UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL

IMPACTS DE L'EXPLOITATION PÉTROLIÈRE SUR L'ÉCONOMIE ET LES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE : LE MODÈLE NORVÉGIEN APPLIQUÉ AU QUÉBEC

MÉMOIRE

PRÉSENTÉ

COMME EXIGENCE PARTIELLE

DE LA MAÎTRISE EN ÉCONOMIQUE

PAR

RENAUD GIGNAC

AVRIL 2014

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier mon directeur de recherche, Charles Séguin, pour ses sages observations et ses encouragements constants ; le directeur des programmes de cycles supérieurs en économique Pierre-Carl Michaud pour sa flexibilité et sa compréhension ; le chargé de cours Jean-Baptiste Plouhinec, l'assistante de gestion du programme d'études avancées en économique Martine Boisselle, la bibliothécaire Christine Médaille et l'analyste de l'informatique du département des mathématiques Gisèle Legault pour leur aide ; l'ensemble du personnel de soutien de l'UQAM pour leur travail essentiel bien que peu reconnu ; le gouvernement du Québec pour son appui financier ; ma famille et mes amis pour leur précieux soutien ; mes collègues François Servant-Millette et Martin St-Denis pour leurs conseils ; mon complice Claude Gignac pour son écoute ; et surtout ma conjointe Marion Lavoie-Cardinal pour sa grande patience et sa présence à mes côtés.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES FIGURES vii
LISTE DES TABLEAUX ix
LISTE DES SYMBOLES xi
LISTE DES ABBRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES xiii
RÉSUMÉ xv
INTRODUCTION 1
CHAPITRE I
REVUE DE LITTÉRATURE 3
1.1 La dynamique des systèmes 3
1.1.1 Définition et origine 3
1.1.2 Le rapport *The Limits to Growth* et le modèle WORLD3 3
1.1.3 La critique de Lucas 4
1.1.4 Stocks, flux et connecteurs 6
1.2 Modèles d'interactions économie-énergie-environnement 7
CHAPITRE II
PRÉSENTATION DU MODÈLE 11
2.1 Structure générale du modèle 11
2.2 Module d'exploitation pétrolière 13
2.2.1 Description sommaire 13
2.2.2 Précisions 14
2.2.2.1 Exploitation pétrolière 14
2.2.2.2 PIB pétrolier 17
2.3 Module d'emplois et de salaires 19
2.3.1 Description sommaire 19
2.3.2 Précisions 20
2.3.2.1 Emplois pétroliers 20
2.3.2.2 Salaires pétroliers 21
2.4 Module d'émissions de GES 23
2.4.1 Description sommaire 23
2.4.2 Précisions 25

2.4.3 Impact de la politique climatique sur la production 28
2.5 Module de revenus de l'État 31
2.5.1 Description sommaire 31
2.5.2 Précisions 33
2.6 Limites du modèle 41
CHAPITRE III
VALIDATION 43
3.1 Adéquation du modèle aux données historiques 44
3.2 Tests de conditions extrêmes 45
3.2.1 Production pétrolière 45
3.2.2 Taxe carbone pétrolière 50
3.2.3 Taxe carbone générale 51
3.2.4 Prix du baril 54
3.3 Tests de sensibilité 55
3.3.1 Taxe carbone pétrolière 56
3.3.2 Taxe carbone générale 57
3.4 Discussion 58
CHAPITRE IV
RÉSULTATS 61
4.1 Module d'exploitation pétrolière 62
4.1.1 Exploitation pétrolière 62
4.1.2 PIB pétrolier 63
4.2 Module d'emplois et de salaires 65
4.2.1 Emplois 65
4.2.2 Salaires 66
4.3 Module d'émissions de GES 67
4.3.1 Émissions totales 67
4.4 Module de revenus de l'État 67
4.4.1 Taxation corporative 67
4.4.2 Impôt des particuliers 69
4.5 Discussion 71
CHAPITRE V
SCÉNARIOS ALTERNATIFS DE POLITIQUE PUBLIQUE 73
5.1 Scénario 1 : Système de plafonnement et échange seulement 73

5.2 Scénario 2 : Taxe carbone seulement 79
5.3 Scénario 3 : Aucune politique climatique 80
5.4 Discussion 81
CONCLUSION 83
ANNEXE I : RÉSULTATS DES ANALYSES DE RÉGRESSION ET CORRÉLOGRAMMES 85
ANNEXE II : RÉSULTATS DÉTAILLÉS DE L'ADÉQUATION DU MODÈLE AUX DONNÉES HISTORIQUES 91
BIBLIOGRAPHIE 93

