

# Evaluation de projets d'investissement pétrolier en utilisant la simulation de Monte Carlo

Fateh BELAID and Daniel DE WOLF

Institut des Mers du Nord, Université du Littoral,  
21 quai de la citadelle, 59140 Dunkerque, France.  
fateh.belaid@univ-littoral.fr daniel.dewolf@univ-littoral.fr

**Résumé** L'exploration et le développement d'un champ pétrolier font face à de nombreuses incertitudes liées aux rendements et aux coûts tout au long du cycle de vie du projet. A titre d'exemple les réserves, les investissements, les coûts opératoires, la production et le prix du pétrole sont souvent incertains. En conséquence, Il est difficile de prévoir les cash-flows même pour les projets pétroliers les plus simples. Différentes méthodes sont disponibles pour aider les décideurs à évaluer les incertitudes, et réduire le risque des opportunités d'investissement en amont pétrolier. La simulation a été reconnue comme un outil d'analyse de risque et de prise de décision en évaluation de projets d'investissement en amont pétrolier au début des années 60. Aujourd'hui pratiquement toutes les grandes compagnies pétrolières ont incorporé la simulation dans leurs études de projets. Dans cet article, nous essayons d'expliquer les critères d'évaluation et d'analyse du risque de projets d'investissement en amont pétrolier basés sur les cash-flows et de montrer comment la simulation de Monte Carlo peut être utile dans ce cadre.

**Mots-Clefs.** Optimisation de portefeuille ; Exploration pétrolière ; Gestion du risque.

## 1 Introduction

La performance d'un projet d'exploration production pétrolière est mesurée par trois critères :

- Le projet respecte-il le timing ?
- Répond-il aux objectifs attendus par la compagnie ?
- Respecte-il le budget disponible ?

Comme l'environnement économique est incertain, notamment pour le marché pétrolier, les projets risquent de rencontrer différents aléas. De fait, la gestion de projets et l'analyse du risque ont un grand rôle à jouer pour faire face aux changements inattendus de l'environnement économique.

Pour évaluer les projets d'investissement et sélectionner ceux qui maximiseront le profit de l'entreprise, nous devons, en premier lieu, déterminer les flux nets de trésorerie (cash-flows) de chaque investissement et, en second lieu, évaluer l'incertitude de ces cash-flows totaux.

La première étape d'évaluation d'un projet est de mettre en place un scénario de base et de calculer sa valeur actuelle nette (VAN). Ceci suppose que les valeurs d'un certain nombre de paramètres d'entrée soient connues :

- la nature de pétrole en place ;

- le taux de déclin ;
- les prix de pétrole pour chaque année ;
- les coûts opératoires et du capital de chaque année ;
- le taux d’actualisation ;
- la structure fiscale ;
- etc, . . .

La Valeur Actuelle Nette (VAN) est généralement définie comme la différence entre les flux nets de trésorerie actualisés et le montant initial de l’investissement. Elle indique l’enrichissement net de l’entreprise qui découle de la réalisation de cet investissement. Dans les projets pétroliers, les investissements s’étalent également sur plusieurs périodes de temps. Nous pouvons représenter la valeur actuelle nette en utilisant l’équation suivante :

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

où  $CF_t$  représente les cash-flows à la fin de la période  $t$  ;

$i$  le taux d’actualisation ;

$N$  le nombre de périodes sur la vie économique de l’investissement.

Une valeur actuelle positive nette signifie que l’investissement augmente la valeur de l’entreprise, c’est-à-dire que le retour est plus que suffisant pour compenser les investissements engagés. Une valeur actuelle nette négative signifie que l’investissement diminue la valeur de l’entreprise, c’est-à-dire, le rendement est inférieur au coût du capital. Une VAN positive conduira évidemment à accepter le projet, une VAN négative à le rejeter.

Pour calculer la VAN, on a besoin de connaître le coût du capital, ce qui n’est pas une tâche facile. Le concept de coût du capital est défini (voir Fabozzi [2]) comme la compensation des fournisseurs de capitaux pour

- la valeur temporelle de l’argent
- le risque qu’ils acceptent sur les cash-flows espérés.

Obtenir une estimation de la compensation nécessaire n’est pas si simple. Cela, s’explique par le fait que pour estimer le coût du capital, nous devons faire un jugement sur le risque du projet et le rendement nécessaire pour compenser ce risque. Pour pallier à cette insuffisance de la VAN nous utilisons la simulation de Monte Carlo.

## 2 Risque et analyse en utilisant la simulation

Simuler un système revient à imiter son comportement afin de mesurer sa réponse (output) à différents intrants (inputs). L’avantage de simuler un système sur ordinateur réside dans la possibilité de répliquer son évolution tant de fois que nécessaire dans des conditions indépendantes.

Dans cet article, quand on parle de la simulation, on se réfère à la simulation de Monte Carlo. La simulation permet aux analystes de décrire le risque et l’incertitude des variables qui influencent la rentabilité du projet par des distributions de probabilité. Comme exemple de variables incertaines influençant la VAN, on peut citer :

- les réserves,
- les coûts de forage,

- le prix du brut,
- etc . . .

