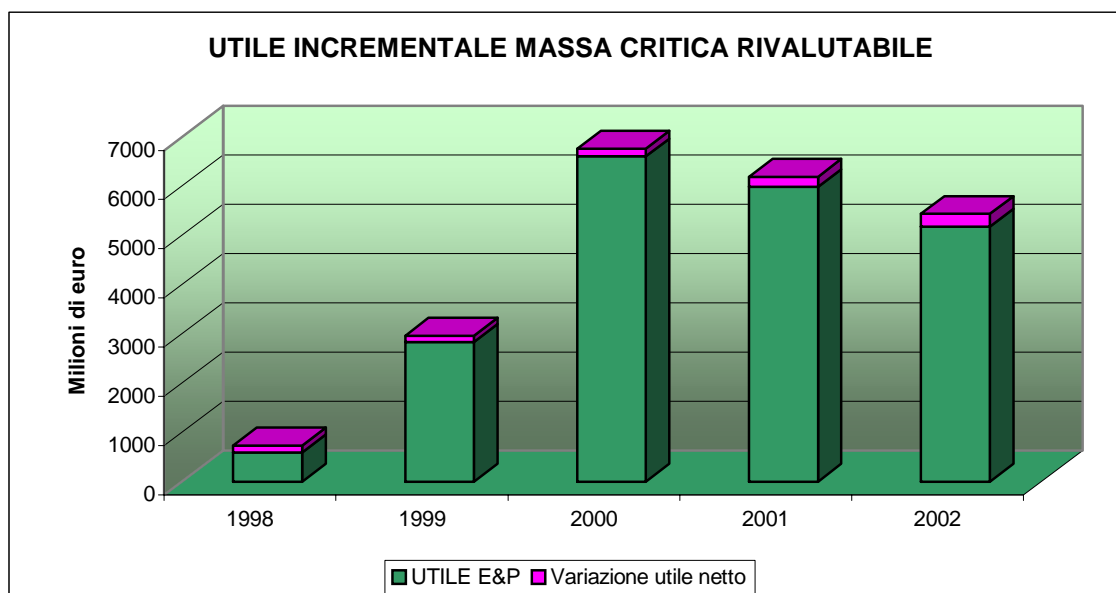
$$NPV\_massa\_critica = \left( \int_{-\infty}^{AARR(0,05)} (f - f_{BM}) \right) * \sum_{i=1}^N \frac{\overline{AARR} * CAPEX_{E\&P}}{(1+WACC)^i}$$

Dove  $\overline{AARR}$  è il valore di AARR che si ottiene in corrispondenza al percentile  $x/2$  sulla curva senza BM. Dove  $x$  è il percentile sulla curva senza BM che corrisponde al quantile  $AARR(0,05)$  sulla curva con BM. Osserviamo che la convergenza tra le curve garantisce che il valore medio utilizzato è superiore a quello ottenibile con un procedimento analitico.

La grandezza incrementale è la differenza tra i due NPV definita come  $\Delta NPV$  incrementale.

Il  $\Delta NPV$  incrementale risulta stimato in maniera conservativa per effetto della procedura di stima adottata nei confronti della grandezza  $NPV\_massa\_critica$ , ovvero quella senza BM, pertanto essa risulta sopravvalutata. E' questa la ragione per cui con questo metodo il  $\Delta NPV$  risulta sottostimato rispetto al metodo IRR.