LISTE DES FIGURES

Figure		Page
1.1	Structure de base d'un modèle de dynamique des systèmes	7
2.1	Structure générale du modèle	11
2.2	Module d'exploitation pétrolière	13
2.3	Exploitation pétrolière norvégienne, modèle et données, 1971-2013 (barils)	16
2.4	PIB pétrolier réel norvégien, modèle et données, 1971-2013 (NOK)	18
2.5	Module d'emplois et de salaires	19
2.6	Emplois pétroliers, modèle et données, Norvège, 1971-2013	21
2.7	Salaires pétroliers, modèle et données, Norvège, 1971-2013	22
2.8	Module d'émissions de GES	23
2.9	Émissions de GES des activités pétrolières, modèle et données, Norvège, 1971-2013	28
2.10	Module des revenus de l'État	32
2.11	Revenus de l'État provenant des activités pétrolières, modèle et données, Norvège, 1971-2013	40
2.12	Thèse d'Adelman quant aux découvertes et à la production de pétrole	41
3.1	PIB pétrolier, emplois pétroliers, émissions de GES (directes et indirectes) et revenus de l'État avec production pétrolière à 1 baril par période, modèle et données, Norvège, 1971-2013	47
3.2	Redevances et impôt direct des particuliers provenant des activités pétrolières, modèle, Norvège, 1971-2013	48
3.3	Emplois directs et PIB pétrolier direct cumulatif, modèle, Norvège, 1971-2013	49
3.4	Exploitation pétrolière et intensité carbone de l'exploitation pétrolière avec taxe carbone pétrolière x 1 et x 10, Norvège, 1971-2013	50
3.5	PIB pétrolier indirect et PIB non pétrolier avec taxe carbone générale x 1, x 10 et x 500, Norvège, 1971-2013	51
3.6	Intensité carbone des activités pétrolières indirectes et de la consommation des ménages avec taxe carbone générale x 1 et x 10, Norvège, 1971-2013	53
3.7	Exploitation pétrolière et PIB pétrolier avec prix du baril x 0,1, x 1 et x 10, Norvège, 1971-2013	54

3.8 Émissions de GES et taxe carbone pétrolière à 50%, 75%, 100%, 125% et 150%, Norvège, 1971-2013 56

3.9 Émissions de GES et taxe carbone générale à 50%, 75%, 100%, 125% et 150%, Norvège, 1971-2013 57

