

**ÉCOLE DES HAUTES ÉTUDES COMMERCIALES
AFFILIÉ À L'UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL**

L'évaluation des actions pétrolières et gazières canadiennes

par

Didier Filion

Sciences de la gestion

*Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de maître ès sciences
(M.Sc.)*

Février 2004
© Didier Filion, 2004

SOMMAIRE

Dans ce mémoire, nous traitons de la problématique entourant l'évaluation des actions pétrolières et gazières canadiennes. Plus précisément, nous étudions l'influence de cinq déterminants macroéconomiques et cinq variables microéconomiques sur les titres énergétiques canadiens. De plus, nous cherchons à trouver dans quelle mesure certains aspects de la dynamique sous-jacente au secteur pétrolier et gazier se répercutent dans l'évaluation des actions de cette industrie.

Ainsi, nous constatons que, de manière générale, des hausses du marché boursier canadien, des prix du pétrole brut, des prix du gaz naturel, des flux monétaires et des réserves prouvées de l'entreprise ont une incidence positive sur les titres pétroliers et gaziers canadiens. À l'opposée, des augmentations des taux d'intérêt et des volumes de production de la firme ainsi qu'une dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain provoquent une baisse des actions énergétiques.

Également, nous démontrons que les actions des sociétés pétrolières intégrées se comportent de manière différente par rapport à celles des producteurs. Les intégrées fluctuent moindrement suite aux mouvements des prix du pétrole brut et du gaz naturel alors qu'elles sont davantage touchées par les fluctuations du marché boursier. De même, elles profitent d'une dépréciation du dollar canadien alors que les producteurs en souffrent.

Sur la base des volumes de production, nous trouvons que, même pour les entreprises fortement axées sur la production de gaz naturel, les prix du pétrole brut provoquent des mouvements de titres boursiers d'amplitude plus large que les prix du gaz naturel. De plus, toujours en terme de taille des fluctuations, nous observons que, comparativement

aux compagnies se concentrant sur le pétrole brut, le rendement du marché boursier a un impact plus notable chez les firmes produisant majoritairement du gaz naturel.

Enfin, nous trouvons que l'influence du taux de change et des prix du pétrole brut sur les titres pétroliers et gaziers canadiens change significativement entre les périodes 1995-1999 et 2000-2002. L'incidence du rendement de marché ainsi que des prix du gaz naturel sur ces mêmes titres se transforme quant à elle entre les années 1995-1998 et 1999-2002.

REMERCIEMENTS

Je désire en premier lieu remercier mon directeur de recherche, M. Martin Boyer, professeur agrégé au département de finance de HEC Montréal. Ses conseils, ses critiques, sa disponibilité ainsi que son soutien financier m'ont permis de mener à terme ce projet de taille. De plus, je tiens à gratifier M. Boyer pour la confiance qu'il a placée en moi ainsi que pour le respect dont il a fait preuve à mon égard en me laissant une très grande autonomie.

En second lieu, je souhaite également remercier M. Pascal St-Amour professeur agrégé au département de finance de HEC Montréal. Ses recommandations, ses commentaires de même que son engagement dans l'atelier de recherche ont eu une influence prépondérante sur ce mémoire.

En troisième lieu, je tiens à faire part de gratitude à l'endroit de Pétro-Canada pour leur appui financier pour un projet de recherche sur l'industrie pétrolière et gazière canadienne. De même, j'adresse des remerciements à l'égard de M. John Shiry, M. Mohammed Jabir, Philippe Côté et Olivier Marquis.

Enfin, je me dois aussi de remercier tous ceux et celles qui m'ont accompagné à travers cette épreuve qu'est la rédaction solitaire. Pour leur soutien, leur patience, leur écoute ainsi que leurs conseils, je remercie avec sincérité mes parents, Amélie, Marie-Ève et Marc-André; pour le divertissement, merci à Dino, Vincent, Bruno, Julie, Jean-Yves et Isabelle; pour l'aide au logement, le président de la Portée, Charles.

TABLE DES MATIÈRES

I.	Introduction.....	1
II.	Revue de littérature.....	6
	II.1 Le comportement des actifs boursiers canadiens.....	6
	II.1.1 Le CAPM.....	7
	II.1.2 L'APT et les modèles multifactoriels.....	8
	II.2 L'évaluation d'actifs boursiers d'une industrie spécifique.....	10
	II.2.1 Modélisation de l'industrie aurifère australienne.....	10
	II.2.2 Modélisation de l'industrie papetière et forestière australienne.....	11
	II.2.3 Modélisation de l'industrie pétrolière et gazière.....	12
	II.3 Particularités de l'industrie pétrolière et gazière.....	18
	II.3.1 La couverture.....	18
	II.3.2 L'influence du pétrole brut.....	20
III.	Méthodologie.....	22
	III.1 Modélisation et procédure économétrique.....	22
	III.2 Méthodes de calcul et définition des données.....	28
	III.3 Justification du choix des variables.....	33
	III.3.1 Variables macroéconomiques.....	33
	III.3.2 Variables microéconomiques.....	36
	III.4 Statistiques descriptives.....	41
	III.5 Résultats attendus.....	45
IV.	Résultats et discussion	
	IV.1 Étape 1 □ régression sur les facteurs macroéconomiques.....	54
	IV.2 Étape 2 □ régressions comparatives producteurs vs. intégrées.....	57
	IV.3 Étape 3 □ régressions comparatives pétrole vs. gaz naturel.....	62
	IV.4 Étape 4 □ régressions comparatives périodes 95-99 vs. 00-02...68	
	IV.5 Étape 5 □ régressions comparatives périodes 95-98 vs. 99-02...74	

IV.6 Étape 6 – régression sur les facteurs macroéconomiques et microéconomiques pour l'échantillon complet.....	83
V. Conclusion.....	88
VI. Annexe 1 – liste des entreprises à l'étude.....	92
VII. Annexe 2 – taille des pétroliers et des gaziers.....	93
VIII. Annexe 3 – résultats analyse univariée pour les volumes de production.....	94
IX. Bibliographie.....	95

LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES

- *Tableau 1* □ *mesure des données*
 - *Tableau 2* □ *données sur les entreprises et les déterminants*
 - *Tableau 3* □ *statistiques sommaires des variables*
 - *Tableau 4* □ *matrice de corrélation des principales variables*
 - *Tableau 5* □ *sommaire des résultats attendus*
 - *Tableau 6* □ *régression des facteurs macros sur l'échantillon complet*
 - *Tableau 7* □ *régression facteurs macros producteurs vs. intégrées*
 - *Tableau 8* □ *régression pour tests producteurs vs. intégrées*
 - *Tableau 9* □ *régression facteurs macros pétrole vs. gaz naturel*
 - *Tableau 10* □ *régression pour tests pétrole vs. gaz naturel*
 - *Tableau 11* □ *régression facteurs macros gaz 95-99 vs. gaz 00-02*
 - *Tableau 12* □ *régression pour tests 95-99 vs. 00-02*
 - *Tableau 13* □ *régression facteurs macros pétrole 95-98 vs. pétrole 99-02*
 - *Tableau 14* □ *régression pour tests 95-98 vs. 99-02*
 - *Tableau 15* □ *régression facteurs macros et micros*
-
- *Figure 1* □ *cycle de l'industrie énergétique*
 - *Figure 2* □ *évolution des prix du pétrole brut et du gaz naturel (\$US)*
 - *Figure 3* □ *actualisation des prix du pétrole en fonction du prix des actions*
 - *Figure 4* □ *rendements trimestriels du S&P/TSX Energy et du TSE 300
(en %)*

I. INTRODUCTION

Le Canada a longtemps été perçu comme un pays où l'économie repose principalement sur l'exploitation de ressources naturelles. Les secteurs minier, forestier, aurifère et énergétique ont eu une influence prépondérante sur la conduite de l'économie canadienne au cours du 20^e siècle. Aujourd'hui, bien que cette dernière soit plus diversifiée, certaines industries primaires jouent encore un rôle économique de premier plan. Entre autres, l'extraction de pétrole et de gaz contribue pour environ 2,5% du produit intérieur brut du pays. En dollars constants de 1997, cela représentait 23 milliards de dollars en 2002¹.

De même, l'importance boursière de l'industrie pétrolière et gazière est non négligeable. En effet, en terme de valeur marchande, le secteur énergétique canadien représente actuellement plus de 14% de l'indice S&P/TSX². Sur une base historique, cette pondération n'a jamais été inférieure à 6,5% au cours des 25 dernières années³. De plus, entre 1995 et 2001, l'indice TSE 300 a toujours inclus au moins 37 firmes du secteur énergétique⁴.

Ce poids boursier important ne constitue cependant pas l'unique caractéristique du secteur énergétique canadien. Cette industrie possède plusieurs facteurs de risques qui lui sont propres. Entre autres, les entreprises œuvrent dans un environnement où elles doivent composer avec une variation journalière des prix et où elles ne peuvent pas dicter ces

¹ Source : Statistiques Canada.

² Source : Bloomberg. Pondération au 24 juillet 2003 en incluant le sous-secteur des services pétroliers et gaziers.

³ Source : *Handbook of Canadian security analysis*.

⁴ Source : *TSE Reviews 1995-2001*.

prix. Autrement dit, aucune firme n'a d'influence directe sur le cours des commodités et les mouvements de prix auxquels elles font face sont larges et fréquents. La volatilité du prix du gaz naturel est de l'ordre de 40% par année alors que celle du prix du pétrole brut est de 25% par année (Fusaro, 1998).

En fait, en regard de son importance relative au pays et de ses particularités, il nous semble intéressant d'étudier le secteur énergétique canadien. C'est pourquoi notre mémoire se penche sur l'évaluation des actions de cette industrie. Nous utilisons des modèles d'évaluation des actifs pétroliers et gaziers où nous considérons des facteurs macroéconomiques et spécifiques à la firme⁵. De plus, nous testons des hypothèses sur l'influence que peuvent avoir trois éléments fondamentaux sur nos modèles d'évaluation des titres pétroliers et gaziers canadiens.

De manière plus précise, notre recherche peut être divisée selon trois grandes problématiques. La première consiste à tenter de comprendre l'incidence de cinq facteurs macroéconomiques ou de marché (taux d'intérêt, taux de change, rendement de marché, prix du pétrole, prix du gaz naturel) sur le comportement des actions pétrolières et gazières canadiennes. La deuxième problématique est de quantifier le lien existant entre cinq déterminants microéconomiques couramment utilisés en analyse fondamentale (évolution des réserves, des volumes de production, du niveau de dette, des flux monétaires d'opération, du forage) et l'évolution des titres. Enfin, la dernière question vise à étudier l'impact qu'ont sur nos modèles d'évaluation d'actifs deux décisions opérationnelles stratégiques des firmes (la nature de la production des

⁵ Nous utilisons dans ce mémoire la désignation «microéconomique» comme synonyme de l'expression «spécifique à la firme».

entreprises et la diversité de leurs opérations) et un élément hors de leur contrôle (les différents niveaux de prix du gaz naturel et du pétrole brut).

Pour étudier ces problématiques, notre mémoire est structurée en trois sections. En premier lieu, nous passons en revue la littérature traitant du prix du pétrole brut, de l'évaluation des actifs boursiers canadiens, de certaines industries et du secteur pétrolier et gazier. En second lieu, nous présentons les données à l'étude, la méthodologie ayant servie à construire nos modèles d'évaluation et à traiter nos problématiques ainsi que les résultats attendus en regard de la théorie. Enfin, dans la dernière section, nous énonçons les résultats obtenus et discutons de l'incidence de ces derniers.

Pourquoi cette question est-elle intéressante ?

Du point de vue pratique, la question étudiée est pertinente à deux niveaux. En premier lieu, cette étude a une portée en gestion de portefeuille puisqu'elle permet aux investisseurs de mieux cerner les déterminants à prendre en considération lors de l'analyse d'un titre du secteur énergétique canadien. En effet, nos observations se veulent un complément à l'analyse fondamentale des actions dans la mesure où elle vise à quantifier l'influence que peuvent avoir certains facteurs micros et macroéconomiques sur les titres pétroliers et gaziers canadiens. De ce fait, l'investisseur peut utiliser notre mémoire de façon concrète.

De plus, nous croyons que notre recherche facilite la sélection de titres puisque nous formons différents portefeuilles et étudions leur comportement. Également, puisque nous observons la corrélation entre les actions et le prix des commodités à travers le temps, notre mémoire peut

servir de guide à l'investisseur se questionnant sur le moment d'une prise de position dans le secteur énergétique canadien. Finalement, grâce à une bonne identification du comportement des titres, l'investisseur devrait être en mesure de s'assurer d'une meilleure diversification de ses placements au sein même du secteur énergétique.

En second lieu, pour l'industrie du pétrole et du gaz, cette recherche lui précise l'évaluation que font les marchés financiers du secteur énergétique. Puisque nous quantifions l'influence et définissons la nature de certains déterminants sur leurs actions, les firmes publiques énergétiques sont en mesure de mieux comprendre les mouvements de leurs titres et conséquemment, optimiser l'avoir de leurs actionnaires. En d'autres termes, pour le secteur énergétique canadien, notre mémoire peut être utilisé de manière à améliorer la relation avec les investisseurs.

Du point de vue théorique, notre sujet de recherche est intéressant puisqu'il ne semble pas avoir engendré une littérature spécifique importante. En effet, seulement trois articles traitent directement de la corrélation existant entre certains facteurs macros et le prix des actions pétrolières et gazières. Ainsi, Sadorsky (2001) démontre le lien entre le sous-indice pétrolier et gazier du *TSE* et, entre autres, les prix des futures du baril *West Texas Intermediate*. De leur côté, Aleisa, Dibooglu et Hammoudeh (2003) trouvent que la variation des prix des contrats à terme du pétrole brut peut expliquer une partie des fluctuations des cours boursiers de certains titres énergétiques américains.

En ce qui concerne l'évaluation des actifs à l'aide de facteurs microéconomiques, un seul papier se concentre sur la question des actions pétrolières et gazières. En fait, Kavussanos et Marcoulis (1997) étudient le

comportement des actions d'entreprises œuvrant au sein de l'industrie de raffinerie de pétrole en fonction de facteurs comme la valeur des actifs par rapport à la valeur marchande de la firme, la valeur aux livres par rapport à la valeur marchande ou la valeur des actifs par rapport à la valeur aux livres.

Donc, en regard de cette littérature, nous considérons que notre mémoire se démarque à trois niveaux. Premièrement, celui-ci vient approfondir la question d'évaluation d'actifs du secteur énergétique. Effectivement, à notre connaissance, nous sommes les premiers à inclure le prix du gaz naturel de même que des facteurs d'analyse fondamentale propres à l'industrie dans un modèle d'évaluation des actions pétrolières et gazières.

Deuxièmement, toujours à notre connaissance, la problématique reliée à l'impact que peut avoir la stratégie opérationnelle des firmes énergétiques sur leurs cours boursiers n'a jamais été abordée dans la littérature scientifique. De même, aucun article ne traite de l'incidence des vagues de prix du pétrole brut et du gaz naturel sur l'évaluation des actions. La recherche sur les titres pétroliers et gaziers est donc relativement succincte et laisse place à approfondissement.

Troisièmement, nous considérons que nous améliorons la recherche de Sadorsky (2001) dans la mesure où nous utilisons un échantillon de titres plus large et plus représentatif. En effet, notre mémoire se penche sur le rendement de 105 titres d'entreprises ayant des structures d'actionnariat complètement différentes, de multiples tailles et divers volumes quotidiens moyens de transactions. Cela se compare avantageusement au sous-indice pétrolier et gazier qui inclut plusieurs firmes mais qui possède certaines restrictions, notamment à l'égard de la liquidité des titres.

II. REVUE DE LITTÉRATURE

À la lumière de la présentation de notre sujet, nous pouvons constater que l'étude du comportement boursier des actions pétrolières et gazières canadiennes fait référence à quelques notions théoriques. Ainsi, de manière générale, notre mémoire s'insère dans le domaine de recherche de la finance appelé l'évaluation des actifs. Notre étude prend source dans la création de modèles tels le *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), l'*Arbitrage Pricing Theory* (APT) et autres modèles multifactoriels. Cependant, puisque nous étudions une classe d'actifs bien précise, nous pouvons situer le cadre théorique de notre mémoire en fonction de deux aspects. En fait, la littérature traitant du comportement des actifs boursiers canadiens et celle concernant l'évaluation des actions d'une industrie produisant une ou des commodités servent d'assise à notre recherche.

Notre revue de littérature prend donc la forme suivante : la première partie traite de l'évaluation des actifs boursiers au pays; la seconde présente des études sur l'industrie aurifère, sur l'industrie papetière et forestière ainsi que sur l'industrie pétrolière et gazière; la troisième partie discute de certaines particularités et caractéristiques du secteur énergétique.

II.1 Le comportement des actifs boursiers canadiens

Comme nous l'avons mentionné précédemment, nous tentons dans ce mémoire de chiffrer et de mieux comprendre la relation pouvant exister entre les prix des actions pétrolières et gazières canadiennes et d'autres facteurs, principalement le prix du pétrole et du gaz naturel. Les particularités du comportement des actions canadiennes risquent donc

d'influencer la construction de notre modèle et les conclusions que nous tirerons de ce dernier. En ce sens, la littérature sur la modélisation du rendement des actifs canadiens est pertinente.

II.1.1 Le CAPM

En ce qui concerne le CAPM, Morin (1980) démontre que ce modèle n'est pas très performant pour expliquer le rendement des actions canadiennes. En fait, Morin (1980) note que le pouvoir explicatif du marché national pour le rendement des actions de ce même pays est plus faible au Canada qu'aux États-Unis. Selon lui, le fait que l'économie canadienne soit moins diversifiée et davantage axée sur les ressources naturelles ferait en sorte que les actions canadiennes sont davantage corrélées avec des facteurs microéconomiques et moins avec des facteurs de marché. D'ailleurs, Jorion et Schwartz (1986), en utilisant un CAPM nord-américain, indiquent qu'on ne peut pas expliquer le comportement des actions canadiennes par le seul rendement des marchés nord-américains. Toutefois, bien que le pouvoir explicatif du CAPM semble plus faible au Canada qu'aux États-Unis, Morin (1980) montrent que les primes pour le risque de marché sont plus importantes au Canada qu'aux États-Unis.

Également, Morin (1980) trouve que la relation entre le rendement des actions canadiennes et le bêta de marché n'est pas constante parmi les classes d'actifs. Selon l'auteur, l'une des explications de ce phénomène peut provenir de l'observation que certains secteurs ont des relations risque/rendement positives alors que d'autres ont des relations négatives. Par exemple, les entreprises canadiennes dans le secteur des produits industriels ont des relations positives alors que les entreprises dans les secteurs des mines et du pétrole et du gaz ont des relations négatives.

Morin (1980) avance donc que les investisseurs dans ces derniers secteurs pourraient ne pas être averses au risque ou projetteraient systématiquement des rendements trop élevés sur leurs actions minières, pétrolières et gazières.

II.1.2 L'APT et les modèles multifactoriels

Considérant le pouvoir explicatif du CAPM (Morin 1976,1980) et l'optique multifactorielle privilégiée dans ce mémoire, les études d'actifs canadiens dans un cadre APT nous intéressent également. Pour ce faire, les travaux de Hughes (1984), Abeysekera et Mahajan (1987), Kryzanowski et To (1983), Mittoo (1992) ainsi que Koutoulas et Kryzanowski (1994) retiennent notre attention.

Ainsi, dans un premier temps, Kryzanowski et To (1983), à partir d'une analyse de composantes principales, démontrent qu'il est essentiel d'inclure de dix-huit à vingt facteurs dans un modèle APT pour expliquer totalement le rendement des actions canadiennes. Cependant, dans un second temps, ceux-ci avancent qu'un modèle explicatif à cinq variables devrait être suffisant dans une perspective économique. Cette hypothèse se base sur le fait que peu de titres dans les portefeuilles formés par les auteurs sont significativement corrélés avec plus de cinq facteurs. En fait, les chercheurs prétendent même qu'un modèle à une ou deux variables pourrait être utilisé puisqu'il n'y a que un ou deux facteurs corrélés avec tous les titres.

Également, Kryzanowski et To (1983) font mention de deux biais potentiels lors de la construction d'un modèle d'évaluation de rendement des actions canadiennes. En premier lieu, plus l'horizon temporel du modèle

d'évaluation des actifs est long, plus le nombre de facteurs requis dans ce modèle sera petit. En second lieu, plus le nombre de titres dans le portefeuille est important, plus le nombre de facteurs ayant une incidence significative sur le rendement de ce dernier est grand.

Suite aux travaux de Kryzanowski et To (1983), Hughes (1984) et Abeysekera et Mahajan (1987) démontrent également que plusieurs facteurs sont nécessaires dans un modèle pour expliquer une part significative du rendement des actions canadiennes. Ainsi, Hughes (1984) trouve qu'au moins douze facteurs expliquent le rendement des cent dix titres canadiens qui composent son échantillon. Toutefois, il n'y a que trois ou quatre primes de risque sur ces facteurs qui sont statistiquement significatives. Pour leur part, Abeysekera et Mahajan (1987) trouvent que quatre facteurs peuvent être suffisants pour expliquer une bonne partie du rendement de certains portefeuilles d'actions canadiennes. Néanmoins, il faut jusqu'à sept facteurs pour expliquer cette même proportion du rendement dans d'autres portefeuilles d'actions canadiennes.

Enfin, de leur côté, Koutoulas et Kryzanowski (1994) ainsi que Mittoo (1992) identifient certaines variables pouvant expliquer le rendement des actions canadiennes. En effet, Koutoulas et Kryzanowski (1994) constatent que, pour la période s'étendant de mars 1969 à mars 1988, les composantes domestiques de la structure des taux d'intérêt canadiens à diverses échéances, le niveau de la production industrielle canadienne (avec un délai), le différentiel dans les indicateurs avancés entre le Canada et les États-Unis ainsi que les taux d'intérêt sur les Euro dépôts ont une influence sur le rendement des actifs canadiens. Toutefois, Mittoo (1992), à l'opposé des chercheurs cités précédemment, note que seuls les taux d'intérêt trois mois canadiens et américains possèdent un pouvoir explicatif

du rendement des actions canadiennes pour l'ensemble de sa période d'étude, soit de 1977 à 1986.

