



HAL
open science

La prise en compte du risque en comptabilité, le cas des industries extractives

Véronique Blum, Charlotte Krychowski

► **To cite this version:**

Véronique Blum, Charlotte Krychowski. La prise en compte du risque en comptabilité, le cas des industries extractives. *Revue française de gestion industrielle*, 2023, 37. hal-04280973

HAL Id: hal-04280973

<https://hal.science/hal-04280973v1>

Submitted on 15 Nov 2023

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.


L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



La prise en compte du risque en comptabilité, le cas des industries extractives


Véronique Blum¹, Charlotte Krychowski²

¹Université Grenoble Alpes , veronique.blum@univ-grenoble-alpes.fr

 0000-0003-3018-5141

Extraordinary Associate Professor, Applied Management Cybernetics Research Entity, North West University

²Maître de conférences à Institut Mines-Télécom Business School

 0000-0002-5897-2190

Résumé : Alors qu'ils cherchaient à définir une norme spécifique aux activités extractives, de nombreux normalisateurs comptables ont tenté de répondre à la question suivante : quelle estimation des perspectives de croissance future est utile aux investisseurs en complément des informations issues du bilan et du compte de résultat ? Notre étude emploie le modèle d'Ohlson (1995) sur un échantillon de 52 entreprises cotées pendant une période de 11 ans (1996-2006) et examine la pertinence informationnelle de quatre vecteurs orientés vers le futur : la valeur optionnelle des réserves de pétrole, les flux de trésorerie disponibles, les capex et la volatilité du prix du pétrole brut. Nos résultats suggèrent qu'une valeur heuristique des réserves considérées comme une option réelle sur un volume de pétrole découvert est la plus informative et la moins redondante des valeurs prospectives testées. Ils remettent en cause l'utilité de la communication de résultats futurs sous forme d'estimations ponctuelles.

Mots clés : comptabilité, industries extractives, industrie pétrolière, évaluation financière, réserves pétrolières, modèle d'Ohlson

Capturing risks in accounting, the case of extractive industries

Abstract : In their intent to define standards related to extractive activities, many accounting standard setters have addressed the following question: What estimate of future growth prospects is useful to investors in addition to balance sheet and income statement information? Our study uses the Ohlson model (1995) on a sample of 52 companies, listed over a period of 11 years (1996-2006) in order to test the relevance of 4 forward-looking vectors, as complements to the book value and net earnings : the optional values of oil reserves, the free cash flows, the capex and the crude oil price volatility. Our results suggest that a heuristic reserve value based on informational items contributing to a real option pricing is the most informative and least redundant forward-looking value. They question the usefulness of reporting of forward-looking results in the form of point estimates.

Keywords : accounting, extractives industries, petroleum industry, financial evaluation, petroleum reserves, Ohlsonmodel

1. INTRODUCTION

Les activités extractives se caractérisent par l'exploitation de ressources naturelles en tant que réservoirs ou stocks de minéraux ou de produits miniers dont la valeur potentielle dépend de leur probabilité d'exploitation (liée entre autres au volume et à la qualité de la ressource), du coût d'extraction et du prix de vente, le tout s'opérant sur des cycles longs. L'étalement de l'activité sur plusieurs décennies expose la société extractive à de nombreuses incertitudes informationnelles : l'incertitude géologique portant sur le volume présent dans le sol et le sous-sol, l'incertitude opérationnelle liée aux coûts d'extraction, elle-même liée à la difficulté d'accès et à la technologie disponible, et l'incertitude relative à la valeur marchande de la matière première hors sol, fonction de sa qualité, mais aussi des mécanismes régissant l'offre et la demande. L'incertitude informationnelle se définit comme « *l'incapacité de prédire le résultat exact produit par un investissement* » (Ferracuti et Stubben, 2019).

La manière dont il convient de représenter l'incertitude associée à l'exploitation future des activités extractives a questionné, à de multiples reprises, les normalisateurs comptables américains, australiens, sud-africains, britanniques et internationaux (*Discussion Paper 2010/01 « Extractive Activities »*). Ces derniers sont successivement partis à la recherche d'éléments possédant un contenu informatif pour les investisseurs et autres utilisateurs des rapports financiers et ont souvent opté pour l'usage de valeurs prospectives. Le normalisateur américain a le premier fait le choix en 1978, dans sa proposition de norme dédiée aux activités pétrolières et gazières (*Accounting Series Relesases 253 et 258*), de requérir la publication d'informations complémentaires non auditées et décrivant les flux de trésorerie associés aux réserves. Il en a ensuite généralisé la pratique, dès 1982, avec le standard SFAS N°69 (désormais *Accounting Standard Codification 932*). Depuis, la référence aux valeurs actuelles s'est répandue aux réévaluations d'actifs ou à l'évaluation d'actifs incorporels identifiables dans le cadre de rapprochements d'entreprises, dans le cadre des normes internationales. Enfin, la

valeur actuelle demeure une référence dans diverses pratiques comptables, telle que les tests de dépréciation d'actifs, consistant à confronter la valeur enregistrée au bilan comptable à la valeur économique d'un actif. Lorsque la valeur économique estimée est inférieure à la valeur comptable, ces tests conduisent à l'enregistrement d'une perte de valeur incarnant la réalisation d'un risque opérationnel.

Mais l'exercice d'évaluation comporte également un important risque d'estimation lié au caractère déterministe des approches et méthodes d'évaluation généralement appliquées. Par exemple, lorsque les prix des matières premières sont temporairement bas et que ces prix instantanés deviennent les références requises par les normalisateurs (« benchmarks ») pour former l'hypothèse d'un maintien de prix fixe à employer dans les projections sur une durée couvrant toute la période d'extraction, soit plusieurs années ou plusieurs décennies, cela constitue une simplification biaisée susceptible de conduire à l'enregistrement de charges pour dépréciation significatives. Ces approches déterministes éludent la possibilité d'un retour à une rentabilité plus élevée en cas de remontée des cours. Par exemple, l'usage des tests de dépréciation a conduit les sociétés extractives appartenant au « top 40 » à enregistrer de charges liées à ces pertes de valeur à hauteur de 45 milliards USD en 2012 et à un record de 57 milliards USD en 2013. Ces montants ont effacé environ 90% de la valeur des acquisitions de mines et champs réalisées après 2007 (PwC 2013, 2014, 2021 Série Mine) alors que leur durée de vie s'établit autour de deux ou trois décennies.

Ainsi, l'absence de prise en compte de la variabilité potentielle des paramètres employés dans les modèles d'évaluation explique l'importance des pertes, car le prix du baril varie significativement sur un cycle de trente ans ou plus, tout comme le prix d'autres commodités extractives, ce qui est incompatible avec les modèles utilisant des prix des matières premières invariables à court terme ou des prix courants. Il existe également un risque de manipulation des données et le jeu des hypothèses des modèles d'évaluation a été suspecté de favoriser une gestion du résultat, car des

dépréciations permettent de réduire l'assiette fiscale. Toutefois, les recherches ne s'accordent pas sur ce phénomène (Jordan et Clarck, 2015 ; Han *et al.*, 2021 ; Stenheim *et al.*, 2016).

Peu de recherches ont sondé la représentation des risques dans les secteurs à cycles longs (Anand *et al.*, 2021 ; Rousseaux *et al.*, 2015) ou la pertinence des valeurs prospectives dans le secteur extractif (Cortazar *et al.*, 2001; Sabet et Heaney, 2017) ou dans le secteur de la haute technologie (Mchwarab *et al.*, 2015). Notre travail s'inscrit dans ce courant de littérature et pose la question suivante : quelle information prospective relative aux activités extractives possède un contenu informatif supplémentaire aux états comptables ?

La présente recherche analyse de quelle manière l'évaluation des sociétés pétrolières par les marchés financiers tient compte, en complément des états comptables, d'éléments prospectifs. Le cas échéant, elle cherche à discerner quelle indication de valeur paraît le plus adéquate pour évoquer cette valeur prospective. Dans ce but, nous testons trois variables déjà étudiées dans la littérature: la volatilité des cours des matières premières, les capex et la valeur actuelle des cash-flows futurs. Par ailleurs, notre recherche est originale en ce qu'elle teste, pour la première fois, une quatrième variable correspondant à la valeur optionnelle des réserves dans le sol. La valeur optionnelle d'une « ressource naturelle » peut être définie comme une représentation actuelle de sa valeur stratégique future, alors que le détenteur de l'option possède un droit, mais non une obligation, d'exercer l'achat (call) ou la vente (put) de l'actif sous-jacent (Myers, 1977). Dans cette nuance réside le caractère non déterministe de la méthode : la décision d'investissement est possible, mais non promise. Ainsi une réserve de pétrole peut être assimilée au sous-jacent d'un contrat d'option procurant le droit de l'exploiter (Borison, 2005 ; Cortazar et Schwartz, 1997).

L'activité pétrolière est une bonne candidate au sujet de laquelle l'on peut mener une étude longitudinale portant sur la pertinence des valeurs prospectives, car elle bénéficie d'une abondante information produite par de nombreuses

organisations : les entreprises, l'OCDE, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), etc. D'autre part, l'activité pétrolière se caractérise par une stabilité des acteurs sur plusieurs décennies, en dépit d'une consolidation continue du secteur. Ceci permet de construire un échantillon d'une taille suffisante pour une analyse. Elle a aussi connu une période de stabilité des prix d'extraction que nous retenons pour notre étude, soit 1996-2006.

Pour tester la pertinence des valeurs prospectives, nous employons le modèle d'Ohlson (1995) qui considère les informations futures comme des compléments d'information à la valeur comptable et aux résultats. La valeur optionnelle est calculée à l'aide du modèle de Black et Scholes (1973), en utilisant comme principaux paramètres les volumes de réserves pétrolières, leur coût d'extraction ainsi que la volatilité du prix du baril de pétrole brut.

Nos résultats montrent que la valeur optionnelle d'une réserve possède un contenu informationnel complémentaire et non redondant aux informations issues des états comptables. Ceci leur procure un avantage par rapport aux mesures rivales préalablement testées dans la littérature : la volatilité du cours des matières premières, les capex et la valeur actuelle des cash-flows futurs. Notre approche est originale, car elle étudie le contenu informatif d'un élément non publié, ce qui le distingue des pratiques du courant de recherche dit de « value relevance » (pertinence informationnelle) qui s'intéressent plutôt aux liens entre les informations publiées et les variations de la valeur des titres financiers. Aussi, a contrario de ce courant qui part à la quête d'informations à publier, nous ne suggérons pas la publication des valeurs optionnelles, car nous montrons que les utilisateurs des états comptables construisent eux-mêmes des évaluations financières à partir d'informations brutes déjà disponibles.

La suite de cet article se déroule comme suit. Dans la section 2, une brève revue de la littérature rappelle les résultats controversés liés à l'information financière et prospective relative aux activités extractives et suggère que les normalisateurs ont pour l'instant échoué dans leurs tentatives de rendre compte de l'incertitude

relative à ce secteur. La section 3 expose notre méthodologie, notre échantillon, nos modèles d'évaluation et notre déclinaison du modèle d'Ohlson (1995). Nos résultats descriptifs et comparatifs sont exposés dans la section 4, avant de faire l'objet de discussions dans une ultime partie conclusive.