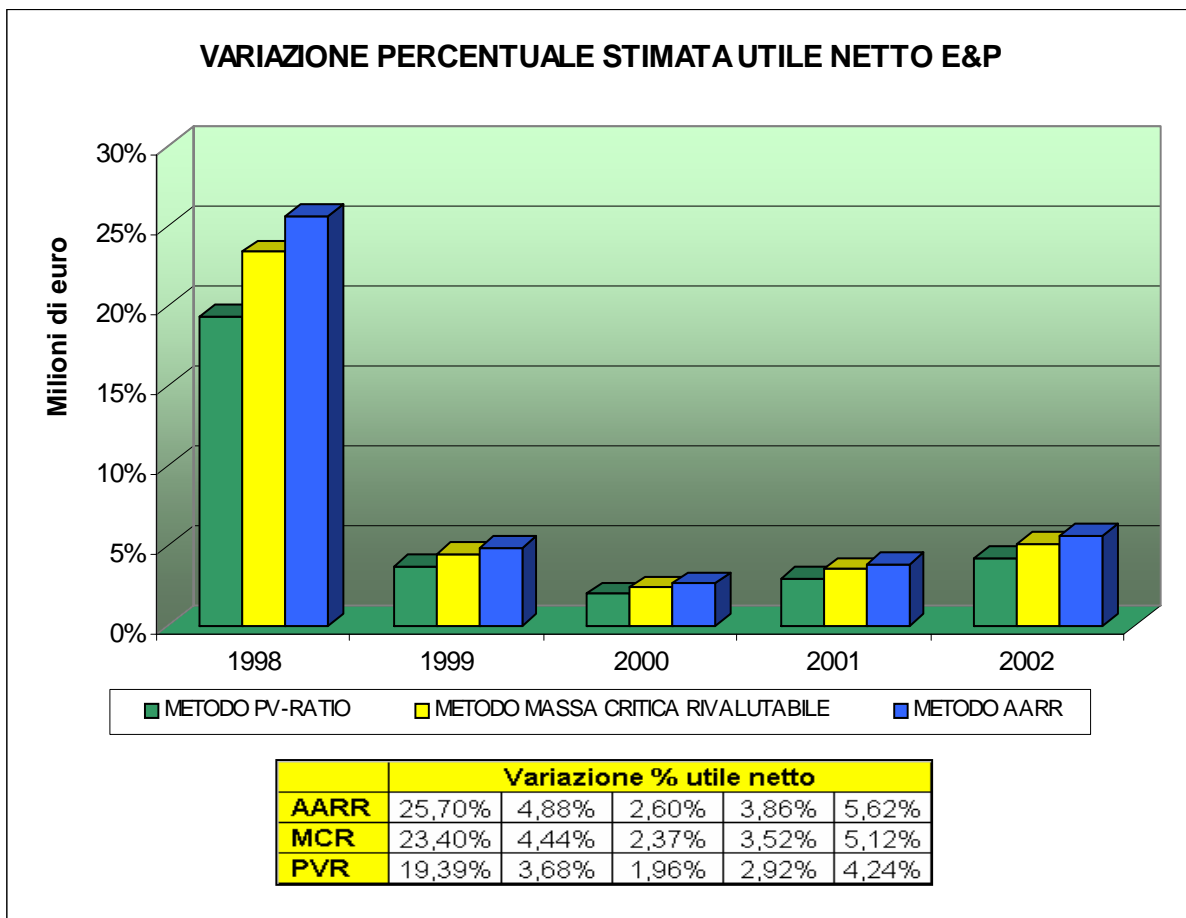
METODO MASSA CRITICA RIVALUTABILE					
	1998	1999	2000	2001	2002
Utile con BM	340,48	308,26	382,63	515,68	649,11
Utile senza BM	285,58	258,55	320,93	432,53	544,44
Variazione utile netto	54,90	49,71	61,70	83,15	104,67
Variazione % utile netto	9,24	1,75	0,93	1,39	2,02
IRR con BM	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%	9,35%
IRR senza BM	7,27%	7,27%	7,27%	7,27%	7,27%
Massa critica rivalutabile	11,64%	11,64%	11,64%	11,64%	11,64%

