



Eni Corporate University

SCUOLA ENRICO MATTEI
Master MEDEA - A.A. 2004 – 2005

Valutazione delle tecnologie per la
Flow Assurance attraverso il
metodo delle opzioni reali

Tutors:

Donato Azzarone, Eni E&P
Nicola De Blasio, Direzione Tecnica ENI
Alberto Marsala, Eni E&P
Raffaella Turatto, EniTecnologie
Alessandro Stella, EniTecnologie

Studenti:

Andres Arroyo
Tobia Desalvo
Michele Margarone
Alessandro Zitani

INDICE DEL LAVORO

1. Le opzioni reali	2
2. Le opzioni reali ed il problema dello sfruttamento di una risorsa petrolifera.....	3
3. La valutazione degli investimenti	5
4. La valutazione dell'opzione di differimento.....	7

1. Le opzioni reali

Il metodo delle opzioni reali è una tecnica con cui si assegna un valore all'opportunità di ricevere un payoff che è una funzione aleatoria di un evento reale. Tale opportunità viene trattata secondo lo schema con il quale viene prezzata un'opzione finanziaria, ove l'attività sottostante è il valore di mercato del progetto completato ed operativo, V_t (ovvero il suo valore attuale netto) mentre il prezzo di esercizio è posto uguale a zero¹.

Nel caso in esame l'investimento riguarda lo sviluppo di un campo marginale *off-shore* in condizioni di *deep-water*. Per questo tipo di investimenti un problema rilevante è costituito dalla *flow assurance*. Quest'ultima ha un impatto sul profilo di produzione e sui costi operativi e di investimento (OPEX e CAPEX), in particolare la scelta della tecnologia per la risoluzione del problema della *flow assurance* modifica il profilo di rischio dell'investimento.

L'investitore ha a disposizione un insieme di tecnologie tra cui scegliere: queste possono essere già disponibili sul mercato o necessitare investimenti in attività di ricerca e sviluppo. Questa flessibilità ci induce a ritenere che l'approccio con il metodo delle opzioni possa perlomeno integrare una valutazione con il metodo del *discounted cash flow*. Ad ogni modo la costruzione di un albero delle decisioni consente di individuare delle *milestones* all'interno del processo decisionale e risulta, in conseguenza, un utile strumento per il management per individuare (a priori) i possibili esiti degli investimenti ed intraprendere tempestivamente opportune strategie in funzione degli eventi che si realizzano durante l'avanzamento del progetto.

L'approccio classico al problema decisionale, secondo il metodo del *discounted cash flow*, conduce alla valutazione di strutture non ramificate e parallele di flussi di cassa

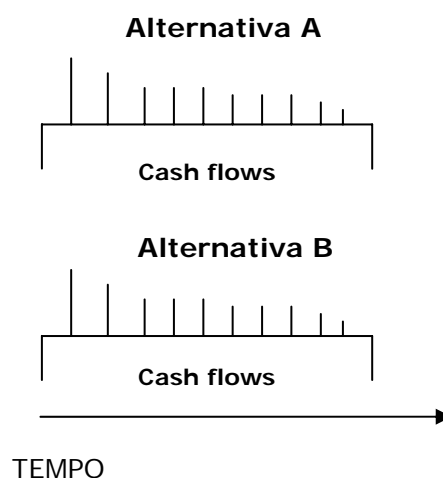


Fig 1

¹ E' possibile, alternativamente, considerare come sottostante il valore attuale dei flussi di cassa al lordo dell'investimento iniziale, e considerare come strike price il costo del progetto.

Nel caso in cui risultano essere noti solo i valori medi dei cash flow e l'incertezza ad essi associata è sintetizzata nel tasso di sconto a cui vengono attualizzati, si possono utilizzare gli ordinari criteri di scelta: *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, *Profitability Index (PI)*, *Pay Back Period (PBP)*. Qualora siano noti parametri aggiuntivi dei processi stocastici che generano i flussi di cassa (momenti di ordine superiore, distribuzione della densità di probabilità) è possibile applicare gli strumenti tipici dell'analisi di portafoglio, ad esempio: dominanza stocastica, criteri di media-varianza. In entrambi i casi, tuttavia, non si colgono le flessibilità che possono essere nascoste nella struttura.