4.1 Représentation des trois niveaux de modélisation ou « *layers* » dans STELLA . . 61

4.2 Exploitation pétrolière, Anticosti, Old Harry et Gaspésie, 2020-2040 (barils) . . . 63

4.3 Taux de taxation spéciale, déduction sur investissement et revenus de taxation spéciale par baril 69

4.4 Revenus directs d'impôt des particuliers et salaires directs, Anticosti, 2020-2040 ($CAN) 70

5.1 Émissions directes cumulatives, Anticosti, 2020-2040 (t éqCO2) 74

5.2 Émissions indirectes cumulatives, Anticosti, 2020-2040 (t éqCO2) 76

5.3 Émissions incidentes cumulatives, Anticosti, 2020-2040 (t éqCO2) 77

LISTE DES TABLEAUX

Tableau Page

2.1 Variables exogènes 12

2.2 Équations du module d'exploitation pétrolière 15

2.3 Équations du module d'emplois et de salaires 20

2.4 Équations du modèle d'émissions de GES 25

2.5 Effet de la taxe carbone pétrolière sur les émissions nationales 29

2.6 Les différentes sources de revenus publics provenant des activités pétrolières . . . 32

2.7 Équations du module des revenus de l'État 33

2.8 Calcul de la base taxable pour la taxation corporative 36

4.1 Exploitation pétrolière cumulative, Norvège et Québec (barils) 62

4.2 PIB pétrolier total cumulatif, Norvège et Québec ($CAN) 63

4.3 PIB pétrolier direct cumulatif, Norvège et Québec ($CAN) 64

4.4 PIB pétrolier indirect cumulatif, Norvège et Québec ($CAN) 64

4.5 Emplois totaux cumulatifs, Norvège et Québec 65

4.6 Salaires totaux cumulatifs, Norvège et Québec ($CAN) 66

4.7 Salaires indirects cumulatifs, Norvège et Québec ($CAN) 66

4.8 Total des émissions de GES, Norvège et Québec (T éqCO2) 67

4.9 Taxation corporative, Norvège et Québec ($CAN) 68

4.10 Taxation corporative directe spéciale, Norvège et Québec ($CAN) 68

4.11 Impôt des particuliers, Norvège et Québec ($CAN) 69

4.12 Résumé des résultats, Québec 71

5.1 Scénario 1 : Système de plafonnement et échange seulement 74

5.2 Scénario 2 : Taxe carbone seulement 79

5.3 Scénario 3 : Aucune politique climatique 80

LISTE DES SYMBOLES

Γ	variable dichotomique
C	consommation des ménages
δ	facteur d'ajustement
D	dépenses moyennes d'exploitation par baril
ξ	ratio de la consommation des ménages sur le PIB
E	emplois
ζ	part du revenu net de Statoil versée en dividendes
η	part de la propriété publique de Statoil
θ	effet du prix du baril sur l'exploitation pétrolière
G	revenus de l'État
I	investissement
κ	taux d'utilisation du Fonds de retraite gouvernemental Global
μ	valeur centrale de la période d'exploitation pétrolière
M	émissions de gaz à effet de serre (GES)
P_p	prix du baril de pétrole
ρ	effet de la politique climatique
R_p	exploitation pétrolière
σ	écart-type
S_p	réserves pétrolières
τ	taux d'imposition / de la taxe carbone
t	temps
U	déduction fiscale sur investissement ou uplift
ϕ	prix d'un permis d'émission
ψ	taux de versement au Fonds de retraite gouvernemental global

ω	intensité carbone de la production
W	salaires
Y_p	PIB pétrolier

LISTE DES ABBRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

DICE	Dynamic Integrated Climate-Economy
ÉGC	équilibre général calculable
éqCO2	équivalent dioxyde de carbone
EUETS	système communautaire européen d'échange de quotas d'émissions
GES	gaz à effet de serre
GIEC	Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat
MCO	moindres carrés ordinaires
NACE	Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne
NOK	couronnes norvégiennes
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
PIB	produit intérieur brut
PRG	potentiel de réchauffement global
RICE	Regional Integrated Climate-Economy

RÉSUMÉ

La société québécoise est aujourd'hui appelée à définir la place que doit prendre l'exploitation pétrolière dans le paysage économique du Québec. En parallèle, le modèle norvégien, avec son secteur pétrolier *offshore* et son interventionnisme étatique, est parfois cité en exemple d'une approche responsable à l'exploitation des hydrocarbures. En tenant pour acquis que les bassins pétroliers de l'île d'Anticosti, d'Old Harry et de la Gaspésie renferment des réserves exploitables en quantité suffisante, des questions se posent quant aux retombées et aux impacts d'un éventuel secteur pétrolier. Ce mémoire propose un modèle fondé sur l'approche par dynamique des systèmes afin d'évaluer le nombre d'emplois susceptibles d'être créés et les émissions de gaz à effet de serre (GES) qui pourraient résulter de l'exploitation pétrolière, si le Québec adoptait le modèle norvégien. Le modèle indique qu'un éventuel secteur pétrolier serait susceptible de générer des retombées significatives en termes d'emplois directs et indirects, mais alourdirait également le bilan d'émissions de GES du Québec. Au plan de la modélisation, certaines limites de l'extrapolation de la situation norvégienne au contexte québécois sont mises au jour. Enfin, déterminer si l'exploitation pétrolière peut ou non aller de pair avec la lutte aux changements climatiques demeure une question normative qui nécessite de porter un jugement sur la priorité accordée à la lutte aux changements climatiques face à l'objectif de développement économique.

MOTS-CLÉS : exploitation pétrolière, retombées économiques, gaz à effet de serre, Norvège, Québec

INTRODUCTION

L'apparition de nouvelles techniques d'exploitation pétrolière a récemment renouvelé l'intérêt de l'industrie et de l'État québécois pour des bassins pétroliers jusqu'ici laissés intouchés. Par ailleurs, alors que les émissions globales de gaz à effet de serre (GES) continuent d'augmenter à un rythme d'environ 3 % par année et menacent de déclencher des changements climatiques irréversibles, les décideurs publics du Québec sont aujourd'hui appelés à se positionner sur la place que doit prendre l'exploitation pétrolière dans le paysage économique québécois.