II.2 L'évaluation d'actifs boursiers d'une industrie spécifique

Nous pouvons donc constater que la modélisation du prix des actifs sur une base géographique a permis à des chercheurs d'identifier certains facteurs macroéconomiques pouvant expliquer le rendement des titres canadiens. Cependant, le modèle utilisé dans ce mémoire inclut aussi des facteurs propres à l'industrie pétrolière et gazière. Ainsi, les études qui abordent la problématique du rendement des actifs dans une perspective sectorielle nous intéressent également. En fait, trois études se rapprochent davantage de la question abordée dans ce mémoire. Ces dernières portent sur la modélisation du prix des actifs boursiers de l'industrie aurifère australienne, de l'industrie papetière et forestière canadienne ainsi que sur l'industrie pétrolière américaine et canadienne.

II.2.1 Modélisation de l'industrie aurifère australienne

Considérant les études sur le comportement des actifs en général et l'opinion des investisseurs sur les actions aurifères, Faff et Chan (1998) tentent donc de comprendre le rendement du sous-indice aurifère australien. Les deux chercheurs utilisent d'ailleurs un modèle multifactoriel ressemblant à celui utilisé dans ce mémoire. Plus précisément, ils régressent le sous-indice aurifère sur le rendement du marché boursier australien, sur le prix de l'or, sur le taux de change (dollar australien par rapport à la devise américaine) et sur différents taux d'intérêts australiens et ce, pour la période s'étendant de janvier 1979 à décembre 1992. Ainsi, à l'aide de ce modèle, Faff et Chan (1998) démontrent que le

marché boursier et le prix de l'or sont les deux seuls facteurs parmi ceux étudiés qui sont significativement corrélés avec le rendement des actions aurifères australiennes. De plus, ces déterminants expliquent près de 80% de ce même rendement.

Les chercheurs trouvent toutefois que le secteur australien de l'or est plus risqué que le marché boursier australien dans son ensemble. Autrement dit, Faff et Chan (1998) montrent que les actions aurifères n'auraient pu servir de couverture par rapport aux autres types d'actions au cours de la période d'étude puisque le bêta de marché du sous-indice aurifère est supérieur à un. Ce résultat vient donc contredire McDonald et Solnick (1977) qui, en regard de la corrélation négative entre le *S&P 500* et le prix de l'or entre 1948-1975, concluent que le secteur aurifère peut servir de couverture vis-à-vis les autres secteurs boursiers. De plus, le résultat de Faff et Chan (1998) est à l'encontre de celui de Chua, Sick et Woodward (1990) qui trouvent que le bêta du sous-indice aurifère (*TSE Gold Index*) avec le *S&P 500* est inférieur à un pour la période de septembre 1971 à décembre 1988.

En fait, ces oppositions ne sont pas les seules puisque contrairement à Faff et Chan (1998), Loudon (1993) et Khoo (1994) trouvent quant à eux une corrélation statistiquement significative entre le taux de change et le rendement des actions aurifères australiennes.

II.2.2 Modélisation de l'industrie papetière et forestière canadienne

Le modèle de Faff et Chan (1998) est par la suite repris par Henriques et Sadorsky (2001) pour tenter de comprendre l'évolution des actions papetières et forestières canadiennes. Pour ce faire, les deux auteurs

utilisent une équation multifactorielle où ils cherchent à expliquer le rendement mensuel du sous-indice forestier (*TSE Paper and Forest Products Index*) en fonction de quatre facteurs de risque : le marché boursier canadien (*TSE Index*), le prix d'un panier de commodités (*Canadian Industrial Materials Spot Price Commodity Index*), le taux de change canadien ($\$CAN$ par rapport à un groupe de 10 devises) et les taux intérêts canadiens (*term premium*).

Cette modélisation du prix des actions forestières permet à Henriques et Sadorsky (2001) d'obtenir trois résultats significatifs. L'un d'entre eux est que le sous-indice forestier est fortement corrélé avec le rendement de marché et est plus risqué que ce dernier. Autrement dit, les auteurs trouvent un bêta de marché supérieur à un et ce, que le modèle soit univarié ou multivarié. De plus, conformément aux attentes des chercheurs, une hausse du prix des commodités conduit à un rendement positif des titres forestiers et papetiers alors qu'une appréciation de la devise canadienne affecte négativement ces mêmes actions. Ainsi, comme le suppose Henriques et Sadorsky (2001), puisque l'industrie forestière canadienne est fortement axée sur le commerce extérieur, une appréciation de la devise canadienne nuit aux exportations et aux titres des entreprises dans ce secteur.

II.2.3 Modélisation de l'industrie pétrolière et gazière

Par la présentation des études précédentes portant sur une industrie particulière, nous voulions mettre en lumière le fait que l'évaluation du prix des actions sur une base sectorielle peut mener à des résultats différents. En d'autres termes, les facteurs pouvant expliquer le rendement des actions ne sont pas nécessairement les mêmes dans chacune des

industries ou ces déterminants ont tout simplement une incidence différente sur les titres. Plus spécifiquement, nous pouvons constater que le prix des commodités produites par les firmes possède un pouvoir explicatif notable sur les actions de ces dernières. C'est donc dans cette optique que certains auteurs ont étudié le secteur énergétique aux États-Unis et au Canada.

Industrie américaine

Parmi les deux recherches qui se concentrent sur l'évaluation des actions pétrolières américaines, l'une porte sur la modélisation du prix de ces dernières à l'aide de facteurs micros. En fait, Kavussanos et Marcoulis (1997) se penchent sur le sous-secteur des raffineries, soit un échantillon comprenant 16 firmes. À l'aide de ce groupe d'entreprises, les deux auteurs tentent de voir si le rendement de marché de même que des facteurs utilisés par Fama et French (1992) sont suffisants pour expliquer le rendement.

Or, comme nous l'avons mentionné précédemment, Kavussanos et Marcoulis (1997) remarquent que la valeur des actifs par rapport à la valeur marchande de la firme (A/ME), la valeur marchande (ME) et la valeur des actifs par rapport à la valeur aux livres (A/BE) ont toutes un pouvoir explicatif sur le prix des actions des raffineries. Cependant, comme le mentionnent les deux chercheurs, leur impact est faible par rapport au rendement de marché, c'est-à-dire le *S&P 500*. Les deux auteurs obtiennent effectivement un coefficient bêta de près de un, soit la valeur du bêta de marché. À l'opposé, les bêtas de A/ME , ME ainsi que de A/BE affichent des valeurs près de 0.

En ce qui concerne les signes des coefficients de la valeur marchande (ME), de la valeur des actifs par rapport à la valeur marchande de la firme (A/ME), et de la valeur des actifs par rapport à la valeur aux livres (A/BE), ceux-ci sont conséquents avec la théorie. En effet, comme le notent Kavussanos et Marcoulis (1997), de manière générale, la littérature argumente que la valeur marchande et la valeur des actifs par rapport à la valeur marchande de la firme ont une incidence positive sur le prix des actions alors que la valeur des actifs par rapport à la valeur aux livres a un impact négatif.

D'ailleurs, il est à noter que d'autres chercheurs obtiennent ces résultats en utilisant les mêmes ratios. En effet, Bandhari (1988) ainsi que Fama et French (1992) trouvent que le rapport des actifs sur la valeur marchande (A/ME) a un effet positif sur le prix des actions alors que le rapport des actifs sur la valeur aux livres (A/BE) a un effet négatif. De plus, les deux derniers chercheurs avancent qu'il faut prendre en considération le signe du coefficient du ratio A/ME conjointement avec celui de A/BE de manière à comprendre ces résultats qui peuvent sembler, à première vue, contradictoires (les deux ratios sont des mesures de levier financier).

La seconde recherche portant sur les titres pétroliers américains met en lumière deux éléments recélant une importance particulière dans le cadre de ce mémoire. Dans un premier temps, à l'aide de tests de co-intégration de Johansen (1988) avec équations multivariées, Aleisa, Dibooglu et Hammoudeh (2003) démontrent que les variations de prix des futures de 1 à 4 mois pour le baril *West Texas Intermediate (WTI)* peuvent expliquer les mouvements des titres d'entreprises pétrolières indépendantes oeuvrant dans l'exploration, le raffinage et le marketing. En fait, les trois chercheurs

trouvent un lien de causalité entre le prix des futures et les cinq sous-indices de *Standard and Poors*.

De plus, ils notent que le degré de co-intégration entre les prix du pétrole brut et les indices varie selon les derniers. L'indice le plus large, soit le *S&P Oil Composite Index*, de même que ceux pour les pétrolières intégrées (le *S&P Oil Domestic Integrated Index* et le *S&P Oil International Integrated Index*) ont un lien plus fort avec les prix du brut que les sous-groupes en amont (*S&P Oil and Gas Exploration Index*) et en aval (*S&P Oil and Gas Refining and Marketing Index*).

Dans un second temps, utilisant toujours la même procédure économétrique, Aleisa, Dibooglu et Hammoudeh (2003) découvrent que les cinq sous-indices précédemment énumérés ne sont pas co-intégrés. Aux yeux des chercheurs, ce résultat s'expliquerait par le fait que ce ne sont pas les mêmes éléments qui affectent les titres des entreprises faisant partis de chacun des groupes. Les pétrolières intégrées seraient davantage touchées par des facteurs fondamentaux comme le prix du brut alors que les investissements en capital et le développement de nouvelles concessions auraient une influence sur les titres des producteurs. Les actions des entreprises en aval seraient quant à elles touchées par les marges de raffinage et leur pouvoir de distribution.

À notre avis, les résultats et l'interprétation de ces derniers par les trois auteurs sont contradictoires avec la théorie en gestion de portefeuille qui veut que ce soit les producteurs qui sont davantage exposés aux variations de prix du pétrole brut. Nous y reviendrons cependant dans la section de la méthodologie où nous discutons des résultats attendus.

Industrie canadienne

Dans une recherche servant de point de départ à notre mémoire, Sadorsky (2001) utilise une approche comparable à Faff et Chan (1998) et Henriques et Sadorsky (2001) pour étudier le rendement des actions pétrolières canadiennes. En effet, ce dernier régresse le sous-indice pétrolier et gazier (*TSE Oil and Gas Index*) sur le rendement du marché boursier canadien (*TSE Index*), sur le prix du pétrole brut (*West Texas Intermediate*), sur le taux de change ($\$CAN/\US) et les taux intérêts canadiens à court terme et ce, pour la période s'étendant de mai 1983 à avril 1999.

Avec ce modèle, Sadorsky (2001) démontre que le rendement des actions pétrolières canadiennes est significativement corrélé avec les quatre facteurs utilisés dans la recherche. Toutefois, ce sont le prix du brut et le rendement de marché qui expliquent la plus large part du rendement du sous-indice. En incluant seulement ces deux variables dans le modèle, Sadorsky (2001) est en mesure d'expliquer jusqu'à 22% du rendement des actions pétrolières canadiennes au cours de la période d'étude alors que les quatre facteurs déterminent 25% de ce même rendement. De plus, l'auteur trouve que le prix du brut représente 18% du pouvoir explicatif de la régression.

Ces résultats se comparent à Ferson et Harvey (1991) qui étudient la prévisibilité des rendements des actions de l'industrie pétrolière américaine pour la période s'échelonnant de mai 1964 à décembre 1986. Dans leur étude, ceux-ci observent que ce sont les taux d'intérêts réels et le marché boursier qui représentent les déterminants les plus importants pour expliquer les rendements des actions pétrolières américaines.

Sadorsky (2001) tirent également d'autres conclusions dans son étude. En regard du bêta de marché du sous-indice pétrolier et gazier qui est positif mais inférieur à un, l'auteur avance que le secteur est moins risqué que le marché boursier canadien dans son ensemble. De plus, selon Pring (1991), cela indique que les titres pétroliers et gaziers canadiens ne sont pas une bonne couverture contre l'inflation. Dans le même ordre d'idées, puisque que le coefficient du prix du pétrole brut est positif, Sadorsky (2001) conclut que le secteur se comporte de manière pro cyclique.

Toutefois, à l'opposé, les coefficients pour les taux intérêts et le taux de change sont négatifs. Ces résultats permettent à l'auteur de vérifier deux de ses hypothèses de départ. En fait, dans un premier temps, le coefficient négatif pour les taux d'intérêts confirme que les entreprises pétrolières et gazières canadiennes ont besoin de ressources financières importantes pour opérer et qu'une augmentation des coûts d'emprunt se répercute négativement sur la valeur de la firme.

Cependant, dans un second temps, le signe négatif du coefficient du taux de change est à l'encontre de l'hypothèse de départ de Sadorsky (2001) qui est qu'une dépréciation du dollar canadien devrait stimuler les exportations énergétiques canadiennes et conséquemment les titres des entreprises pétrolières et gazières canadiennes. Plutôt, le bêta de -1 amène le chercheur à conclure qu'une dépréciation de la devise canadienne produit une détérioration de la santé financière de la firme. En d'autres termes, le fait que les entreprises pétrolières et gazières canadiennes empruntent aux États-Unis et qu'elles importent de la machinerie et de l'équipement semble avoir une importance relative plus grande sur le bilan des firmes comparativement à l'augmentation des revenus.

II.3 Particularités de l'industrie pétrolière et gazière

Enfin, dans ce mémoire, nous n'avons pas l'intention d'analyser et de traiter de toutes les particularités de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Néanmoins, nous considérons que certaines d'entre elles risquent d'avoir un impact sur les résultats et les conclusions que nous tirerons de notre étude. En d'autres termes, en traitant des prochains articles, nous voulons simplement démontrer que nous sommes conscients que notre mémoire s'articule dans un contexte où les déterminants ne sont pas tout fait indépendants les uns des autres. De plus, certains éléments peuvent avoir une influence indirecte sur nos observations. En fait, les conclusions de notre analyse se situent dans une dynamique micro et macroéconomique incorporant plus d'une nuance.

En ce sens, une partie de la littérature nous aide à mieux comprendre la complexité du secteur et à cerner la portée de notre problématique. Celle concernant la couverture utilisée par les entreprises pétrolières et gazières ainsi que l'influence du pétrole brut sur certaines variables macroéconomiques complètera cette revue de littérature.

II.3.1 La couverture

Dans ce mémoire nous tentons de trouver si le rendement des titres boursiers pétroliers et gaziers est influencé par le prix des commodités. Conséquemment, il est important de noter que certaines entreprises énergétiques utilisent la couverture (*hedging*). En fait, nous croyons qu'il est primordial de comprendre que le lien entre le prix des commodités et les titres de notre échantillon est affecté par l'utilisation de la couverture par les entreprises. Autrement dit, nous pensons qu'il soit possible que nos

coefficients affichent des valeurs plus faibles en raison du *hedging*. En effet, puisque l'utilisation de celui-ci vise à réduire l'exposition des compagnies au risque de prix des commodités, nous supposons que les coefficients de corrélation pour le prix du brut et du gaz naturel sont négativement influencés par la couverture. Sur cette base, il est donc intéressant de considérer le papier de Haushalter (2000) qui met en lumière l'existence de quelques déterminants sous-jacents à l'utilisation du *hedging* contre le risque de prix. Deux résultats retiennent particulièrement notre attention.

En premier lieu, la principale découverte de Haushalter (2000) est que l'utilisation de la couverture contre les variations de prix des commodités est principalement justifiée par les coûts de financement chez les firmes pétrolières et gazières américaines. Autrement dit, les entreprises ayant un levier financier plus grand gèrent plus intensément le risque de prix des commodités. En second lieu, les entreprises énergétiques dont la production est concentrée sur le gaz naturel par rapport au pétrole brut se couvrent davantage.

L'impact de ces observations sur notre mémoire risque de se faire ressentir à deux niveaux. D'une part, si le coefficient de corrélation avec le rendement des titres pour le prix du gaz naturel est plus faible que celui du pétrole brut, cela pourrait être la conséquence de l'utilisation plus importante du *hedging* pour se protéger des fluctuations de prix du gaz naturel comparativement à l'emploi d'une même stratégie pour se couvrir contre les mouvements de prix du pétrole brut. D'autre part, lorsque nous formons des portefeuilles de titres, si ces derniers ont des différences fondamentales au niveau de leur levier financier et de la composition de leur production, il est possible que certains portefeuilles incluent des

firmes se couvrant davantage et conséquemment, que nous obtenions des coefficients de corrélation inférieurs pour ces portefeuilles.

II.3.2 L'influence du pétrole brut

Dans l'une de ses recherches, Sadorsky (2001) trouve un bêta significativement positif de 0.3 pour le prix du pétrole brut. Cela reflète le fait qu'une augmentation du prix du pétrole accroît les revenus des firmes pétrolières et gazières et conséquemment leur titre boursier. Toutefois, ce coefficient incorpore également une autre notion : l'influence du pétrole brut sur le marché boursier dans son ensemble.

Jones et Kaul (1996) ainsi que Sadorsky (1999) démontrent que le prix du pétrole brut a effectivement une incidence sur le marché boursier. Or, ces auteurs viennent contredire Chen, Roll et Ross (1986) qui, de leur côté, trouvent que les changements de prix du pétrole n'ont pas d'impact sur le rendement des actifs dans leur ensemble. En fait, Jones et Kaul (1996) constatent que le marché boursier canadien répond négativement (positivement) à une hausse (baisse) des prix pétroliers et que cette réaction peut être expliquée de manière rationnelle : la variation du marché boursier est proportionnelle à l'évolution des flux monétaires courants et futurs des entreprises suite aux mouvements de prix du pétrole. De plus, puisque Hamilton (1983) découvre qu'une hausse des prix pétroliers peut être considérée comme un facteur contribuant à une récession, cette relation inverse est compréhensible. D'ailleurs, Sadorsky (1999) obtient également un lien statistiquement négatif entre le marché boursier et les chocs de prix du pétrole.

Ainsi, puisque des auteurs décèlent que le marché boursier⁶ a un effet sur les titres pétroliers et que le prix du pétrole⁷ a une incidence sur le marché boursier, la relation entre les titres boursiers des entreprises pétrolières et gazières et le prix du brut ne peut pas être considérée unidimensionnelle. Dans le cadre de ce mémoire, cette connaissance nous semble primordiale.

Dans le même ordre d'idées, Sadorsky (1999) montre qu'un choc de prix du pétrole provoque une réponse positive des taux d'intérêt. Cela vient confirmer le concept selon lequel une augmentation des prix du pétrole est souvent associée à des pressions inflationnistes et conséquemment une hausse des taux d'intérêt.

Enfin, une dernière recherche de Sadorsky (2000) a retenu notre attention. Celle-ci concerne le lien existant entre les prix du pétrole, l'huile de chauffage, l'essence et la devise américaine. Utilisant la procédure économétrique de Johansen (1988), Sadorsky (2000) trouve que les prix des futures des trois commodités précédentes sont co-intégrés avec le taux de change américain. Nous devons donc prendre en considération cet élément dans l'interprétation de nos coefficients puisque nous utilisons un modèle multivarié. Autrement dit, il se peut que les signes des coefficients de corrélation pour le taux de change et le prix du brut que nous obtenons soient influencés par des mouvements conjoints de ces deux facteurs de risque.

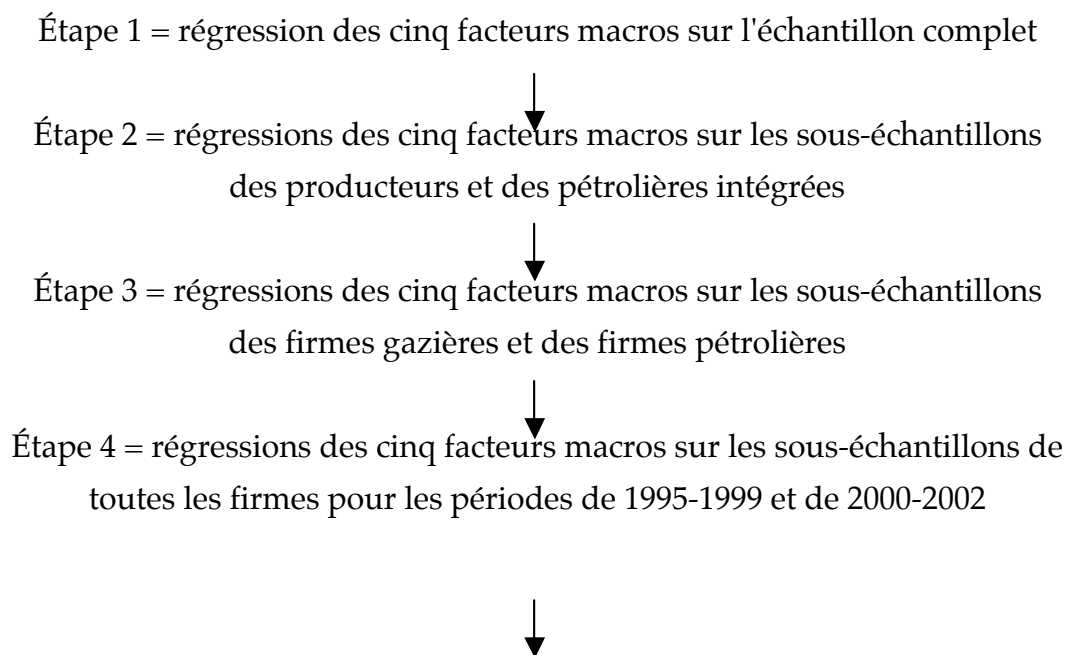
⁶ Sadorsky (2001).

⁷ Jones et Kaul (1996), Sadorsky (1999).

III. MÉTHODOLOGIE

III.1 Modélisation et procédure économétrique

De manière générale, nous nous basons sur la théorie sous-jacente aux modèles multifactoriels développés par des chercheurs comme Jorion (1990), Khoo (1994), Faff et Chan (1998), Faff et Brailsford (1999), Henriques et Sadorsky (2001) et Sadorsky (2001). Nous supposons que la variation des titres pétroliers et gazières canadiens est reliée à l'évolution de certains déterminants macroéconomiques et microéconomiques et nous tentons de capter le risque que représentent ces déterminants. En fait, nous utilisons deux modèles de base, l'un pour les facteurs macros et l'autre pour les facteurs micros, ainsi que quatre sous-modèles pour tester différentes hypothèses. Conséquemment, notre méthodologie se divise en quelques étapes. Voici un schéma résumant ces dernières :



Étape 5 = régressions des cinq facteurs macros sur les sous-échantillons de toutes les firmes pour les périodes de 1995-1998 et de 1999-2002



Étape 6 = régression des cinq facteurs macros et des cinq facteurs micros sur l'échantillon complet

Donc, dans un premier temps, nous régressons cinq variables explicatives macroéconomiques sur le rendement de tous les titres de notre échantillon de manière à trouver cinq bêtas. Pour ce faire, nous utilisons une procédure GLS de *Stata* en coupe transversale et longitudinale où nos données sont placées en panels (*cross-sectional time series linear model*). Nous adoptons cette méthodologie puisque l'horizon temporel compte 30 périodes alors que nous avons 105 entreprises dans notre échantillon avec plusieurs observations manquantes. De plus, elle nous permet de contrôler pour la présence d'hétéroscédasticité et d'autocorrélation que nous avons détectée dans nos données. Mathématiquement, notre premier modèle prend la forme suivante :

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ti} r_{ti,t} + \beta_{tc} r_{tc,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \varepsilon_t \quad (1)$$

où α est la constante, β_{ti} est le bêta des titres avec le taux d'intérêt ($r_{ti,t}$), β_{tc} est le bêta des titres avec le taux de change ($r_{tc,t}$), β_m est le bêta des titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta des titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta des titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ε_t sont les résidus. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de mars 1995 à septembre 2002. Également, il est à noter que nous travaillons sur la base de rendement et non sur une base absolue.