2. Le opzioni reali ed il problema dello sfruttamento di una risorsa petrolifera

Nel caso generale dell'approccio al problema dello sfruttamento di una risorsa petrolifera si presentano all'investitore un insieme di opzioni annidate. Queste vanno dalla scelta di intraprendere o meno un'indagine geologica, alla scelta di quale tecnologia utilizzare per ottimizzare la produzione.

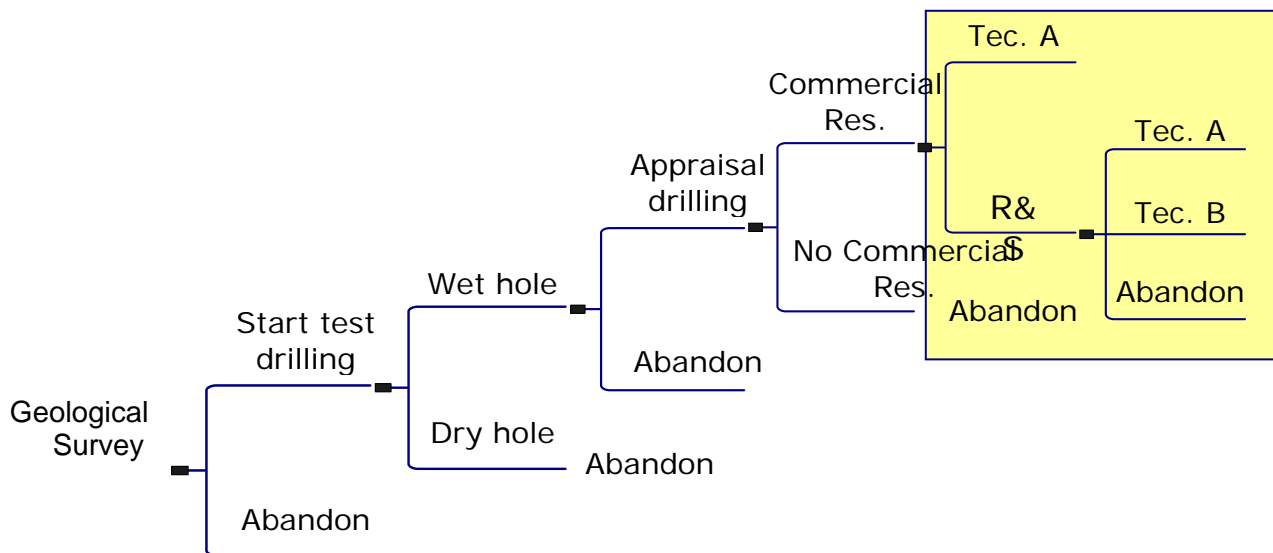


Fig 2

Nello specifico l'opzione che si sta valutando si pone alla fine della fase esplorativa. Dopo aver individuato un bacino tecnicamente ed economicamente sfruttabile, si presentano, nella fase di sviluppo, diverse opzioni tecnologiche per assicurare il flusso di greggio.