2. LES TENTATIVES DE REPRÉSENTATION DE L'INCERTITUDE DANS L'INFORMATION COMPTABLE DU SECTEUR PÉTROLIER

Le débat de normalisation dans le secteur pétrolier s'est historiquement cristallisé autour de la représentation du risque d'exploitation. Il a porté sur la manière dont il convenait de comptabiliser les investissements de préexploitation réalisés pendant la phase d'exploration et d'évaluation (E&E). Cette phase hautement capitalistique est déterminante pour l'exploitation, mais elle reste sujette à de nombreux échecs. Aussi, le normalisateur américain a opté pour une représentation bimodale des échecs et succès de la phase E&E, après avoir longtemps hésité, sans jamais véritablement trancher entre deux méthodes comptables : *Successful Effort* (SE) et *Full Cost* (FC).

La première méthode (SE) accepte une capitalisation partielle des dépenses d'exploration et d'évaluation, aussi dites de préexploitation, et reconnaît le risque survenu via le type de comptabilisation de ces dépenses : les dépenses associées aux succès avérés ou potentiels sont activées au bilan, alors que les dépenses infructueuses sont enregistrées en charges. Aussi, en l'absence de clé de répartition systématique, un espace discrétionnaire existe (Mohebbi *et al.*, 2007), car chaque clôture de comptes exige une caractérisation de la performance annuelle réalisée afin de ventiler les dépenses de préexploitation en immobilisations ou en charges.

La seconde méthode, celle des FC, immobilise la totalité des coûts de préexploitation. Plutôt qu'une reconnaissance des risques via le changement de nature de la dépense d'investissement (qui devient alors une charge dans la méthode SE), le caractère infructueux de certaines explorations est reconnu via deux méthodes de comptabilisation de pertes de

valeur : d'une part l'actif est amorti, et d'autre part, des tests de dépréciation sont conduits annuellement. Dans le cas où une dépréciation est constatée, elle est réputée irréversible.

Le débat ayant opposé ces deux méthodes a nourri l'essentiel de la recherche comptable relative au secteur pétrolier et a le plus souvent conclu à la supériorité informative de la méthode SE, pratiquée par les majors, c'est-à-dire par les entreprises verticalement intégrées et représentant environ 80% de l'activité du secteur. Aussi, en 1978, le normalisateur américain a proposé l'adoption d'une méthode unique, SE, dans la norme SFAS n°19. En réponse, la rentabilité de l'ensemble des sociétés pétrolières, et en particulier celle appliquant la méthode FC, chuta. Ces dernières sont de taille en moyenne inférieure à la taille des sociétés appliquant la méthode SE, et plutôt centrées sur l'amont (O'Connor et Collins, 1978). Face à cet échec, la SEC décida de retirer SFAS N°19, ce qui occasionna immédiatement une correction boursière à la hausse (Collins *et al.*, 1982). Un débat semblable eut lieu en Australie, et la proposition de norme internationale (DP/2010/1, IASB 2010a) comportant des dispositions similaires ne parvint pas non plus à n'imposer qu'une seule méthode. En résumé, la prise en compte du risque opérationnel n'est jamais parvenue à établir un consensus. Sans doute, car ce risque en combine plusieurs autres : le risque géologique et le risque de prix que nous détaillons ci-après.

3. UNE REPRÉSENTATION DES RISQUES GEOLOGIQUES CENTRÉE SUR UNE COMMERCIALISATION À COURT TERME

3.1 Les ressources incertaines, éléments de classification

Les entreprises pétrolières sont exposées à un risque géologique, car les réserves extractibles se distinguent par leur accessibilité et leur probabilité de commercialisation, deux caractéristiques difficiles à estimer. Une classification qui rend compte de ces incertitudes est communément acceptée ; il s'agit du système de gestion des ressources pétrolières (PRMS – *Petroleum Resources Management System*) mis à jour en

2018¹, et produit par une coalition d'associations d'experts en hydrocarbures et en géologie. Elle emploie le terme « ressources » pour désigner toutes les quantités d'hydrocarbures naturellement présentes dans la croûte terrestre, découvertes et non découvertes, récupérables ou non, auxquelles s'ajoutent les quantités déjà produites. Ces ressources seront récupérables et commercialisables grâce à des projets de développement, et ce, à partir d'une date donnée dans des conditions définies. Les réserves font partie de ces ressources et sont classées en fonction de leur incertitude (Figure 1), de la maturité du projet et/ou de l'état de développement et de production. Les réserves prouvées – aussi dites 1P ou P1 – se caractérisent par un faible degré d'incertitude. Les réserves probables – 2P ou P2 – se caractérisent par un degré d'incertitude moyen et les réserves possibles – 3P ou P3 – par un degré d'incertitude élevé. Parmi les réserves P1 et P2, certaines réserves sont déjà développées, c'est-à-dire que les investissements d'exploitation sont déjà réalisés, et la phase de production est proche. D'autres réserves P1 et P2 restent non encore développées. Plus incertaines, les ressources contingentes sont les quantités d'hydrocarbures estimées, à une date donnée, et potentiellement récupérables. Elles sont exposées à une ou plusieurs contingences : absence de marché viable, reprise commerciale conditionnée par un avancement technologique, évaluation des quantités jugée insuffisante, etc.). Enfin, les ressources prospectives ne sont que potentiellement récupérables, car elles restent non encore découvertes, c'est-à-dire que les campagnes d'exploration n'ont pas mis leur existence en évidence.

La classification des réserves peut être un facteur de détermination du prix de l'entreprise, mais sa pertinence dépend des méthodes comptables choisies. Selon Berry et Wright (1997), dans le cas des entreprises employant la méthode SE, le marché accorde une plus grande importance aux informations relatives aux réserves prouvées de pétrole – dont la probabilité de commercialisation

est la plus élevée (90%) par rapport aux réserves probables ou possibles (respectivement 50% et 10% de chances de commercialisation) – qu'aux réserves prouvées de gaz. En revanche, cette distinction n'est pas significative pour les firmes utilisant la méthode FC. Par ailleurs, l'estimation du volume des réserves prouvées produit des informations utiles lorsque l'on retient la partie développée des réserves. Inversement, l'information relative à la partie non développée des réserves prouvées n'apparaît pas pertinente. Enfin, les recherches suggèrent que l'estimation des réserves totales, c'est-à-dire comprenant les réserves possibles et contingentes, non encore extractibles, est trop incertaine et inutile dans le processus d'évaluation du prix de marché des titres de la société.

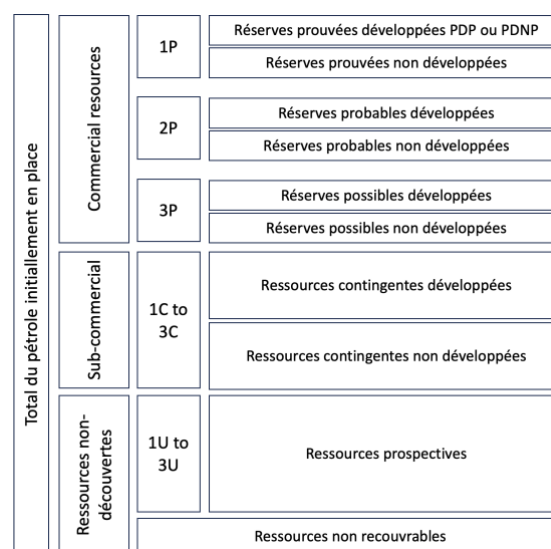


Figure 1 : Classification des réserves, schéma simplifié

Enfin, la métrique employée peut être un facteur de pertinence. Berry *et al.* (1997) montrent une préférence du marché pour la distinction des mesures des volumes de gaz (en pieds cube) et de pétrole (en baril), plutôt que la conversion systématique en baril équivalent pétrole (bep).

¹ <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/>

3.2 Une représentation érudant l'incertitude relative aux prix de la commodité

L'incertitude portant sur le prix de vente de la commodité extraite est sans doute la plus difficile à anticiper et donc à représenter. Elle est cependant déterminante, car elle conditionne la rentabilité de l'exploitation et est source de cyclicité. Au-delà des incertitudes géologiques et techniques, la volatilité des prix de vente du pétrole résulte également de décisions stratégiques et politiques. Les variations de production permettent par exemple aux entreprises pétrolières et aux pays exportateurs de stabiliser leurs parts de marché en combinant le jeu sur les facteurs de volume et de prix (Dixon, 1963).

Des accords comme celui du cartel d'Achnacarry (1928) réunissant les principales entreprises occidentales ont visé à maintenir des prix d'extraction - et donc de marché - à un niveau faible dans le but d'ériger des barrières à l'entrée. Des augmentations ou restrictions de production peuvent également être décidées par les pays producteurs afin d'influencer les prix. Cependant, l'effet de ces décisions n'est pas systématiquement prévisible. L'année 2020 témoigne par exemple de l'échec d'une tentative de modulation du prix par un accroissement de la production. Son effet a été décuplé par la chute de la demande causée par la crise du COVID-19 pour produire une baisse inédite du prix du baril de brut. Alors que l'inélasticité du prix du baril a longtemps été une hypothèse, les prix très élevés (baril à 150 USD) ou la pandémie ont violé cette hypothèse.

Pionniers dans la prise en compte de la combinaison des variables de coûts et de volume de production, Miller et Upton (1985a) ont examiné le principe d'évaluation de Hotelling (*Hotelling Valuation Principle* – HVP), différent, mais corollaire du principe de Hotelling selon lequel la valeur d'une réserve augmente au même rythme que des actifs financiers comparables. Il s'ensuit que lorsque les prix des ressources produites, nets des coûts d'extraction, suivent ce principe, la valeur de la réserve ne dépend que du prix de vente courant et des coûts d'extraction courants ; alors que d'autres variables telles que les taux d'intérêt ne possèdent aucun pouvoir explicatif. Si les auteurs montrent

que la valeur actuelle d'une réserve explique une part importante du prix de l'entreprise, celle-ci reste toutefois sensible au contexte et perd une grande partie de son contenu informatif en période de stabilité des prix. Il convient donc de prendre en compte la volatilité du pétrole brut. Cette constatation a mené certains auteurs (Alciatore, 1993; Jensen, 1986; McConnel et Muscarella, 1985; Magliolo, 1986; Picchi, 1985) à dénoncer tout surplus de réserves comme inefficace et à recommander la réduction de l'activité d'exploration.

3.3 Des résultats contradictoires et des controverses

Au début des années 2000, une révision de la norme comptable américaine était en discussion. Le contexte s'était complexifié : d'une part, la question du changement climatique se popularisait et d'autre part, l'on envisageait l'extraction de pétrole et gaz non conventionnels (de schiste). Dans ces circonstances, et compte tenu de l'importance de leurs coûts d'extraction, les sociétés engagées dans l'exploitation des hydrocarbures de schiste, toutes catégories confondues, se sont mises à préférer une capitalisation totale des coûts de préexploitation.