Par la suite, nous effectuons cette même régression mais sur certains sous-échantillons de titres. Les deux premiers que nous formons correspondent à des sous-groupes de l'industrie énergétique. L'un inclut les pétrolières intégrées (équation 2) alors que l'autre se compose uniquement des producteurs pétroliers et gaziers (équation 3). L'horizon temporel demeure le même ainsi que les facteurs macroéconomiques.

$$r_{ii,t} = \alpha_i + \alpha_{iii} r_{ii,t} + \alpha_{itc} r_{tc,t} + \alpha_{im} r_{m,t} + \alpha_{ioil} r_{oil,t} + \alpha_{igaz} r_{gaz,t} + \alpha_{i,t} \quad (2)$$

$$r_{pi,t} = \alpha_p + \alpha_{pti} r_{ii,t} + \alpha_{ptc} r_{tc,t} + \alpha_{pm} r_{m,t} + \alpha_{poil} r_{oil,t} + \alpha_{pgaz} r_{gaz,t} + \alpha_{p,t} \quad (3)$$

Ainsi, à l'aide de ces deux régressions, nous cherchons à voir s'il existe une différence d'influence des facteurs de risque macroéconomiques sur les titres de ces sous-échantillons. Autrement dit, nous voulons comparer les cinq bêtas que nous obtenons dans chacun des cas. De plus, si nous constatons des différences, il devient donc pertinent d'utiliser une procédure économétrique nous permettant de tester la significativité de ces différences. L'équation (4) définit cette procédure :

$$r_{i,t} = \alpha + \alpha_{1ii} r_{ii,t} + \alpha_{1tc} r_{tc,t} + \alpha_{1m} r_{m,t} + \alpha_{1oil} r_{oil,t} + \alpha_{1gaz} r_{gaz,t} + D_1 \alpha_{2ii} r_{ii,t} + D_2 \alpha_{2tc} r_{tc,t} + D_3 \alpha_{2m} r_{m,t} + D_4 \alpha_{2oil} r_{oil,t} + D_5 \alpha_{2gaz} r_{gaz,t} + \alpha_t \quad (4)$$

où α est la constante, α_{1ii} est le bêta de tous les titres (producteurs et sociétés intégrées) avec le taux d'intérêt ($r_{ii,t}$), α_{1tc} est le bêta de tous les titres avec le taux de change ($r_{tc,t}$), α_{1m} est le bêta de tous les titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), α_{1oil} est le bêta de tous les titres avec le prix du

pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{1gaz} est le bêta de tous les titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ϵ_t sont les résidus. Les β_2 sont quant à eux des bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques mais uniques aux pétrolières intégrées. Enfin, les variables dichotomiques (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5) sont égales à 1 lorsque la firme est intégrée et 0 lorsque la firme est un producteur.

Ainsi, grâce à cette estimation GLS avec des variables dichotomiques⁸, nous sommes par la suite en mesure d'examiner l'influence que peut avoir une plus grande diversification des activités⁹ sur la corrélation des titres avec les cinq facteurs macroéconomiques. Les β_2 nous indiquent si le fait d'être une pétrolière intégrée a une incidence décisive sur les coefficients de corrélation. Également, ils déterminent dans quelle mesure cette incidence est importante. En fait, les β_1 sont communs aux deux types de firmes alors que les β_2 sont propres aux intégrées. En d'autres termes, sous cette forme économétrique, le coefficient de corrélation des producteurs pour chacun des déterminants macroéconomiques est représenté par le β_1 , tandis que celui des sociétés intégrées est égal à la somme du β_1 et du β_2 .

De plus, il est à noter qu'une telle modélisation nous permet de voir si le fait d'être une pétrolière intégrée a un impact dit « significatif ». En effet, à l'aide de tests Chi^2 de *Wald*, nous pouvons vérifier que les β_2 sont significativement différents de 0.

⁸ Une telle procédure économétrique se veut nécessaire dans le cadre de ce mémoire. Nous ne pouvons pas utiliser l'estimation à l'aide d'équations simultanées (*Zellner seemingly unrelated regression model*) car nos données sont en panels. En modifiant la forme matricielle de nos données, nous perdons tout pouvoir explicatif et ne pouvons pas tirer de conclusions. Ainsi, nous procédons avec une méthodologie avec des variables dichotomiques qui se base sur Greene (1990) et Wooldridge (2002).

Aux étapes subséquentes, comme nous l'avons mentionné précédemment, nous reprenons cette technique économétrique de manière à tester trois autres hypothèses. Dans le premier cas, nous construisons deux sous-échantillons sur la base des volumes de production de pétrole brut¹⁰ et de gaz naturel. En fait, nous formons un groupe dont la production de gaz naturel représente 60% et plus du volume total de production de l'entreprise et un autre dans lequel le pétrole brut et les liquides de gaz naturel compte pour au moins 60%. De cette manière, nous voulons déterminer s'il existe une différence dans l'évaluation des actions des firmes dites pétrolières par rapport à celles dites gazières.

Dans les deux autres cas, nous cherchons à tester la présence d'un changement structurel (*structural change*¹¹) suite à une cassure importante dans l'évolution des prix du gaz naturel et du pétrole brut. En fait, en regard de la figure 2¹², il est possible de constater que l'évolution des prix du gaz naturel change à partir du premier trimestre de 2000 alors que celle des prix du brut prend une nouvelle tangente en 1999. Il nous semble donc intéressant d'étudier la corrélation des actions énergétiques avec le prix de ces commodités mais en comparant ces environnements de prix divergents.

⁹ Les pétrolières intégrées se nomment ainsi en raison de leur participation dans les activités de raffinage et de marketing aussi bien que dans la production et l'exploitation. Elles sont donc davantage diversifiées.

¹⁰ Il est à noter que l'appellation «pétrole brut» fait aussi bien référence aux liquides de gaz naturel qu'au pétrole brut. En fait, nous ne faisons pas la distinction dans ce mémoire dans le but implicite d'en faciliter la lecture et pour être cohérents avec l'industrie. Elle-même, ne sépare que rarement les deux sous-produits car les volumes de production des liquides de gaz naturel représentent généralement une faible proportion par rapport à ceux du pétrole brut et se transigent dans une fourchette de prix comparable.

¹¹ Greene (1990).

¹² Voir la section des statistiques descriptives.

Enfin, à la dernière étape, nous précisons le modèle (1) en y ajoutant cinq variables microéconomiques¹³. Nous cherchons ainsi à voir dans quelle mesure des facteurs financiers et opérationnels ont une incidence sur le comportement des titres pétroliers et gaziers. Pour ce faire, l'équation suivante est utilisée :

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ti} r_{ti,t} + \beta_{tc} r_{tc,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \beta_{for} r_{for,i,t} + \beta_{fm} r_{fm,i,t} + D_1 \beta_{res} r_{res,i,t} + \beta_{prod} r_{prod,i,t} + \beta_{dette} r_{dette,i,t} + \epsilon_t \quad (5)$$

où α est la constante, β_{for} est le bêta des titres avec l'évolution du forage ($r_{for,i,t-1}$), β_{fm} est le bêta des titres avec les flux monétaires ($r_{fm,i,t-1}$), β_{res} est le bêta des titres avec l'évolution des réserves prouvées ($r_{res,i,t-1}$), β_{prod} est le bêta des titres avec les volumes de production ($r_{prod,i,t-1}$), β_{dette} est le bêta des titres avec le niveau de dette ($r_{dette,i,t-1}$) et ϵ_t sont les résidus. Les β_{tir} , β_{tc} , β_m , β_{oil} et β_{gaz} sont quant à eux les bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques définis précédemment. D_1 est une variable dichotomique prenant la valeur 0 lors des trois premiers trimestres de l'année et 1 lors du quatrième. Cela est nécessaire car les entreprises ne publient leurs chiffres concernant les réserves que sur une base annuelle. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de janvier 1995 à septembre 2002. Encore ici, nous travaillons sur la base de rendement et non sur une base absolue.

Avec ce modèle, nous supposons que l'incidence des déterminants microéconomiques se répercute sur le prix des titres à la période subséquente (*lag*). En fait, nous faisons l'hypothèse que, puisque ces cinq facteurs sont des informations trimestrielles non disponibles qu'au

¹³ Voir la section de la justification du choix des variables P.35.

trimestre suivant, ces dernières ne peuvent qu'influencer le comportement des investisseurs qu'après leur divulgation. La notation périodique reflète cette hypothèse.

III.2 Méthodes de calcul et définition des données

Variable dépendante

Notre échantillon se compose de 99 producteurs et de 6 pétrolières intégrées¹⁴. Toutes les firmes sont canadiennes et ont des actions ordinaires transigées sur les marchés canadiens. Le format de notre échantillon est le résultat d'une disponibilité limitée des données opérationnelles historiques des compagnies. De plus, la taille de notre échantillon est réduite puisque nous n'incluons pas les producteurs ayant la forme d'un trust et d'une fiducie de placement. Également, une multitude de firmes ont été acquises au cours de notre période d'étude, cela ayant comme effet de réduire passablement notre nombre d'observations totales.

Les titres à l'étude se retrouvent tous dans la base de données *Canoil*, propriété de *Woodside Research*. Le rendement trimestriel des titres provient de *Datastream* et de *Bloomberg* et est calculé en prime du taux d'intérêt des Bons du Trésor canadiens à 1 mois (Ferson et Harvey, 1991; Sadorsky, 2001).

Variables indépendantes

Les variables indépendantes utilisées dans le cadre de ce mémoire proviennent de différentes sources et sont traitées de multiples manières.

¹⁴ Voir annexe 1.

Le tableau suivant résume toutes les informations concernant les données utilisées.

Tableau 1 : mesure des données

Variable	Source	Mesure (en %)
Rendement de marché	<i>Bloomberg</i>	$r_m = \text{Rendement trimestriel du TSE 300} - \text{Taux des Bons du Trésor canadiens à 1 mois}$
Taux d'intérêt	<i>Datastream</i>	$r_{ti} = [(\text{Écart de taux entre les obligations canadiennes corporatives 10 ans et gouvernementales 10 ans et le papier commercial canadien 90 jours})_t / (\text{Écart de taux entre les obligations canadiennes corporatives 10 ans et gouvernementales 10 ans et le papier commercial canadien 90 jours})_{t-1}] - 1$
Taux de change	<i>Bloomberg</i>	$r_{tc} = ((\text{Taux de change } \$\text{CAN}/\$US)_t / (\text{Taux de change } \$\text{CAN}/\$US)_{t-1}) - 1$
Prix du pétrole brut	<i>Bloomberg</i>	$r_{oil} = ((\text{Prix du baril WTI en } \$US)_t / (\text{Prix du baril WTI en } \$US)_{t-1}) - 1$
Prix du gaz naturel	<i>Bloomberg</i>	$r_{gaz} = ((\text{Prix du NYMEX Natural Gas en } \$US)_t / (\text{Prix du NYMEX Natural Gas en } \$US)_{t-1}) - 1$
Dette	<i>Canoil de Woodside Research</i>	$r_{dette} = ((\text{Dette à long terme en } \$\text{CAN})_t / (\text{Dette à long terme en } \$\text{CAN})_{t-1}) - 1$
Production	<i>Canoil de Woodside Research</i>	$r_{prod} = ((\text{Production totale en barils équivalents pétrole})_t / (\text{Production totale en barils équivalents pétrole})_{t-1}) - 1$
Flux monétaires	<i>Canoil de Woodside Research</i>	$r_{fm} = ((\text{Flux monétaires d'opération en } \$\text{CAN})_t / (\text{Flux monétaires d'opération en } \$\text{CAN})_{t-1}) - 1$
Réserves prouvées	<i>Canoil de Woodside Research</i>	$r_{res} = ((\text{Réserves prouvées totales en barils équivalents pétrole} / \text{Production totale en barils équivalents pétrole})_t / (\text{Réserves prouvées totales en barils équivalents pétrole} / \text{Production totale en barils équivalents pétrole})_{t-1}) - 1$
Forage	<i>Canoil de Woodside Research</i>	$r_{for} = ((\text{Nombre de puits forés et qui seront développés} / \text{Nombre de puits forés totaux})_t / (\text{Nombre de puits forés et qui seront développés} / \text{Nombre de puits forés totaux})_{t-1}) - 1$

Ainsi, le rendement de marché est mesuré comme la performance trimestrielle du *TSE 300* en excédent du taux des Bons du Trésor à 1 mois. Cela se veut conséquent avec Ferson et Harvey (1991) et Sadorsky (2001). La variable des taux d'intérêt représente quant à elle la variation trimestrielle de la prime des taux d'intérêt (*term premium*) décrite par Fama et French (1992).

En ce qui concerne les prix des commodités, ceux-ci sont calculés à partir de l'évolution trimestrielle des futures à 1 mois du baril *West Texas Intermediate (WTI)* et des futures à 1 mois du *NYMEX Natural Gas*. Les prix des futures sont utilisés au lieu des prix courants (*spot*) car ces derniers sont davantage affectés par des éléments se résorbant à court terme (Sadorsky, 2001). De plus, Aleisa, Dibooglu et Hammoudeh (2003) démontrent la co-intégration des titres énergétiques américains avec les futures à 1 mois.

Également, toujours en ce qui à trait aux prix du baril *West Texas Intermediate (WTI)* et du *NYMEX Natural Gas*, ceux-ci sont retenus dans ce mémoire pour trois raisons. Premièrement, le choix de cette mesure se base sur le fait que ces deux prix constituent les indices de référence utilisés dans l'industrie énergétique nord-américaine. En fait, bien qu'il existe d'autres indices de prix au Canada, ceux-ci réfèrent généralement au *WTI* et au *NYMEX Natural Gas*. Autrement dit, les autres indices de prix sont établis en fonction de l'écart les séparant des deux prix sources sélectionnés dans ce mémoire.

Deuxièmement, la majorité des entreprises énergétiques dans notre échantillon se protègent (ou se protégeaient) du risque de prix des

commodités en utilisant des produits dérivés qui sont négociés sur la base des cours du *WTI* et du *NYMEX Natural Gas*.

Enfin, l'utilisation de ces deux prix est conséquente avec l'inclusion du taux de change comme variable macroéconomique explicative. En effet, les autres indices de prix qui sembleraient pertinents sont en dollar canadien. Ainsi, puisque leur comportement suit, en majeure partie, le *WTI* dans le cas du brut et le *NYMEX Natural Gas* dans le cas du gaz naturel, une part des mouvements des indices canadiens de prix des commodités n'est que le résultat de la variation du taux de change \$CAN/\$US. Conséquemment, dans le cas de notre étude, l'effet du taux de change sur les titres pétroliers et gaziers n'aurait pu être isolé en utilisant des prix de référence de commodités en dollar canadien.

Pour ce qui est des variables microéconomiques, celles-ci proviennent de la base de données *Canoil*. À l'exception des réserves prouvées qui sont sur une base annuelle, elles sont toutes mesurées de façon trimestrielle. Les volumes totaux de réserves et de production sont en barils équivalents pétrole. Cela signifie que les données pour le gaz naturel, qui sont originalement rapportées en milliers de pieds cube (mpc), sont transformées en barils équivalents de pétrole (bép) sur une base de 10 pour 1. Ce facteur de conversion est une norme dans l'industrie pétrolière.

La variable pour le forage calcule l'évolution trimestrielle du taux de succès des entreprises pour cette activité. Autrement dit, les firmes énergétiques forent un certain nombre de puits à chaque période mais ceux-ci ne se révèlent pas tous exploitables. C'est donc le nombre de puits forés et qui seront développés par rapport à ceux infructueux qui est mesuré par le déterminant r_{for} .

En ce qui concerne les réserves prouvées, celles-ci se définissent de la manière suivante. Ce sont les réserves qui sont considérées récupérables en regard des conditions technologiques, économiques et environnementales dans lesquelles opère l'entreprise actuellement. Elles proviennent de réservoirs qui ont été identifiés et sont catégorisées récupérables en fonction de données sur le forage, sur la géologie, la géophysique et l'ingénierie. Elles pourraient passer à l'étape de production si l'entreprise entreprend la phase de développement. Autrement dit, les réserves prouvées sont normalement exploitables dans la conjoncture actuelle mais ne le sont pas en raison de contraintes financières, de capacité de production ou des coûts élevés du projet. Elles seront les prochaines réserves exploitées lorsque l'entreprise déplacera sa production ou aura les moyens financiers pour apprendre le développement de celles-ci.

Il est également important de noter que les «réserves prouvées» se distinguent des réserves dites «probables». À l'encontre des précédentes, ces dernières ne sont pas considérées récupérables prenant en compte le contexte technologique, économique et environnemental dans lequel la firme évolue présentement. Toutefois, les données sur le forage, sur la géologie, la géophysique et l'ingénierie des lieux démontrent leur existence et la possibilité future de les recouvrir. En fait, l'entreprise suppose que les procédés de recouvrement s'amélioreront dans le futur de sorte que ces réserves pourraient devenir «prouvées». De même, la compagnie inclut dans les réserves probables celles qui ne devraient pas entrer en phase de développement dans un avenir rapproché. Concrètement, les firmes énergétiques utilisent la notation «réserves probables» pour les réservoirs qui seront développées après les réserves

prouvées. Cela peut donc amener des révisions dans la classification comme ce fût le cas pour *Royal Dutch/Schell* en janvier 2004.

Enfin, mentionnons que, dans le cadre de ce mémoire, la mesure des réserves est en proportion du volume de production de la période correspondante. r_{res} représente le rapport des réserves prouvées en fonction du niveau de production de la firme. De cette manière, nous prenons en considération le fait qu'une entreprise peut accroître ses réserves mais que cela n'est pas nécessairement synonyme de croissance si sa production augmente à un rythme plus important.

III.3 Justification du choix des variables

III.3.1 Variables macroéconomiques

Taux de change

Les particularités du secteur pétrolier et gazier canadien sont relativement nombreuses par rapport à d'autres secteurs industriels. L'une d'entre elles est l'importance du volume des exportations énergétiques canadiennes, surtout vers les États-Unis. Le Canada exportait 1,5 fois plus de pétrole brut qu'il en importait à la fin de 2000, 1,6 fois plus de produits pétroliers raffinés à la même date, et le volume des exportations de gaz naturel pour les États-Unis représentait environ 23,5 fois celui des importations provenant du même pays à la fin de l'année 2001¹⁵. En terme de dollars, les exportations nettes de gaz naturel du Canada se chiffraient à elles seules à plus de 1,2 milliards de dollars à la fin de 2001¹⁶.

¹⁵ Source : Statistiques Canada.

¹⁶ Source : Statistiques Canada.

De plus, comme note Sadorsky (2001), l'industrie canadienne pétrolière et gazière importe de la machinerie et emprunte à l'extérieur du pays. Le taux de change a conséquemment un impact sur le coût de ce type de financement et l'achat d'une partie des équipements.

En ce sens, nous croyons que le taux de change du dollar canadien par rapport à la devise américaine risque d'avoir un effet significatif sur le comportement des titres pétroliers et gaziers canadiens. Les revenus et les dépenses des entreprises à l'étude sont directement influencés par la variation du taux de change \$CAN/\$US. Ce déterminant est donc considéré comme une source de risque pour les titres pétroliers et gaziers canadiens et justifie l'inclusion dans notre premier modèle.

Taux d'intérêt

Une autre particularité de l'industrie pétrolière et gazière, tel que noté par Kairkkainen (1997)¹⁷, est la taille des investissements requis pour assurer la survie des entreprises. Les compagnies doivent investir pour maintenir un niveau de réserves adéquat à leurs objectifs de croissance et de production. De plus, les frais rattachés au fonctionnement et à l'entretien général des installations pétrolières et gazières sont notables, particulièrement aux sables bitumineux et sur les plates-formes en haute mer. Également, pour plusieurs firmes canadiennes, le maintien de leur niveau de production passe par l'acquisition de nouvelles technologies permettant d'aller exploiter des réserves qui autrement seraient inexploitable.

¹⁷ Source : *Handbook of Canadian security analysis*.

L'importance des investissements dans cette industrie a des conséquences sur la structure financière des entreprises. Le recours à du financement externe est dans bien des cas inévitable. L'utilisation de la dette est donc largement répandue dans l'industrie. D'ailleurs, en 1995, les cinquante plus grands producteurs cotés sur le *TSE 300* avaient tous recours à la dette pour se financer¹⁸. Pour ceux-ci, la variation des taux d'intérêt représentait donc un risque dans la mesure où les coûts d'emprunt pouvaient fluctuer. De ce fait, nous incorporons ce facteur d'incertitude à notre premier modèle.

Rendement de marché

La pertinence de ce facteur de risque repose sur toute la théorie de la valorisation des actifs telle que développée par Sharpe (1964) et Merton (1973). De plus, étant donné les résultats des auteurs cités dans notre revue de littérature, il semble que le rendement de marché est un impact significatif sur la vaste majorité des titres boursiers. Également, la sensibilité des titres pétroliers et gaziers canadiens au rendement du marché nous permettra de juger du risque du secteur énergétique par rapport à l'ensemble du marché boursier canadien. Cette notion est intéressante dans un contexte de gestion de portefeuille.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

Les variations de prix du pétrole brut et du gaz naturel ont un impact à tous les niveaux de la gestion des firmes énergétiques canadiennes. Elles influencent directement les revenus, les profits, les décisions d'investissement et les flux monétaires. Conséquemment, le rendement

¹⁸ Source : *Handbook of Canadian security analysis*.

des titres risque d'être déterminé en partie par l'évolution du cours du brut et du gaz naturel. L'inclusion des fluctuations de prix de ces commodités se veut donc une nécessité dans la construction de notre premier modèle.