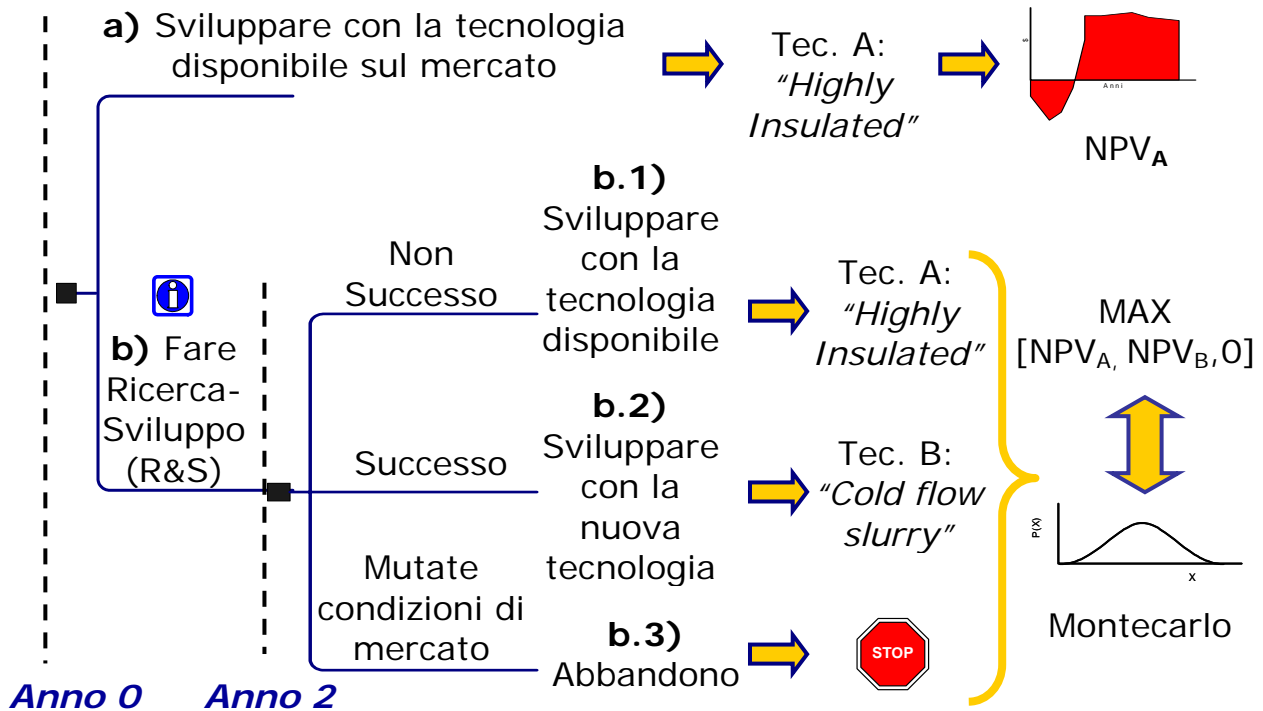


Fig 3

All'anno 0 è possibile sviluppare il campo mediante tecnologie presenti sul mercato, appartenenti alla famiglie delle tecnologie "Passive Heat" o "Highly Insulated" oppure "acquistare" un'opzione di differimento. Quest'ultima consiste nella realizzazione di un investimento in un'attività di ricerca e sviluppo, al fine di mettere a punto una tecnologia alternativa per realizzare la flow assurance, in grado di incrementare il ritorno economico dell'investimento. L'opzione di differimento consente all'investitore di poter scegliere, alla *Maturity*, tra:

- implementare la nuova tecnologia
- sviluppare il campo con la tecnologia presente sul mercato
- non eseguire l'investimento a fronte di mutate condizioni di mercato

In conseguenza di ciò il valore dell'opzione non consisterà solo nella flessibilità tecnologica insita nella possibilità di scegliere tra due soluzioni alternative al problema della flow assurance, ma anche nella possibilità di monitorare ulteriormente il mercato del petrolio non impegnando capitali in attività che potrebbero, dopo due anni, rivelarsi non economicamente sostenibili. A fronte di questo diritto l'investitore dovrà pagare un "premio" costituito dagli investimenti in ricerca e sviluppo che dovrà sostenere ed inoltre rinuncerà, per i primi due anni, a mettere in produzione il campo, scontando ulteriormente il net present value dell'investimento.

All'anno zero l'investitore dovrà valutare opportunamente le due alternative per scegliere, anche in relazione al suo grado di avversione al rischio², quella che ritiene più profittevole. Nel caso specifico questo lavoro mira a ricavare, assegnate le componenti aleatorie necessarie alla valutazione dell'opzione, l'investimento massimo in attività di ricerca e sviluppo fino al quale è conveniente la sua realizzazione, ovvero il prezzo massimo che si può essere disposti a pagare per acquistare l'opzione di differimento e avvio della fase di ricerca³.