Ce revirement est rationalisé par l'étude de Bryant (2003) qui montre que le contenu informationnel de la méthode FC (capitalisation totale des coûts) est devenu supérieur au contenu informationnel de la méthode SE (capitalisation partielle des coûts) alors que la quasi-totalité des études précédentes avait consacré la supériorité de la méthode SE. La controverse était relancée. Néanmoins, l'auteur publie des résultats équivoques : si le contenu informationnel de la méthode FC semble meilleur, les entreprises adoptant la méthode SE affichent une valeur comptable moyenne significativement supérieure à la valeur comptable moyenne des entreprises adoptant la méthode FC. En même temps, les entreprises pratiquant la méthode SE présentent un résultat net non informatif alors que celui-ci est informatif pour les entreprises employant la méthode FC. En effet, l'espace discrétionnaire fourni par la méthode SE serait négativement perçu par les investisseurs (Mohebbi *et al.*, 2007).

Dans l'ensemble, et c'est la nouveauté, Bryant (2003) montre, en employant le modèle d'Ohlson, que l'information issue de la valeur comptable et du compte de résultat explique une plus grande part de la valeur de marché des entreprises employant la méthode FC, en comparaison aux entreprises pratiquant la méthode SE. Ohlson (1995) modélise la dynamique de l'information et fournit une équation de tarification testable qui identifie les rôles des informations comptables et non-comptables, où seuls trois construits comptables sont nécessaires, dont la valeur comptable et les bénéfices. S'agissant de la pertinence des valeurs actualisées des réserves, elle se précise : Bryant (2003) met en évidence la faible ou non-significativité du résultat lorsqu'il est accompagné d'un complément informationnel composé de flux de trésorerie associés aux réserves et actualisés. Autrement dit, en présence de valeurs prospectives, la pertinence informationnelle du résultat courant décroît.

Par ailleurs, Patatoukas *et al.* (2015) montrent de leur côté la pertinence des flux actualisés pour un échantillon de *royalty trusts*. Néanmoins, ce résultat peine à alimenter la controverse puisque les *royalty trusts* constituent une forme particulière d'entreprises investissant dans la déplétion (consommation de la ressource plus rapide que sa restauration) des réserves approchant leur fin d'exploitation. Au contraire des sociétés pétrolières ou gazières classiques, les trusts sont absents de l'amont et ne fournissent aucun effort capitalistique initial puisqu'ils ne réalisent qu'un investissement dans l'exploitation. Ces investisseurs recherchent une rente issue d'un « actif » en fin de vie et pour ce faire, apportent un financement de fin de cycle opérationnel. Autrement dit, ils financent un important besoin en fonds de roulement. Il n'est donc pas possible de généraliser les résultats de Patatoukas *et al.* (2015) à l'ensemble des sociétés extractives et désireuses de poursuivre leur activité sur le long terme. Enfin, la proposition de norme internationale dédiée aux activités extractives (DP/2010/1, IASB 2010a) faisait elle aussi référence aux valeurs actuelles des réserves, mais les rejets exprimés dans les lettres de commentaires furent sans nuance (IASB 2010b, Blum *et al.* 2016).

3.4 De nouvelles pistes pour évoquer les risques

Si la communication comptable ou extra-comptable rencontre des difficultés de représentation des valeurs et risques des activités de long terme et incertaines, elle a encore peu exploité les approches permettant de tenir compte de la flexibilité et de la variabilité des cycles.

En matière d'évaluation financière, les approches par les options réelles sont depuis Myers (1977) considérées comme une alternative non déterministe aux méthodes actuarielles, en ce qu'elles sont capables de capturer la flexibilité associée à un projet, et ce, en tenant compte de la variabilité (volatilité) associée au sous-jacent. Cortazar *et al.* (2001) illustrent l'évaluation d'options combinées dans un modèle simplifié mêlant les incertitudes de prix, géologiques et technologiques. Au-delà des nombreux modèles analytiques d'options réelles (voir par exemple Blum et Stroebel, 2012), des approches plus simples existent : les modèles optionnels peuvent être cognitifs et représenter la flexibilité et l'incertitude à long terme. C'est l'approche choisie par Sabet et Heaney (2017) dans leur recherche d'un "effet d'option réelle" sans calcul d'option. Les auteurs définissent l'investissement dans des activités de forage comme le prix d'exercice des options d'exploration et/ou de développement des réserves. Dans cette logique, les capex (dépenses d'investissement, y compris dans l'exploration) signalent des possibilités futures d'exploitation et indiquent l'effort consenti par l'entreprise pour assurer sa survie à long terme.

Dans l'ensemble, notre revue de littérature met en évidence des difficultés irrésolues relatives à la représentation comptable et extra-comptable des incertitudes associées aux activités stratégiques et de cycles longs. Pour traiter de cette controverse pluri-décennale, notre travail empirique propose une approche originale et jamais testée auparavant : il étudie la pertinence des évaluations des réserves pétrolières évaluées par la méthode des options réelles et compare cette aux autres méthodes d'évaluation déjà examinées dans la littérature. Dans ce but, nous menons une étude

longitudinale, sur un échantillon international et sur une période de onze ans, de 1996 à 2006, dont nous détaillons la méthodologie dans la section suivante.

4. NOTRE MÉTHODOLOGIE

4.1 Données et échantillons

Nos données sont collectées à partir de deux bases : Datastream et le double sondage annuel publié par *Oil and Gas Journal* (OGJ). OGJ est une publication hebdomadaire de premier plan de l'industrie pétrolière avec une couverture mondiale d'environ 100.000 abonnés, et distribuée depuis 1902.

OGJ est décrit comme une source faisant autorité sur l'industrie pétrolière et destinée aux ingénieurs, aux gestionnaires pétroliers et aux cadres de l'industrie (Wikipedia, Researchgate²). L'hebdomadaire publie des nouvelles, des analyses, des statistiques et des mises à jour technologiques sur l'exploration, le forage, la production, les pipelines, le transport, le raffinage, le traitement et la commercialisation du pétrole et du gaz.

Depuis les années 1980, OGJ publie chaque année deux sondages : OGJ 500, devenu OGJ 150 avec la consolidation continue du secteur, et OGJ 100. Le premier sondage reprend les données financières et physiques des compagnies pétrolières et gazières américaines cotées, le second sondage porte sur les 100 plus importantes compagnies pétrolières et gazières internationales non américaines. Les entreprises canadiennes font partie de la deuxième enquête. Les données utiles pour réaliser ces classements sont commercialisées. Elles comprennent les données financières classiques (capitalisation boursière, *capex*...) ainsi que les volumes des réserves pour lesquelles les entreprises détiennent des droits légaux (droits de propriété ou droits d'extraction).

Les entreprises figurant sur les listes OGJ constituent la population étudiée dans notre travail.

Cette procédure nous évite l'interrogation classique sur la définition du secteur extractif (Nobes et Stadler, 2013 – note 40), car elle écarte toute entreprise du secteur absente de l'amont. Notre échantillon total est composé de 52 entreprises, soit 572 individus-années, et constitue un panel non cylindré, c'est-à-dire qu'il ne comporte pas le même nombre de points pour tous les individus. Il y a deux raisons à ce phénomène : d'une part, certaines entreprises du sondage OGJ 150 sont rachetées par un concurrent sur la période étudiée et d'autre part, le sondage OGJ 100 ne concerne que les 100 plus grandes entreprises de l'année, aussi la présence d'une entreprise au classement n'est pas systématique.

Origine de la société	AMER	CAN	RDM	TOTAL
Population Thomson Reuters	1707	912	686	3305
Données manquantes	1366	791	576	2733
Population finale	341	121	110	572
% dans la population totale	59,62%	21,15%	19,23%	

Amer: US, Can: Canada, RDM : Reste du monde

Tableau 1 : Population étudiée

Notre étude est menée sur la période 1996-2006, caractérisée par l'absence d'extraction de pétrole de schiste et une faible variabilité des coûts d'extraction. En effet, à partir de 2007, la diversification opérée par certaines entreprises pétrolières vers le schiste a substantiellement modifié à la hausse certains coûts d'extraction. Les coûts ont ainsi substantiellement varié en fonction de la proportion d'investissements dans les ressources non conventionnelles. En conséquence, la formulation d'hypothèse impliquant une faible variabilité et une convergence des coûts d'extraction vers une moyenne sectorielle n'est plus possible à partir de 2007.

²https://en.wikipedia.org/wiki/Oil_%26_Gas_Journal#cite_note-lexisnexus-1
<https://www.researchgate.net/journal/Oil-and-Gas-Journal-0030-1388>

4.2 Le modèle d'Ohlson

4.2.1 Justification du choix de modèle

Afin de tester la pertinence de nos évaluations prospectives, nous employons le modèle d'Ohlson déjà mobilisé dans le même secteur par Berry et Wright (1997), Berry *et al.* (2000) et Bryant (2003), ou sur d'autres actifs stratégiques comme les marques (Barth *et al.* 2016 ; Beldi *et al.* 2010). Le modèle est utile « pour séparer les préférences de résultats à court terme et à long terme dans le prix » parce qu'il « distingue trois composantes dans le prix : la valeur comptable, une composante bénéfice à court terme (4 ans) et une autre à long terme (au-delà) (de la Bruslerie, 2009, p.45) ». Il a créé un « électrochoc » dans la communauté des chercheurs (Dessertine, 2001; Parienté, 2003) par l'explication magistrale qu'il offre à l'échec des modèles fondés sur les flux actualisés. En effet, ces derniers s'appuient le plus souvent sur la valeur actualisée des *free cash-flows* sur un horizon limité, à laquelle s'ajoute une valeur terminale, à laquelle ils accordent un impact prépondérant (Parienté, 2003).

Le modèle d'Ohlson se fonde également sur les valeurs comptables courantes et fait l'hypothèse que les bénéfices futurs liés aux investissements en place sont captés dans un résultat résiduel. Il rappelle ainsi la capacité des états comptables à refléter les prévisions futures, ce qui constitue un rejet d'une vision comptable strictement historique. Enfin, selon Mattessich (2008), la théorie perspective de l'information dans laquelle le modèle est ancré porte en elle de nombreuses promesses de par sa capacité à rendre compte de l'incertitude. Mattessich y entrevoit la possibilité d'une convergence avec les méthodes traditionalistes et nourrit l'espoir de fonder grâce à elle une véritable théorie comptable (Mattessich 2008, p. 319 et suivantes).

Formulé il y a quinze ans, ce point de vue n'est pas contredit et le modèle d'Ohlson – ou ses variantes, le modèle d'Ohlson modifié ou le modèle de Feltham-Ohlson (1995) – remportent actuellement un franc succès dans la mesure de la pertinence informationnelle des informations environnementales (Grassman, 2021 ; Radu et

Maram, 2021 ; Sahlian *et al.*, 2023 ; del Rio *et al.* 2023, Wegener et Labelle 2017).