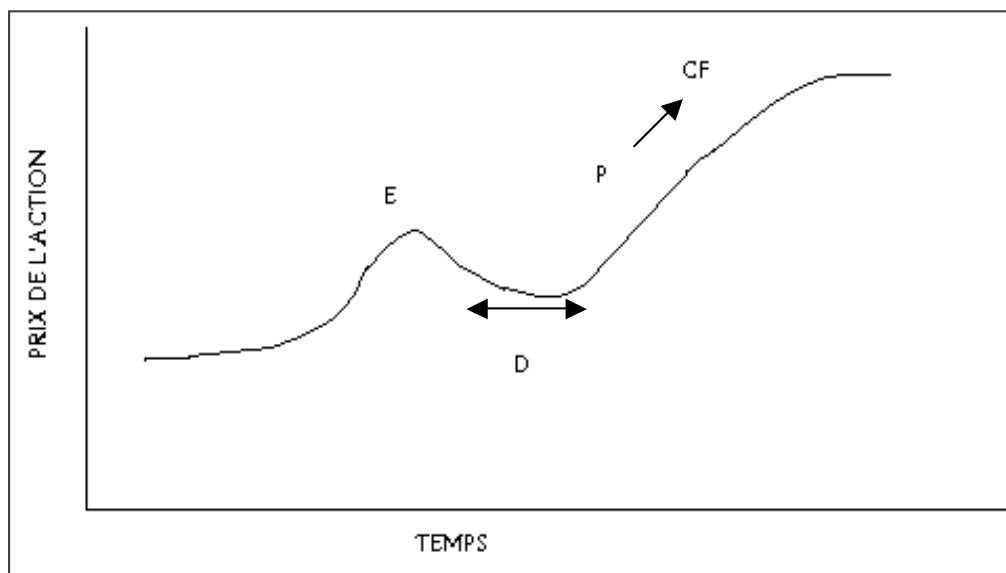
Toutefois, nous considérons l'incorporation de ces deux derniers déterminants comme essentielle non pas uniquement sur la base de l'impact qu'ils peuvent avoir sur les opérations des entreprises pétrolières et gazières. En fait, les mouvements de prix du brut et du gaz naturel représentent un véritable risque pour les firmes énergétiques puisqu'ils sont importants et difficiles à prévoir. Comme nous le mentionnons dans notre introduction, la volatilité des prix du gaz naturel est de 40% par année alors que celle des prix du pétrole brut est de 25% par année (Fusaro, 1998).

III.3.2 Variables microéconomiques

Les variables ajoutées à l'équation (5) sont propres à la nature et à la gestion de la production de chacune des firmes. Ces facteurs sont incorporés dans notre méthodologie car nous considérons qu'ils peuvent avoir un impact sur le comportement des titres énergétiques. En fait, le choix des variables à cette étape ne se base pas sur la littérature scientifique. Celles-ci sont incluses dans le modèle sur la base de l'analyse financière sectorielle et de la gestion de portefeuille. Autrement dit, la lecture de rapports d'analystes financiers, de rapports annuels d'entreprises pétrolières et gazières ou d'ouvrages spécialisés tels le *Handbook of Canadian security analysis* est à la base des déterminants sélectionnés à cette étape. Également, le choix de nos variables se veut

représentatif des différentes étapes du cycle de l'industrie pétrolière et gazière (figure 1).

Figure 1 : cycle de l'industrie énergétique



Source : RBC Dominion Securities Inc.

Celui-ci se définit de la manière suivante: les firmes acquièrent des terrains non développés et explorent ces terrains (E), développent les ressources trouvées et établissent un niveau de réserves exploitables (D), commencent la production (P) et récoltent les fruits de cette dernière (CF). Sur la base de ce cycle, nous pouvons donc discuter des facteurs inclus dans le second modèle.

Évolution du taux de succès du forage

Comme nous venons de le souligner, la première étape dans le cycle d'une entreprise énergétique est celle de l'exploration. À cette période, des volumes de production faibles et des situations financières fragiles sont observables. De plus, les compagnies acquièrent des terrains pour

effectuer du forage. Cependant, malgré ces informations, il peut être ardu de juger du potentiel de survie d'une firme par rapport à une autre. En effet, comme le souligne Kairkkainen (1997), la taille des terrains et la situation géographique ne sont pas toujours des gages de succès.

Ainsi, en réponse à cette difficulté pour les investisseurs à évaluer le risque des entreprises à ce moment du cycle, certaines firmes ont commencé à publier leurs résultats de forage (Kairkkainen, 1997). Le succès dans les activités de forage est devenu un indicateur largement utilisé dans l'industrie et sa présence dans les rapports trimestriels, annuels et d'analystes témoigne de ce fait. Nous jugeons donc pertinent d'inclure un tel facteur dans notre modélisation.

Évolution des réserves prouvées

Également, tel que le mentionne Kairkkainen (1997), l'une des variables permettant d'évaluer les entreprises pétrolières et gazières sont les réserves prouvées. Les investisseurs établissent une valeur pour ces réserves en fonction du prix de vente futur ainsi que des quantités. Or, puisque nous prenons en considération l'impact potentiel du prix de vente par le biais des futures du pétrole brut et du gaz naturel, il nous semble conséquent d'inclure également les volumes de réserves dans notre modèle.

De plus, par le biais de la mesure des réserves prouvées utilisée dans ce mémoire, c'est-à-dire en proportion des volumes de production, les investisseurs et analystes financiers considèrent qu'ils possèdent un bon instrument pour juger du potentiel de croissance et de survie de la firme. Sur cette base, ils projettent les futurs niveaux de production et établissent

la capacité de l'entreprise à maintenir ces niveaux. En ce sens, il nous semble possible que ce facteur ait une influence sur les titres des entreprises énergétiques et l'ajoutons à l'équation (5).

Évolution des volumes de production

L'inclusion de ce déterminant est justifiée par le fait qu'il sert d'indicateur aux investisseurs à deux niveaux. En premier lieu, la production permet de mesurer et de confirmer le succès réel des deux étapes précédentes du cycle. En effet, une firme énergétique peut connaître la réussite dans l'exploration et le développement mais tant que les fruits de cette dernière ne sont pas récoltés, il existe toujours un risque par rapport à la capacité de l'entreprise à exploiter ce qu'elle a développé. Autrement dit, les volumes de production sont les premières preuves tangibles que le cycle sera complété, si volume il y a.

En second lieu, Kairkkainen (1997) avance que certains analystes vont mettre l'emphase sur la variation de la production de manière à établir le potentiel de croissance d'une compagnie. L'évolution des volumes est un facteur important dans leur analyse car elle sert de base pour les projections de profits et du prix des titres.

Évolution des flux monétaires d'opération

Nous considérons l'évolution des flux monétaires d'opération car celle-ci représente la mesure la plus largement employée de l'efficience opérationnelle des firmes pétrolières et gazières. Elle prend en considération non seulement le prix des commodités et les volumes de production mais également les coûts d'opération des firmes. En d'autres

termes, si une firme évolue dans un environnement où croissent les prix du gaz naturel, du pétrole brut et la production mais où les flux monétaires opérationnels diminuent, cela indique un problème au niveau du contrôle des coûts.

Enfin, Howard, Ingram et Lee (1999) de même que Rosner (2003) argumentent sur la pertinence de l'utilisation d'une telle mesure aux dépens des bénéfiques, qui sont des mesures comptables et mènent parfois à une mauvaise lecture de la santé financière de la firme.

Dette à long terme

Ce déterminant est inclus dans le modèle (5) puisqu'il constitue notre mesure du risque financier des compagnies pétrolières et gazières alors que les quatre précédents déterminants cherchent à mesurer le risque opérationnel. Dans un modèle d'évaluation des actifs prenant en considération des facteurs de risque microéconomiques, il nous semble essentiel d'étudier ces deux dimensions.

Également, la littérature démontre que le niveau de dette des entreprises a une incidence sur ces dernières. Effectivement, comme nous le mentionnions dans notre revue de littérature, Fama et French (1992) ainsi que Kavussanos et Marcoulis (1997) trouvent que le levier financier d'une firme, mesuré en terme de valeur marchande ou comptable, a une influence significative sur son titre boursier. De même, Myers (1977), Jensen (1986) et Stulz (1990) prouvent que le niveau de dette affecte la valeur de la firme. Il nous apparaît donc primordial d'inclure ce déterminant dans notre étude.

III.4 Statistiques descriptives

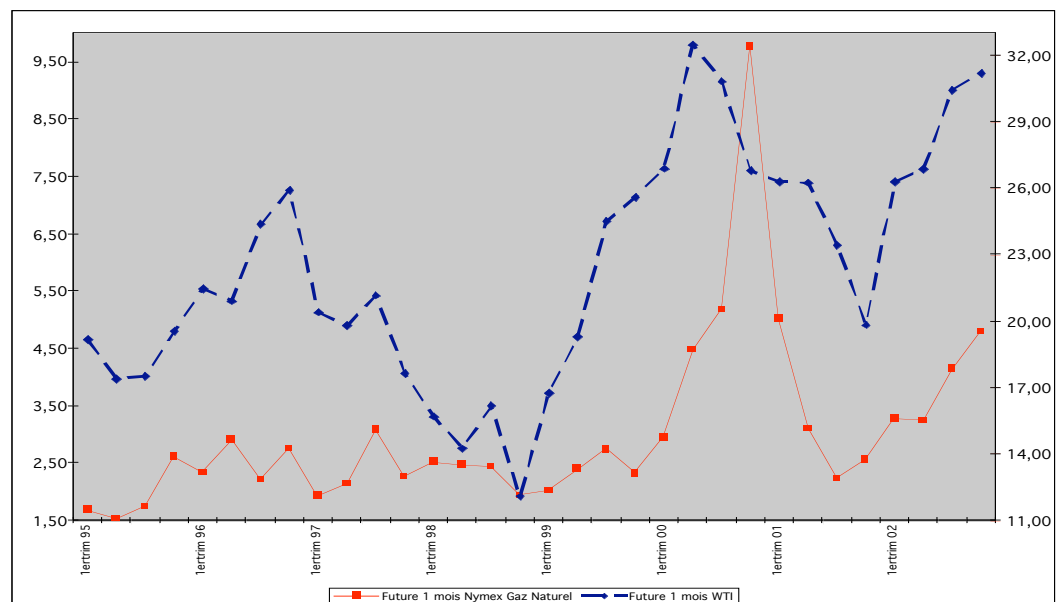
Le tableau 2 détaille certaines données permettant de juger du contexte et de l'environnement dans lequel ce mémoire prend source. En regard de celui-ci, nous constatons principalement qu'il existe une différence importante entre le sous-groupe des sociétés pétrolières intégrées et celui des producteurs. Le fait que les intégrées soient davantage matures et de grande taille se reflète dans notre tableau sommaire. En effet, ces dernières affichent en moyenne des volumes de production et des niveaux de dette plus grands, possèdent plus de réserves prouvées et génèrent de larges flux monétaires d'opération. Également, leur taux de succès de forage moyen et médian est d'environ 10 % supérieur à celui des producteurs. Toutefois, il est à noter que le groupe des producteurs affiche des écarts-types notables, résultat de la composition de l'échantillon. Des firmes comme *Nexen* ou *Encana*, qui sont de la taille des intégrées, font parties des producteurs au même titre que des compagnies juniors telles que *Olympia Energy* ou *Purcell Energy*.

Tableau 2 : données sur les entreprises et les déterminants

Observations	Moyenne	Médiane	Écart-type
Taux de change (\$CAN/\$US)	1,46	1,47	0,08
Prix du brut (\$US/baril)	22,53	21,47	5,33
Prix du gaz naturel (\$US/mpc)	2,97	2,52	1,55
Prime de taux d'intérêt (%)	2,54	2,16	1,29
Volume de production trimestriel pétrole brut (bép) :			
- intégrées	29 538 204	23 495 000	22 513 647
- producteurs	4 529 324	819 000	10 621 184
Volume trimestriel de production gaz naturel (bép) :			
- intégrées	11 248 088	10 027 400	6 583 200
- producteurs	3 034 560	723 844	5 853 480
Taux de succès forage (%) :			
- intégrées	86,85	90,63	14,44
- producteurs	76,77	77,97	13,45
Réserves prouvées (bép) :			
- intégrées	811 005 816	628 900 000	620 326 495
- producteurs	114 160 744	23 202 300	225 014 926
Flux monétaires opération (\$C) :			
- intégrées	565 205 000	459 000 000	467 708 000
- producteurs	96 602 546	17 150 000	256 169 378
Dettes long terme (\$C) :			
- intégrées	1 082 719 073	1 034 500 000	824 669 550
- producteurs	253 166 139	48 253 500	589 422 369

De plus, nous observons que les prix du pétrole brut et du gaz naturel sont passablement volatiles au cours de la période à l'étude. En fait, les prix de ces commodités connaissent des tendances haussières, baissières et d'accalmie bien définies. D'ailleurs, à la lumière de la figure 2, nous remarquons qu'à partir d'un certain point dans le temps, les prix évoluent dans des fourchettes différentes. Le prix du gaz naturel fluctue entre 1,53 et 3,08 \$US jusqu'en 1999 et entre 2,57 et 9,78 \$US au cours des années 2000 et 2001. Le pétrole brut se transige quant à lui fréquemment sous les 20,00 \$US avant 1999 et ne retourne jamais à un tel niveau par la suite.

Figure 2 : évolution des prix du pétrole brut et du gaz naturel (\$US)



Source : Bloomberg

Ensuite, nous présentons les statistiques sommaires concernant nos variables dans le tableau 3. De ce dernier, nous retenons que 8 des 13 variables ont des moyennes significatives. Les rendements trimestriels du taux de change, du taux d'intérêt, du prix du pétrole brut et du gaz naturel ainsi que des réserves prouvées n'ont cependant pas de moyennes significatives. Nous pouvons également constater que les écart-types sont relativement importants par rapport aux moyennes. Ceux-ci sont de deux à 25 fois supérieurs. Toutefois, quelques observations extrêmes viennent biaisées ces données. Par exemple, dans le cas de la dette, une des entreprises affiche une augmentation trimestrielle de plus de 210 000%. Enfin, notons que toutes les variables, à l'exception du rendement de marché et la prime des taux d'intérêt, affichent une croissance positive trimestrielle moyenne.

Tableau 3 : statistiques sommaires des variables

Variable	Moyenne (%)	Médiane (%)	Écart-type (%)	Statistique <i>t</i>
r_i	3,9456	-1,6537	46,2530	3,9701***
r_{ii}	4,3707	0,8204	37,3105	1,4725*
r_{pi}	3,9121	-1,9250	46,8918	3,7385***
r_m	-2,6137	-2,2850	10,2519	-1,3964*
r_{tc}	0,4503	0,2350	2,4701	0,9986
r_{ti}	-1,7819	-4,5940	31,3744	-0,3111
r_{oil}	2,6673	1,4475	15,2337	0,9431
r_{gaz}	7,1436	11,2275	29,4268	1,3075
r_{for}	2,6578	0,3676	25,7921	3,5682***
r_{res}	2,1982	-2,0284	49,0219	0,8625
r_{dette}	111,2071	3,7858	2791,9829	1,6485**
r_{prod}	35,7430	48,1996	70,9173	20,5967***
r_{fm}	56,2296	49,1920	536,7876	4,7080***

Note : * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

La matrice de corrélation nous indique quant à elle que le rendement du prix du pétrole brut et celui du gaz naturel sont positivement corrélés alors que le taux de change est négativement corrélé avec ces deux mêmes variables. D'ailleurs, cette relation inverse est cohérente avec Lafrance et Van Norden (1995) qui trouvent qu'une hausse des prix de l'énergie semble causer une dépréciation réelle du dollar canadien. Ensuite, il est à noter que les flux monétaires d'opération sont négativement corrélés avec les volumes de production. Les coefficients de corrélation sont, en général, inférieurs à 0,1¹⁹ alors que la plus importante valeur est observable entre le

¹⁹ En valeur absolue.

rendement de marché et le taux de change. Conséquemment, nous croyons que la multicollinéarité n'est pas présente parmi nos variables.

Tableau 4 : matrice de corrélation des principales variables

	r_i	r_m	r_{tc}	r_{ti}	r_{oil}	r_{gaz}	r_{for}	r_{res}	r_{dette}	r_{prod}	r_{fm}
r_i	1,000	0,058	-0,101	0,026	0,216	0,145	0,039	0,026	0,031	-0,074	0,072
r_m		1,000	-0,546	0,123	-0,014	0,109	0,024	0,0435	0,0245	-0,128	-0,048
r_{tc}			1,000	-0,131	-0,271	-0,183	0,031	-0,002	0,003	0,209	0,022
r_{ti}				1,000	0,161	0,073	-0,018	-0,032	0,017	-0,064	-0,152
r_{oil}					1,000	0,241	0,018	-0,113	-0,005	0,017	0,001
r_{gaz}						1,000	0,006	-0,013	0,016	-0,102	0,208
r_{for}							1,000	-0,026	0,030	0,042	-0,028
r_{res}								1,000	-0,023	-0,018	-0,332
r_{dette}									1,000	0,001	-0,024
r_{prod}										1,000	-0,195
r_{fm}											1,000

III.5 Résultats attendus

Taux de change

En ce qui concerne cette variable, le résultat attendu est plutôt ambivalent. D'un côté, considérant l'effet bénéfique d'une dépréciation du dollar canadien sur les exportations et sur les revenus, nous aurions tendance à supposer une relation positive entre la dépréciation du dollar canadien et le rendement des actions pétrolières et gazières. Toutefois, l'augmentation des coûts liés au crédit obtenu en dollars américains et à l'importation de machinerie et équipements pourrait avoir un impact encore plus fort sur le rendement des titres. D'ailleurs, Sadorsky (2001) obtient ce résultat. Nous n'anticipons donc aucun signe particulier pour cette variable.

Taux d'intérêt

Une augmentation des taux d'intérêt étant synonyme de hausse des coûts d'emprunt, une relation négative est attendue entre le rendement des taux d'intérêt et le rendement des titres pétroliers et gaziers. En ce sens, nous confirmerions le résultat de Sadorsky (2001).

Rendement de marché

Puisque les titres pétroliers et gaziers ne sont pas considérés comme des actifs pouvant servir de protection par rapport aux tendances du marché (comme le sont les titres aurifères par exemple²⁰), nous prévoyons que ceux-ci évolueront conjointement avec le marché. Autrement dit, comme pour Sadorsky (2001), nous nous attendons à un bêta positif pour cette variable.

Prix du pétrole brut et du gaz naturel

Sachant qu'une hausse du prix de ces commodités se répercute de manière positive sur les profits des entreprises pétrolières et gazières, nous anticipons obtenir des coefficients supérieurs à zéro. Ainsi, un bêta positif pour le prix du pétrole brut viendrait supporter les conclusions de Sadorsky (2001).

Évolution du taux de succès du forage

²⁰ Faff et Chan, 1998.

Le succès dans le forage est considéré comme une bonne nouvelle pour une entreprise énergétique. Une réussite plus importante au niveau du forage permet habituellement d'ajouter encore plus de réserves prouvées et dissipe les craintes des gestionnaires et des investisseurs concernant la phase d'exploration. Nous sommes donc d'avis qu'un coefficient positif pour la variable forage devrait refléter cette logique.

Toutefois, nous croyons que la valeur du coefficient pourrait être assez faible puisque l'augmentation du taux de succès peut être perçue négativement par les investisseurs. En d'autres termes, un taux de succès de 100% n'est pas nécessairement préférable à 95%. En effet, les investisseurs peuvent considérer un taux de succès parfait comme un signal que l'entreprise ne prend aucun risque et explore seulement ses terrains à haut potentiel de réussite. De cette manière, la firme affiche de bons résultats mais, règle générale, cela ne peut perdurer éternellement. C'est pourquoi, les investisseurs considèrent que, si ses réserves prouvées le lui permettent, une compagnie pétrolière et gazière doit s'assurer d'explorer une certaine quantité de terrains moins prometteurs. Cela est d'autant plus vrai dans un contexte où les prix des commodités sont élevés et la firme génère d'importants flux monétaires.

Évolution des réserves prouvées

Considérant le cycle de l'industrie dont nous avons discuté précédemment et le risque relatif au développement, nous croyons qu'une hausse des réserves prouvées permet de diminuer ce risque et aura un effet bénéfique sur le titre. De plus, puisque nous mesurons l'évolution des réserves prouvées relativement aux volumes de production, une croissance de ce

ratio signifie qu'une hausse de la production est encore possible. Également, une augmentation des réserves prouvées accroît la valeur des actifs de la firme. Pour toutes ces raisons, nous anticipons un signe positif pour ce coefficient.

Évolution des volumes de production

En regard de ce déterminant, notre interprétation consiste à percevoir une hausse de la production comme un signe positif pour l'entreprise puisque cela signifie que l'entreprise devrait enregistrer plus de revenus et de bénéfices. Aussi, pour l'investisseur à la recherche de titres de croissance, une augmentation de la production est recherchée et, dans un tel cas, les titres devraient en bénéficier.

Évolution des flux monétaires d'opération

En ce qui à trait aux flux monétaires d'opérations, deux effets s'affrontent également, affectant le signe du coefficient. Nous sommes donc incertains par rapport à ce dernier.

En fait, dans un premier cas, nous pourrions obtenir un coefficient supérieur à zéro car davantage de flux monétaires signifient tout simplement plus de financement. Ces ressources financières en hausse sont synonymes de possibilités de croissance, que ce soit au niveau du développement, de l'exploration ou d'acquisitions d'autres firmes.

Toutefois, dans le cas où les flux monétaires d'opération augmenteraient de façon beaucoup moins importante que les revenus ou les volumes de production, il se pourrait que le titre fléchisse. Effectivement, dans cette

situation, le niveau des flux monétaires peut signifier que l'entreprise a des problèmes d'efficacité opérationnelle ou de contrôle des coûts. Or, il faudrait s'attendre à un coefficient négatif.

Dettes à long terme

À la lumière de toute la théorie sur la structure de capital et le niveau de dette, nous ne pouvons pas préalablement établir si le bêta relatif à cette variable sera supérieur ou inférieur à zéro. Effectivement, Myers (1977) et Jensen (1986) argumentent que l'emprunt de capitaux à l'externe peut avoir un effet bénéfique aussi bien que néfaste sur la valeur de la firme. Dans le premier cas, Myers (1977) démontre que trop de dette induit les managers qui agissent dans les intérêts des actionnaires à laisser passer des projets à valeur actuelle nette (VAN) positive. Il s'agit du phénomène de sous-investissement lié au financement par la dette. Pour les entreprises avec de grandes opportunités de croissance et plusieurs projets à VAN positive, la dette peut donc avoir un effet négatif sur la valeur de la firme.