Ensuite on combine les distributions et les formules déterministes du modèle de projet pour formuler une distribution de la VAN possible et les autres mesures de profitabilité du projet (comme le taux de rendement interne<sup>1</sup>,...). La distribution de la VAN n'est qu'une étape pour calculer la valeur monétaire espérée.

### 3 Vue d'ensemble de la simulation

Le premier objectif de l'utilisation de la simulation dans l'évaluation de projets en amont pétrolier est de déterminer la distribution de la VAN à partir des variables qui influent sur le rendement du projet. Ce qui permet de calculer sa moyenne ou la valeur actuelle espérée.

Supposons un investissement dont la valeur actuelle nette est une fonction de trois variables indépendantes  $X$ ,  $Y$  et  $Z$ . Supposons que la relation entre ces paramètres est décrite par l'équation ci-dessous :

$$VAN = f(X, Y, Z) \quad (2)$$

où  $X$ ,  $Y$  et  $Z$  sont les variables aléatoires et la VAN la variable dépendante.

En investissement pétrolier, les variables aléatoires peuvent être les réserves récupérables, les prix, les coûts, etc. Supposons maintenant que nous connaissons les valeurs exactes prises par les variables aléatoires. Dans ce cas, il sera simple de calculer la valeur exacte de la VAN. Il suffit de remplacer les valeurs des variables dans l'équation (1) et la résoudre directement. C'est ce que l'on appelle le calcul déterministe. Il ne devrait pas y avoir d'incertitudes sur les variables, et la VAN résultante. Cependant un tel cas idéal n'existe jamais dans l'évaluation de projets pétroliers. Au moment de la prise de décision, nous connaissons à peine les valeurs des variables qui influent sur la VAN. Tout ce qu'on nous connaissons c'est éventuellement *l'éventail des valeurs possibles*.

La situation courante dans l'industrie pétrolière est que l'on ne connaît pas les valeurs exactes des paramètres, mais généralement, on arrive à décrire l'intervalle et les valeurs possibles de chaque variable aléatoire. Dans ce cas, nous pouvons utiliser la simulation pour générer la distribution de la VAN résultante.

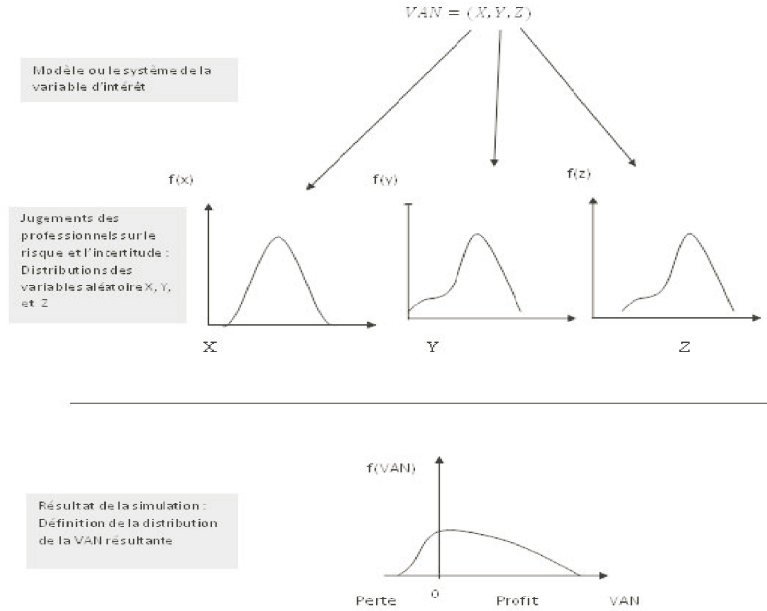
L'idée de la simulation est illustré à la figure 1 tirée de Newendrop [9] : à partir des distributions des paramètres influençant la VAN, on cherche à établir la distribution de la VAN elle-même.

Pour le moment nous considérons l'équation (2) comme notre modèle. Les distributions des variables  $X$ ,  $Y$  et  $Z$  sont des jugements sur l'incertitude. Chaque distribution représente l'intervalle complet des valeurs possibles et les probabilités de ces valeurs.

<sup>1</sup> Le taux de rendement interne (TRI) d'un projet d'investissement est le taux  $i$  pour lequel la valeur actuelle des flux nets de trésorerie du projet compensent exactement l'investissement initial. Ce taux de rendement interne peut être calculé à partir de l'équation suivante :

$$VAN(i) = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = 0$$

En d'autres termes, le taux de rendement interne d'un projet est le taux pour lequel la VAN du projet est égale à 0.



**FIG. 1.** Résultat de la simulation : la distribution de la VAN

Le point additionnel qui devrait être observé est l'état actuel de la nature qui est décrit par les valeurs spécifiques des trois variables  $X$ ,  $Y$  et  $Z$ . Remarquons, qu'une fois que les distributions des variables indépendantes sont définies, et lors de la résolution de l'équation (2), d'autres problèmes peuvent subvenir. Par exemple, même si les fonctions sont bien définies mathématiquement, et leurs représentations graphiques sont simples, il n'en reste pas moins difficile d'exécuter les opérations mathématiques (par exemple, des additions dans les distributions de probabilité).