4.2.2 Notre modèle

Afin d'évaluer la pertinence de l'information propre au secteur pétrolier, nous testons la relation suivante :

$$VM_{it} = \Phi_0 + \Phi_1 VNC_{it} + \Phi_2 RN_{it} + \Phi_3 PROSP_{it} + EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1)$$

Comme dans les études précédentes (Barth *et al.*, 2016 ; Berry et Wright, 2001 ; Bryant, 2003), VM décrit la valeur de marché de l'entité *i*, à la fin de l'exercice *t*. VNC décrit la valeur comptable des capitaux propres et RN, le bénéfice net par action, employé comme proxy du résultat résiduel. Notre modèle se distingue de ces études en ce qu'il dispose d'un vecteur composé d'une variable unique PROSP décrivant la valeur prospective. PROSP prend alternativement la forme de valeurs optionnelles, de flux de trésorerie, de valeurs actualisées des flux de trésorerie, de la valeur des capex, ou du produit de la volatilité du pétrole et des capex. Le modèle contient des effets fixes annuels (EF). Toutes nos variables sont standardisées par le nombre d'actions en circulation.

A notre connaissance, seuls Mchwarab *et al.* (2015) ont préalablement comparé des variables prospectives. Cependant, notre démarche se distingue de la leur de plusieurs manières. Premièrement, notre approche se situe dans un cadre comptable. Ainsi, contrairement aux auteurs qui considèrent la valeur prospective comme seule variable d'intérêt, l'information prospective est selon nous une information complémentaire à l'information produite par le bilan et le compte de résultat.

Deuxièmement, nous employons un modèle optionnel simple, inspiré de Luehrman (1997, 1998), pour estimer la valeur de ressources naturelles en tant qu'éléments d'information, alors que pour leur modèle optionnel, les auteurs emploient un modèle analytique destiné à évaluer les entreprises technologiques. Troisièmement, les conclusions de Mchawrab *et al.* (2015) étaient bâties sur un

échantillon de 15 individus sur des périodes variables de 7 à 13 ans, soit 178 observations. Nous conduisons une étude longitudinale de 572 individus-années, propre à assurer la validité externe et interne de nos résultats. Quatrièmement, nous testons la pertinence des éléments en régressant les variations de valeurs de marché alors que le modèle employé par Mchawrab *et al.* régresse les logarithmes des prix des actions en fin d'année. Enfin, nous accordons une très grande attention à la redondance informationnelle de deux manières : 1) nous scrutons la multicollinéarité en employant un triple diagnostic, 2) nous évitons les situations de multicollinéarité dues à la présence de variables redondantes, c'est-à-dire à la présence simultanée dans un modèle de plusieurs variables indépendantes décrivant la valeur des mêmes ressources (chez nous, les ressources naturelles, chez les auteurs, les entreprises technologiques).

4.2.3 Les paramètres de nos évaluations d'options réelles

L'estimation d'une option réelle, comme l'option financière, repose sur la spécification de cinq paramètres : le prix d'exercice, le prix du sous-jacent, sa volatilité, le taux sans risque et la durée restant jusqu'à l'exercice. Avant de tester la pertinence d'un modèle optionnel, il convient de choisir une approche parmi les modèles existants. Blum (2012) propose un tour d'horizon des méthodes disponibles pour estimer une réserve naturelle : la méthode classique fondée sur l'approche du portefeuille répliquant l'actif évalué, l'approche subjective que nous adoptons et décrivons ci-dessous, et l'approche MAD (*Marketed Asset Disclaimer*) selon Copeland et Antikarov (2003), et fondée sur l'idée selon laquelle la valeur actuelle des flux de trésorerie représente la meilleure estimation de marché, et donc du sous-jacent de l'option.

Borison (2005) démontre la convergence de ces trois méthodes dans l'étude de cas d'une réserve gazière. En raison de la nature des données disponibles pour notre recherche, mais aussi parce

que la simplicité de sa mise en œuvre correspond au contexte de décision de l'investisseur, nous retenons l'approche subjective de Luehrman (1997, 1998) et des éléments de MAD.

Conformément à l'approche MAD, la valeur du sous-jacent est approximée par la valeur des flux produits par la ressource. Ainsi, notre sous-jacent est la valeur d'une réserve définie comme la différence du prix courant du baril de brut et de son coût d'extraction courant. Le prix du sous-jacent (S) correspond donc au produit du volume des réserves dans le sol et de la marge associée à ce volume.

Comme Kopits (2014), nous retenons l'évolution du coût moyen d'extraction et de production selon l'AIE et le centre de recherche de Barclays³ : le coût moyen historique stable y apparaît inférieur à 5 USD par baril jusqu'en 2003, avec une croissance annuelle géométrique de 0,9%, en accélération par la suite. Une convergence vers la moyenne étant observable pendant la période étudiée, nous supposons dans notre premier modèle, un coût moyen d'exploration et de production de 5 USD par baril. Notons que ces coûts ne sont pas communiqués par les entreprises du secteur extractif. Avant les premiers forages de schiste, soit à partir de 2007, il est possible de calculer le sous-jacent (S) pour l'année t en appliquant ce modèle :

$$S_t = (PP_t - CEP_p) \times RP_t \quad (2)$$

Avec :

S_t , la valeur monétaire des réserves pétrolières en année t ;

PP_t , le prix du baril de pétrole brut en année t ;

CEP_p , le coût moyen d'extraction et de production en période p qui comprend t ;

RP_t , le volume des réserves de pétrole en année t .

Le prix d'exercice de notre option est le produit du volume des réserves et du prix annuel du baril. L'interprétation est la suivante : si le prix de marché du baril brut est suffisamment élevé pour permettre la réalisation d'une marge, l'option est exercée et l'extraction est poursuivie. La ressource possède alors une valeur positive.

³ <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/05/CTI3.pdf>

<https://energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/Kopits%20%20Oil%20and%20Economic%20Growth%20%28SIPA,%202014%29%20-%20Presentation%20Version%5B1%5D.pdf>

Paramètre nécessaire à notre modèle, le prix moyen par baril est communiqué par le ministère de l'Énergie (DoE) et l'AIE. Nous supposons enfin, conformément à Miller et Upton (1985b) que le taux sans risque correspond au taux d'actualisation standardisé utilisé dans SFAS N°69 avant sa réforme (en 2008) et fixé à 10%, ce qui est conforme au niveau des taux d'intérêt observés dans les années 1990 en Occident et à un taux d'intérêt mondial ensuite.

Suivant Luehrman (1997, 1998), nous supposons que la volatilité des options correspond à celle des prix du pétrole brut pendant toute la période étudiée. Elle pourrait expliquer une importante partie de la relation entre les variables optionnelles et les variations de prix des titres. Or, puisque les possibilités de spécification sont multiples, nous testons deux hypothèses différentes, séparément. Dans un premier modèle, nous retenons une volatilité annuelle élevée, de 41%, constante entre 1996 et 2007, et correspondant à une volatilité annuelle historique calculée sur une période de 15 ans. Dans notre second modèle, la volatilité est calculée sur des sous-périodes de trois à quatre ans avec P1 allant de 1996 à 1999 ; P2 allant de 2000 à 2003 et P3, de 2004 à 2006. Sur ces périodes, la volatilité varie entre 27 % et 31 %, nous la simplifions à 30 %.

	Modèle 1	Modèle 2
Coût d'extraction	constant : \$5	variable: P1: \$5 P2: \$7,5 P3: \$10
Prix du sous-jacent	Marge*volume	Marge*volume
Prix d'exercice	Prix du pétrole * volume	Prix du pétrole * volume
Volatilité	41%	30%
Taux sans risque	10%	10%
Horizon	1 an ou 2 ans	1 an ou 2 ans

Marge = $PP_t - CEP_p$, avec PP_t , le prix du baril de pétrole brut en année t; CEP_p , le coût moyen d'extraction et de production en période p, P1, de 1996 à 1999 ; P2, de 2000 à 2003 et P3, de 2004 à 2006.

Tableau 2 : Hypothèses et paramètres des variables d'option réelle

Enfin, nous examinons deux échéances différentes pour l'expiration de l'option, à un puis deux exercices (valeur d'option notée respectivement ROPT et ROPT2 dans notre modèle Tableau 2). Ces deux hypothèses sont également testées séparément. Une échéance d'un an correspond à un exercice comptable. Une période de deux ans correspond au temps moyen de développement d'une réserve prouvée non développée, sur la période examinée. Notre hypothèse principale reste la suivante : le modèle optionnel d'évaluation des réserves apporte un contenu informationnel plus important et moins redondant que les valeurs actuelles relatives aux réserves. Pour cette raison, il est calculé par les investisseurs et il affecte la valeur des sociétés.

4.2.4 Les autres variables PROSP

La valeur optionnelle est ensuite substituée par d'autres variables prospectives. Notre examen de la pertinence comparée des valeurs actualisées ne peut répéter exactement les recherches précédentes sur le sujet, car les valeurs des flux de trésorerie actualisés associés aux réserves ne sont disponibles que pour les sociétés se conformant aux normes américaines. Nous utilisons comme proxy des *Free Cash Flows* (FCF), la différence entre l'*EBITDA* et les *capex*. Une seconde variable estimant les flux est créée (FCF2), avec un taux d'actualisation de 10%. Pour suivre Sabet et Heaney (2017), nous testons également la relation avec les *capex* et pour mixer leur approche avec celle de Grullon *et al.* (2012), nous testons une variable à interaction résultant du produit entre les *capex* et la volatilité annuelle.

4.2.5 Un protocole spécifique pour tenir compte des problèmes de colinéarité

Notre protocole aborde la question de la multicollinéarité, déjà évoquée dans le même contexte par Berry et Wright (2001), également problématique dans notre ensemble de données. Sa présence indique une redondance informationnelle que le normalisateur comptable souhaitera éviter, car cela serait inutile et coûteux. La question de la non-colinéarité des informations est aussi une contrainte dans l'application de la théorie perspective de l'information (Mattessich 2008).

D'un point de vue technique, la présence de multicollinéarité crée des interférences et modifie les résultats du modèle, soit en altérant les coefficients de régression, et notamment leurs signes, soit en modifiant la qualité de l'ajustement, notamment à la hausse. Ainsi, la qualité des résultats des régressions par les moindres carrés ordinaires est substantiellement appauvrie par des variables explicatives statistiquement liées (Foucart, 2006). Pour tester la présence de multicollinéarité, Belsley (2004), emploie l'indice de conditionnement (IC) résultant d'une projection orthogonale sur plusieurs axes résumant le nuage de points étudié. Ainsi peut-on mesurer le niveau de multicollinéarité d'une variable explicative avec les autres. La présence de colinéarités est détectée lorsque les IC sont supérieurs à 30. Avant nous, des travaux (De Bourmont, 2012 ; Erkel-Tousse, 1995) font référence aux outils de diagnostic de Belsley, Kuh et Welsh (1980) dits BKW. Mais Belsley (2004) observe de plus la possibilité de contagion de colinéarité d'un axe vers un autre. Ainsi, l'examen de la seule valeur de l'IC n'est, selon lui, plus suffisant, et il convient d'observer également la contribution de la variance des variables à la variance d'un axe. La colinéarité est avérée dès qu'au moins deux variables affichent des contributions de variance dépassant les 50% sur un même axe. Le cas échant, les résultats de la régression ne peuvent être considérés comme fiables.