À l'opposé, Jensen (1986) avance que lorsque les firmes ont davantage de fonds générés à l'interne que d'opportunités d'investissement à VAN positive, la présence de la dette dans la structure de capital des firmes force les managers à payer à l'externe des fonds qui seraient autrement investis dans des projets à VAN négative. Dans ce contexte, la dette aurait un effet positif sur la valeur de la firme.

Par ailleurs, comme nous le notons précédemment dans ce mémoire, Fama et French (1992) ainsi que Kavussanos et Marcoulis (1997) trouvent également que le levier financier peut avoir une incidence positive ou

négative sur les titres boursiers des entreprises. La mesure utilisée peut conduire à différents résultats.

Producteurs vs. sociétés intégrées

Concernant ce premier test de différence, nous croyons que deux variables macroéconomiques afficheront des coefficients de corrélation inférieurs chez les sociétés pétrolières intégrées alors que deux autres seront plus petits pour les producteurs. Concrètement, nous nous attendons à ce que les bêtas des intégrées pour le prix du brut et le prix du gaz naturel soient moins importants que ceux des producteurs, alors que nous anticipons l'inverse pour les bêtas pour la prime des taux d'intérêt et du rendement de marché, en valeur absolue.

Deux motifs peuvent expliquer nos prévisions. En premier lieu, les intégrées risquent d'être moins affectées par les mouvements du brut et du gaz naturel car elles sont davantage diversifiées. Les mouvements du prix de ces commodités affectent définitivement leurs activités de production mais leurs opérations en aval, c'est-à-dire le raffinage et le marketing, sont touchées par plusieurs facteurs n'étant pas influencés par le prix du brut et du gaz naturel. La demande pour les produits distillés, le marché de la distribution électrique ou la conjoncture de l'industrie chimique en sont des exemples. Autrement dit, les intégrées, contrairement aux producteurs, n'ont pas une source unique de revenus et de bénéfices. Elles sont donc moins exposées aux variations du prix du pétrole brut et du gaz naturel. Ainsi, comme nous le mentionnions dans notre revue de littérature, nos attentes s'opposent à l'interprétation de Aleisa, Dibooglu et Hammoudeh (2003) et nos résultats permettront de confirmer l'une des deux visions.

D'ailleurs, le fait que les intégrées soient plus diversifiées a une autre implication. Elles sont, dans l'ensemble, considérées moins risquées que les producteurs. En fait, leur diversification, leur taille ainsi que leur situation financière mènent à penser que ces firmes représentent des investissements plus sûrs. En ce sens, le risque de taux d'intérêt devrait avoir moins d'impact chez les compagnies énergétiques intégrées. Le coefficient pour la prime des taux d'intérêt, que nous anticipons négatif, devrait l'être davantage dans le cas des producteurs. Les entreprises plus risquées sont marginalement plus touchées par une hausse des taux d'intérêt ou un resserrement du crédit. C'est ce que nous croyons être le cas pour les producteurs.

Dans le même ordre d'idées, la taille des intégrées fait en sorte qu'elles ont des capitalisations boursières plus notables et qu'elles sont importantes dans l'ensemble du marché boursier canadien. Quatre des six intégrées font parti des 20 titres ayant la plus grande capitalisation boursière au pays. Leur influence sur l'indice *S&P/TSX*, autrefois le *TSE 300*, est donc plus que substantielle. Conséquemment, le bêta du rendement de marché devrait être plus grand chez les intégrées.

Pétrole vs. gaz naturel

À cette étape, nous prévoyons simplement que les entreprises dont la production est davantage axée sur le pétrole brut afficheront un coefficient pour cette variable significativement plus grand que les firmes produisant majoritairement du gaz naturel. Dans le même sens, nous anticipons que les compagnies gazières auront un coefficient plus positif pour le prix de cette commodité que les pétrolières.

En fait, par le biais de ce test, nous cherchons à voir si la différence de bêtas que nous prévoyons obtenir est conséquente avec la taille de l'écart dans les volumes de production. En d'autres termes, si, par exemple, dans notre sous-échantillon pétrolier, la production de pétrole brut représente 2/3 des volumes totaux, nous pouvons anticiper que le bêta pour le prix de cette commodité soit deux fois plus important que le bêta pour le gaz naturel. De plus, si cette différence est également notable entre les sous-échantillons, nous nous attendons à ce que ceux-ci affichent des coefficients représentatifs de cette situation.

Période 1995-99 vs. 2000-02 et période 1995-98 vs. 1999-02

Enfin, pour ce qui est de ces derniers tests, nous n'anticipons aucune valeur particulière pour les coefficients. Ces étapes recherchent davantage à voir s'il existe une différence entre deux échantillons et non à tester cette différence. Comme nous le mentionnions précédemment, l'évolution des prix du gaz naturel change à partir du premier trimestre de 2000 alors que celle des prix du brut prend une nouvelle tangente en 1999. Le choix des périodes correspond ainsi à ces environnements de prix divergents. Autrement dit, à cette étape, nous voulons simplement établir s'il y a un ou des changements structurels dans notre période d'étude.

Tableau 5 : sommaire des résultats attendus

Coefficients	Signe
Échantillon complet : facteurs macros	
Taux de change	+/-
Taux d'intérêt	-
Rendement de marché	+
Prix du pétrole brut	+
Prix du gaz naturel	+
Échantillon complet : facteurs micros	
Réserves prouvées	+
Taux de succès du forage	+
Volumes de production	+
Flux monétaires d'opération	+/-
Dette long terme	+/-
Producteurs vs. intégrées	
Taux d'intérêt	Inférieur pour les producteurs
Rendement de marché	Inférieur pour les producteurs
Prix du pétrole brut	Supérieur pour les producteurs
Prix du gaz naturel	Supérieur pour les producteurs
Pétrole vs. gaz naturel	
Prix du pétrole brut	Supérieur pour les firmes dites pétrolières (proportionnel à la différence de volumes de production)
Prix du gaz naturel	Supérieur pour les firmes dites gazières (proportionnel à la différence de volumes de production)

IV. RÉSULTATS ET DISCUSSION

IV.1 Étape 1 : régression sur les facteurs macroéconomiques

À cette étape nous utilisons les 105 firmes présentées dans notre échantillon et effectuons une régression des cinq facteurs macros sur le rendement trimestriel de tous les titres. Les résultats de cette dernière sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 6

Régression des facteurs macros sur l'échantillon complet

Résultats de l'équation suivante

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ii} r_{ii,t} + \beta_{ic} r_{ic,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \varepsilon_t$$

où α est la constante, β_{ii} est le bêta des titres avec le taux d'intérêt ($r_{ii,t}$), β_{ic} est le bêta des titres avec le taux de change ($r_{ic,t}$), β_m est le bêta des titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta des titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta des titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ε_t sont les résidus. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de mars 1995 à septembre 2002. Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{ii}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	2,588*** (0,341)	0,137*** (0,039)	-0,865*** (0,126)	-0,053*** (0,014)	0,257*** (0,024)	0,113*** (0,009)
Nombre d'observations	= 2166	Observations min. =	3	Wald chi ² =	1673,16	
Nombre de groupes	= 105	par groupe moy. =	24,19	Prob>chi ² =	0,00	
		max. =	30			

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

Ce qui ressort principalement du précédent tableau est que tous les coefficients sont significatifs et ce, à un niveau de 1%. Cela permet de confirmer le choix de nos variables. De plus, ces résultats viennent valider ceux de Sadorsky (2001).

Toutefois, à l'encontre du précédent chercheur, nous pouvons constater que le prix du gaz naturel constitue également un important facteur de risque pour les entreprises de l'industrie pétrolière et gazière canadienne. Au cours de la période 1995-2002, ce facteur a une incidence positive sur les titres énergétiques et ce, dans une proportion pratiquement similaire à celle du rendement de marché. D'ailleurs, à l'exception de celui pour le taux de change pour lequel nous étions incertains, les signes des autres bêtas sont tous conséquents avec nos attentes. Les coefficients pour la prime des taux d'intérêt et le taux de change sont négatifs, alors que ceux pour le rendement de marché ainsi que pour le prix du pétrole brut et du gaz naturel sont supérieurs à zéro.

Plus spécifiquement, le β_{tc} de -0,865 et le β_{ti} -0,053 nous indiquent que le taux de change et la prime des taux d'intérêt (*term premium*) ont une influence négative sur les titres énergétiques. Une augmentation de ces facteurs s'accompagne normalement d'une baisse du prix des actions. Autrement dit, la hausse du coût de financement externe (*term premium*) et la dépréciation du dollar canadien ont un impact défavorable sur les firmes pétrolières et gazières. Nous pouvons donc affirmer que l'effet bénéfique sur les revenus d'une baisse du dollar canadien par rapport à la devise américaine est moins important que l'augmentation du coût des importations et des emprunts chez nos voisins du Sud. En ce sens, les titres boursiers du secteur pétrolier canadien semble se comporter comme ceux de l'industrie canadienne des pâtes et papiers (Henriques et Sadorsky, 2001) et aurifère australienne (Loudon, 1993; Khoo, 1994).

Quant au rendement de marché, le coefficient de 0,137 nous informe que le secteur énergétique a été moins risqué que le marché boursier canadien pour la période 1995-2002. Cependant, une valeur positive indique que les

titres de cette industrie se comportent de manière pro cyclique et n'auraient pu servir de couverture contre le marché (Chua, Sick et Woodward, 1990; Henriques et Sadorsky, 2001; Sadorsky, 2001). Également, il est important de remarquer que la valeur du β_m est deux fois moins grande que celle du β_{oil} . Ce résultat nous semble intéressant dans la mesure où il est tout à fait contraire à celui de Sadorsky (2001). Celui-ci trouve un β_m de 0,705 alors que le β_{oil} se chiffre à 0,305.

Nous expliquons cette situation par deux éléments. D'une part, l'utilisation du sous-indice pétrolier et gazier aux dépens d'un échantillon de titres peut faire en sorte que la corrélation avec le rendement de marché soit plus large. Le sous-indice énergétique fait parti de l'indice de marché et comme nous l'avons souligné, celui-ci a toujours affiché une pondération importante par rapport à l'ensemble du marché canadien (incluant la période d'étude de Sadorsky (2001), soit de 1983 à 1999). D'autre part, ce même horizon temporel est caractérisé par une volatilité plus notable des prix du brut qu'au cours des années 1995-2002. Le choc pétrolier de 1986 et la Guerre du Golfe ont été marqués par des mouvements de prix d'une ampleur extraordinaire que n'ont pas suivis les titres énergétiques. Incidemment, dans ce contexte, la répercussion est un coefficient bêta pour le prix du brut inférieur et un bêta pour le rendement de marché supérieur.

Le dernier élément retenant notre attention à cette étape initiale est la valeur du β_{oil} en regard de celle du β_{gaz} . Le premier est 2,3 fois plus grand que le second, soit tout à fait proportionnel avec les volumes de production moyens observables dans le tableau 2. La production du pétrole brut affiche en effet cette importance relative par rapport à celle de gaz naturel. Ainsi, notre anticipation quant à l'incidence de l'utilisation

accrue de la couverture (*hedging*) contre les mouvements de prix du gaz naturel comparativement à ceux du pétrole brut ne semble pas affecter les bêtas de ces facteurs de risque. En d'autres termes, notre supposition que le β_{gaz} puisse être non proportionnel avec les volumes de production du gaz naturel, mais plutôt inférieur, n'est pas validée par nos résultats. Cependant, nous ne pouvons pas vérifier si notre hypothèse est non fondée ou si les firmes dans notre échantillon ne se protègent pas davantage contre les prix du gaz naturel (à l'opposée de ce que trouve Haushalter, 2000). Nous ne possédons pas suffisamment de données concernant l'utilisation de la couverture.

IV.2 Étape 2 : régressions comparatives producteurs vs. intégrées

Le prochain tableau présente les résultats des régressions des mêmes facteurs macroéconomiques mais sur deux sous-échantillons différents : les intégrées (panel A) et les producteurs (panel B). Celui-ci fait ressortir plusieurs différences notables entre le comportement des titres de ces sous-secteurs.

Tableau 7

Régression facteurs macros producteurs vs. intégrées

Résultats de l'équation suivante

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ti} r_{ti,t} + \beta_{tc} r_{tc,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \varepsilon_t$$

où α est la constante, β_{ti} est le bêta des titres avec le taux d'intérêt ($r_{ti,t}$), β_{tc} est le bêta des titres avec le taux de change ($r_{tc,t}$), β_m est le bêta des titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta des titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta des titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ε_t sont les résidus. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de mars 1995 à septembre 2002. L'équation est utilisée à deux reprises en premier lieu avec le sous-échantillon des producteurs (panel A) et, en second lieu, avec le sous-échantillon des intégrées (panel B). Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Panel A : producteurs						
Variable	Const.	β_m	β_{tc}	β_{ti}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	1,844*** (0,413)	0,172*** (0,044)	-0,833*** (0,172)	-0,051*** (0,017)	0,288*** (0,027)	0,102*** (0,013)
Nombre d'observations	= 2008	Observations par groupe	min.= 3 moy.= 23,82 max.= 30	Wald chi ² = 320,23 Prob>chi ² = 0,00		
Nombre de groupes	= 99					
Panel B : intégrées						
Variable	Const.	β_m	β_{tc}	β_{ti}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	0,353 (1,528)	0,214* (0,119)	0,193 (0,453)	0,002 (0,035)	0,122 (0,076)	0,084** (0,036)
Nombre d'observations	= 158	Observations par groupe	min.= 8 moy.= 28,89 max.= 30	Wald chi ² = 14,08 Prob>chi ² = 0,02		
Nombre de groupes	= 6					

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

En effet, une inspection visuelle du tableau 7 nous permet de constater qu'aucun coefficient ne semble égal. Les β_m , β_{tc} et β_{ti} sont supérieurs chez les intégrées alors que les β_{oil} et β_{gaz} sont inférieurs. Toutefois, dans ce dernier panel (panel B), seuls les coefficients pour le prix du gaz naturel et

le rendement de marché sont significatifs alors que chez les producteurs, tous les bêtas sont statistiquement significatifs. Cela peut s'expliquer par le fait que le panel A compte beaucoup plus d'observations que le panel B.

Cependant, cette «non significativité» de trois des cinq bêtas dans le second panel a une conséquence limitée sur ce que nous cherchons à trouver à cette étape. En fait, en regard du tableau suivant (tableau 8) et de celui précédent (tableau 7), nous pouvons quand même affirmer que quatre des cinq coefficients sont statistiquement différents. En d'autres termes, les β_{m} , β_{tc} , β_{oil} et β_{gaz} des intégrées sont significativement distincts de ceux des producteurs.

Tableau 8 :
Régression pour tests producteurs vs. intégrées

Résultats de l'équation suivante

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ti} r_{ti,t} + \beta_{tc} r_{tc,t} + \beta_{lm} r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + D_1 \beta_{2ti} r_{ti,t} + D_2 \beta_{2tc} r_{tc,t} + D_3 \beta_{2m} r_{m,t} + D_4 \beta_{2oil} r_{oil,t} + D_5 \beta_{2gaz} r_{gaz,t} + \epsilon_t$$

où α est la constante, β_{ti} est le bêta de tous les titres (producteurs et sociétés intégrées) avec le taux d'intérêt ($r_{ti,t}$), β_{tc} est le bêta de tous les titres avec le taux de change ($r_{tc,t}$), β_{lm} est le bêta de tous les titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta de tous les titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta de tous les titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ϵ_t sont les résidus. Les β_2 sont quant à eux des bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques mais uniques aux pétrolières intégrées. En fait, le coefficient de corrélation des producteurs pour chacun des déterminants macroéconomiques est représenté par le β_1 , tandis que celui des sociétés intégrées est égal à la somme du β_1 et du β_2 . Les variables dichotomiques (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5) sont égales à 1 lorsque la firme est intégrée et 0 lorsque la firme est un producteur. Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Variable	Const.	β_{lm}	β_{tc}	β_{ti}	β_{oil}	β_{gaz}	β_{2m}	β_{2tc}	β_{2ti}	β_{2oil}	β_{2gaz}
Coefficient (Écart-type)	1,527*** (0,410)	0,183*** (0,045)	-0,749*** (0,179)	-0,049*** (0,017)	0,292*** (0,028)	0,100*** (0,013)	0,054 (0,119)	0,911** (0,472)	0,052 (0,038)	-0,179** (0,077)	-0,020 (0,036)
Nombre d'observations	= 2166	Observ. min. = 3				groupe moy. = 24,19		Wald chi ² = 319,28		Prob>chi ² = 0,00	
Nombre de groupes	= 105	max. = 30									

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

Effectivement, à l'aide d'une régression avec des variables dichotomiques prenant la valeur de 1 lorsqu'il s'agit de firmes intégrées, nous constatons que les coefficients du taux de change et du pétrole brut relatifs aux pétrolières intégrées (β_{2tc} β_{2oil}) sont significatifs à 5%. Il semble donc que les deux sous-groupes, c'est-à-dire les producteurs et les intégrées, ne soient pas influencés dans la même mesure par les facteurs de risques macroéconomiques.

En ce qui a trait à la taille et la valeur de ces différences, celles-ci sont toutes conséquentes avec nos attentes (outre le bêta pour le taux de change pour lequel nous n'avions aucune anticipation). Premièrement, comme nous le mentionnions précédemment, le coefficient pour le rendement de marché est supérieur dans le panel B (tableau 7). Cela signifie que les mouvements du *TSE 300* ont provoqués des hausses et des baisses d'amplitude supérieure chez les intégrées comparativement aux producteurs au cours des années 1995-2002. Comme nous l'anticipions, la forte capitalisation boursière des intégrées dans l'indice de marché semble amener leurs titres à se comporter de manière davantage pro cyclique.

Deuxièmement, à la lumière de nos résultats, le taux de change a une influence tout à fait opposée dans le deux sous-groupes. Le β_{2tc} de 0,911 est significatif et vient contrebalancer le β_{1tc} de -0,749 (tableau 8). Cela nous indique que, dans le cas des intégrées, la dépréciation de la devise canadienne a une incidence positive sur les titres alors que chez les producteurs, cette dernière est négative. Pour expliquer ces observations, nous retenons deux hypothèses. Les activités en aval des intégrées profiteraient d'une dépréciation du dollar canadien et ces mêmes entreprises utiliseraient davantage la couverture contre le taux de change.

Ainsi, nous croyons qu'une dépréciation de la devise canadienne risque de bénéficier à la distribution et au raffinage. En effet, puisque les raffineries achètent le pétrole brut, le transforment et peuvent l'entreposer avant de le revendre, celles-ci sont en mesure de faire des profits sur le jeu des devises si leur réseau de distribution leur permet de revendre le produit final en dollars US. Par exemple, une firme qui achète le pétrole brut, qui se transige en dollars américains, alors que le taux de change est de 1,50 \$CAN/\$US et qui le revend sous forme de mazout aux États-Unis alors que la devise américaine se transige à 1,60 \$CAN peut réaliser un profit si elle ne doit pas racheter du pétrole brut immédiatement à ce nouveau taux de change. Autrement dit, ce que nous tentons d'illustrer est le fait que les intégrées peuvent profiter des mouvements du dollar canadien entre le moment où elles doivent déboursier pour acquérir l'intrant et elles enregistrent des revenus avec l'output.

La seconde hypothèse est quant à elle en lien avec la littérature sur la couverture. En fait, puisque Géczy, Minton et Schrand (1997) démontre que la taille de la firme a un effet positif sur l'utilisation de la couverture contre les mouvements de taux de change, nous supposons que cela puisse être le cas dans le cadre de ce mémoire. Incidemment, les intégrées étant de tailles plus importantes par rapport aux producteurs, il est possible que celles-ci utilisent davantage la couverture contre le risque de change et que cela fasse tendre leur β_{tc} vers zéro, alors qu'il est fortement négatif chez les producteurs.

Dans le même ordre d'idées, le lien positif que trouve Haushalter (2000) entre la dimension des entreprises pétrolières et gazières et l'utilisation de la couverture contre les mouvements de prix du pétrole brut et du gaz

naturel pourrait expliquer les β_{oil} et β_{gaz} qui sont inférieurs dans le cas des intégrées (tableau 7). Cependant, il ne faudrait pas oublier le fait que ces firmes sont davantage diversifiées en terme de sources de revenus et de bénéfices par rapport aux producteurs. Ainsi, il est conséquent que leur exposition au risque de prix du brut et du gaz naturel, mesuré par les deux bêtas, soit moins grande que celle des producteurs.

Également en ce sens, cette diversification amoindrit le risque opérationnel de la firme et se reflète dans les conditions de crédit de cette dernière. Les intégrées, qui sont de plus grandes firmes, sont donc en mesure d'obtenir du financement provenant de plusieurs sources et à des taux fixes pour une longue période. Dans certains cas, celles-ci peuvent même vendre des obligations corporatives et des débetures sur le marché secondaire. Les producteurs, qui sont, en général, des entreprises de moindres tailles, ne possèdent pas toutes ces options. Ils sont même quelquefois tout à fait dépendants de facilités de crédit à court terme auprès d'une seule institution financière. Le β_{ti} supérieur chez les intégrées serait donc le résultat de cette situation de même que de l'utilisation accrue de la couverture contre le risque de taux d'intérêt chez des entreprises de plus grande taille (Mian, 1996). En d'autres termes, les firmes énergétiques intégrées sont moins affectées par les mouvements de taux d'intérêt car leurs conditions de crédit en souffrent moins et elles utilisent davantage la couverture contre ceux-ci.

IV.3 Étape 3 : régressions comparatives pétrole vs. gaz naturel

Nous avons par la suite formé deux échantillons, l'un de 43 firmes et l'autre de 23 firmes, sur la base des volumes de production pour chacune des commodités. Nous incluons dans le premier groupe les entreprises

dont la production trimestrielle moyenne et médiane de gaz naturel représente au moins 60% du volume totale de production. De la même manière, nous formons un second groupe où la production moyenne et médiane de pétrole brut constitue 60% et plus des volumes totaux. Ainsi, comme le soulignent Rajan et Servaes (1997), cette procédure nous permet d'avoir suffisamment d'observations et deux panels plus distincts que si nous avons utilisé des moyennes et des médianes de 50% comme critère d'inclusion. Le tableau 9 donne un aperçu des résultats obtenus pour chacun des sous-échantillons.