Nous utilisons la simulation, parce que les deux solutions décrites ci-dessous pour résoudre ce problème ne marchent pas :

1. Chaque distribution de probabilité a ce qu'on appelle une fonction de densité  $f(X)$ . Donc ce qu'on peut faire quand on rencontre un tel problème est de déterminer les fonctions de densité de chaque variable aléatoire, ensuite insérer ces fonctions analytiques dans l'équation de la VAN et la résoudre. La complexité de la solution analytique rend ce problème insoluble. Cette solution n'est faisable que dans de rares cas.
2. Quelques chercheurs ont tenté (voir Newendrop et autres [8]) d'utiliser une autre approche qui consiste à déterminer les valeurs moyennes de  $X$ ,  $Y$ , et  $Z$ , et d'insérer ces dernières dans la fonction de la VAN, et enfin la résoudre. L'idée est que la valeur de la VAN résultante corresponde à la valeur moyenne de la distribution de la VAN. De ce fait, elle représente la valeur désirée pour la prise de décision. Par contre, cette logique ne marche pas, car en général, nous ne pouvons pas calculer la valeur moyenne d'une variable

dépendante par la substitution des valeurs moyennes de chaque variable aléatoire dans l'équation (2). En effet, mathématiquement, les deux opérations ne sont pas équivalentes.

Tout cela justifie l'utilisation de la simulation. Le principe de la simulation est de définir la distribution de la VAN en générant un très grand nombre de scénarii et en calculant la VAN de chacun d'eux. Pour chaque scénario, des valeurs de  $X$ ,  $Y$ , et  $Z$  sont sélectionnées en tenant compte de leurs distributions de probabilités respectives. Pour chaque itération, ces valeurs d'entrée et la VAN résultante représentent un seul état possible de la nature. Des valeurs spécifiques de  $X$ ,  $Y$ , et  $Z$  sont choisies pour chaque calcul de la VAN pour une série répétitive de calculs, les valeurs sélectionnées doivent avoir la même distribution de fréquence que les distributions de probabilité originales spécifiées par les analystes. La valeur de la variable indépendante utilisée pour chaque scénario est obtenue par échantillonnage à partir de la distribution originale de manière à respecter la forme de la distribution.

## 4 Application à l'évaluation d'un portefeuille de projets réels

### 4.1 Le processus complet de la simulation de Monte Carlo

On peut résumer le processus de la simulation de Monte Carlo effectué en trois étapes principales, comme suit :

- a. Création d'une **distribution de probabilité pour chaque paramètre économique d'entrée** : comme première étape, nous devons déterminer les principaux facteurs de risque, qui sont ici en nombre de trois (production, Opex, Capex) et évaluer leurs distributions de probabilités en utilisant les valeurs historiques et les jugements d'experts. Dans notre exemple, les distributions attribuées aux variables principales sont :
  1. **Production** : généralement, on utilise une *distribution log-normale*. Un exemple est donné dans le graphique de la figure 2.

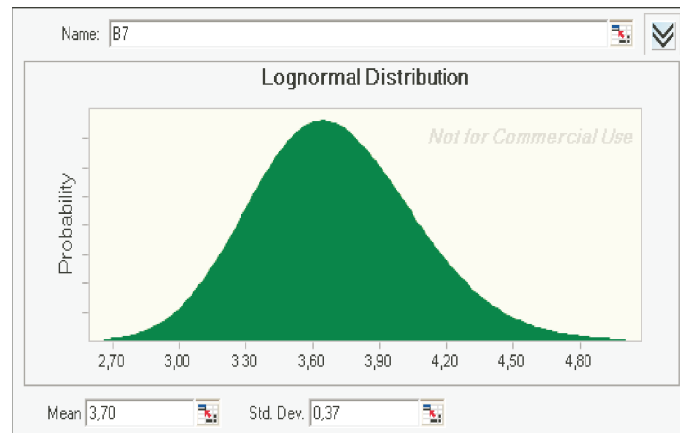
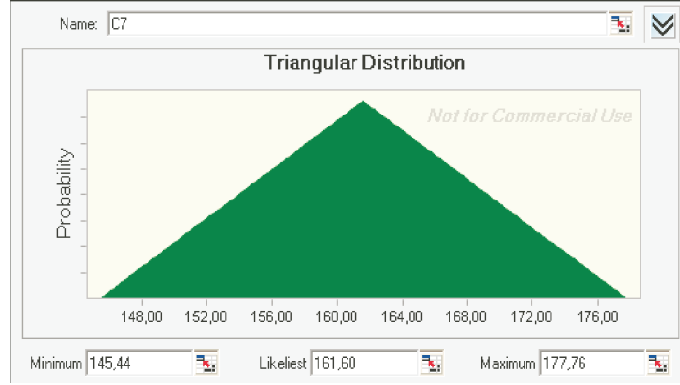