3. La valutazione degli investimenti

Possiamo considerare come variabili più sensibili per la valutazione di un investimento nel settore petrolifero il mercato, la tecnologia e la fiscalità.

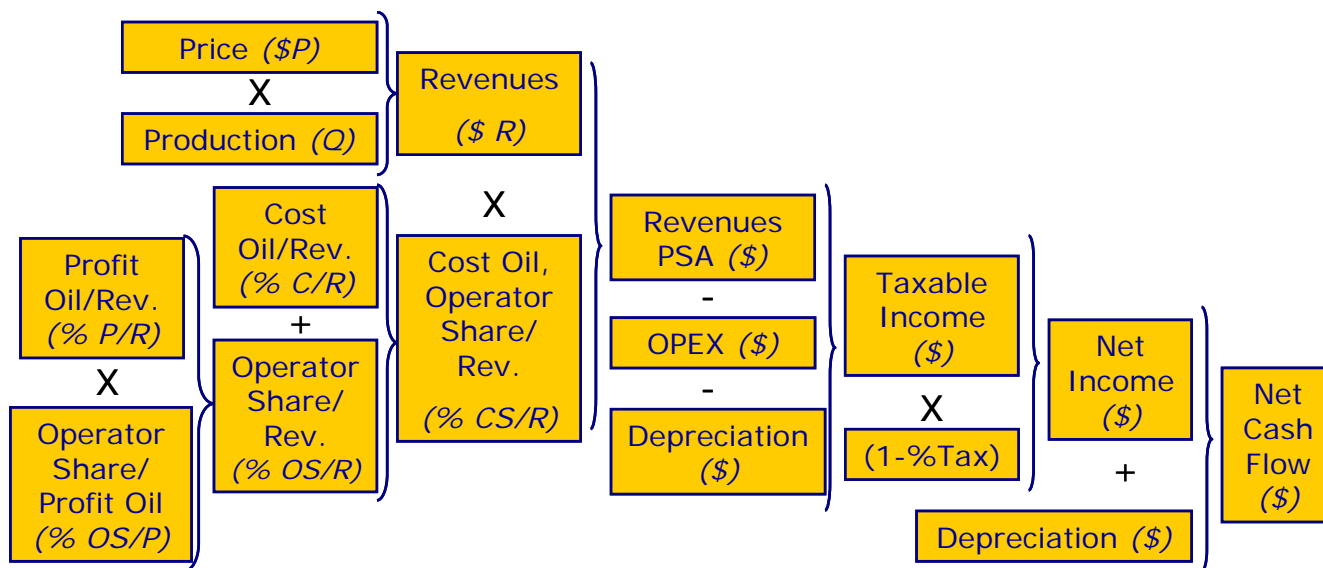
Il mercato, considerato come l'interazione fra l'offerta e la domanda di greggio, determina il prezzo. La tecnologia è determinata dal progresso tecnico-ingegneristico che consente un migliore sfruttamento della riserva petrolifera. Nella presente ricerca l'aspetto tecnologico è limitato alla sola analisi delle soluzioni al problema della "Flow Assurance". La fiscalità risulta determinante nella misura in cui garantisce le regole di profitto e recupero dei costi d'investimento attraverso un sistema legale e tributario. La contrattualistica petrolifera presenta diverse tipologie: quella considerata è il *Production Sharing Agreement (PSA)* nel quale lo Stato assegna alla compagnia petrolifera un'aliquota di produzione a titolo di recupero degli investimenti di esplorazione, sviluppo e messa in produzione del giacimento (Cost Oil) e ripartisce a titolo di profitto una quantità degli idrocarburi prodotti tra lo Stato e la compagnia petrolifera secondo percentuali variabili (Profit Oil). Il contratto determina inoltre l'entità delle *royalties* e il tipo di ammortamento consentito (lineare, accelerato oppure soggetto a particolari vincoli): nel presente studio le condizioni contrattuali prevedono che l'ammortamento sia il valore minimo fra l'ammortamento lineare (in 4 anni) e la differenza tra Cost Oil e OPEX (Net Cost Oil). In tal modo si limita l'entità del recupero annuale del capitale investito a vantaggio dell'imposizione fiscale, poiché la base imponibile che ne deriva non può essere inferiore al profit oil.