Tableau 9 :
Régression facteurs macros pétrole vs. gaz naturel

Résultats de l'équation suivante :

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{it}r_{it,t} + \beta_{ic}r_{ic,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil}r_{oil,t} + \beta_{gaz}r_{gaz,t} + \varepsilon_t$$

où α est la constante, β_{it} est le bêta des titres avec le taux d'intérêt ($r_{it,t}$), β_{ic} est le bêta des titres avec le taux de change ($r_{ic,t}$), β_m est le bêta des titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta des titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta des titres avec le prix du gaz naturel ($r_{z,t}$) et ε_t sont les résidus. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de mars 1995 à septembre 2002. L'équation est utilisée à deux reprises : en premier lieu avec le sous-échantillon des firmes dites «pétrolières» (panel A) et, en second lieu, avec le sous-échantillon des firmes dites «gazières» (panel B). Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Panel A : pétrole						
Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{it}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	-0,293 (0,872)	0,214*** (0,072)	-0,342 (0,289)	-0,042* (0,023)	0,306*** (0,043)	0,081*** (0,021)
Nombre d'observations	= 888	Observations par groupe	min.= 4 moy.= 24,58 max.= 30	Wald chi ² = 96,64 Prob>chi ² = 0,00		
Nombre de groupes	= 43					
Panel B : gaz naturel						
Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{it}	β_{oil}	β_{gaz}

Coefficient (Écart-type)	2,914*** (1,143)	0,453*** (0,116)	0,302 (0,522)	-0,041 (0,044)	0,225*** (0,071)	0,156*** (0,035)
Nombre d'observations	= 489	Observations par groupe	min.= 6 moy.= 24,46	Wald chi ² =	57,06	Prob>chi ² =
Nombre de groupes	= 23		max.= 30			

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

À la lumière du tableau 9, nous apercevons que tous les bêtas reliés aux prix des commodités sont significatifs à un niveau de 1%. Dans le panel A, la valeur du coefficient pour le prix du brut est environ 4 fois celle du bêta pour le gaz naturel. Dans le panel B, le β_{oil} demeure supérieur au β_{gaz} mais dans une proportion moins large. Cela est plutôt surprenant sachant que, dans ce panel, le gaz naturel représente la vaste majorité des volumes de production.

Également, dans le tableau 9, nous observons que le groupe principalement axé sur la production pétrolière (panel A) affiche un β_{oil} plus positif que le groupe produisant davantage de gaz naturel (panel B), alors que pour le β_{gaz} la situation est inversée. Cependant, dans les deux cas, nous prévoyions obtenir une différence plus notable entre les β_{oil} et les β_{gaz} . Considérant le fait que dans le panel A, la production de brut constitue en moyenne près du 3/4 des volumes totaux alors que, dans le panel B, la production de brut constitue en moyenne 1/4 des volumes totaux, nous aurions pu croire que le rapport des β_{oil} soit supérieur à 1,4 $(0,306/0,225)^{21}$. De même, la proportion des β_{gaz} auraient pu être plus grande que 1,9 $(0,156/0,081)$. D'ailleurs, nous obtenons des résultats similaires à l'aide de la régression avec des variables dichotomiques, où ces

²¹ Rapport des $\beta_{\text{oil}} = (\beta_{\text{oil}} \text{ panel A}) / (\beta_{\text{oil}} \text{ panel B})$. Référence tableau 9.

derniers sont égaux à un lorsqu'il s'agit d'une firme gazière. Ceux-ci sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 10 :
Régression pour tests pétrole vs. gaz

Résultats de l'équation suivante :

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{1ti}r_{ti,t} + \beta_{1tc}r_{tc,t} + \beta_{1m}r_{m,t} + \beta_{1oil}r_{oil,t} + \beta_{1gaz}r_{gaz,t} + D_1\beta_{2ti}r_{ti,t} + D_2\beta_{2tc}r_{tc,t} + D_3\beta_{2m}r_{m,t} + D_4\beta_{2oil}r_{oil,t} + D_5\beta_{2gaz}r_{gaz,t} + \epsilon_t$$

où α est la constante, β_{1ti} est le bêta de tous les titres (producteurs et sociétés intégrées) avec le taux d'intérêt ($r_{ti,t}$), β_{1tc} est le bêta de tous les titres avec le taux de change ($r_{tc,t}$), β_{1m} est le bêta de tous les titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{1oil} est le bêta de tous les titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{1gaz} est le bêta de tous les titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ϵ_t sont les résidus. Les β_2 sont quant à eux des bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques mais uniques aux firmes dites «gazières». En fait, le coefficient de corrélation des firmes dites «pétrolières» pour chacun des déterminants macroéconomiques est représenté par le β_1 , tandis que celui des firmes dites «gazières» est égal à la somme du β_1 et du β_2 . Les variables dichotomiques (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5) sont égales à 1 lorsque la firme est «gazière» et 0 lorsque la firme est «pétrolière». Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

Variable	Const.	β_{1m}	β_{1tc}	β_{1ti}	β_{1oil}	β_{1gaz}	β_{2m}	β_{2tc}	β_{2ti}	β_{2oil}	β_{2gaz}
Coefficient (Écart-type)	0,885 (0,693)	0,227*** (0,071)	-0,351 (0,287)	-0,04* (0,023)	0,302*** (0,043)	0,077*** (0,021)	0,200 (0,135)	0,744 (0,596)	-0,010 (0,049)	-0,061 (0,083)	0,09** (0,034)
Nombre d'observations	=	1377		Observ. min. =	4		Wald chi ² =	155,08		Prob>chi ² =	0,00
Nombre de groupes	=	66		groupe moy. =	24,54		max. =	30			

Nous constatons donc que les bêtas pour le risque de prix du pétrole brut et du gaz naturel ne semblent pas simplement être proportionnels aux volumes de production. D'autres facteurs ont probablement une influence sur ces bêtas. Il est possible de croire que les niveaux de prix des deux commodités, les volumes de réserves pour chacune de ces dernières et l'utilisation de la couverture ont une certaine incidence sur la valeur des β_{oil} et les β_{gaz} . D'ailleurs, comme nous l'avons mentionné précédemment,

Haushalter (2000) démontre l'utilisation accrue du «*hedging*» contre les fluctuations du gaz naturel par rapport à celles du brut. Cela pourrait expliquer que même chez les firmes fortement gazières, le β_{gaz} est inférieur au β_{oil} . Pour ce qui est de l'influence probable du prix des commodités, nous étudions cette hypothèse à la prochaine étape.

En ce qui concerne les autres bêtas, les différences pour la prime de taux d'intérêt et pour le taux de change ne sont pas significatives. Néanmoins, dans le second cas, les signes des coefficients nous semblent intéressants. Ces derniers nous indiquent que le taux de change a un effet négatif sur les titres des firmes dans le panel A alors qu'il a une incidence positive sur les entreprises dans le panel B (tableau 9). Une appréciation de la devise canadienne nuit aux compagnies davantage axées sur la production de pétrole et profite à celles dont les volumes de gaz naturel sont plus importants.

Pour expliquer ce résultat, nous croyons qu'il faut regarder au niveau des exportations de chacune de ces deux commodités. En fait, comme nous le mentionnons dans notre méthodologie, le Canada exporte plus de gaz naturel que de pétrole. En 2001, les exportations de brut se chiffraient à 15,4 milliards \$CAN alors que celles de gaz naturel totalisaient 25,6 milliards \$CAN²². Les firmes productrices de gaz naturel profitent ainsi davantage d'une baisse de la devise canadienne par rapport à la devise américaine. Cet effet semblerait donc dominant comparativement à celui de la hausse des coûts de financement externe et de l'importation de machineries et d'équipements et expliquerait notre résultat.

²² Source : Statistiques Canada.

En ce qui a trait au rendement de marché, les bêtas sont positifs dans les deux panels mais ces derniers sont significativement différents. Dans le panel A, celui-ci est de 0,214 et dans le panel B, il est égal à 0,453 (tableau 9). De même, en regardant le tableau 10, nous constatons que les firmes gazières affichent un β_m supérieur de 0,2 à celui des firmes pétrolières. Les premières semblent donc se comporter de manière davantage pro cyclique comparativement aux secondes. Autrement dit, la prime de risque de marché chez les firmes dites «gazières» est plus importante que chez les firmes dites «pétrolières».

À notre avis, cette différence dans les β_m des sous-échantillons prend source dans deux observations soulevées dans la littérature²³. Dans un premier temps, Chen, Roll et Ross (1986) de même que Ferson et Harvey (1991) soutiennent que, dans un modèle multivarié, certaines variables économiques subsument la prime de marché. En fait, lorsque plusieurs bêtas pour différents facteurs économiques sont significatifs dans une équation, il est possible que le β_m perde de la «significativité» et que sa valeur diminue. Dans le cas des firmes dites «pétrolières», il est donc possible que ce phénomène se produise.

Dans un second temps, nous pensons que les caractéristiques des deux sous-échantillons peuvent avoir eu une incidence sur le β_m . En fait, sur la base de Chan, Chen et Hsieh (1985) ainsi que Chan et Chen (1988) qui démontrent que la prime de risque de marché est généralement plus importante chez les firmes de petite taille, nous comparons la dimension des entreprises des deux groupes. Ainsi, nous sommes en mesure de constater que les firmes gazières (panel B) sont relativement plus petites

que les entreprises pétrolières (panel A) et ce, en termes de volumes de production, de flux monétaires, de réserves prouvées ainsi que de revenus (annexe 2). Il nous apparaît donc conséquent que, dans le cadre de ce mémoire, le β_m des compagnies principalement gazières soit relativement plus grand que celui des sociétés pétrolières.

IV.4 Étape 4 : régressions comparatives périodes 95-99 vs. 00-02

À cette étape, nous cherchons à voir si le changement structurel observable dans les prix du gaz naturel à partir de l'année 2000 a une incidence sur le bêta des firmes pour cette commodité. Pour ce faire, nous utilisons le modèle multivarié incluant 104 firmes²⁴ avec les cinq facteurs macroéconomiques car nos résultats précédents démontrent la pertinence d'inclure tous ces facteurs et ce, même si nous tentons d'étudier le comportement spécifique d'un seul bêta, celui pour le prix du gaz naturel. De plus, avec ce modèle, il nous sera possible de constater la présence d'un changement structurel parmi d'autres variables. Voici donc les résultats pour la période 1995-1999 (panel A), et la période 2000-2002 (panel B).

²³ Elle ne peut en effet être le résultat de la composition de l'indice de marché car nous retrouvons le même pourcentage de firmes faisant ou ayant fait partie de cet indice dans chacun des panels.

²⁴ En raison des panels que nous avons formés à cette étape, le logiciel économétrique *Stata* a rejeté automatiquement l'une des firmes car cette entreprise ne comptait qu'une observation trimestrielle. Il est à noter que ce rejet se produit à quelques reprises dans notre mémoire.

Tableau 11 :
Régression facteurs macros gaz 95-99 vs. gaz 00-02

Résultats de l'équation suivante

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ii} r_{ii,t} + \beta_{ic} r_{ic,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \varepsilon_t$$

où α est la constante, β_{ii} est le bêta des titres avec le taux d'intérêt ($r_{ii,t}$), β_{ic} est le bêta des titres avec le taux de change ($r_{ic,t}$), β_m est le bêta des titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta des titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta des titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ε_t sont les résidus. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de mars 1995 à septembre 2002. L'équation est utilisée à deux reprises en premier lieu pour la période 1995-1999 (panel A) et, en second lieu, pour la période 2000-2002 (panel B). Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Panel A : gaz naturel 95-99						
Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{ii}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	-0,850 (0,549)	0,230*** (0,059)	-0,704** (0,297)	-0,137*** (0,036)	0,216*** (0,034)	0,094*** (0,019)
Nombre d'observations	= 1597	Observations par groupe	min.= 3 moy.= 17,05 max.= 19	Wald chi ² = Prob>chi ² =	254,67 0,00	
Nombre de groupes	= 104					
Panel B : gaz naturel 00-02						
Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{ii}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	2,566*** (0,485)	0,271*** (0,044)	0,710*** (0,262)	-0,005 (0,020)	0,392*** (0,048)	0,09*** (0,014)
Nombre d'observations	= 561	Observations par groupe	min.= 2 moy.= 9,47 max.= 11	Wald chi ² = Prob>chi ² =	550,73 0,00	
Nombre de groupes	= 68					

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

Dans le panel A du tableau 11, tous les coefficients sont significatifs et conséquents avec les résultats de la première étape (voir tableau 6). Toutefois, dans le panel B (tableau 11), les coefficients sont passablement différents. À l'exception de celui pour le gaz naturel, tous les bêtas sont supérieurs au cours de cette seconde période par rapport à la première. En

fait, seul le bêta pour lequel nous anticipions un changement structurel (β_{gaz}) ne démontre pas de changement significatif. Cela est d'ailleurs confirmé avec la modélisation à l'aide des variables dichotomiques (tableau 12). Nous pouvons donc affirmer que l'environnement de prix du gaz naturel, qui change à partir de l'année 2000, ne semble pas avoir d'impact sur les coefficients mesurant ce risque.

Tableau 12 :
Régression pour tests 95-99 vs. 00-02

Résultats de l'équation suivante :

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{1ti} r_{ti,t} + \beta_{1tc} r_{tc,t} + \beta_{1m} r_{m,t} + \beta_{1oil} r_{oil,t} + \beta_{1gaz} r_{gaz,t} + D_1 \beta_{2ti} r_{ti,t} + D_2 \beta_{2tc} r_{tc,t} + D_3 \beta_{2m} r_{m,t} + D_4 \beta_{2oil} r_{oil,t} + D_5 \beta_{2gaz} r_{gaz,t} + \epsilon_t$$

où α est la constante, β_{1ti} est le bêta de tous les titres (producteurs et sociétés intégrées) avec le taux d'intérêt (r_{ti}), β_{1tc} est le bêta de tous les titres avec le taux de change (r_{tc}), β_{1m} est le bêta de tous les titres avec le rendement de marché (r_m), β_{1oil} est le bêta de tous les titres avec le prix du pétrole brut (r_{oil}), β_{1gaz} est le bêta de tous les titres avec le prix du gaz naturel (r_{gaz}) et ϵ_t sont les résidus. Les β_2 sont quant à eux des bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques mais uniques à la période 00-02. En fait, le coefficient de corrélation pour la période 95-99 pour chacun des déterminants macroéconomiques est représenté par le β_1 , tandis que celui pour la période 00-02 est égal à la somme du β_1 et du β_2 . Les variables dichotomiques (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5) sont égales à 1 lorsque l'observation est pour la période 00-02 et 0 lorsque l'observation est pour la période 95-99. Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Variable	Const.	β_{1m}	β_{1tc}	β_{1ti}	β_{1oil}	β_{1gaz}	β_{2m}	β_{2tc}	β_{2ti}	β_{2oil}	β_{2gaz}
Coefficient (Écart-type)	-0,187 (0,473)	0,257*** (0,059)	-0,744*** (0,299)	-0,124*** (0,036)	0,213*** (0,034)	0,086*** (0,020)	-0,137 (0,098)	1,062** (0,446)	0,096** (0,048)	0,189* (0,104)	0,005 (0,027)
Nombre d'observations	=	2166		Observ. min. =	3		Wald chi ² =	308,70			
Nombre de groupes	=	105		groupe moy. =	24,19		Prob>chi ² =	0,00			
				max. =	30						

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

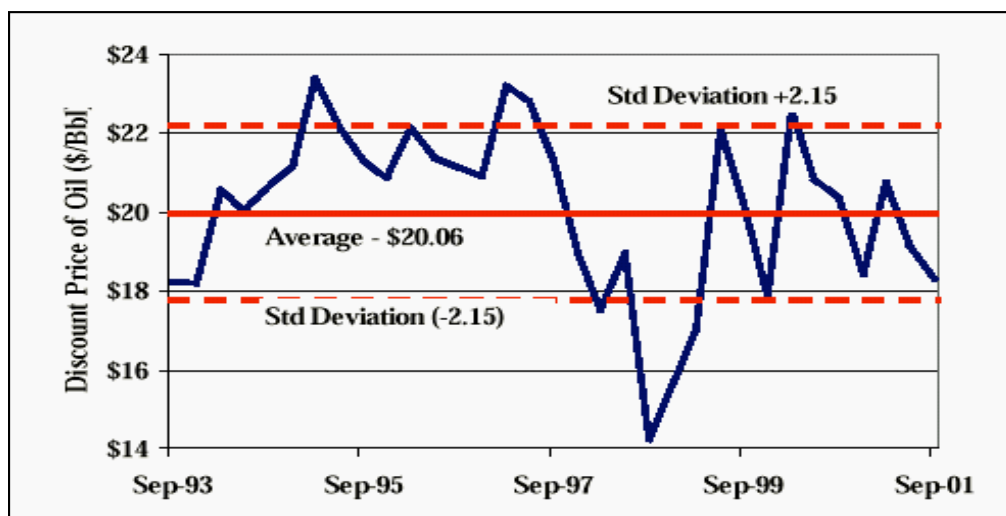
Un changement important est cependant remarquable pour les coefficients pour le taux de change et le prix du brut. Dans le premier cas, le β_{1tc} est négatif au cours des années 1995-1999 et devient positif dans les années

subséquentes (tableaux 11 et 12). Dans le second cas, la valeur β_{oil} double pratiquement. Le bris structurel anticipé pour le prix du brut à partir de 1999 semble ainsi se matérialiser davantage en 2000. Cette observation est d'ailleurs confirmée à l'étape suivante alors que les valeurs du β_{oil} ne changent pas significativement entre les périodes 1995-1998 et 1999-2002. L'impact sur le coefficient du prix du brut se fait ainsi ressentir un an après le changement dans l'environnement de prix du pétrole.

Pour interpréter ce résultat, nous croyons qu'il faut regarder du côté du comportement des investisseurs. Ces derniers ne semblent en effet qu'ajuster leurs prévisions de prix, dans leur évaluation des actions pétrolières et gazières, qu'après qu'une tendance de prix est eue suffisamment de temps pour se développer et se confirmer. Dans notre cas, comme le fait ressortir la figure suivante, ce serait à partir de 2000 que les investisseurs auraient établi un prix toujours supérieur à 18 \$US pour le baril de brut dans leur évaluation des titres énergétiques. Ce phénomène pourrait donc expliquer pourquoi le changement structurel dans les β_{oil} ne s'est pas produit dès 1999.

Figure 3 : actualisation des prix du pétrole en fonction du prix des actions

Source : Morgan Stanley.



Il est aussi important de noter que la valeur du coefficient augmente au cours des années. Cela nous indique que dans une période de volatilité accrue des prix du pétrole brut (1995-1999), le bêta pour ce risque est moins important que dans une période d'accalmie (2000-2002). Nous avons d'ailleurs noté le même phénomène lorsque nous comparons nos résultats à ceux de Sadorsky (2001) à l'étape 1.

Pour ce qui est du coefficient pour le taux de change, celui-ci révèle également un changement structurel notable entre les deux périodes. Au cours des années 1995-1999, le coefficient pour le taux de change affiche une valeur de -0,704 (panel A, tableau 11) alors que durant les trois années suivantes, le β_{tc} est égal à 0,710 (panel B, tableau 11). Une dépréciation (appréciation) de la devise canadienne par rapport au dollar américain s'accompagne d'une baisse (hausse) du prix des actions pétrolières et gazières dans la première période. Or, cette même chute (montée) du huard dans les trois années subséquentes conduit à une augmentation (diminution) du cours des actions énergétiques.

Une explication possible pour ce résultat est que l'effet dominant du taux de change s'inverse à travers le temps. L'impact bénéfique de la dépréciation de la devise canadienne sur les exportations de produits énergétiques devient marginalement plus important que l'incidence négative de la baisse du dollar canadien sur le coût des importations (d'équipements ou de financement). Autrement dit, nous faisons l'hypothèse que, suite à une dépréciation soutenue de la devise canadienne²⁵, les firmes pétrolières et gazières du pays ont diminué leurs importations de machineries et leur financement aux États-Unis tout en

²⁵ Comme lors des années 1995-1999.

essayant de se couvrir contre les baisses éventuelles du dollar canadien²⁶. Incidemment, dans un contexte de dépréciation de la devise canadienne, les entreprises s'adaptent de manière à profiter de cet environnement et non d'en subir les coûts. Elles prendraient des mesures pour connaître une augmentation de la valeur de leurs exportations tout en contrôlant la croissance du coût de leurs importations.

Une autre hypothèse pouvant expliquer le changement structurel que nous observons chez le \square_{tc} est le fait que la baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain aurait stimulé la consolidation dans le secteur énergétique canadien. Plus précisément, puisqu'au cours des années 2000-2002 la plupart des firmes du secteur pétrolier et gazier dégagent d'importants flux monétaires et cherchent à utiliser cet argent de manière à assurer leur niveau de production pour les années à venir, la dépréciation de la devise canadienne aurait amené les entreprises énergétiques américaines à considérer plusieurs producteurs canadiens comme des cibles potentiels. En fait, dans un cadre où, contrairement aux années 1995-1999, le prix des commodités était élevé, la baisse du dollar canadien a rendu les acquisitions peu dispendieuses pour les entreprises américaines. Pas moins de 15 firmes dans notre échantillon ont ainsi été acquises par des sociétés américaines au cours de la seconde période (2000-2002). De même, plusieurs entreprises énergétiques canadiennes ont acheté des concurrents au pays durant ces trois années.

En somme, nous croyons que toute cette dynamique a pu amené une augmentation des titres énergétiques canadiens. Considérant que les entreprises avaient les flux monétaires nécessaires, la hausse du taux de change \$CAN/\$US peut avoir stimulé les offres d'achat (aussi bien

²⁶ La dépréciation du dollar canadien s'est poursuivie en 2000-2002.

potentielles que concrètes) et le cours boursier des actions pétrolières et gazières canadiennes. En d'autres termes, une telle situation peut avoir conduit à une relation positive entre les titres énergétiques canadiens et le taux de change tel que mesuré dans ce mémoire.

IV.5 Étape 5 : régressions comparatives périodes 95-98 vs. 99-02

Par la suite, nous utilisons la même procédure pour tester notre hypothèse de changement structurel dans l'environnement des prix du pétrole brut. Nous séparons nos observations en deux panels comptant chacun 15 trimestres. Le premier couvre les années 1995-1998 et le second, la période 1999-2002. Comme à l'étape précédente, de manière à capter tous bris structurels potentiels et non uniquement celui par rapport aux prix du pétrole brut, nous incluons toutes les variables macros dans nos régressions. D'ailleurs, les résultats présentés au tableau suivant nous démontrent encore une fois la convenance d'utiliser les cinq déterminants. Quelques coefficients sont significatifs alors que certains autres affichent des changements notables entre les deux périodes.