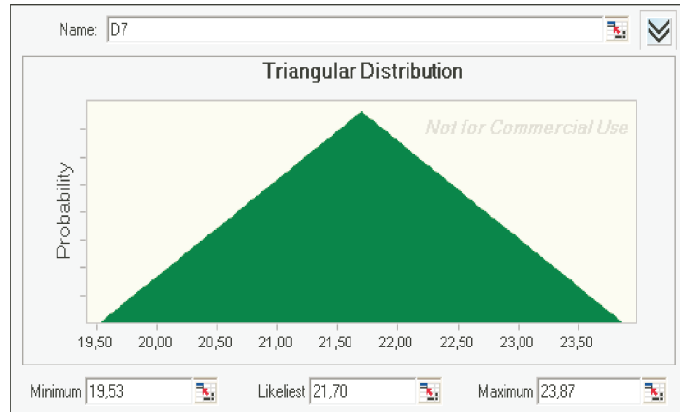
FIG. 2. Distribution de probabilité de la production de la troisième année du projet 1

2. **Capex** La variation des coûts d'investissement est généralement représentée par *distribution triangulaire*. Un exemple est donné dans le graphique de la figure 3.



**FIG. 3.** Distribution de probabilité de l'investissement de la troisième année du projet 1

3. **Opex** : la variation des coûts opératoires est généralement représentée par une *distribution triangulaire*. Un exemple est donné dans le graphique de la figure 4.



**FIG. 4.** Distribution de probabilité des coûts opératoires de la troisième année de projet 1

Rappelons que ces distributions sont fréquemment utilisées en industrie pétrolière (voir, par exemple, Rodriguez et Oliveira [12], Orman et Duggan [10] ou Rose [13]).

- b. Génération d'une *simulation de Monte Carlo* (ici avec 5 000 itérations).

- c. *Enregistrement des résultats de la simulation* : la distribution de VAN, la moyenne de la VAN, sa variance. On récupère les données de la simulation qui vont être utilisées pour le calcul de la matrice des variances-covariances des VAN des différents projets.

Pour l'ensemble du processus, on a utilisé la dernière version du logiciel Crystal Ball (Version 7.3). Remarquons que les paramètres inconnus sont générés aléatoirement par Crystal Ball. Par exemple, pour la production (voir figure 2), seule la moyenne de la production est disponibles dans notre jeu de données. L'écart type est généré par Crystal Ball comme étant 10 % de la moyenne.

#### 4.2 Hypothèses de calculs de la valeur actuelle nette des projets

Les hypothèses utilisées pour estimer les cash-flows attendus après impôt et le calcul de leur valeur actuelle correspondent au régime fiscal norvégien sans délai de paiement de l'impôt. Les taxes sont payées dans l'année où les bénéfices se produisent. Les hypothèses sont les suivantes :

1. Une **taxe spéciale** de 50 %, notée TS, est appliquée au secteur pétrolier offshore. Le montant effectif de l'impôt spécial est fondé sur la base d'imposition, qui est égale au : Revenu (R) - Coûts Opératoires (Opex) - l'amortissement fiscal (Depreciation : DTS) - les paiements d'intérêts (IP) - dotations additionnelles aux amortissements (Additional depreciation allowance : ADA). La taxe spéciale est égale à la base de l'impôt multipliée par 0,5 :

$$TS = (R - \text{Opex} - \text{DTS} - \text{IP} - \text{ADA})/2 \quad (3)$$

2. Une **taxe ordinaire** de 28 %, notée TO, est également due. La taxe ordinaire est égale à :

$$TO = (R - \text{Opex} - \text{DTS} - \text{IP}) \times 0,28 \quad (4)$$

3. La **taxe totale** est la somme de la taxe spéciale et de la taxe ordinaire :

$$TT = TS + TO \quad (5)$$

4. L'amortissement fiscal (DTS) est le montant d'investissement divisé par 6 années. Cela est autorisé comme amortissement de la première année de l'investissement jusqu'à la sixième année. Lors du calcul des coûts après impôt et des cash-flows attendus des revenus, l'amortissement est considéré comme une réduction des coûts pour la compagnie.
5. Les dotations additionnelles aux amortissements (ADA) applicables au développement de gisements de pétrole offshore de l'ordre de 30 % des investissements traités comme amortissements linéaires sur 6 ans. Lors du calcul des coûts après impôt et des cash-flows attendus des revenus, l'amortissement est de nouveau considéré comme une réduction des coûts pour la compagnie.
6. Tous les calculs sont exprimés en dollars américains.
7. Les cash-flows nominaux prévus escomptés (coûts et recettes attendus) ont été calculés à partir des données des projets en supposant un taux d'actualisation de 8 %, et un taux d'inflation attendu de 3,5 %, ce qui est le taux d'inflation utilisé par Statoil pour le calcul du coût réel des cash-flows. Toutes les actualisations ont été effectuées sur des coûts nominaux et recettes nominales prévues.

### 4.3 Présentation des données projets

Les données de projets utilisées proviennent de la compagnie pétrolière Statoil (compagnie pétrolière étatique Norvégienne). Il s'agit de projets d'exploration pétrolière dans la mer du Nord. Ils sont soumis, comme indiqué plus haut, au régime fiscal norvégien. Pour une description complète des données du problème, on se référera à l'article de Magne et autres [5].

Les compagnies pétrolières sont invitées à postuler pour des projets en zones d'exploration. Plusieurs compagnies pétrolières peuvent s'associer dans des projets dans une zone d'exploration en fonction des subventions publiques ou des achats de droits de propriété (ownership interests). Les ventes et les achats de projets pétroliers sont soumis à l'approbation du gouvernement norvégien.