Il valore di un investimento coincide con il valore attuale netto dei flussi di cassa che saranno da esso generati. Il flusso netto di cassa di un progetto è la differenza tra le entrate e le uscite effettive; la differenza con il conto economico è il suo carattere monetario e non contabile.

² Il modello usato per prezzare l'opzione presuppone che l'investitore sia neutrale al rischio, nel caso in cui questo risulti avverso al rischio, il prezzo che egli sarà disposto a pagare risulterà minore del valore ottenuto

³ Un'analisi più corretta e approfondita richiederebbe che le statistiche degli eventi aleatori considerati siano funzione dell'investimento in ricerca e sviluppo; per semplicità (e soprattutto per mancanza di dati) si è scelto di considerare indipendenti le due grandezze.

E' possibile calcolare i cash flow a partire dalle poste del conto economico, eseguendo le operazioni riportate in figura 4.



Equazioni Utili:

(1) Cost Oil (C)+ Profit Oil (P)= Revenues (R)

(2) Operator Share (OS)+ State Share (SS)= Profit Oil (P)

Fig 4

L'analisi comincia con il calcolo dei ricavi (\$R) derivanti dalla vendita di olio, pari al prodotto tra il prezzo del greggio e la quantità venduta (Q).

Essendo già stabilito dal contratto PSA la quota di Profit Oil come percentuale sui Ricavi (% P/R), la quota dei profitti per la compagnia (Operator Share) come percentuale sul Profit Oil (% OS/P) e la quota di Cost Oil come percentuale sui Ricavi (% C/R), è possibile calcolare la percentuale totale dei ricavi che spettano alla compagnia (% CS/R). A questo valore si deducono i costi operativi (OPEX) e l'ammortamento ottenendo il Reddito Tassabile (Taxable Income) e, dedotta la tassazione, il Reddito Netto.

Il cash flow si ottiene risommando al Reddito Netto la quota di ammortamento. La medesima analisi è sintetizzata nel grafico in figura 5:

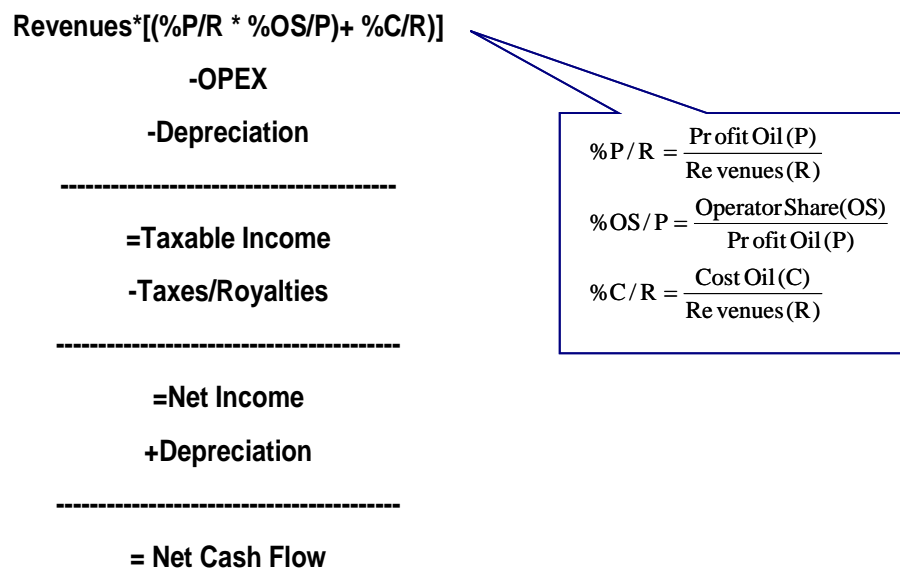


Fig 5

4. La valutazione dell'opzione di differimento

Nel caso esaminato si limita l'attenzione agli aspetti tecnologici della flow assurance. I dati utilizzati (forniti da DEEPSTAR) riguardano il dettaglio delle voci di costo inerenti le diverse tipologie tecniche. Per i nostri obiettivi, essi sono stati aggregati in CAPEX ed OPEX. Per la tecnologia alternativa, abbiamo ipotizzato che una parte dei CAPEX sia stocastica, così volendo rappresentare la variabilità che dipende dai risultati dell'attività di ricerca e sviluppo e dalle future condizione di costo sul mercato. Gli OPEX, invece, sono assunti deterministici (come la restante parte dei CAPEX).