Tableau 13 :
Régression facteurs macros pétrole 95-98 vs. pétrole 99-02

Résultats de l'équation suivante

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ii} r_{ii,t} + \beta_{ic} r_{ic,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \varepsilon_t$$

où α est la constante, β_{ii} est le bêta des titres avec le taux d'intérêt ($r_{ii,t}$), β_{ic} est le bêta des titres avec le taux de change ($r_{ic,t}$), β_m est le bêta des titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{oil} est le bêta des titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{gaz} est le bêta des titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ε_t sont les résidus. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de mars 1995 à septembre 2002. L'équation est utilisée à deux reprises en premier lieu pour la période 1995-1998 (panel A) et, en second lieu, pour la période 1999-2002 (panel B). Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Panel A : pétrole 95-98						
Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{ii}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	0,789 (0,584)	0,534*** (0,059)	-0,279 (0,297)	-0,055 (0,040)	0,373*** (0,049)	0,013 (0,019)
Nombre d'observations	= 1285	Observations min.= par groupe	= 2 moy.=	2 13,67	Wald chi ² = Prob>chi ² =	277,58 0,00
Nombre de groupes	= 103		max.=	15		
Panel B : pétrole 99-02						
Variable	Const.	β_m	β_{ic}	β_{ii}	β_{oil}	β_{gaz}
Coefficient (Écart-type)	-0,640 (0,690)	-0,064 (0,057)	0,022 (0,241)	-0,027 (0,019)	0,365*** (0,040)	0,127*** (0,017)
Nombre d'observations	= 879	Observations min.= par groupe	= 3 moy.=	3 12,56	Wald chi ² = Prob>chi ² =	160,90 0,00
Nombre de groupes	= 79		max.=	15		

Note : * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

De manière plus précise, le tableau 13 nous indique qu'au cours des années 1995-1998 (panel A), le rendement de marché et les prix du pétrole brut ont un impact positif significatif sur le rendement des actions pétrolières et gazières canadiennes. À l'opposée, le taux de change, la prime des taux d'intérêt et les prix du gaz naturel n'ont pas une influence

significative sur les titres de notre échantillon dans les trois premières années. Les signes des coefficients sont néanmoins conséquents avec ceux de l'étape 1, c'est-à-dire que le β_{tc} et le β_{ei} sont négatifs alors que le β_{gaz} est positif.

Dans les quatre années subséquentes (tableau 13, panel B), ce sont les prix du brut ainsi que du gaz naturel qui ont une incidence positive significative sur les titres. Les trois autres coefficients ne sont pas significatifs. Il est toutefois intéressant de souligner que le β_m et le β_{tc} affichent des signes contraires à ceux du panel A. La procédure économétrique à l'aide de variables dichotomiques valide d'ailleurs ces résultats (tableau 14). De même, cette méthodologie nous permet d'obtenir davantage de coefficients significatifs ainsi que de confirmer les signes des autres bêtas.

Tableau 14 :
Régression tests 95-98 vs. 99-02

Résultats de l'équation suivante

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{1ti} r_{ti,t} + \beta_{1tc} r_{tc,t} + \beta_{1m} r_{m,t} + \beta_{1oil} r_{oil,t} + \beta_{1gaz} r_{gaz,t} + D_1 \beta_{2ti} r_{ti,t} + D_2 \beta_{2tc} r_{tc,t} + D_3 \beta_{2m} r_{m,t} + D_4 \beta_{2oil} r_{oil,t} + D_5 \beta_{2gaz} r_{gaz,t} + \varepsilon_t$$

où α est la constante, β_{1ti} est le bêta de tous les titres (producteurs et sociétés intégrées) avec le taux d'intérêt ($r_{ti,t}$), β_{1tc} est le bêta de tous les titres avec le taux de change ($r_{tc,t}$), β_{1m} est le bêta de tous les titres avec le rendement de marché ($r_{m,t}$), β_{1oil} est le bêta de tous les titres avec le prix du pétrole brut ($r_{oil,t}$), β_{1gaz} est le bêta de tous les titres avec le prix du gaz naturel ($r_{gaz,t}$) et ε_t sont les résidus. Les β_2 sont quant à eux des bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques mais uniques à la période 99-02. En fait, le coefficient de corrélation pour la période 95-98 pour chacun des déterminants macroéconomiques est représenté par le β_1 , tandis que celui pour la période 99-02 est égal à la somme du β_1 et du β_2 . Les variables dichotomiques (D_1, D_2, D_3, D_4, D_5) sont égales à 1 lorsque l'observation est pour la période 99-02 et 0 lorsque l'observation est pour la période 95-98. Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Variable	Const.	β_{1m}	β_{1tc}	β_{1ti}	β_{1oil}	β_{1gaz}	β_{2m}	β_{2tc}	β_{2ti}	β_{2oil}	β_{2gaz}
Coefficient (Écart-type)	0,502 (0,485)	0,457*** (0,060)	-0,632** (0,299)	-0,084** (0,040)	0,292*** (0,050)	0,024 (0,020)	-0,463*** (0,088)	0,716* (0,396)	0,066 (0,044)	-0,013 (0,069)	0,100*** (0,027)
Nombre d'observations	= 2166			Observ. min.	3			Wald chi ² =	331,29		
Nombre de groupes	= 105			=	24,19			Prob>chi ² =	0,00		
				groupe moy.	30						
				=							
				max.							
				=							

Note: * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

Ainsi, en regard du tableau 14, nous remarquons que le coefficient pour les prix du pétrole brut n'affiche pas de changement structurel significatif. Le β_{2oil} qui représente la différence entre les coefficients pour le pétrole brut des deux périodes, est faible et non significatif (-0,013). En fait, comme nous le soulignons à l'étape précédente, le bris structurel anticipé pour ce coefficient se produit en 2000 et non en 1999.

Le dernier tableau fait néanmoins ressortir un élément que nous jugeons important dans le cadre de ce mémoire. Le $\beta_{2\text{gaz}}$ nous indique un changement structurel substantiel dans la relation temporelle entre les actions énergétiques canadiennes et les prix du gaz naturel. Au cours des années 1999-2002, le coefficient pour les prix du gaz naturel affiche une valeur largement supérieure à celui pour les années 1995-1998 (un rapport d'environ 6 pour 1). De plus, les prix du gaz naturel ont un impact significatif dans la seconde période alors que cela n'est pas le cas dans la première. En d'autres termes, le $\beta_{2\text{gaz}}$ est significatif alors que le $\beta_{1\text{gaz}}$ ne l'est pas. Le bris structurel pour les prix du gaz naturel, que nous cherchions à trouver à l'étape précédente et prévoyions être en 2000, semble donc se matérialiser à partir de l'année 1999.

Ce résultat nous apparaît notable dans la mesure où il est contraire à celui pour le coefficient des prix du pétrole brut. En effet, à l'étape précédente, nous soulignons qu'il s'écoule une année avant que le changement dans l'environnement des prix du pétrole brut ait une incidence remarquable sur le β_{oil} . Or, dans le cas du gaz naturel, les prix affichent une tendance haussière marquée en 2000 (figure 2) mais le bêta pour ce déterminant change au cours de l'année antérieure.

Selon nous, l'explication à ce résultat se trouve au niveau des dynamiques sous-jacentes aux marchés du gaz naturel et du pétrole brut. En effet, nous sommes d'avis que les déterminants affectant ces deux marchés ne sont pas tout à fait identiques et que conséquemment, il est rationnel que les actions pétrolières et gazières réagissent de manière distincte aux prix du brut et du gaz naturel. Plus précisément, ce sont les facteurs touchant à l'offre de ces deux produits qui sont différents.

Dans le cas du pétrole brut, le marché est international et contrôlé largement par un cartel – l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (*OPEP*). Les prix du brut sont influencés par le comportement des pays membres du cartel. La discipline et l'indiscipline de ces derniers par rapport au respect des volumes fixés de production agissent sur les prix et déterminent fortement la conjoncture du secteur. En fait, l'*OPEP* s'ajuste selon la demande internationale projetée et la production des pays qui ne sont pas membres de l'Organisation²⁷. Elle a donc une emprise importante sur les prix et ce sont les agissements des membres qui déterminent la fourchette des prix. Une bonne complicité de même que des projections de la demande plutôt justes permettent un raffermissement et un maintien de des cours du pétrole alors qu'une mauvaise lecture de la conjoncture et la tricherie provoquent des chutes. Cela fût d'ailleurs le cas par le passé²⁸.

En ce sens, nous pensons que l'historique de l'Organisation amène les investisseurs à faire preuve de prudence dans leurs projections des prix du brut. Comme nous le mentionnions précédemment, ces derniers semblent patienter qu'une tendance de prix se concrétise pour ajuster à la hausse leurs prévisions de prix et ce, même quand l'Organisation a déjà pris des mesures pour raffermir les cours du pétrole brut. Autrement dit, ce que nous tentons d'illustrer est le fait que ce n'est pas la fixation des quotas par l'*OPEP* qui aurait une incidence prépondérante sur le π_{oil} mais bien le respect de ces quotas par les membres et la valeur des quotas par rapport à la demande mondiale. C'est dans cette optique que nous obtenons un bris structurel en 2000 et non en 1999.

²⁷ L'*OPEP* justifie ses décisions de quotas imposés à ses membres dans ses communiqués de presse. Voir le site Internet de l'*OPEP*.

Dans le cas du gaz naturel, la situation n'est pas comparable. Le marché est davantage régional et l'offre n'est pas contrôlée par un cartel. En fait, nous considérons que le marché est régional dans la mesure où les échanges de gaz naturel sont limités par le réseau de gazoducs et donc, à des pays à proximité (comme les États-Unis et le Canada). Une flambée des prix du gaz naturel en Amérique du Nord peut ne pas être suivie par une hausse des prix en Europe. L'offre et la demande de chacune de ces régions conduisent à des environnements de prix qui peuvent être tout à fait divergents.

De plus, à l'encontre du marché du pétrole brut, il n'y a aucun contrôle de l'offre dans celui du gaz naturel. Tous les acteurs essaient de maximiser leurs profits sur une base individuelle et non de manière collective. En d'autres termes, l'offre dans une région est égale aux volumes totaux de production de chacune des firmes desservant cette région. Une diminution de l'offre est le résultat de problèmes de production, de remplacement des réserves ou de distribution, et non d'une action concertée des entreprises productrices. Il n'existe pas d'incertitudes liées à une potentiel intervention d'une quelconque organisation ou d'une tricherie susceptible.

Ainsi, en examinant les deux marchés, nous croyons que la prévision de la conjoncture est sensiblement plus certaine dans l'industrie gazière comparativement à l'industrie pétrolière. Dans le premier cas, la demande est concentrée et la projection de l'offre à venir est moins hypothétique alors que dans le second cas, la demande est internationale et l'offre est sous l'emprise d'un cartel. En fait, nous pensons qu'il soit conséquent que les investisseurs réagissent en fonction d'une hausse attendue des prix du

²⁸ Les années 1982-1985 et la chute de prix de 1986 sont le résultat du non respect des quotas, alors que la baisse de 1997-1998 faisait suite à de mauvaises projections de la demande de la part de l'Organisation.

gaz naturel alors qu'ils sont plus prudents en regard du marché pétrolier. Autrement dit, il nous semble rationnel que le β_{gaz} change significativement dans l'expectative d'une variation des prix du gaz naturel. Le bris structurel que nous observons entre les périodes 1995-1998 et 1999-2002 serait le reflet de cette logique²⁹. De même, aux étapes précédentes, la prime de risque toujours supérieure pour les prix du brut par rapport à celle pour les prix du gaz naturel pourrait être explicable par la dynamique et le niveau d'incertitude propres à chacun des marchés.

Enfin, à cette étape, un dernier résultat nous intéresse particulièrement. En regard du tableau 14, nous constatons que les deux bêtas pour le risque de marché sont significatifs et démontrent la présence d'un changement structurel important chez cette variable. Au cours des années 1995-1998, le β_m affiche une valeur positive alors que dans les quatre années suivantes, le β_m est pratiquement égal à zéro³⁰. En d'autres termes, la prime pour le risque de marché est positive dans la première période alors qu'elle est nulle dans la seconde période.

Ce changement structurel du β_m est conséquent avec la tendance divergente des titres pétroliers et gaziers par rapport au marché boursier dans son ensemble durant la seconde période. En fait, en regard de la figure 4, nous voyons que les titres pétroliers et gaziers, représentés par le sous-indice *S&P/TSX Energy*, connaissent une certaine tendance haussière au cours des années 1999-2002. Évoluant dans un environnement où les prix des commodités sont plus que favorables, le sous-indice énergétique affiche plusieurs rendements trimestriels supérieurs à 5% et seulement

²⁹ De même, la prime de risque pour les prix du brut qui, aux étapes précédentes, s'affiche toujours supérieure par rapport à celle pour les prix du gaz naturel pourrait être explicable par la dynamique et le niveau d'incertitude propres à chacun des marchés.

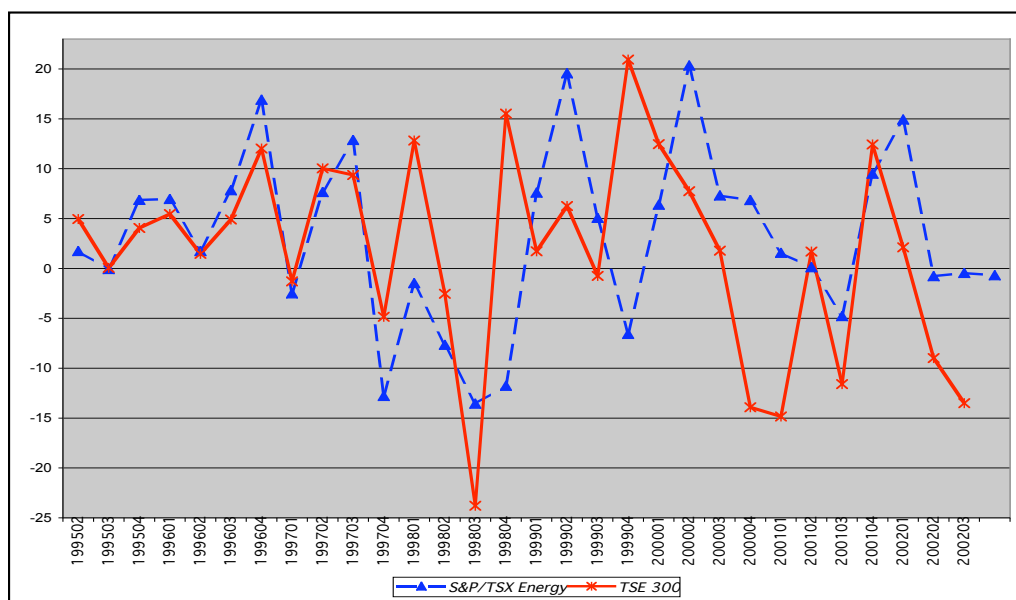
³⁰ $\beta_{1m} (0,457) + \beta_{2m} (-0,463) = -0,006$. Référence tableau 14.

deux rendements trimestriels inférieurs à -1% durant ces quatre années. À l’opposée, l’indice de marché canadien (*TSE 300*) est plutôt volatile démontrant des trimestres de fortes baisses de même que de considérables hausses.

Or, cette situation de disparité ne s’est pas produite au cours de la période antérieure. Visiblement, les deux indices évoluent de manière davantage conjointe en 1995-1998 (figure 4). Il nous apparaît donc rationnel que le β_m soit affecté par ce phénomène et que nous obtenions un changement structurel pour ce coefficient à cette étape.

Figure 4 – rendements trimestriels du S&P/TSX Energy et du TSE 300 (en %)

Source : Bloomberg



Selon nous, le précédent résultat peut être également interprété en lien avec les travaux de Fama et French (1989) et Ferson et Harvey (1991). Effectivement, ces auteurs démontrent que la prime de risque de marché tend à augmenter dans des périodes de contraction économique. En ce

sens, suite à une analyse comparative de la conjoncture économique des deux périodes, nous apercevons que les années 1995-1998 ont été marquées de deux ralentissements économiques alors que les trois années suivantes ont enregistré une seule baisse de l'activité économique³¹. Ainsi, il nous apparaît conséquent que la valeur du β_m soit marginalement plus importante au cours de la première période.

IV.6 Étape 6 : régression sur les facteurs macroéconomiques et microéconomiques pour l'échantillon complet

Après avoir approfondi l'évaluation des actions pétrolières et gazières en lien avec des facteurs macroéconomiques, nous présentons ici les résultats de notre modélisation suite à l'ajout de déterminants micros. Trois de ceux-ci se révèlent d'ailleurs significatifs pour expliquer le rendement des actions énergétiques. L'évolution des flux monétaires d'opération, des réserves prouvées ainsi que des volumes de production a un impact significatif sur les titres.

³¹ L'économie canadienne n'a pas connu de récession mais la croissance du PIB réel a ralenti en 1995, 1998 et 2001. Source : Statistiques Canada.

Tableau 15 :
Régression facteurs macros et micros

$$r_{i,t} = \alpha + \beta_{ti} r_{ti,t} + \beta_{tc} r_{tc,t} + \beta_m r_{m,t} + \beta_{oil} r_{oil,t} + \beta_{gaz} r_{gaz,t} + \beta_{for} r_{for,i,t} + \beta_{fm} r_{fm,i,t} + D_1 \beta_{res} r_{res,i,t} + \beta_{prod} r_{prod,i,t} + \beta_{dette} r_{dette,i,t} + \epsilon_t$$

où α est la constante, β_{for} est le bêta des titres avec l'évolution du forage ($r_{for,i,t-1}$), β_{im} est le bêta des titres avec les flux monétaires ($r_{fm,i,t-1}$), β_{res} est le bêta des titres avec l'évolution des réserves prouvées ($r_{res,i,t-1}$), β_{prod} est le bêta des titres avec les volumes de production ($r_{prod,i,t-1}$), β_{dette} est le bêta des titres avec le niveau de dette ($r_{dette,i,t-1}$) et ϵ_t sont les résidus. Les β_{ti} , β_{tc} , β_m , β_{oil} et β_{gaz} sont quant à eux les bêtas pour chacun des cinq facteurs macroéconomiques définis précédemment. D_1 est une variable dichotomique prenant la valeur 0 lors des trois premiers trimestres de l'année et 1 lors du quatrième. Les observations sont trimestrielles et l'horizon temporel couvre la période de janvier 1995 à septembre 2002. Les données sont placées en panel et l'approche économétrique utilisée est le GLS.

Variable	Const.	β_m	β_c	β_{ti}	β_{oil}	β_{gaz}	β_{for}	β_{fm}	β_{res}	β_{prod}	β_{dette}
Coefficient (Écart-type)	-1,060** (0,475)	0,107** (0,053)	-0,013 (0,265)	-0,028* (0,015)	0,334*** (0,030)	0,085*** (0,015)	0,019 (0,019)	0,010** (0,005)	0,060** (0,031)	-0,027*** (0,006)	0,000 (0,000)
Nombre d'observations	=	935		Observ. min.=	2	13,92	Wald chi ² =	263,11		Prob>chi ² =	0,00
Nombre de groupes	=	90		groupe moy.=	28	max.=					

Note : * Variable significative à 10%; ** Variable significative à 5%; *** Variable significative à 1%.

En fait, seuls les β_{tc} , β_{for} et β_{dette} ne sont pas significatifs dans ce dernier modèle. Pour ce qui est du premier coefficient, le signe du bêta est néanmoins est conséquent avec les résultats trouvés aux étapes précédentes, c'est-à-dire que la dépréciation du dollar canadien a un impact défavorable sur les firmes pétrolières et gazières. Pour ce qui est du second, l'évolution du taux de succès du forage aurait une incidence positive sur les titres pétroliers et gaziers. Effectivement, le β_{for} affiche une valeur supérieure à zéro. Cela signifie qu'une augmentation du taux de réussite au niveau des puits forés conduirait à une hausse du titre de la firme affichant de tels résultats. Toutefois, comme le coefficient est non significatif, nous ne pouvons non plus rejeter notre hypothèse selon

laquelle un taux de réussite plus élevé peut conduire à une baisse des actions. Comme nous le mentionnions précédemment, une firme affichant un taux de succès de forage plus élevé peut aussi envoyer comme signal qu'elle ne prend pas beaucoup de risque et explore seulement ses terrains à haut potentiel aux dépens de ceux moins prometteurs.

Le β_{dette} est quant à lui pratiquement nul. Toute la théorie argumentant qu'une augmentation du niveau de dette peut être à la fois bénéfique ou défavorable à une entreprise est donc en quelque sorte validée par ce résultat. Aucun des deux effets ne semblent être dominant dans notre échantillon et cela expliquerait la faible valeur du coefficient.

En ce qui a trait au coefficient pour les flux monétaires, celui-ci est positif. Ce résultat est conséquent avec le fait que les flux monétaires d'opération sont perçus comme une source de financement notable et peu dispendieuse. En fait, les ressources financières en hausse assurent une certaine flexibilité financière et diminuent le risque financier de l'entreprise. Également, les flux monétaires en croissance permettent d'entreprendre plus de projets de développement ou d'acquérir des firmes concurrentes. Nous considérons donc que ce sont tous ces effets positifs qui se reflètent dans le β_{fm} que nous obtenons.

En ce qui concerne les derniers bêtas pour les facteurs microéconomiques, l'un des deux résultats ne constitue pas une surprise. Dans le cas de l'évolution des réserves prouvées, nous anticipions obtenir un coefficient positif. En effet, en regard du risque opérationnel qui diminue lorsque la firme réussit à accroître ses réserves, des possibilités de hausse de la production et de la valeur des actifs qui augmente, il nous semblait cohérent que le β_{res} soit supérieur à zéro.

Cependant, à l'égard du coefficient pour les volumes de production, le résultat est plutôt surprenant. Le β_{prod} est négatif et cela de manière significative. De plus, cette observation est robuste à une analyse univariée pour contrôler pour la possibilité de multicollinéarité et à l'utilisation des volumes courants au lieu de ceux du précédent trimestre (annexe 3). Notre interprétation consistant à percevoir une hausse de la production comme un signe positif pour l'entreprise alors que celle-ci devrait enregistrer plus de revenus et de bénéfices est donc contredite par ce résultat.