Une structure de propriété normale pour un projet pétrolier est de deux à cinq entreprises participant à la planification et au développement du projet. En revanche, une seule entreprise responsable du développement du projet est probablement appelée à opérer dans le champ dans la phase de production.

## 5 Résultats du modèle

### 5.1 Présentation des scénarii de prix du brut

Pour notre cas d'évaluation du portefeuille de projets, nous utilisons trois scénarii du prix du brut différents : scénario *d'un prix bas*, scénario *d'un prix moyen* et un scénario *d'un prix élevé*. À partir de ces scénarii, nous contruisons quatre modèles :

1. **Modèle 1** : ce modèle correspond au *scénario d'un prix bas*. Ce scénario prévoit un *atterrissage en douceur*. La croissance de la demande pétrolière mondiale ralentit fortement, à cause de la transition vers les énergies alternatives, et le prix du baril redescend à un prix moyen de 25 \$.
2. **Modèle 2** : ce modèle correspond au *scénario d'un prix moyen*. Ce scénario table au contraire sur une continuité des approvisionnements de brut, avec une demande mondiale qui reste soutenue mais commence à ralentir : le prix du baril de brut évolue dans une fourchette de 100 \$.
3. **Modèle 3** : ce modèle correspond au *scénario d'un prix élevé*. Ce scénario *de crise* prévoit que l'offre sera perturbée par des attentats ou des troubles politiques, et elle ne sera plus en mesure de satisfaire la demande. Le prix du brut monte à 200 \$/baril.
4. **Scénario 4 : un modèle mixte** où l'on assigne une probabilité subjectives d'occurrence des trois scénarii de prix :
  - un prix à 25 \$/baril avec une probabilité de 0,2 ;
  - un prix à 100 \$/baril avec une probabilité de 0,4 ;
  - un prix à 200 \$/baril avec une probabilité de 0,4.

Dans ce dernier scénario, on calcule, pour chaque projet, la VAN pour les trois scénarii de prix. Ensuite, on calcule l'espérance mathématique de la VAN en tenant compte des probabilités d'occurrence des trois scénarii .



## 5.2 Evaluation déterministe de chaque projet

Dans cette étape, pour chaque scénario de prix, nous avons évalué chaque projet en utilisant l'approche déterministe et en construisant un tableau des cash-flows pour évaluer chaque opportunité en utilisant les inputs déterministes : production (production estimée), investissement (Capex : Expected capital expenditure), et les coûts opératoires (Opex : Expected operating cost). La formule utilisée est la suivante :

$$VAN = \frac{\sum_{t=1}^N P_t \times Prix - Capex_t - Opex_t - TT_t}{[1 + r + p + r \times p]^t} \quad (6)$$

où Prix = prix du brut ;

$P_t$  = production de l'année  $t$  ;

$Capex_t$  = investissements de l'année  $t$  ;

$Opex_t$  = coûts opératoires de l'année  $t$  ;

$TT_t$  = taxes totales payés au gouvernement hôte l'année  $t$  ;

$r$  = le taux d'actualisation ;

$p$  = le taux d'inflation.

## 5.3 Evaluation probabiliste de chaque projet

Nous avons procédé à une évaluation stochastique pour chaque projet en utilisant la simulation de Monte Carlo, cela pour chaque scénario de prix. On travaille en effet avec *trois scénarii de prix du pétrole* qui seront présentés plus loin.

Comme indiqué ci-dessus, en premier lieu, nous déterminons les distributions de probabilités des paramètres d'entrée (Production, Capex, et Opex). En second lieu, nous estimons la distribution du paramètre de sortie qui est la VAN pour notre cas, à partir de la simulation de Monte Carlo. A partir de cette dernière, nous calculons la VAN moyenne et sa variance. En dernier lieu, nous récupérons les données de la simulation pour calculer les corrélations entre les projets ; puis, les matrices des variance-covariance et semi-covariance qui peuvent être utilisées dans un modèle d'optimisation de Markowitz (voir Belaid et De Wolf [1]).

Dans le contexte actuel (la forte volatilité de prix du brut), il est *difficile de détecter une relation de long terme qui peut décrire l'évolution du prix*. En conséquence, le modèle de prévision sera voué à l'échec, en sachant que le portefeuille de projets dont on dispose a une *durée de vie de 22 ans*.

Pour faire face à ce problème, dans le calcul de la VAN, nous avons *imaginé trois scénarios de prix* en prenant compte tous les facteurs de la conjoncture économique actuelle, et les éventuels changements futurs (accroissement continu de la demande mondiale, épuisement éventuel des réserves, découverte de nouveaux gisements, éventuelle arrivée d'une énergie nouvelle, etc.). Les scénarios représentent un moyen de réfléchir sur les perspectives futures sans s'appuyer sur des préconceptions. Ils explorent différents chemins possibles pour mettre en oeuvre un outil d'aide à la prise de décision qui respecte les limites des méthodes de prévisions classiques.

#### 5.4 Scénario 1 : prix de baril à 25 \$

Le graphique de la figure 5 montre la distribution de probabilité de la VAN du projet 1 et les statistiques de cette dernière. Les distributions des autres projets seront présentées en Annexe A.