Certains analystes ont présenté le cas de la Norvège, avec son fort secteur pétrolier *offshore*, comme un modèle de gestion responsable des ressources naturelles non renouvelables (voir notamment : Mousseau, 2010, 101, Campbell, 2013). Pays développé, de grandeur moyenne et de climat nordique, la Norvège se prête bien aux comparaisons avec le Québec. De plus, le haut de degré de transparence maintenu par l'État norvégien quant à ses activités pétrolières, notamment avec les données rendues disponibles sur Statistics Norway et son rôle de leader au sein de l'Initiative pour la transparence des industries extractives, fait de la Norvège un sujet d'étude commode.

L'objectif du présent mémoire est d'examiner empiriquement les impacts prévisibles sur l'économie et sur les émissions de GES, si le Québec décidait d'adopter le modèle norvégien d'exploitation pétrolière. Pour y parvenir, un modèle d'interactions économie-environnement est proposé. La méthodologie retenue est celle de la dynamique des systèmes, complétée d'analyses de régression lorsqu'à propos.

Calibré d'après les données norvégiennes à partir du début de l'exploitation pétrolière, en 1971, et ce jusqu'en 2013, le modèle sera ensuite appliqué au Québec avec les adaptations nécessaires pour tenir compte de la spécificité des principaux bassins pétroliers québécois. En effet, alors que l'entièreté de l'exploitation pétrolière norvégienne s'effectue en haute mer, le Québec compte actuellement trois bassins pétroliers présentant des perspectives raisonnables de rentabilité et qui diffèrent de nature. Le premier, situé dans la région de la Gaspésie, renfermerait 300 M de barils de pétrole conventionnel. Le deuxième bassin, Old Harry, se situe au large, dans le Golfe du Saint-Laurent, à cheval sur la frontière entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. La quantité

de pétrole s'y trouvant est estimée à 7 G de barils. Enfin, le troisième bassin, de loin le plus vaste, se trouve dans la formation géologique de l'île d'Anticosti. Environ 40 G de barils de pétrole de schiste s'y trouveraient (Nadeau and Duhamel, 2013). À noter qu'une fraction seulement de ce pétrole est récupérable [1]. Comme le pétrole de schiste est par définition emprisonné dans la formation rocheuse, l'exploiter nécessiterait l'emploi de techniques de fracturation hydraulique.

Le potentiel de retombées économiques offert par la présence de bassins pétroliers exploitables est régulièrement présenté comme une occasion d'améliorer la situation financière de l'État québécois, voire même de réaliser des investissements pour une transition écologique de l'économie québécoise. L'objectif de redorer les finances publiques du Québec doit toutefois être soupesé avec celui, non moins important, de lutter contre le changements climatiques. La Norvège, qui s'est engagée à réduire ses émissions de GES de 30 % sous le niveau de 1990 d'ici 2020, ne parvient pas à atteindre ses objectifs précisément en raison de la vigueur de son secteur pétrolier et gazier (Statistics Norway, 2013a). Advenant une exploitation pétrolière, il serait légitime de se questionner sur le réalisme des volontés du Québec de réduire ses émissions de 25 % sous le niveau des émissions de 1990, d'ici 2020.

Le présent mémoire procède de la manière suivante. En premier lieu est présentée une revue de la littérature pertinente sur les modèles d'interactions énergie-économie-environnement. Ensuite, les principaux paramètres du modèle utilisé sont décrits en détail, ainsi que les données utilisées. Des éléments de validation du modèle, ou de justification de sa pertinence, sont présentés. Enfin, le modèle est appliqué au Québec selon différents scénarios de politique publique.

1. Un coefficient de récupération de 1,2 % est utilisé dans le présent mémoire. Pour plus de détails sur ce coefficient, voir la section 4.1.1.

CHAPITRE I

REVUE DE LITTÉRATURE

Avant de dresser l'état des lieux des modèles d'interactions économie-énergie-environnement existants, il convient de présenter les caractéristiques fondamentales de la méthodologie retenue, c'est-à-dire la dynamique des systèmes.