Notre travail applique une double vigilance. Premièrement, il suit la proposition de Tufféry (2010) et procède à une transformation non linéaire des données par le calcul de valeur d'une option réelle la caractérisant. Deuxième, il adopte un triple diagnostic de colinéarité. Sous R, nous estimons le facteur d'inflation de la variance (code *vif* dans le package, *car*) et l'indice de conditionnement grâce au code *colldiag* du package *perturb*, que nous codons pour en simplifier la lecture. Notre seuil de rejet s'applique à tout *vif* supérieur à 5, et à tout indice de conditionnement de valeur élevée (supérieur à 30) et/ou à la présence de plus d'une variance supérieure à 50%, même si la valeur de l'IC est faible. En cas de multicollinéarité, nous considérons les résultats comme non fiables.

5. NOS RÉSULTATS

5.1 Statistiques descriptives

Le tableau 3 présente les statistiques descriptives des variables employées dans notre étude.

Durant la décennie observée, les sociétés pétrolières et gazières affichent une croissance solide : les valeurs de marché (*vm*) moyennes et médianes sont multipliées par 2,5, et le résultat net par action (*rn*) médian est multiplié par 6, alors que le résultat net moyen par action est multiplié par 8. En revanche, la valeur comptable moyenne ne fait que doubler.

Variable	Moyenne	Médiane	Écart-type	Min	Max	Individus
vnc	12,6	7,7	18,8	-2,6	155	533
vnclag	12,0	6,9	26,9	-2,6	481	480
rn	1,5	1,1	5,6	-89,1	22,3	533
rp	2,0	0,9	9,3	0,0	189	456
vm	1 027	14,9	22 868	0,0	522 000	520
pp	31,5	27,5	16,5	12,2	63,94	572
coûtsextra						
Modèle 1	5,0	5,0	0,0	5,0	5,0	572
Modèle 2	n.s.	n.s.	n.s.	5,0	10,0	572
vol						
Modèle 1	0,4	0,4	0,0	0,4	0,4	572
Modèle 2	0,3	0,3	0,0	0,3	0,3	572
rf	0,1	0,10	0,00	0,1	0,1	572
ropt	50,7	21,5	197,4	0,0	3 672	455
ropt2	47,6	18,4	180,7	0,0	3 261	455

Paramètres standardisés par le nombre d'actions :
vnc : valeur comptable à la clôture de l'exercice, vnclag : valeur comptable à la clôture de l'exercice précédent, rn : résultat net, rp : réserves de pétrole en nombre de barils, vm : valeur de marché à la date de clôture, pp : prix du pétrole, ropt : valeur optionnelle des réserves avec un horizon d'un an, ropt2 : valeur optionnelle des réserves avec un horizon de deux ans.
Autres paramètres : coûtsextra : coût moyen d'extraction d'un baril, vol : volatilité annuelle du prix du pétrole brut, rf : taux sans risque.

Table 3 : Statistiques descriptives, variables standardisées

La période favorable est nourrie par un triplement des prix du pétrole moyen et médian (pp) – avec un prix du baril passant de 12 USD à son minimum en P1, à un prix maximum de 64 USD en P3. La première période est une période de prix faible rendant de nombreux gisements non profitables. La période 2 est une période de stabilisation des prix du pétrole autour de 25 USD/baril. La période 3 est une période de hausse des prix annonçant à la fois l'exploitation onéreuse des hydrocarbures de schiste et l'intérêt pour le changement climatique. Elle permet aux sociétés pétrolières de réaliser des superprofits et d'engranger des ressources susceptibles de les aider à faire face à la transition énergétique.

A l'inverse, les données d'exploitation montrent une baisse moyenne du volume des réserves pétrolières (rp) (-30%), interrogeant la capacité des sociétés à assurer leur survie à long terme.

La combinaison de ces deux phénomènes se traduit par une augmentation globale de la valeur optionnelle des réserves ($ropt$ et $ropt2$) alimentée par la volatilité (vol) des prix du pétrole. En effet, si, sur la période, on peut observer une diminution des réserves de pétrole d'environ 35%, la valeur associée à celles-ci a augmenté de 40%, tirée par une hausse de 500% du prix du pétrole. La période étudiée illustre ainsi les effets compensatoires des variables de production et de prix évoqués dans notre revue de littérature.

5.2 Résultats de nos tests

Nous réalisons des régressions par la méthode des moindres carrés. Nos tableaux 4 à 7 comparent six modèles. Le modèle (1.1) teste la pertinence du modèle optionnel à coûts d'extraction et volatilité constants. Les modèles suivants testent respectivement la pertinence du modèle optionnel à coût d'extraction variable selon les périodes (P1 à P3), à échéance de deux ans et à volatilité constante, mais plus faible que dans le précédent modèle – ROPT2 (1.2), la pertinence des Free Cash Flows non actualisés – FCF (1.3) et les mêmes FCF actualisés à l'infini – FCF2 (1.4), la pertinence des capex (1.5) et celle des capex combinés à la volatilité annuelle – ROLVOL (1.6).

$$VM_{it} = \phi_0 + \phi_1 VNC_{it} + \phi_2 RN_{it} + \phi_3 ROPT_{it} + \phi_4 EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1.1)$$

$$VM_{it} = \phi_0 + \phi_1 VNC_{it} + \phi_2 RN_{it} + \phi_3 ROPT2_{it} + \phi_4 EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1.2)$$

$$VM_{it} = \phi_0 + \phi_1 VNC_{it} + \phi_2 RN_{it} + \phi_3 FCF_{it} + \phi_4 EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1.3)$$

$$VM_{it} = \phi_0 + \phi_1 VNC_{it} + \phi_2 RN_{it} + \phi_3 FCF2_{it} + \phi_4 EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1.4)$$

$$VM_{it} = \phi_0 + \phi_1 VNC_{it} + \phi_2 RN_{it} + \phi_3 CAPEX_{it} + \phi_4 EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1.5)$$

$$VM_{it} = \phi_0 + \phi_1 VNC_{it} + \phi_2 RN_{it} + \phi_3 CAPEX_{it} + \phi_4 ROLVOL_t + \phi_4 EF_t + \varepsilon_{it} \quad (1.6)$$

Notre premier test porte sur la population totale (Tableau 4). Nos résultats confirment la pertinence des valeurs comptables avec une moindre pertinence du résultat net. Ils indiquent une relation positive entre les valeurs de marché et les valeurs optionnelles des réserves (0,065, significatif au seuil de 1%). Notre second modèle optionnel affiche un coefficient de régression plus élevé (0,126) pour un ajustement équivalent (85%) et un seuil de significativité comparable. Ainsi, une option sur les réserves suivant au plus près l'évolution des coûts moyens d'extraction posséderait un meilleur pouvoir explicatif de la valeur de marché, en comparaison avec un modèle proposant un coût constant lissé sur la période.

Les modèles (1.1) et (1.2) suggèrent que la volatilité transformée dans un modèle d'évaluation par les options réelles participe à un construit accroissant la valeur du titre, et serait donc perçue comme une opportunité. La significativité de notre variable optionnelle contredit ainsi la théorie économique standard, mais s'inscrit dans la logique déjà mise en évidence par les travaux de Grullon *et al.* (2012).

En revanche, lorsque nous testons la volatilité non transformée comme variable indépendante (1.6), nous trouvons une faible significativité et de la redondance informationnelle.

Variable dépendante : vm

	(1.1)	(1.2)	(1.3)	(1.4)	(1.5)	(1.6)
vnc	1,335*** (0,028)	1,331*** (0,028)	1,442*** (0,025)	1,442*** (0,025)	1,420*** (0,037)	1,401*** (0,036)
rn	0,141* (0,080)	0,135* (0,080)	0,131 (0,129)	0,131 (0,129)	0,250*** (0,083)	0,229** (0,080)
ropt	0,065*** (0,017)					
ropt2		0,126*** (0,030)				
fcf			0,094 (0,076)			
fcf2				0,009 (0,008)		
capex					0,126 (0,125)	0,153 (0,121)
rolvol						52,634 (94,818)
Constante	2,336 (1,753)	2,377 (1,746)	0,776 (1,645)	0,776 (1,645)	0,596 (1,624)	-14,909 (28,159)
IC			1R	1R	1R	2R X
Observations	450	450	498	498	499	498
R2	0,858	0,859	0,890	0,890	0,890	0,894
AdjustedR2	0,854	0,855	0,887	0,887	0,887	0,890
ResidualStd,Error	9,339 (df=436)	9,303 (df=436)	10,191 (df=484)	10,191 (df=484)	10,186 (df=485)	9,842 (df=483)
FStatistic	202,994** (df=13;436)	204,832** (df=13;436)	302,161*** (df=13;484)	302,161*** (df=13;484)	302,816*** (df=13;485)	289,452*** (df=14;483)

Note:*p<0,1;**p<0,05;***p<0,01

Table 4 : Valeur optionnelle des réserves, test sur la population totale

Variable dépendante : vm

	(1.1)	(1.2)	(1.3)	(1.4)	(1.5)	(1.6)
vnc	1,311*** (0,037)	1,309*** (0,037)	1,328*** (0,044)	1,328*** (0,044)	1,295*** (0,053)	1,320*** (0,037)
rn	0,094 (0,089)	0,090 (0,089)	0,259* (0,135)	0,259* (0,135)	0,081 (0,084)	0,111 (0,089)
ropt	0,063*** (0,018)					
ropt2		0,121*** (0,032)				
fcf			-0,159 (0,117)			
fcf2				-0,016 (0,012)		
capex					0,227* (0,130)	0,227* (0,130)
rolvol						42,920 (95,398)
Constante	24,768* (2,450)	4,786* (2,439)	3,180 (2,042)	3,180 (2,042)	2,257 (1,978)	-11,402 (25,973)
IC			1m 1R	1m 1R	1R	2R
Observations	284	284	279	279	280	303
R2	0,842	0,844	0,869	0,869	0,870	0,834
AdjustedR2	0,835	0,836	0,863	0,863	0,864	0,826
ResidualStd,Error	9,733 (df=270)	9,690 (df=270)	9,015 (df=265)	9,015 (df=265)	8,979 (df=266)	9,835 (df=289)
FStatistic	110,953*** (df=13;270)	112,125*** (df=13;270)	135,583*** (df=13;265)	135,583*** (df=13;265)	137,160*** (df=13;266)	111,546*** (df=13;289)

Note:*p<0,1;**p<0,05;***p<0,01

vnc: valeur comptable des fonds propres; rn: résultat net; ropt : option sur réserves, modèle 1; ropt2 : : option sur réserves, modèle 1, fcf : EBITDA- capex : fcf2 : fcf /0,1; capex : capex (selon OGJ); rolvol : volatilité annualisée des prix du pétrole brut.