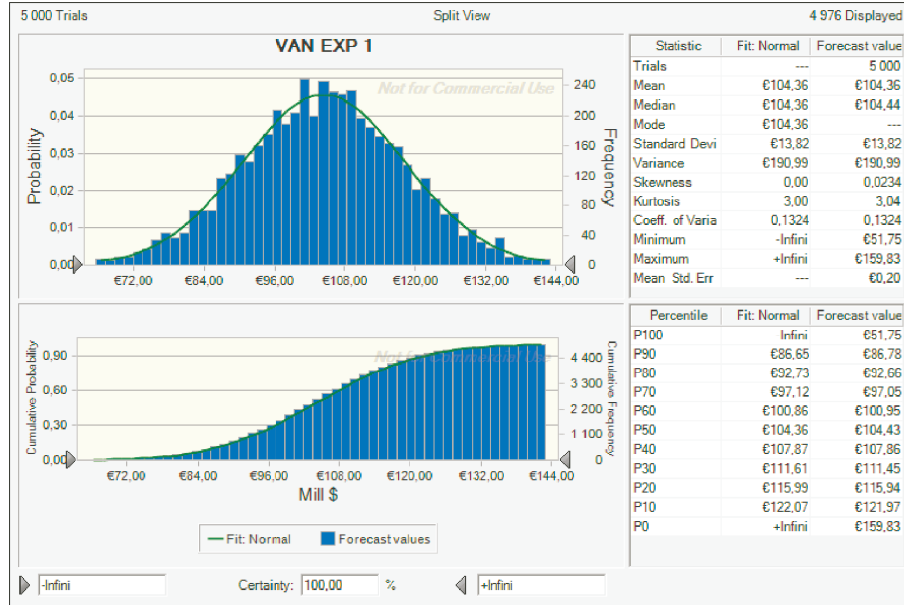


FIG. 5. Distribution de probabilité du projet 1 et ses statistiques

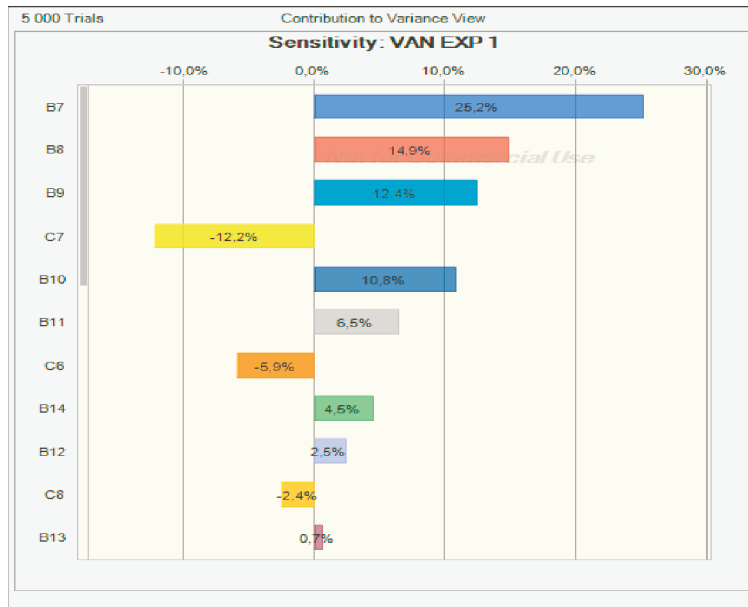
La VAN du projet 1 suit une loi normale avec une moyenne de 104,36 et une variance de 190,99. Les sensibilités du projet 1 par apport aux variations des paramètres d'entrée sont présentées sur le graphique de la figure 6 où l'on peut voir que la VAN du projet 1 est très sensible aux variations de B7 (la production de l'année 7) avec une contribution à la variance de 25,2 %, aux variations de B8 (la production de l'année 8), de B9 (la production de l'année 9), de C7 (investissement de l'année 7) avec une contribution à la variance de -12,2, et de B10, B11, C6 (l'investissement de l'année 6).

En résumé, on voit que les variables qui ont une grande influence sur le rendement de projet sont la production et les investissements.

Les résultats de l'évaluation stochastique du portefeuille de projets pour les quatre scénarii sont résumés dans le tableau 1.

Les résultats en ce qui concerne l'espérance de la VAN sont très proches de ceux de l'étude déterministe données en annexe A. Pour le scénario 1 (le prix à 25 \$/baril), la VAN totale du portefeuille complet<sup>2</sup> est de 1 476,98 millions de \$. Le seul projet qui a une VAN négative est le projet 9 (-37,12). Pour le scénario 2 (le prix à 100 \$/baril), on constate que toutes les

<sup>2</sup> C'est-à-dire en choisissant  $\hat{L}$  100 % tous les projets du portefeuille