1.1 La dynamique des systèmes

1.1.1 Définition et origine

La dynamique des systèmes est une approche de modélisation qui utilise des ensembles d'équations différentielles ainsi qu'une interface visuelle représentant explicitement les boucles de rétroaction de systèmes complexes (Sterman, 2000, vii). Utilisée en économie de l'environnement, en gestion des procédés de production et en politique énergétique, la modélisation par dynamique des systèmes permet d'analyser, sur de longues périodes, différents scénarios de politique publique et d'observer temporellement l'évolution des variables à l'étude (Bassi, 2008, 29).

La dynamique des systèmes est une technique de modélisation d'abord développée dans les années 1960 par une équipe de chercheurs dirigée par Jay Forrester du Massachusetts Institute of Technology (MIT). L'ouvrage fondateur de la discipline est le livre *Principles of Systems* (Forrester, 1968), dans lequel Forrester synthétise ses idées sur la gestion de changements organisationnels dans les entreprises, présentant de nombreux exercices et applications pratiques.

1.1.2 Le rapport *The Limits to Growth* et le modèle WORLD3

Après que Forrester eût pour la première fois étendu sa méthodologie aux questions sociales dans son ouvrage *Urban Dynamics* (1969), c'est la publication du rapport *The Limits to Growth*

(Meadows, 1972), fondé sur le modèle de dynamique des systèmes WORLD3, qui propulsa véritablement la discipline vers une plus grande notoriété. Essentiellement, le modèle WORLD3 examine les interrelations entre cinq « tendances » du développement global : l'industrialisation rapide, la croissance soutenue de la population, la malnutrition persistante, l'extraction de ressources non-renouvelables et la détérioration de l'environnement (Meadows, 1972). Le rapport émettait certaines conclusions frappantes, dont celle selon laquelle la trajectoire de développement « *business as usual* » allait confronter le monde avec les « limites globales à la croissance de la production » dans les 100 années à venir.

Des critiques ont rapidement été formulées face au modèle WORLD3 de la part du milieu académique, la plus souvent citée étant celle de Nordhaus et Tobin (1972). On reprochait à *The Limits to Growth* et au modèle WORLD3, entre autres choses, de ne pas tenir compte des changements structurels engendrés par l'effet de le rareté des ressources et de la force des mécanismes de prix (Perman et al., 2003, 47).

D'autres auteurs, comme Cole (1975) ont aussi critiqué le niveau d'agrégation mondiale du modèle WORLD3. Ainsi, l'absence de distinction entre pays ou entre grandes régions du monde impliquerait des présupposés irréalistes qui rendraient difficile l'utilisation du modèle à des fins de prévision (McCutcheon, 1979, 99). Le débat se poursuivit dans les années 1970 alors que certains auteurs firent remarquer que les mécanismes de marché représentés dans les modèles économiques conventionnels sont souvent dysfonctionnels ou même inexistants dans la réalité, ce qui complique les ajustements structurels par l'effet des prix (Perman et al., 2003, 47).

1.1.3 La critique de Lucas

La principale distinction méthodologique entre le modèle de dynamique des systèmes présenté ici et les modèles économiques traditionnels a trait à la présence ou non dans la structure du modèle d'une règle selon laquelle les agents économiques prennent leur décision de manière optimale. Dans son article de 1976, Robert Lucas avance l'idée que les modèles économiques devraient inclure une telle règle de décision de façon explicite, puisqu'à chaque fois que survient un changement structurel dans les paramètres économiques (comme un changement de politique), les agents adaptent leur comportement de manière optimale (Lucas, 1976). Ainsi, selon Lucas, si le modèle ne permet pas que les agents puissent adapter leurs comportement en fonction des nouvelles politiques mises en oeuvre, alors l'estimation des paramètres du modèle souffrira de biais.

La critique du Lucas est certainement pertinente dans le cadre de la modélisation par dynamique des systèmes. Il serait d'ailleurs intéressant de comparer la performance et les résultats générés par un modele intégrant une règle de décision optimale des agents, versus les conclusions que l'on tirera du modèle présenté dans le présent mémoire. Plus précisément, il se pourrait que certaines variables telles l'exploitation pétrolière, dont le niveau à une période donnée est influencé par la force d'une taxe carbone, réagissent différemment.

Toutefois, dans un contexte où l'inclusion d'une règle de décision des agents est susceptible de complexifier la structure du modèle, et donc d'en compliquer l'interprétation, l'analyse et la communication à un public large, il n'est pas certain que cela soit nécessairement le meilleur choix.