IC : 1ii: si la double variance inclut la constante et la variable étudiée, 1m : si la double variance inclut un des éléments du modèle (vnc et rn) et la constante, 1m : si la double variance inclut les éléments du modèle vnc et rn, X : si double variance et axe supérieur à 30, 1R si la double variance concerne la variable prospective et une variable du modèle (vnc ou rn)

Table 5: Valeur optionnelle des réserves, test sur la sous-population américaine

Variable dépendante : vm						
	(1.1)	(1.2)	(1.3)	(1.4)	(1.5)	(1.6)
bv	0,576*** (0,218)	0,568** (0,218)	0,527** (0,223)	0,527** (0,223)	0,397 (0,256)	0,559** (0,230)
ni	4,116*** (0,836)	4,145*** (0,836)	4,554*** (0,986)	4,554*** (0,986)	3,944*** (0,833)	3,694*** (0,834)
ropt	-0,236* (0,131)					
ropt2		-0,366* (0,201)				
fcf-			0,541 (0,362)			
fcf2				-0,054 (0,036)		
capex					0,516 (0,326)	
rolvol						-187,090*** (35,623)
Constant	1,546 (2,375)	1,537 (2,374)	2,437 (2,010)	2,437 (2,010)	2,387 (2,008)	57,979*** (9,777)
IC	1m	1m	1m	1m	1im	1 m – 1RX
Observations	93	93	114	114	114	114
R2	0,833	0,833	0,803	0,803	0,803	0,800
AdjustedR2	0,805	0,805	0,777	0,777	0,778	
ResidualStd,Error	5,661 (df=79)	5,660 (df=79)	5,771 (df=100)	5,771 (df=100)	5,764 (df=100)	5,819 (df=100)
FStatistic	30,255*** (df=13;79)	30,268*** (df=13;79)	31,346*** (df=13;100)	31,346*** (df=13;100)	31,448*** (df=13;100)	30,704*** (df=13;100)

Table 6: Valeur optionnelle des réserves, test sur la sous-population canadienne

Variable dépendante : vm						
	(1.1)	(1.2)	(1.3)	(1.4)	(1.5)	(1.6)
bv	1,164*** (0,166)	1,156*** (0,168)	1,354*** (0,186)	1,354*** (0,186)	0,162 (0,275)	0,254 (0,261)
ni	1,250 (1,207)	1,366 (1,220)	3,011*** (1,132)	3,011*** (1,132)	2,773*** (0,881)	2,503*** (0,833)
ropt	0,350** (0,150)					
ropt2		0,411** (0,200)				
fcf			-0,608 (0,484)			
fcf2				-0,061 (0,048)		
capex					5,392*** (1,154)	4,986*** (1,219)
rolvol						-131,644* (69,952)
Constant	-1,026 (4,050)	-0,721 (4,092)	-3,792 (4,812)	-3,792 (4,812)	-5,595 (4,361)	33,830* (18,336)
IC	1m	1m	1R	1R	1R	1R 1ii
Observations	73	73	105	105	105	104
R2	0,924	0,923	0,922	0,922	0,935	0,939
AdjustedR2	0,908	0,906	0,911	0,911	0,925	0,930
ResidualStd,Error	10,356 (df=59)	10,456 (df=59)	14,668 (df=91)	14,668 (df=91)	13,422 (df=91)	12,650 (df=90)
FStatistic5	5,352*** (df=13;59)	54,214*** (df=13;59)	82,617*** (df=13;91)	82,617*** (df=13;91)	100,037*** (df=13;91)	105,878*** (df=13;90)

Note: *p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

vnc: valeur comptable des fonds propres; rn: résultat net; ropt : option sur réserves, modèle 1; ropt2 : : option sur réserves, modèle 1, fcf : EBITDA- capex : fcf /0,1; capex : capex (selon OGJ); rolvol : volatilité annualisée des prix du pétrole brut.

IC : 1ii: si la double variance inclut la constante et la variable étudiée, 1im : si la double variance inclut un des éléments du modèle (vnc et rn) et la constante, 1m : si la double variance inclut les éléments du modèle vnc et rn, X : si double variance et axe supérieur à 30, 1R si la double variance concerne la variable prospective et une variable du modèle (vnc ou rn).

Table 7: Valeur optionnelle des réserves, test sur la sous-population « reste du monde »

Comme chez Bryant (2003), l'on constate une perte de pertinence des résultats en présence de flux actualisés. Les modèles à valeurs actualisés (1.3 et 1.4) apparaissent non significatifs et redondants, ce qui peut expliquer la perte de significativité, car les flux actualisés simulent la répétition du dernier résultat sur plusieurs années et à l'infini.

Enfin, les modèles employant les *capex* (1.5 et 1.6), éventuellement combinés à la volatilité, sont non significatifs et redondants.

Les mêmes tests sont reconduits sur des sous-échantillons américain, canadien et représentant le reste du monde (Tableaux 5 à 7). À l'exception des modèles testés sur une population canadienne, ils produisent des résultats similaires. Le cas canadien diffère substantiellement, car les entreprises canadiennes publient des réserves probables plutôt que prouvées, c'est-à-dire des réserves dont la probabilité de commercialisation est inférieure à 50%, contre 90% pour les réserves prouvées. Aussi, les bénéfices futurs qui leur sont associés sont plus incertains.

5.3 Tests de robustesse

Pour aller plus loin, nous avons conduit une série de tests visant à confirmer la validité de nos résultats. Aux effets fixes temporels, nous avons ajouté des effets fixes individuels. Ces tests ont confirmé la direction des signes, les valeurs des coefficients de régression et les diagnostics de colinéarité. Nos résultats s'avèrent très stables.

Puis nous avons spécifié un taux d'actualisation inférieur à 5%, correspondant aux taux d'intérêt pratiqués en Occident en fin de période. Nous avons également testé différentes spécifications du modèle d'option en faisant varier un paramètre à la fois, a) l'échéance d'un an ou de deux ans, b) la volatilité constante, périodique ou annualisée, c) le coût moyen d'extraction constant ou périodique, avec une augmentation de 50% entre la phase 1 et la phase 2 et une croissance de 1/3 en période 3. Nous avons systématiquement trouvé que les variables optionnelles expliquent significativement le prix des titres et n'affichent aucune redondance. Nous avons testé les paramètres des modèles optionnels séparément et sans la transformation

par le modèle optionnel. Cela montre que la volatilité seule n'explique pas la variation des coefficients de régression entre les modèles ROPT et ROPT2. Il en va de même pour l'hypothèse de coûts d'extraction, ce qui indique que le modèle optionnel parvient à capturer des interactions entre les différents facteurs de valeur, et que cela le rend pertinent pour le marché. Dans la suite du test des composantes des modèles optionnels, la significativité de la variable optionnelle pourrait s'expliquer par le principe d'évaluation de Hotelling. Nous avons donc testé deux variables décrivant cette rente : dans le premier cas, la différence entre le prix annuel du pétrole brut et des coûts d'extraction est supposée constante, dans l'autre cas, elle est supposée variable. Dans les deux cas, la variable examinée apparaît pertinente, mais elle porte une redondance en ce qu'elle est colinéaire avec la constante.

Enfin, Barth et Clinch (2009) énumèrent les effets d'une standardisation des variables inappropriée : elle produit des effets additifs ou multiplicatifs, des problèmes de survivance, des effets de variations d'échelles et des effets d'hétéroscédasticité. Nous avons opté pour la standardisation par le nombre d'actions qui est la plus employée dans les études portant sur ce secteur (Berry & Wright, 2001 ; Clinch et Magliolo, 1992 ; Coleman, 2005 ; Harris et Ohlson, 1987 ; Martinez, 2004 ; Ghicas et Pastena, 1989 ; Teall, 1992) et nous avons testé des modes de standardisation alternatifs : 1) par la valeur comptable, comme Alciatore (1993), Chung, et al. (1993), Doran et al. (1988) ou Spear (1994), et 2) par les réserves prouvées comme Magliolo (1986). Nos résultats confirment ceux de Barth et Clinch (2009), les standardisations par la valeur comptable, la valeur de marché ou les prix antérieurs sont les plus grandes sources de biais. Les modèles les employant produisent des résultats toutefois peu différents de ceux produits avec d'autres modes de standardisation. Leur contribution marginale est donc faible. Un remède parfois appliqué (Barth et Clinch, 2009 ; Bryant, 2003) consiste à construire des modèles comportant des variables mixtes, c'est-à-dire n'employant pas le même mode de standardisation pour toutes les variables indépendantes.

Nos tests de robustesse confirment donc l'intérêt d'un modèle apte à combiner diverses sources informationnelles (coûts, bénéfices attendus, volatilité, etc.) et à les transformer afin de leur procurer un contenu informatif commun.

D'un point de vue méthodologique, nos résultats confirment l'intérêt du diagnostic de multicollinéarité dans le cadre de l'analyse des questions relatives aux informations comptables et extra-comptables. Les tableaux 4 à 7 indiquent les situations de double variance sur un même axe (Belsley, 2004) :

1m est indiqué lorsque la double variance inclut les éléments du modèle vnc et rn,

X est indiqué en présence d'une double variance et d'un axe supérieur à 30,

1R signifie que la double variance concerne la variable prospective et une variable du modèle (vnc ou rn).

On retrouve systématiquement l'un de ces codages dans les tableaux 4 à 7, pour caractériser les modèles (1.3) (1.4) (1.5) et (1.6), c'est-à-dire dans les modèles comportant des variables dépendantes représentant les free cash-flow actualisés, les capex, ou la volatilité annuelle. Cela fournit une raison de rejet.

6. DISCUSSION CONCLUSIVE

Les recherches antérieures sur le secteur pétrolier se sont concentrées sur les marchés exportateurs - américain, australien et sud-africain - lorsque la proposition d'une norme spécifique a été discutée. Elles ont interrogé la manière dont les entreprises du secteur pouvaient rendre compte des incertitudes auxquelles elles sont exposées. Ces recherches ont contribué à la formulation du DP/2010/01 (IASB 2010a), la proposition de norme internationale relative aux activités extractives. Mais les résultats de décennies de recherches fondées sur des modèles testés en coupe transversale, ou sur de très courtes périodes, ont été contredits par Bryant (2003). Il semblait dès lors utile de réinterpréter leur validité sur une plus longue période et sur un échantillon international.

Pour ce faire, employant le modèle d'Ohlson, nous avons examiné dans quelle mesure la valeur de marché des sociétés pétrolières peut être expliquée par diverses variables prospectives : deux valeurs optionnelles, deux estimations fondées sur les flux de trésorerie, une variable décrivant les capex et une autre captant la volatilité annuelle du prix du baril de pétrole de brut, puis enfin une interaction entre ces deux dernières.