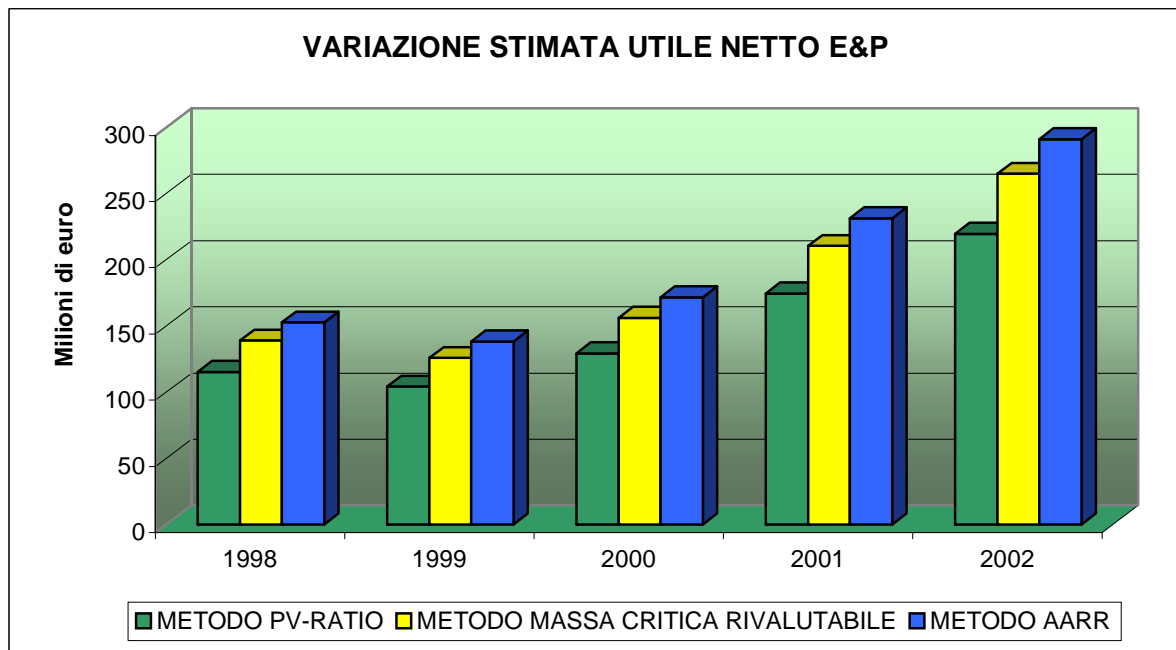


La tabella di seguito riportata mostra una sostanziale congruenza tra gli indicatori, valutata calcolando lo scostamento di ciascun indicatore dalla media dei tre:  $\underline{S}$

SCOSTAMENTO ANNUO DEGLI INDICATORI DALLA MEDIA			
	VALORE ASSOLUTO	VALORE %	$\underline{S}$
IRR vs $\underline{S}$	32,49	12,57%	258,53
IRRth vs $\underline{S}$	6,46	2,50%	258,53
PVR vs $\underline{S}$	-38,95	-15,07%	258,53

Nei grafici di seguito riportati è possibile visualizzare l'andamento comparativo dei tre indicatori nei differenti anni:





E' pertanto giustificabile effettuare un'analisi di sensitività su uno qualunque dei tre.

## ANALISI DI SENSITIVITA'.

Essendo il *rate* di successo del BM determinante ai fini dello studio, si è ritenuto opportuno effettuare un'analisi di sensitività sull'AARR al variare di detto parametro. A tal fine si è adottata, per la stima dei quantili, la metodologia DANIELSSON-DE VRIES (1997, Tinbergen Institute Rotterdam) che si fonda sulle seguenti relazioni:

$$\hat{x}_p = X_{M+1} \left( \frac{M}{np} \right)^{\frac{1}{\hat{\alpha}}}$$

$$\frac{1}{\hat{\alpha}} = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^n \log\left(\frac{X_i}{X_{M+1}}\right)$$

$$X_i < X_{M+1}$$

dove:

$\frac{1}{\hat{\alpha}}$ : STIMATORE DI HILL – costituisce una misura dello spessore della coda;

$n$  è l'ampiezza del campione di rendimenti utilizzato nella stima;

$X_{M+1}$  indica l'AARR a partire dal quale inizia la coda di sinistra del campione di valori;

$M$  indica il numero di osservazioni che compongono la coda di sinistra del campione;

$x$  indica le osservazioni tale che  $x < X_{M+1}$ ;