Il faut aussi dire que la critique de Lucas est particulièrement intéressante dans un contexte où les politiques publiques mises en oeuvre ont un caractère temporaire, comme par exemple la politique monétaire, par laquelle on tente de stabiliser les cycles réels (Kydland and Prescott, 1977). Dans ce cas, il est raisonnable de penser que les agents auront intérêt à ajuster leurs décisions de consommation et d'investissement afin d'optimiser leurs bénéfices en tenant compte qu'au prochain cycle, la politique économique changera de nouveau, selon une trajectoire prévisible.

À l'opposé, rien ne permet de penser que les politiques de taxation carbone ont un caractère temporaire ; au contraire, l'on serait porté à croire que le niveau des taxes carbone continuera de grimper tout au long du 21e siècle. Ainsi, il est moins clair que les agents soient en mesure d'adapter leur comportement afin de tirer profit de dynamiques cycliques.

Il faut par ailleurs dire que dans le cas de l'effet de la taxe carbone sur la production pétrolière, le modèle présenté plus loin inclut une forme de règle de décision des agents (en l'occurence les firmes pétrolières), puisque certains coefficients d'impact sont tirés de sondages réalisés auprès des firmes elles-mêmes à propos de l'adaptation de leur production face à l'introduction d'une taxe carbone (ECON, 1994).

Enfin, le type de modélisation favorisée par Lucas (1976) prend pour acquis un certain nombre de prémisses telles la rationalité des agents, de même qu'une information parfaite à propos des politiques mises en oeuvre. Or, ces prémisses sont fortement contredites par les observations (Sterman, 1988), ce qui peut en limiter la pertinence. Lorsqu'est incluse une règle de décision, celle-ci devrait toujours avoir été validée préalablement par des tests empiriques (Sterman, 1988, 173).

Enfin, dans une perspective de tenter une prévision quantitative des caractéristiques clé d'un éventuel secteur pétrolier québécois, d'autres méthodes que la modélisation par dynamique des systèmes auraient pu être utilisées. Par exemple, le problème aurait pu être construit sous la forme d'un modèle d'autorégression vectorielle (VAR), lequel permet d'évaluer dans quelle mesure chaque variable dépend de par ses propres valeurs passées et des valeurs passées des autres variables composant le modèle.

Il ne paraît pas déraisonnable de conclure qu'autant les modèles de dynamique des sytèmes que les modèles économiques conventionnels ont leurs limitations respectives, et que différents types de modèles permettent d'atteindre des buts différents : ce peut être la synthèse d'informations, la communication, la résolution de problèmes, la prévision (Reynolds, 1979, 42, 43). Dans le cas présent, l'objectif personnel de l'auteur est de s'initier à la méthodologie de la dynamique des systèmes (et aux outils informatiques associés) tout en développant une compréhension de base du modèle norvégien d'exploitation pétrolière. L'utilisation de ces outils dans le cadre d'un exercice de modélisation est certainement le meilleur moyen d'en saisir les bénéfices et les limites.

Par ailleurs, plusieurs types de modèles utilisant la dynamique des systèmes, plus circonscrits dans leurs applications, se sont développés dans d'autres domaines d'activité scientifique, et sont regroupés dans la revue System Dynamics Review, fondée en 1985. Comment fonctionnent exactement ces modèles ?

1.1.4 Stocks, flux et connecteurs

Les interfaces de modèles en dynamique des systèmes fonctionnent à l'aide de trois unités fondamentales : les stocks, les flux et les connecteurs. D'une part, les *stocks* sont des variables d'état qui accumulent les flux entrants et qui rejettent des flux sortants, à la manière d'une baignoire qui reçoit l'eau du robinet et qui l'évacue ensuite par le drain.

Les *flux* sont quant à eux représentés par un cercle surmonté d'une valve. Ils constituent les additions ou les soustractions faites aux stocks à chaque unité temporelle.

Enfin, les *connecteurs* sont des paramètres qui affectent les flux et qui sont sources de valeurs dans le modèle de manière indépendante, c'est-à-dire sans qu'ils aient besoin de recevoir de flux d'autres variables. Ils sont représentés par de simples cercles.