Nos résultats ont mis en évidence un contenu informationnel de la valeur heuristique figurant une option réelle sur les réserves pétrolières et résultant de la combinaison de différents éléments : 1) une estimation du risque associé à un facteur clé dans la décision d'investissement dans le secteur pétrolier, ici la volatilité du prix du pétrole brut, 2) le volume des réserves prouvées, et 3) les coûts d'extraction moyens de ces réserves. Les flux de trésorerie disponibles, tels que préconisés par le standard SFAF N°69, et déclarés informatifs par Mchawrab et al. (2015) ou Patatoukas et al. (2015) apparaissent redondants dès lors qu'un diagnostic de multicollinéarité est réalisé. Berry et Wright, dès 2001, avaient pressenti cet écueil des recherches issues du courant positiviste.

Le présent travail est utile aux normalisateurs en ce qu'il offre une meilleure compréhension de l'utilité de l'information comptable dans le processus décisionnel des investisseurs et suggère qu'il n'est pas utile de fournir des informations transformées relatives à la valeur des "actifs" ou des ressources. Les acteurs de marché semblent préférer un ensemble d'informations "brutes" aptes à alimenter leurs propres modèles d'évaluation. La consultation menée en 2022 par l'EFRAG (European Financial Reporting Advisory Group) relative aux incorporels et ouverte a envisagé cette forme communicationnelle. Il convient toutefois d'identifier ces « traducteurs de valeur » pertinents. Dans le cas des ressources extractives, ces traducteurs pourraient combiner le prix de marché de la commodité et sa variabilité, le coût d'extraction et le volume de la réserve.

D'un point de vue managérial, notre travail s'inscrit dans un courant de recherche interrogeant la représentation des incertitudes relatives aux projets

industriels (Anand et al., 2021). Dans le cas examiné, les incertitudes sont géologiques, technologiques et de marché.

Nos résultats indiquent que la publication de données non stratégiques (coût moyen d'extraction, volume des réserves et la variabilité du prix de marché) possède un contenu informatif sans toutefois rendre transparents les risques et opportunités liés aux projets industriels et sans en divulguer les avantages comparatifs.

Par ailleurs, cette forme de reporting simplifie la collecte d'information et par là, le coût de la mise en conformité. Enfin, elle permet de restituer une perspective industrielle alignée sur la longueur réelle des cycles de long terme plutôt que sur une durée standard de calcul des flux de trésorerie, ajustée aux exercices comptables.

Toutefois, la spécificité du cas canadien suggère que différents degrés d'incertitude géologique pourraient exiger des traducteurs de valeur différents. Nous trouvons que les résultats relatifs aux réserves prouvées ne peuvent être généralisés aux réserves probables. Cette remarque pourrait s'appliquer à tout élément incertain, et notamment aux actifs immatériels en bien des points semblables aux activités extractives (Philippart, 2014).

Nos conclusions contribuent par ailleurs au débat actuel portant sur la théorie de la valeur (Heinle et Smith, 2017), en suggérant qu'une information ponctuelle (valeur courante des réserves estimées par le produit de la marge et du volume disponible) associée à une estimation de la dispersion du prix (volatilité du prix) peut être plus pertinente qu'une analyse ponctuelle prospective (valeur actuelle des flux de trésorerie futurs), qu'une mesure de dispersion (volatilité) ou qu'un indicateur d'investissement (capex).

Enfin, nos résultats confirment la pertinence d'une information complémentaire et physique, telle qu'exigée par la norme publiée par l'Initiative pour la Transparence des Industries Extractives⁴, et qui réclame la publication d'une large palette d'informations financières et extra-financières : 1)

leur cadre légal, institutionnel et contractuel, 2) une description fine des activités d'exploration, de production et d'exportation, 3) des détails sur la collecte et l'affectation des revenus, 4) les dépenses sociales, environnementales et économiques, 5) les résultats et impacts.

Notre étude comporte toutefois certaines limites. Tout d'abord, notre échantillon, bien que construit sur 11 ans, reste petit. Nos constatations demeurent limitées au secteur pétrolier et sont difficilement généralisables à d'autres secteurs. En effet, Sabet et Heaney (2017) observent des relations différentes entre les activités gazières et les activités pétrolières. Par ailleurs, Wegener et Labelle (2017), en étudiant les provisions environnementales, ont montré que les sociétés pétrolières et gazières et les sociétés minières affichent des pertinences de signaux de risque dissemblables. Enfin, les données ont été collectées sur une période révolue. Aussi, compte tenu du changement de contexte, les résultats ne possèdent aucun pouvoir prédictif. Il n'y a donc pas de recommandation à déduire de ces travaux en direction des normalisateurs.

Ce travail ouvre toutefois des horizons variés et pourrait s'étendre au test du contenu informationnel de nombreux autres actifs spécifiques, stratégiques et/ou incorporels caractérisés par un environnement incertain. Grullon et al. (2012) ont par exemple identifié plusieurs industries disposant d'options stratégiques ou de flexibilité : les industries de haute technologie, pharmaceutiques, et biotechnologiques. Les recherches futures pourront examiner les éléments informationnels répondant au mieux aux besoins et aux capacités cognitives des utilisateurs de l'information comptable et extra-comptable afin de représenter le risque en comptabilité de façon adéquate.

BIBLIOGRAPHIE

Alciatore, M. (1993). New Evidence on SFAS n°69 and The Components of the Change in Reserve Value. *The Accounting Review*, 68(3), 639-657. <http://www.jstor.org/stable/248206>

⁴ <https://eiti.org/fr>

- Anand, A., Castello, A., Lecoivre, L. . (2021). Revue et classification des incertitudes dans les projets : la voie à suivre. *Revue Française de Gestion Industrielle*, 35(1), 57–79.
<https://doi.org/10.53102/2021.35.01.916>
- Barth, M., Clinch, G., Israeli, D. (2016). What do accruals tell us about future cash flows? *Review of Accounting Studies*, 21(3), 768–807.
<https://doi.org/10.1007/s11142-016-9360-4>
- Beldi, A., Chastenet, É., Dupuis, J., Talfi, M. (2010). Pertinence des méthodes d'évaluation financière des marques: Une étude empirique internationale. *Revue Française de Gestion*, 207(8), 153-168. <https://doi.org/10.3166/rfg.207.153-168>
- Belsley, D., Kuh, E., Welsh, R.E. (2004). *Regression Diagnostics*. Hoboken NJ : John Wiley & Sons Inc.
<https://doi.org/10.1002/0471725153>
- Belsley, D.A., Kuh, E., Welsh, R.E. (1980). *Regression diagnostics : identifying influential data and sources of collinearity*, New York : Wiley.
<https://doi.org/10.1002/0471725153>
- Berry, K., Wilcox, W., O'Bryan, D., Quirin, J. (2000). The Relative Information Content of the Components of the Reserve Quantity Disclosure. *Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, 19(2), 62-78.
<https://doi.org/10.1504/IJAPE.2004.005922>
- Berry, K. T., Wright, C. (2001). The value relevance of oil and gas disclosures : An assessment of the market's perception of firms' effort and ability to discover reserves. *Journal of Business Finance & Accounting*, 28(5/6), 741-769.
<https://doi.org/10.1111/1468-5957.00392>
- Berry, K., Wright, C. (1997). Value Relevant Reserve Quantity Disclosures : Oil Reserves versus Gas Reserves, *Petroleum Accounting and Financial Management*, 16(1), 1-14.
- Black, F., Scholes, M. (1973). The Pricing of Options and Corporate Liabilities, *Journal of Political Economy*, 81(3), 637-655.
<http://www.jstor.org/stable/1831029>.
- Blum V., Gumb B., Girard R., Chatterjee P., Laffort E. (2016) Le projet de norme IFRS relatif aux activités d'extraction: l'évaluation ex ante d'un projet de norme, étude de cas et enseignements, Autorité des Normes Comptables (158 p. with exhibit).
- Blum, V. (2012). Options réelles, état des lieux sur l'applicabilité d'une méthode d'évaluation capturant le risque. *Gestion 2000*, 29(4), 19-34.
<https://doi.org/10.3917/g2000.294.0019>
- Blum, V., Stroebel, V. (2012). La valeur du brevet : quelle option? Analyse de la pertinence des méthodes d'évaluation de brevets. *Économies et Sociétés, W*, 14(1), 125-166.
- Borison, A. (2005). Real Options Analysis: Where are the Emperor's Clothes? *Journal of Applied Corporate Finance*, 17(2), 17-31.
<https://doi.org/10.1111/j.1745-6622.2005.00029.x>
- Bryant, L. (2003). Relative Value Relevance of the Successful Efforts and Full Cost Accounting Methods in the Oil and Gas Industry. *Review of Accounting Studies*, 8(1), 5-28.
<https://doi.org/10.1023/A:1022645521775>
- Chung, K., Ghicas, D., Pastena, V., (1993). Lenders' Use of Accounting Information in the Oil and Gas Industry. *The Accounting Review*, 68 (4), 885-895.
<https://www.jstor.org/stable/248511>
- Clinch, G., Magliolo, J., (1992). Market Perceptions of Reserve Disclosures Under SFAS No. 69. *The Accounting Review*, 67 (4), 843-861.
<https://www.jstor.org/stable/248327>
- Coleman, L., (2005). Why Explore for Oil when it is Cheaper to Buy? *Applied Economics Letter*, 12(8), 493-497.
<https://doi.org/10.1080/13504850500109733>
- Collins, D. W., Rozeff, M. S., Salatka, W. K. (1982). The SEC's rejection of SFAS no. 19: Tests of market price reversal. *The Accounting Review*, 57(1), 1-18.
<https://www.jstor.org/stable/246736>
- Copeland, T., Antikarov, V. (2003). *Real Options: A Practitioner's Guide*, 2ème éd., New York : Texere Publishing.
- Cortazar, G., Schwartz, E. S. (1997). Implementing a Real Option Model for Valuing an Undeveloped Oil