Per determinare i ricavi della produzione rilevanti per la costruzione dei cash flow necessari alla valutazione dell'investimento, abbiamo bisogno di conoscere la produzione attesa (che assumiamo deterministica secondo le stime di DEEPSTAR) e i prezzi di scenario che saranno utilizzati tra due anni (momento decisionale se si accede all'opzione di differimento), per i quali invece abbiamo assunto una distribuzione lognormale con media a 20\$ e varianza del 20% (vedi appendice). Inoltre ad ognuna delle tecnologie è associata una probabilità di incidenti, alla quale corrisponde un valore di mancata produzione. Dal momento che all'arresto della produzione è associata una distribuzione di densità di probabilità, anche la mancata produzione sarà aleatoria.

Introducendo la statistica di questi eventi nel simulatore Montecarlo, si sono ottenuti come output le distribuzioni di probabilità dei valori attuali netti delle due tecnologie di flow assurance.

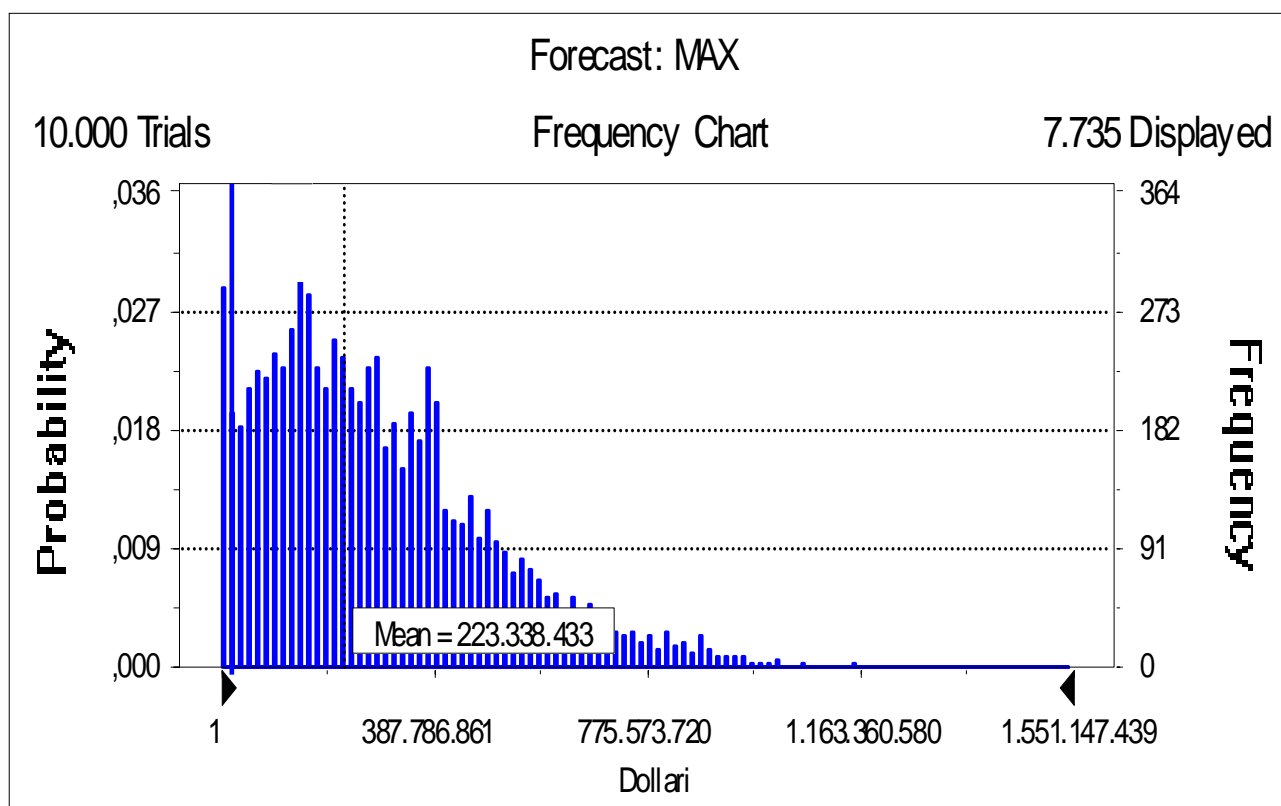
Per determinare il prezzo dell'opzione è necessario, anzitutto, determinare in modo corretto l'attività sottostante. Nel caso in esame si è considerato come sottostante il massimo del valore attuale netto degli investimenti, ponendo pari a zero il valore dello *strike price* (coerentemente con il diritto di non esercitare l'opzione, che nella realtà corrisponde a non realizzare l'investimento con nessuna delle tecnologie di flow assurance). Il profilo dei pay-off risulta essere⁴:

$$\max \left[\max \left[NPV_A, NPV_B \right], 0 \right]$$

ove la coppia (NPV_A, NPV_B) è la realizzazione del vettore scostastico la cui statistica è stata simulata attraverso il metodo *Montecarlo*.



La distribuzione stocastica del pay-off ottenuto tramite il simulatore è riportata nel seguente grafico:



⁴ Qualora l'opzione preveda la possibilità di scegliere tra un numero maggiore di alternative il profilo dei pay-off risulterà essere: $\max \left[\max \left[NPV_1, \dots, NPV_j, \dots, NPV_n \right], 0 \right]$ ove l'n-upla $\left[NPV_1, \dots, NPV_j, \dots, NPV_n \right]$ rappresenta la realizzazione di un processo stocastico multivariato.

L'opzione reale così ottenuta si comporta come un'opzione finanziaria esotica iscritta su più titoli. Applicando il modello di Black-Scholes nella sua forma più generale, assumendo l'investitore neutrale al rischio, si ottiene il valore attualizzato dell'opzione:

$$\frac{P(\text{MAX}[NPV_A, NPV_B] > 0) \int_{\text{MAX}[NPV_A, NPV_B] > 0} \text{MAX}[NPV_A, NPV_B](p) p dp}{(1 + r_f)^2}$$

Tale valore risulta essere maggiore del valore attuale netto del caso base (ovvero lo sviluppo immediato del campo mediante l'ausilio delle tecnologie di flow assurance disponibili sul mercato). La differenza tra i valori ottenuti rappresenta l'ammontare massimo dell'investimento in ricerca e sviluppo (attualizzato) conveniente per un investitore *risk neutral*.

$$\text{Investimento in R \& D} = \frac{P(\text{MAX}[NPV_A, NPV_B] > 0) \int_{\text{MAX}[NPV_A, NPV_B] > 0} \text{MAX}[NPV_A, NPV_B](p) p dp}{(1 + r_f)^2} - NPV_A$$

Tramite l'implementazione del metodo è stato così possibile dare un prezzo *equo* all'opzione di differimento.

Appendice 1.

In appendice sono riportate le distribuzioni dei parametri stocastici utilizzati

Assumptions

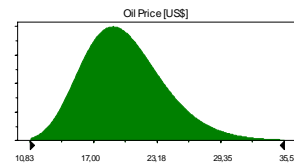
Assumption: Oil Price [US\$]

Cell: C17

Lognormal distribution with parameters:

Mean 20,00
Standard Dev. 4,00

Selected range is from 0,00 to +Infinity



Assumption: Stochastic Capex

Cell: C4

Lognormal distribution with parameters:

Mean 314.664.069
Standard Dev. 62.900.000

Selected range is from 0 to +Infinity