**FIG. 6.** Sensibilité de la VAN du projet 1 par apport aux variations des paramètres d'entrée.

	Modèle 1		Modèle 2		Modèle 3		Modèle 4	
Projet	E(VAN)	Var(VAN)	E(VAN)	Var(VAN)	E(VAN)	Var(VAN)	E(VAN)	Var(VAN)
	MM \$		MM \$		MM \$		MM \$	
EXP1	104,36	189,9	1 052,98	2 458,06	2 321,06	9 534,21	1 370,51	4 834,89
EXP2	135,51	424,7	1 487,8	4 758,15	3 290,52	18 646,35	1 938,43	7 389,41
EXP3	38,4	409,14	1 333,79	3 478,96	3 062,86	13 503,02	1 766,34	6 874,62
EXP4	132,02	391,82	1 921,43	4 297,99	4 303,42	16 881,29	2 516,34	8 550,08
EXP5	63,24	223,75	1 072,48	2 661,58	2 420,68	10 476,42	1 442,01	5 787,52
EXP6	0,74	55,05	423,03	781,78	986,44	3 113,63	563,94	1 569,17
EXP7	61,63	8,85	624,29	604,02	1 373,63	2 162,83	811,49	1 108,51
EXP8	41,48	6,78	242,04	95,64	509,78	385,67	309,02	193,88
EXP9	-37,12	28,49	342,05	370,48	846,61	1 411,33	468,04	718,42
EXP10	101,25	609,67	1 806,75	5 700,65	4 080,3	20 508,47	2 375,07	10 605,58
EXP11	357,54	823,58	2 218,54	12 905,46	4 700,64	48 603,05	2 839,18	24 768,12
EXP12	11,54	73,71	463,98	931,39	1 076,65	3 558,09	618,56	1 810,53
EXP13	143,83	426,28	1 536,11	5 167,35	3 393,09	20 761,36	2 000,45	10 456,74
EXP14	322,56	1 756,61	3 337,34	2 0919,33	7 366,2	79 183,46	4 345,93	40 041,12
Total	1 476,98		1 7862,61		39 731,88		23 365,31	

**TAB. 1.** Résultats de l'évaluation stochastique

VAN sont positives, le projet le plus rentable est comme le cas déterministe le projet 14 avec une VAN de 3 337,34 millions de \$. Pour le scénario 3 (le prix de pétrole à 200 \$/baril), on constate que, toutes les VAN sont positives, avec une VAN totale de 39 731,88 millions de \$. Quant au scénario moyen la VAN totale est de 23 365,31 millions de \$, la VAN la plus importante étant de 4 345,93 millions de \$ (projet 14). Les résultats sont présentés à la figure 7.

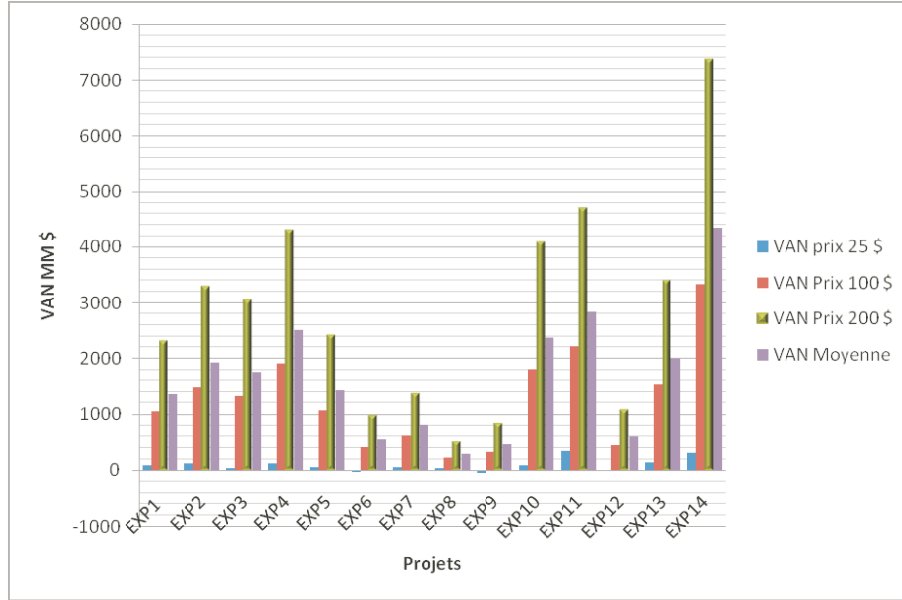


FIG. 7. VAN espérées pour les différents scénarii des prix

Nous pouvons remarquer que les résultats de la simulation sont très proches de ceux de calculs déterministes.

## 6 Conclusion

Le prix joue un rôle fondamental dans le rendement des projets pétroliers, le rendement des projets étant très sensible à leur variation. Par exemple, la VAN du projet 1 avec le prix à 25 \$/baril est de 104,31 millions \$, cette dernière est multipliée par 12 avec l'augmentation de prix à 100 \$/baril (1 054,05 millions \$) et par 26 avec le prix à 200 \$/baril (2 320,38 millions de \$). L'évaluation de projets d'exploration et de production nécessite une attention particulière au prix du pétrole, surtout avec la conjoncture actuelle où les prix n'ont jamais été aussi volatiles.