- Field. *International Transactions in Operational Research*, 4(2), 125.
[https://doi.org/10.1016/S0969-6016\(97\)00007-5](https://doi.org/10.1016/S0969-6016(97)00007-5)
- Cortazar, G., Schwartz, E.S., Casassus J. (2001). Optimal exploration investments under price and geological-technical uncertainty: a real options model. *RD Management*, 31, 181–189.
<https://doi.org/10.1111/1467-9310.00208>
- Deakin E., Deitrick, J. (1982). An Evaluation of RRA and Other Supplemental Oil and Gas disclosures by Financial Analysts. *Journal of Extractive Industries Accounting*, 1(1), 63-70.
- De Bourmont, M. (2012). La résolution d'un problème de multicolinéarité au sein des études portant sur les déterminants d'une publication volontaire d'informations : proposition d'un algorithme de décision simplifié basé sur les indicateurs de Belsley, Kuh et Welsch (1980). Colloque AFC, Comptabilités et innovation, Grenoble, France. pp.cd-rom. <hal-00691156> .
- de la Bruslerie, H. (2009). Le temps, la finance et le management des entreprises. *Revue Française de Gestion*, 198-199(8), 31-57.
- del Río, C., López-Arceiz, F. J., & Muga, L. (2023). Do sustainability disclosure mechanisms reduce market myopia? Evidence from European sustainability companies. *International Review of Financial Analysis*, 87, 102600.
<https://doi.org/10.1016/j.irfa.2023.102600>
- Dessertine, P. (2001) Valeur comptable et valeur de marché : le modèle de Feltham-Ohlson (in Eds. Casta JF et B. Colasse). *Juste valeur Enjeux techniques et politiques*, Economica, Paris.
- Dixon, D. F. (1963). Petrol Distribution in the United Kingdom, 1900-1950. *Business History*, 6(1), 1–19. <https://doi.org/10.1080/00076796300000017>
- Doran, B., D., Collins, Dhaliwal, D., (1988). The Information of Historical Cost Earnings Relative to Supplemental Reserve-Based Accounting Data in the Extractive Industry. *The Accounting Review*, 63(3), 389-414.
<https://www.jstor.org/stable/247826>
- Erkel-Rousse, H. (1995). Détection de la multicolinéarité dans un modèle linéaire ordinaire : quelques éléments pour un usage averti des indicateurs de Belsley, Kuh et Welsch, *Revue de statistique appliquée*, 43(4), 19-42.
http://www.numdam.org/item/RSA_1995_43_4_19_0
- Feltham, G. A., Ohlson, J. A. (1995). Valuation and Clean Surplus Accounting for Operating and Financial Activities. *Contemporary Accounting Research*, 11(2),689-731.
<https://doi.org/10.1111/j.1911-3846.1995.tb00462.x>
- Ferracuti, E., Stubben, S. R. (2019). The role of financial reporting in resolving uncertainty about corporate investment opportunities. *Journal of Accounting & Economics*, 68(2/3).
<https://doi.org/10.1016/j.jacceco.2019.101248>
- Foucart, T. (2006). Colinéarité et régression linéaire. *Mathématiques et Sciences Humaines*, EHESS, 173, 5-25. <https://doi.org/10.4000/msh.2963>
- Ghicas, D., Pastena, V., (1989). The Acquisition Value of Oil and Gas Firms: The Role of Historical Costs, Reserve Recognition Accounting, and Analysts' Appraisals. *Contemporary Accounting Research*, 6(1), 125-142. <https://doi.org/10.1111/j.1911-3846.1989.tb00749.x>
- Grullon, G., Lyandres, E., Zhdanov, A. (2012). Real options, volatility, and stock returns. *Journal of Finance*, 67, 499–1537.
<https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.2012.01754.x>
- Harris, T., Ohlson, J., (1987). Accounting Disclosures and the Market's Valuation of Oil and Gas Properties. *The Accounting Review*, 62(4), 651-671.
<https://www.jstor.org/stable/247777>
- Heinle, M., Smith, K. (2017). A theory of risk disclosure. *Review of Accounting Studies*, 22(4), 1459-1491. <https://doi.org/10.1007/s11142-017-9414-2>
- Han, H., Tang, J. J., & Tang, Q. (2021). Goodwill Impairment, Securities Analysts, and Information Transparency. *European Accounting Review*, 30(4), 767–799.
<https://doi.org/10.1080/09638180.2020.1791725>

- Grassmann, M. (2021). The relationship between corporate social responsibility expenditures and firm value: The moderating role of integrated reporting. *Journal of Cleaner Production*, 285, 124840.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124840>
- IASB (2010a). Discussion paper DP/2010/1 – Extractive activities, London, April 2010, 183 p.
<https://cdn.ifrs.org/-/media/project/extractive-activities/dp-extractive-activities-april-2010.pdf>
- IASB (2010b). Comment letters summary, extractive activities, Staff paper.
<https://cdn.ifrs.org/-/media/project/extractive-activities/ap7a-comment-letter-summary.pdf>
- Jensen, M.C. (1986). The Agency Costs of Free Cash Flow: Corporate Finance and Takeovers, *American Economic Review*, 6(2), 323-329.
<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.99580>
- Kopits, S. (2014). Oil and economic growth: a supply-constrained view, presentation to Columbia University Center on Global Energy Policy.
- Luehrman, T. A. (1997). What's It Worth? A General Manager's Guide to Valuation. *Harvard Business Review*, 75(3), 132-142.
- Luehrman, T. A. (1998). Investment Opportunities as Real Options: Getting Started on the Numbers. *Harvard Business Review*, 76(4), 51-67.
- Magliolo, J. (1986). Capital Market Analysis of Reserve Recognition Accounting. *Journal of Accounting Research*, 24 (supplement).
<https://doi.org/10.2307/2490730>
- Martinez, I., (2004). Le contenu informatif des chiffres comptables: vers de nouvelles améliorations méthodologiques? *Comptabilité Contrôle Audit*, 10(2):9-30
<https://doi.org/10.3917/cca.102.0009>
- Mattessich, R. (2008). *Two Hundred Years of Accounting Research*, New York: Routledge.
- McConnell, J. J., Muscarella, C. J. (1985). Corporate Capital Expenditure Decisions And The Market Value Of The Firm. *Journal of Financial Economics*, 14(3), 399-422.
[https://doi.org/10.1016/0304-405X\(85\)90006-6](https://doi.org/10.1016/0304-405X(85)90006-6)
- Mchawrab, S., Albouy, M., Kergoat, M., Dubreuille, S. (2015). Les dessous de l'évaluation des entreprises high tech. *Finance Contrôle Stratégie*, 18(2), 1–31. <https://doi.org/10.4000/fcs.1641>
- Miller, M. H., Upton, C. W. (1985a). A Test of the Hotelling Valuation Principle. *Journal of Political Economy*, 93(1), 1-25.
<https://doi.org/10.1086/261284>
- Miller, M. H., Upton, C. W. (1985b). The Pricing of Oil and Gas- Some Further Results. *Journal of Finance*, 40(3), 1009–1018.
<https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1985.tb05030.x>
- Mohebbi, A., Tarca, A., Woodliff, D. (2007). Managerial Incentives and the Treatment of Pre-Production Expenditure in the Mining Industry. *International Journal Of Business Studies*, 15(1), 127-152.
- Myers, S.C, (1977). Determinants of corporate borrowing. *Journal of Financial Economics*, 5, 147–175. [https://doi.org/10.1016/0304-405X\(77\)90015-](https://doi.org/10.1016/0304-405X(77)90015-)
- Nobes, C.W., Stadler, C. (2013). How arbitrary are international accounting classifications? Lessons from centuries of classifying in many disciplines, and experiments with IFRS data. *Accounting, Organizations and Society*, 38(8), 573-595.
<https://doi.org/10.1016/j.aos.2013.10.001>
- O'Connor, M. C., Collins, D. W. (1978). An Examination of the Association Between Accounting and Share Price Data in the Extractive Petroleum Industry: A Comment and Extension. *Accounting Review*, 53(1), 228-240.
<https://www.jstor.org/stable/245745>
- Ohlson, J. A. (1995). Earnings, Book Values, and Dividends in Equity Valuation. *Contemporary Accounting Research*, 11(2), 661-687.
<https://doi.org/10.1111/j.1911-3846.1995.tb00461.x>
- Pariété, F. (2003). Revisiting Ohlson's Equity Valuation Model, CEREG, Université Paris Dauphine.

- Patatoukas, P. N., Sloan, R. G., Zha, J. (2015). On the Pricing of Mandatory DCF Disclosures- Evidence from Oil and Gas Royalty Trusts . *Accounting Review*, 90(6), 2449-2482.
<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2375552>
- Picchi, B. (1985). Structure of the U.S. Oil Industry: Past and Future, Salomon Brothers, cité par Jensen (1986).
- Philippart, M. (2014). Mesurer la performance de l'entreprise étendue pour piloter la création de valeur : une approche par l'immatériel. *Revue Française de Gestion Industrielle*, 33(4), 65–79.
<https://doi.org/10.53102/2014.33.04.793>
- PwC (2013, 2014, 2021) Mine series. Disponible à :
<https://www.pwc.com/gx/en/mining/publications/assets/pwc-mine-2014-realigning-expectations.pdf>
 et <https://www.pwc.com/id/en/energy-utilities-mining/assets/pwc-mine-2021.pdf>
- Rousseaux, P., Lichou, M., & Alkoshak, O. (2015). Analyse des risques du cycle de vie : application à deux filières énergétiques en France. *Revue Française de Gestion Industrielle*, 34(2), 7–23.
<https://doi.org/10.53102/2015.34.02.609>
- Roychowdhury, S., Shroff, N., Verdi, R. S. (2019). The effects of financial reporting and disclosure on corporate investment - A review. *Journal of Accounting & Economics*, 68(2/3).
<https://doi.org/10.1016/j.jacceco.2019.101246>
- Sabet, A.H., Heaney, R. (2017). Real options and the value of oil and gas firms: An empirical analysis. *Journal of Commodity Markets*, 6, 50–65.
<https://doi.org/10.1016/j.jacceco.2019.101246>
- Sahlian, D. N., Popa, A. F., Banța, V. C., Răpan, C. M., & Chiriac, S. C. V. (2023). The Value Relevance of Financial Performance and ESG Scores During Tumultuous Economic Periods. *Eastern European Economics*, 1–19.
- Spear, N. A., (1994). The Stock Market Reaction to the Reserve Quantity Disclosures of U.S. Oil and Gas Producers. *Contemporary Accounting Research*, 11(1):381-404. <https://doi.org/10.1111/j.1911-3846.1994.tb00448.x>
- Stenheim, T., Dag Øivind, M. (2016). Goodwill Impairment Losses, Economic Impairment, Earnings Management and Corporate Governance. *Journal of Accounting & Finance*, 16(2), 11–30.
- Teall, H. D., (1992). Information Content of Canadian Oil and Gas Companies' Historic Cost Earnings and Reserves Disclosures, *Contemporary Accounting Research*, 8(2), 561 -579.
<https://doi.org/10.1111/j.1911-3846.1992.tb00861.x>
- Thaler, R. H. (2015). *Misbehaving: The making of behavioral economics*. New York: W. W. Norton & Company.
- Tuffery, S. (2010). *Data-Mining et statistiques décisionnelles*. Paris : Technip.
- Wang, P. (2023). A Modified Ohlson (1995) Model and Its Applications. *European Accounting Review*, 32(3), 663–691.
- Wegener M., Labelle R. (2017). Value Relevance of Environmental Provisions Pre- and Post-IFRS. *Accounting Perspectives*, 16(3), 139-168.
<https://doi.org/10.1111/1911-3838.12143>

7. BIOGRAPHIES

Véronique BLUM est Maître de conférences HDR à l'Université Grenoble Alpes. Sa recherche porte principalement sur l'évaluation financière et non financière des actifs incertains, immatériels et stratégiques.

Charlotte Krychowski est Maître de conférences à Institut Mines-Télécom Business School. Ses principaux thèmes de recherche actuels portent sur les business models dans les industries numériques, la valorisation des actifs immatériels et les options réelles.