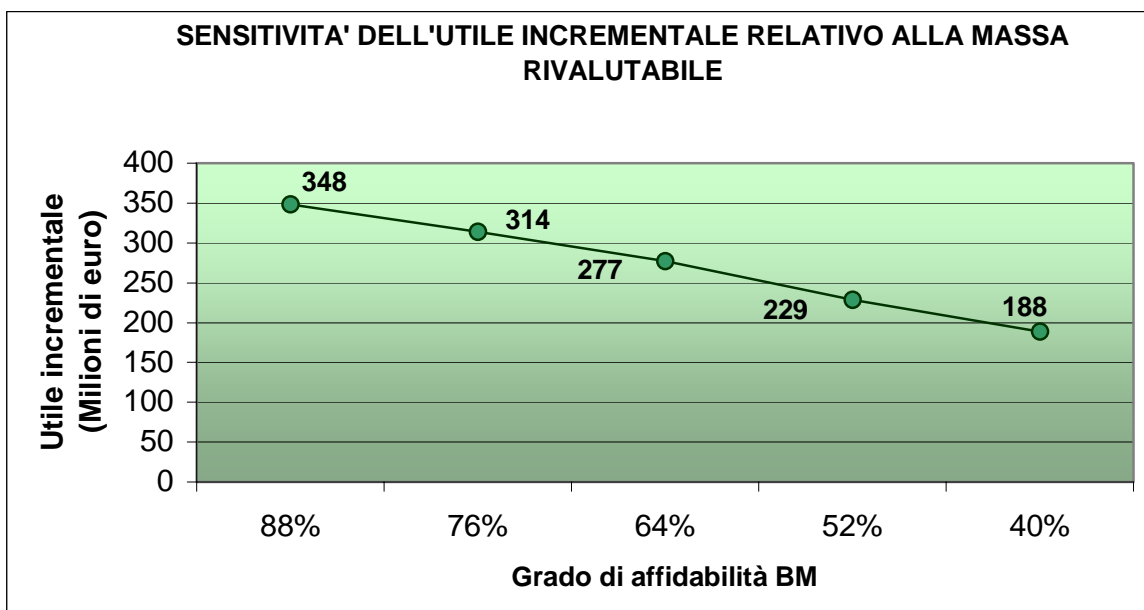
$\hat{\alpha}$ : indica una stima dell'indice di coda sinistra di una generica  $F_x(x)$ ;

$p$ : intervallo di confidenza richiesto dalla stima – nel caso in esame 0,05;

$\hat{x}_p$ : stima del quantile corrispondente al percentile  $p$ .

I risultati ottenuti sono i seguenti

Sensività AARR sui dati dell'anno 2002						
Probabilità di successo BM	senza BM	88%	76%	64%	52%	40%
AARR	8,56%	13,97%	13,44%	12,87%	12,12%	11,49%
Utile netto incrementale (mil. Euro)		347,974	313,630	277,401	228,791	188,271
Variazione % utile netto		6,724%	6,060%	5,360%	4,421%	3,638%



**Nota**

Va comunque tenuta presente la dimensione ridotta dei costi relativi agli studi di BM rispetto all'utile incrementale generato, inoltre qualora si disponesse dei dati relativi agli investimenti annuali in BM che sarebbe necessario l'ENI effettuasse per raggiungere l'NPV incrementale stimato sarebbe utile definire una sorta di

$$\text{ROI} = \text{NPV incrementale} / \text{stima investimenti annuali in BM}$$

In prima approssimazione, se considerassimo il 50% delle aree di ricerca e sviluppo riportate nel bilancio ENI 2002 come aree esplorative avremmo un numero di studi effettuati pari a circa 500, stimando il costo unitario di uno studio di BM pari a 100.000 euro avremmo un ammontare di investimenti pari a 50.000.000 da cui

$$\text{ROI} = 250.000.000 / 50.000.000 = 5$$

Questo indicatore sembrerebbe giustificare l'utilizzo del BM tra le tecnologie standard utilizzate dall'azienda.

## **CONCLUSIONI.**

Dall'analisi effettuata si evince che la tecnica del Basin Modelling offre un contributo, seppur non decisivo, alla formazione del risultato economico dell'ENI, infatti le stime della ricchezza incrementale prodotta grazie all'utilizzo del BM risultano essere comprese tra il 3 e il 5% dell'utile di bilancio.

Tuttavia oltre all'aspetto economico va considerata la valenza culturale, didattica e documentale di questo tipo di studi che contribuisce ad accrescere il know-how aziendale.

E' importante precisare a conclusione dello studio effettuato, che esso si propone di fornire una metodologia di approccio e risoluzione del problema in esame più che una quantificazione dei risultati, tutto ciò a causa dell'impossibilità di ottenere un campione di dati che consenta di effettuare stime statisticamente affidabili.