Néanmoins, nous croyons être en mesure de fournir quelques explications au fait que des volumes de production supérieurs semblent être perçus comme un signal négatif. Dans un premier temps, en regard des théories microéconomiques, il est possible que les rendements associés à la production de pétrole et de gaz naturel soient concaves. Cela signifie que les entreprises énergétiques afficheraient des rendements à l'échelle décroissants. Il serait alors normal que les entreprises qui produisent le plus montrent des rendements plus faibles.

Dans un second temps, toujours sur une base microéconomique, il est permis de croire que les coûts fixes de production chez les firmes pétrolières et gazières peuvent être tels que les entreprises doivent toujours produire à des niveaux élevés et ce, même si cela ne maximise pas les profits à court terme. Les coûts rattachés à un arrêt ou à une diminution de la production sont normalement exorbitants. Par exemple, l'arrêt partiel de production de *Suncor* au second trimestre de 2003 a coûté environ 100 millions de dollars à l'entreprise³². Les pétrolières continuent donc de produire, même si le coût moyen est supérieur au bénéfice moyen.

³² Source : rapport financier de *Suncor*, 2^e trimestre 2003.

Enfin, nous pensons que, si les réserves prouvées ne suivent pas le rythme de croissance de la production pour une longue période, la firme risque de se retrouver dans une situation d'impasse où elle devra ultimement ralentir son exploitation ou tout simplement abandonner. Également, force est de constater que, pour plusieurs firmes énergétiques et autres, la croissance se fait quelquefois aux dépens du contrôle des coûts. Cette dernière peut être difficile à gérer et conséquemment, les marges opérationnelles risquent d'être en baisse et la hausse des profits moindre que celle des revenus. En ce sens, l'évolution positive de la production ne serait pas bénéfique pour le titre boursier.

V. CONCLUSION

Dans le cadre de cette recherche, nous avons comme objectif de répondre à trois grandes questions : comprendre l'incidence de cinq facteurs macroéconomiques; quantifier le lien existant entre cinq déterminants spécifiques à la firme couramment utilisés en analyse fondamentale et l'évolution des titres; et analyser l'impact qu'ont sur nos modèles d'évaluation d'actifs deux décisions opérationnelles stratégiques des firmes et un élément hors de leur contrôle. Ainsi, en regard de ces dernières, nous pouvons affirmer que nous avons nettement approfondi la problématique entourant l'évaluation des actions pétrolières et gazières canadiennes.

De manière plus précise, nous avons démontré que cinq variables macroéconomiques et trois microéconomiques ont une incidence significative sur les titres énergétiques canadiens. En fait, tout comme Sadorsky (2001), nous avons trouvé que la dépréciation du dollar canadien face à la devise américaine de même que l'augmentation de la prime des taux d'intérêt nuisent aux actions pétrolières et gazières canadiennes. De plus, toujours dans le sillage du précédent auteur, nous avons constaté que le rendement du marché boursier canadien ainsi que l'évolution des prix du pétrole brut ont un impact positif sur les titres à l'étude.

Toutefois, à l'encontre de la littérature existante et de Sadorsky (2001), nous avons également établi que les hausses des prix du gaz naturel, des réserves prouvées et des flux monétaires de la firme ont une influence positive sur les actions énergétiques canadiennes. À l'opposé, la croissance des volumes de production affecte négativement ces mêmes actions.

Nous devons aussi souligner que l'un de nos principaux résultats est le fait que les titres des sociétés pétrolières intégrées se comportent différemment de ceux des producteurs pétroliers et gaziers. Effectivement, les actions des premières affichent des hausses et des baisses d'amplitude plus grande suite à des mouvements du marché boursier alors que les titres des seconds fluctuent plus largement suite aux changements des prix du pétrole brut et du gaz naturel.

Dans le même ordre d'idées, nous avons observé que le rendement de marché affecte davantage les compagnies produisant principalement du gaz naturel. De plus, les titres pétroliers et gaziers canadiens, qu'ils soient axés sur la production du pétrole brut ou du gaz naturel, réagissent de manière plus importante à une fluctuation des prix du brut comparativement à une variation des prix du gaz naturel.

Nos dernières contributions ont pour leur part permis d'établir que le lien existant entre les actions pétrolières et gazières canadiennes et deux déterminants, soient les prix du gaz naturel et le rendement du marché boursier, change entre les périodes 1995-1998 et 1999-2002. De même, par comparaison aux années 2000-2002, le taux de change \$CAN/\$US et les prix du brut n'ont pas la même incidence sur les titres énergétiques canadiens au cours des quatre années antérieures.

Ainsi, bien que nos résultats soient, dans l'ensemble, significatifs, nous devons néanmoins souligner qu'il existe certaines limites à notre étude. Nous sommes en effet d'avis que, en regard de notre méthodologie, le lecteur doit prendre conscience que notre horizon temporel est limité et que la quantité d'entreprises dans notre échantillon pourrait être plus grande. Incidemment, le nombre d'observations sur lequel nous tirons des

conclusions est parfois faible. Le lecteur doit particulièrement noter la présence de ce cadre limitatif lorsque nous discutons des changements structurels ainsi que des différences entre les sociétés pétrolières intégrées et les producteurs. De plus, nous devons souligner que nous ne sommes pas en mesure de quantifier l'impact que peut avoir l'utilisation de la couverture sur les différentes primes de risque que nous obtenons. En fait, considérant l'importance grandissante de la gestion des risques au cours des dernières années, nous n'excluons pas la possibilité que nos résultats soient quelque peu biaisés par ce facteur. Également, l'utilisation d'une donnée telles que les réserves prouvées peut constituer une limite à notre recherche. Seules les firmes pouvant accroître ou maintenir leur quantité de réserves au-dessus d'un certain seuil décident normalement d'opérer. Ainsi, dans la mesure où les entreprises ne pouvant s'assurer d'un niveau suffisant de réserves prouvées disparaissent de notre échantillon, la notion de biais de survie peut avoir influencer nos résultats.

Ces quelques limites ne nous conduisent cependant pas à rejeter les implications stratégiques que nous pouvons retirer de notre recherche. Nous croyons que le lecteur devrait définitivement conclure en l'importance d'une bonne lecture de l'environnement macroéconomique pour établir ses projections sur le comportement des titres pétroliers et gaziers canadiens. Celui-ci devrait aussi inclure certains facteurs micros dans son analyse. De la même manière, il semble impératif qu'il prenne en considération le fait que la corrélation entre les titres énergétiques canadiens et différents déterminants risquent de changer à travers le temps.

En regard de la littérature scientifique, notre mémoire indique qu'il peut être pertinent d'étudier l'évaluation des actifs sur une base sectorielle.

D'ailleurs, notre recherche montre qu'il existe des différences dans l'évaluation des actifs au sein d'une même industrie. En fait, nous sommes d'avis qu'une des implications de notre étude est que la littérature devrait demeurer prudente dans ses efforts d'homogénéisation du comportement des titres boursiers.

De plus, nous pensons que la gestion des risques ne peut être ignorée dans ce domaine de recherche. Autrement dit, l'inclusion de cette dernière est nécessaire et il serait pertinent que la littérature utilise une approche scientifique permettant d'analyser son incidence dans l'évaluation des actifs. En ce sens, la transparence grandissante des entreprises en ce qui concerne l'utilisation des outils de gestion des risques pourrait conduire à de nouvelles avenues de recherche. Par exemple, il serait intéressant de quantifier l'impact de la couverture sur les différentes primes de risque.

Enfin, nos résultats nous poussent à croire qu'il existe d'autres sphères d'application à notre mémoire. Une telle étude pourrait être employée pour les titres américains ou pour d'autres pays. Considérant que le marché du gaz naturel est plutôt régional et que le comportement des facteurs macroéconomiques varie sur une base nationale, l'évaluation des actions pétrolières et gazières pourrait diverger selon le pays. De même, la prise en compte de différents types de pétrole brut ainsi que des prix de l'essence pourrait révéler une toute autre dynamique de l'industrie énergétique. Les entreprises offrant les services pétroliers sont aussi un prolongement intéressant à considérer. En somme, nous pensons qu'il existe diverses possibilités de généralisation, que ce soit sur une base sectorielle ou nationale.

VI. ANNEXE 1 □ LISTE DES ENTREPRISES À L'ÉTUDE

No.	Entreprises	Types	No.	Entreprises	Types
1	Alberta Energy	Producteurs	54	Nexen	Producteurs
2	Amber Energy	Producteurs	55	Niko Resources	Producteurs
3	Anderson Exploration	Producteurs	56	Norcen Energy Resources	Producteurs
4	Atcor Resources	Producteurs	57	Northrock Resources	Producteurs
5	Avid Oil & Gas	Producteurs	58	Northstar Energy	Producteurs
6	Barrington Petroleum	Producteurs	59	Numac Energy	Producteurs
7	Baytex Energy	Producteurs	60	Olympia Energy	Producteurs
8	Beau Canada Exploration	Producteurs	61	Pacalta Resources	Producteurs
9	Bellator Exploration	Producteurs	62	Paramount Resources	Producteurs
10	Berkley Petroleum	Producteurs	63	Penn West Petroleum	Producteurs
11	Blue Range Resource	Producteurs	64	Petro Canada	Intégrées
12	Bonavista Petroleum	Producteurs	65	Petrobank Energy Resources	Producteurs
13	Cabre Exploration	Producteurs	66	Petromet Resources	Producteurs
14	Canadian 88 Energy	Producteurs	67	Petrorep Resources	Producteurs
15	Canadian Hunter Exploration	Producteurs	68	Peyto Exploration	Producteurs
16	Canadian Natural Resources	Producteurs	69	Pinnacle Resources	Producteurs
17	Cimarron Petroleum	Producteurs	70	Player Petroleum	Producteurs
18	Compton Petroleum	Producteurs	71	Poco Petroleum	Producteurs
19	Courage Energy	Producteurs	72	Probe Exploration	Producteurs
20	Crestar Energy	Producteurs	73	Purcell Energy	Producteurs
21	CS Resources	Producteurs	74	Ranger Oil	Producteurs
22	Cypress Energy	Producteurs	75	Real Resources	Producteurs
23	Danoil Energy	Producteurs	76	Remington Energy	Producteurs
24	Dorset Exploration	Producteurs	77	Renaissance Energy	Producteurs
25	Edge Energy	Producteurs	78	Renata Resources	Producteurs
26	Elan Energy	Producteurs	79	Resolute Energy	Producteurs
27	Elk Point Resources	Producteurs	80	Richland Petroleum	Producteurs
28	Encal Energy	Producteurs	81	Rigel Energy	Producteurs
29	Encana	Producteurs	82	Rio Alto Exploration	Producteurs
30	Founders Energy	Producteurs	83	Sceptre Resources	Producteurs
31	Gardiner Oil & Gas	Producteurs	84	Search Energy	Producteurs
32	Genesis Exploration	Producteurs	85	Serenpet	Producteurs
33	Grad & Walker Energy	Producteurs	86	Shell Canada	Intégrées
34	Gulf Canada Resources	Producteurs	87	Southward Energy	Producteurs
35	HCO Energy	Producteurs	88	Stamped Exploration	Producteurs
36	Hurricane Hydrocarbons	Intégrées	89	Storm Energy	Producteurs
37	Husky Energy	Intégrées	90	Summit Resources	Producteurs
38	Imperial Oil Ltd	Intégrées	91	Suncor	Intégrées
39	Intensity Resources	Producteurs	92	Talisman Energy	Producteurs
40	International Colin Energy	Producteurs	93	Tarragon Oil & Gas	Producteurs
41	Inverness Petroleum	Producteurs	94	Tethys Energy	Producteurs
42	Ionic Petroleum	Producteurs	95	Thunder Energy	Producteurs
43	Jordan Petroleum	Producteurs	96	TransAtlantic Petroleum	Producteurs
44	Ketch Energy	Producteurs	97	Transwest Energy	Producteurs
45	Key West Energy	Producteurs	98	Tri Link Resources	Producteurs
46	Magin Energy	Producteurs	99	Triumph Energy	Producteurs
47	Mark Resources	Producteurs	100	Ulster Petroleum	Producteurs
48	Maxx Petroleum	Producteurs	101	Upton Resources	Producteurs
49	Meota Resources	Producteurs	102	Velvet Exploration	Producteurs

50	Merit Energy	Producteurs	103	Vermilion Resources	Producteurs
51	Morgan Hydrocarbons	Producteurs	104	Wascana Energy	Producteurs
52	Navigo Energy	Producteurs	105	Zargon Oil & Gas	Producteurs
53	Newport Petroleum	Producteurs	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

VII. ANNEXE 2 – TAILLE DES PÉTROLIERS ET DES GAZIERS

Observations	Entreprises dites «pétrolières»	Entreprises dites «gazières»
Volume trimestriel de production (bép) :		
- moyenne	14 315 338	3 407 654
- médiane	1 783 075	1 100 237
Réserves prouvées (bép) :		
- moyenne	239 263 238	47 664 288
- médiane	22 046 300	18 373 550
Revenus totaux (C\$) :		
- moyenne	630 512 707	75 971 850
- médiane	31 173 583	20 980 000
Flux monétaires (\$C) :		
- moyenne	172 622 592	51 936 430
- médiane	16 659 000	12 748 844

VIII. ANNEXE 3 □ RÉSULTATS ANALYSE UNIVARIÉE POUR LES VOLUMES DE PRODUCTION

Variable	Const.	\square_{prod}		
Coefficient (Écart-type)	2,354*** (0,395)	-0,015*** (0,005)		
Nombre d'observations	= 1737	Observations min.= par groupe	2 moy.= 20,79	Wald χ^2 = 11,40 Prob> χ^2 = 0,00
Nombre de groupes	= 104		max.= 29	

IX. BIBLIOGRAPHIE

- **Abeysekera, S., Mahajan, A.**, «A Test of the APT in Pricing Canadian Stocks.», *Canadian Journal of Administrative Sciences*, Volume 4, Numéro 2, Juin 1987, Pages 186-198.
- **Aleisa, E., Dibooglu, S., Hammoudeh, S.**, «Relationships among U.S. Oil Prices and Oil Industry Equity Indices.», *International Review of Economics & Finance*, Article in Press, 2003, Pages 1-29.
- **Bandhari, L.**, «Debt-Equity Ratio and Expected Common Stock Returns: Empirical Evidence.», *The Journal of Finance*, Volume 43, 1988, Pages 507-529.
- **Chan, K.C., Chen, N.**, «An Unconditional Asset-Pricing Test and the Role of Firm Size as an Instrumental Variable for Risk.», *The Journal of Finance*, Volume 43, Numéro 2, Juin 1988, Pages 309-325.
- **Chan, K.C., Chen, N., Hsieh, D.A.**, «An Exploratory Investigation of the Firm Size Effect.», *Journal of Financial Economics*, Volume 14, Numéro 3, Septembre 1985, Pages 451-471.
- **Chen, N., Roll, R., Ross, S.A.**, «Economic Forces and the Stock Market.», *Journal of Business*, Volume 59, Numéro 3, 1986, Pages 383-403.
- **Chua, J.H., Sick, G., Woodward, R.S.**, «Diversifying with Gold Stocks.», *Financial Analysts Journal*, Juillet-Août 1990, Pages 76-79.
- **Faff, R., Brailsford, T.**, «Oil Price Risk and the Australian Stock Market. », *Journal of Energy, Finance and Development*, Volume 4, Numéro 1, 1999, Pages 69-87.
- **Faff, R., Chan, H.**, «A Multifactor Model of Gold Industry Stock Returns: evidence from Australian Equity Market.», *Applied Financial Economics*, Volume 8, 1998, Pages 21-28.
- **Fama, E., French, K.**, «Business Conditions and Expected Stock Returns.», *Manuscript. Chicago University.*, 1989.
- **Fama, E., French, K.**, «The Cross-section of Expected Returns.», *The Journal of Finance*, Volume 47, 1992, Pages 427-465.

- **Ferson, W.E., Harvey, C.R.**, «The Variation of Economic Risk Premiums.» *Journal of Political Economy*, Volume 99, Numéro 2, 1991, Pages 385-415.
- **Froot, K., Scharstein, D., Stein, J.**, «Risk Management: Coordinating Corporate Investment and Financing Policies.» *The Journal of Finance*, Volume 48, 1993, Pages 1629-1658.
- **Fusaro, P.C.**, *Energy Risk Management: Hedging Strategies and Instruments for the International Energy Markets*, McGraw Hill, New York, 1998.
- **Géczy, C., Minton, B., Schrand, C.**, «Why Firms Use Currency Derivatives.» *The Journal of Finance*, Volume 52, Pages 1332-1354.
- **Greene, W.H.**, *Econometric Analysis*, Macmillan Publishing Company, New York, 1990.
- **Hamilton, J.D.**, «Oil and the Macroeconomy since World War II.» *The Journal of Political Economy*, Volume 91, Numéro 2, Avril 1983, Pages 228-248.
- **Haushalter, G. D.**, «Financing Policy, Basis Risk, and Corporate Hedging: Evidence from Oil and Gas Producers.» *The Journal of Finance*, Volume 55, Numéro 1, Février 2000, Pages 107-152.
- **Henriques, I., Sadorsky, P.**, «Multifactor risk and the stock returns of Canadian paper and forest products companies.» *Forest Policy and Economics*, Volume 3, Novembre 2001, Pages 199-208.
- **Howard, T.P., Ingram, R.W., Lee, T.A.**, «The Difference Between Earnings and Operating Cash Flow as an Indicator of Financial Reporting Fraud.» *Contemporary Accounting Research*, Volume 16, Numéro 4, 1999, Pages 749-786.
- **Hughes, P.**, «A Test of Arbitrage Pricing Theory using Canadian Security Returns.» *Canadian Journal of Administrative Sciences*, Volume 1, Numéro 2, Décembre 1984, Pages 195-214.
- **Jensen, M.C.**, «Agency Costs of Free Cash Flow, Corporate Finance and Takeovers.» *American Economic Review*, Volume 76, 1986, Pages 323-339.

- **Johansen, S.**, « Statistical Analysis of Cointegration Vectors. », *Journal of Economics Dynamic & Control*, Volume 12, Pages 231-254.
- **Jones, C.M., Kaul, G.**, « Oil and the Stock Markets. », *The Journal of Finance*, Volume 51, Numéro 2, Juin 1996, Pages 463-491.
- **Jorion, P., Schwartz, E.**, « Integration vs. Segmentation in the Canadian Stock Market. », *The Journal of Finance*, Volume 41, Numéro 3, Juillet 1986, Pages 603-614.
- **Kairikkainen, P.**, Chapter 5: Oil and Gas, *Handbook of Canadian security analysis*, John Wiley & Sons Canada, 1997, Pages 141-180.
- **Kavussanos, M.G., Marcoulis, S.N.**, « The Stock Market Perception of Industry Risk and Microeconomic Factors: the Case of the US Water Transportation Industry Versus Other Transport Industries. », *Transportation Research Part E: Logistics and Transportation Review*, Volume 33, Numéro 2, Juin 1997, Pages 147-158.
- **Khoo, A.**, « Estimation of Foreign Exchange Exposure: an Application to Mining Companies in Australia. », *Journal of International Money and Finance*, Volume 13, 1994, Pages 342-363.
- **Koutoulas, G., Kryzanowski, L.**, « Integration or Segmentation of the Canadian Stock Market: Evidence Based on the APT. », *The Canadian Journal of Economics*, Volume 27, Numéro 2, Mai 1994, Pages 329-351.
- **Kryzanowski, L., To, M. C.**, « General Factor Models and the Structure of Security Returns. », *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Volume 18, Numéro 1, Mars 1983, Pages 31-52.
- **Lafrance, R., Van Norden, S.**, « Les Déterminants Fondamentaux du Taux de Change et le Dollar Canadien. », *Revue de la Banque du Canada*, Printemps 1995, Pages 17-33.
- **Loudon, G.**, « The Foreign Exchange operating exposure of Australian Stocks. », *Accounting and Finance*, Volume 32, 1993, Pages 19-32.
- **McDonald, J.G., Solnick, B.H.**, « Valuation and Strategy for Gold Stocks. », *The Journal of Portfolio Management*, Volume 4, 1977, Pages 29-33.
- **Merton, R.C.**, « An Intertemporal Capital Asset Pricing Model. », *Econometrica*, Volume 41, Septembre 1973, Pages 867-887.

- **Mian, S.L.**, «Evidence on Corporate Hedging Policy.», *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, Volume 31, Pages 419-439.
- **Mittoo, U. R.**, «Additional Evidence on Integration in the Canadian Stock Market.», *The Journal of Finance*, Volume 47, Numéro 5, Décembre 1992, Pages 2035-2054.
- **Morin, R.A.**, «Capital Asset Pricing Theory: the Canadian Experience.», *Thèse non publiée de doctorat*, Philadelphie Wharton University, Pages 36-43. 1976.
- **Morin, R.A.**, «Market Line Theory and the Canadian Equity Market.», *Journal of Business Administration*, Automne 1980, Pages 57-76.
- **Myers, S.C.**, «Determinants of Corporate Borrowing.», *Journal of Financial Economics*, Volume 5, 1977, Pages 147-175.
- **Pring, M.J.**, *Technical Analysis Explained*, 3^e édition, McGraw Hill, 1991.
- **Rajan, R., Servaes, H.**, «Analysts Following of Initial Public Offering.», *The Journal of Finance*, Volume 52, Numéro 2, Juin 1997, Pages 507-529.
- **Rosner, R.L.**, «Earnings Manipulation in Falling Firms.», *Contemporary Accounting Research*, Volume 20, Numéro 2, 2003, Pages 361-383.
- **Sadorsky, P.**, «Oil Price Shocks and Stock Market Activity.», *Energy Economics*, Volume 21, 1999, Pages 449-469.
- **Sadorsky, P.**, «Risk Factors in Stock Returns of Canadian Oil and Gas Companies.», *Energy Economics*, Volume 23, 2001, Pages 17-28.
- **Sadorsky, P.**, «The Empirical Relationship between Energy Futures Prices and Exchange Rates. », *Energy Economics*, Volume 22, 2000, Pages 253-266.
- **Sharpe, W. F.**, «Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk.», *The Journal of Finance*, Volume 19, Septembre 1964, Pages 425-442.
- **Stulz, R.**, «Managerial Discretion and Optimal Financing Policies.», *Journal of Financial Economics*, Volume 26, 1990, Pages 3-27.

- **Wooldridge, J.**, *Econometric Analysis of Cross Section and Panel Data*, 1^{ère} édition, MIT Press, 2002, 752 Pages.