La simulation de Monte Carlo que nous avons utilisé pour la simulation des VAN des projets est une méthode d'estimation générale, flexible et simple à implanter. Elle permet d'estimer des paramètres inconnus qui, autrement, seraient insaisissables. Elle reste une des

méthodes les plus performantes en analyse de risque projet, car c'est la seule méthode qui soit capable d'intégrer les diverses dimensions d'un problème complexe. En effet, elle nous permet d'imaginer tous les scénarii possibles des distributions des variables de projets.

La comparaison des valeurs obtenues par l'approche de Monte Carlo aux valeurs déterministe nous éclaire sur la validité de la méthode Monte Carlo. En effet, les valeurs des différentes variables utilisées dans cette méthode sont "correctement" estimées.

La simulation de Monte Carlo n'est qu'une prolongation normale de la situation de base de la VAN standard, en tenant compte du fait que les variables ne sont pas connues avec certitude. Les distributions statistiques standards telles que la loi normal, la loi log-normal, la loi uniforme et les distributions triangulaires sont employées pour décrire les paramètres d'entrée. Tandis qu'il serait possible de tenir compte des corrélations entre les variables, il est plus courant de les traiter séparément.

## Références

1. Belaid F. et D. De Wolf (2008), Sélection de portefeuilles par la méthode de Markowitz.
2. Fabozzi F. J., et al, 2003, Financial Management and Analysis, Second Edition, Wiley & Sons, Pages 414-416.
3. Harbaugh J.W. , Davis J.C. , Wendebourg J. , 2005, Computing Risk for Oil Prospects : Principles and Programs (Computer Methods in the Geosciences), Pergamon ; Har/Dsk edition.
4. Jonkman et al., 2000, Best Practices and Methods in Hydrocarbon Ressource Estimation, Production and Emissions Forecasting, Uncertainty Evaluation and Decision Making, paper SPE 65114.
5. Magne Emhjellen et Chris M. Alaouze , 1999, A Comparison of Oil Project NPV's in the North Sea Obtained using the Weighted Average Cost of Capital Discounting Method and a Modern Asset Pricing Method. School of Economics Discussion Paper, 99/15, UNSW.
6. Mantel, Meredith, Shafer, Sutton, 2007, Project Management in Practice, Third Edition, Wiley, New York.
7. Murtha, J.A., 1997, Monte Carlo simulation : its status and future, SPE 37932, Journal of Petroleum Technology, 49, p361.
8. Newendrop, Allen A, Quick, 1987, the Need for More Reliable Decision Criteria for Drilling Prospect Analysis, SPE paper no.16318, Texas, March 2-3.
9. Newendorp, P.D. and Schuyler, 2002, Decision Analysis for Petroleum Economics, second edition, Planning Press, Aurora Colorado.
10. Orman, M. M., T. E. Duggan. 1999. Applying modern portfolio theory to upstream investment decisionmaking. J. Petrol. Technol. 51(3) 50-53.
11. Otis, R.M., and Schneidermann, N., 1997, A Process for Evaluating Exploration Prospects, The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, volume 81, number 7, July, pp1087-1109
12. Rodriguez et Oliveira, 2005, an application of portfolio optimization with risk assessment to E&P projects.
13. Rose P.R., 1987, Dealing with risk and uncertainty in exploration : how can we improve ?, AAPG Bulletin, volume 71, number1, pp1-16.
14. Schuyler, J.R., 2001, Risk and Decision Analysis in projects, Second Edition, Project Management Institute, Pennsylvania.
15. Suslick, S. B., D. J. Schiozer. 2004. Risk analysis applied to petroleum exploration and production : An overview. J. Petrol. Sci. Eng. 44(1D2) 1D9.

16. Tyler, P.A., J. R. McVean. 2001. Significance of project risking methods on portfolio optimization models. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 25-28 March, Buenos Aires, Argentina. SPE paper 69594-MS.
17. Walls, M.R., 1996. Developing an Exploration decision support system (EDSS) : a strategy for combining information and analytics. Nonrenewable Resources 5 3, pp. 181-192.

## A VAN déterministes

Les VAN obtenues dans le cas déterministe sont données au tableau 2.

	Modèle 1	Modèle 2	Modèle 3	Modèle 4
Projet	E(VAN)	E(VAN)	E(VAN)	E(VAN)
	(MM \$)	(MM \$)	(MM \$)	(MM \$)
EXP1	104,31	1 054,05	2 320,38	1 370,63
EXP2	135,79	1 487,67	3 290,18	1 938,30
EXP3	38,33	1 333,3	3 059,94	1 764,96
EXP4	131,94	1 920,57	4 305,4	2 516,78
EXP5	63,04	1 072,75	2 419,03	1 409,32
EXP6	0,75	423,23	986,53	564,05
EXP7	61,59	624,10	1 374,1	811,60
EXP8	41,52	242,17	509,7	309,05
EXP9	-37,04	341,90	847,16	468,22
EXP10	100,99	1 805,95	4 079,24	2 374,27
EXP11	357,27	2 219,23	4 701,87	2 839,89
EXP12	11,78	464,01	1 066,97	614,75
EXP13	144,25	1 536,04	3 391,82	1 999,99
EXP14	322,37	3 339,42	7 362,16	4 345,11
Total	1 476,89	17 864,39	39 714,48	23 326,93

**TAB. 2.** Résultats de l'évaluation déterministe