À chaque intervalle de temps dt, les stocks x sont calculés à partir de leur valeur précédente par

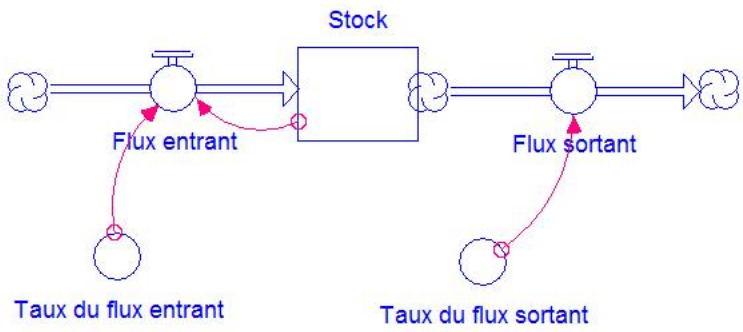


Figure 1.1 Structure de base d'un modèle de dynamique des systèmes

rapport à leur rythme de changement net :

$$x(t) = x(t - dt) + dt * x'(t - dt)$$

où x' est la notation utilisée pour exprimer la dérivée de x par rapport au temps.

1.2 Modèles d'interactions économie-énergie-environnement

Plusieurs modèles se concentrent sur le secteur de l'énergie en examinant les impacts sur les émissions de GES. Les modèles les plus discutés sont certainement les modèles RICE [1] et DICE [2] développés à l'Université Yale par l'équipe dirigée par William D. Nordhaus (Nordhaus and Boyer, 2003). Se situant dans les catégorie des modèles d'équilibre général calculables (ÉGC), RICE et DICE proposent un ensemble d'équations arrimées à une fonction d'utilité optimisable de façon intertemporelle. Les modèles cherchent à comparer les coûts et les bénéfices de réductions des émissions de GES, considérés comme des « investissements climatiques », face à l'utilité présente et future.

Le scénario central du modèle DICE (qui se pose à l'échelle globale par rapport à l'échelle régionale de RICE) a fait l'objet de critiques récentes. Stern (2013) fait remarquer que d'après les présuppositions du modèle concernant les taux d'escompte, l'exogénéité du changement technologique et la faiblesse anticipée des impacts climatiques sur les systèmes humains, le modèle

1. RICE = *Regional Integrated Climate-Economy.*

2. DICE = *Dynamic Integrated Climate-Economy.*

DICE suggère qu'une hausse de 19°C de la température mondiale entraînerait une baisse du PIB de l'ordre de seulement 50% d'ici 2100. Or, il semble plutôt qu'une telle température « serait susceptible d'entraîner l'extinction complète de l'espèce humaine » (Stern, 2013, 847).

Le modèle NEMS (*National Energy Modeling System*), utilisé par la Energy Information Administration (É-U), et le modèle WEM (*World Energy Model*) de l'Agence internationale de l'énergie, font l'objet d'un degré de détail inégalé en modélisation énergétique. Cependant, comme ces modèles se concentrent spécifiquement sur le secteur de l'énergie, de nombreuses variables-clé telles la croissance économique, l'emploi et la technologie sont exogènes. Ainsi, les effets de rétroaction face à la société, à l'environnement et au reste de l'économie sont absents (Bassi, 2008).

Dans son dernier rapport d'évaluation, le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) présente quatre principaux scénarios d'émissions globales, lesquels se fondent sur des prévisions démographiques, technologiques et sociétales. Il est difficile de qualifier précisément la nature des modèles utilisés en peu de mots, car les simulations sont en fait générées par un agrégat de plus de 50 modèles climatiques globaux atmosphère-océans (MCGAO) et de modèles de système terrestre (MST) (GIEC, 2013, 12-9). Ce multimodèle, issu de l'initiative *Coupled Model Intercomparison Project* (CMIP) et coordonné par le *World Climate Research Programme* (WCRP), « permet de dégager une représentation consensuelle du système climatique, et offre, d'après l'étendue des résultats de modélisation, une mesure du degré de confiance associé à ce consensus » (Taylor et al., 2012, 496).

Les modèles d'énergie s'inscrivant dans le courant de la dynamique des sytèmes tentent de remédier à certaines limites des modèles d'ÉGC, par exemple en endogénéisant le changement technologique et les tendances démographiques. Par ailleurs, un avantage des modèles de dynamique des systèmes est la possibilité d'observer graphiquement l'évolution des différentes variables dans le temps, permettant ainsi de développer intuitivement des explications aux tendances enregistrées. Dans les modèles d'ÉGC la variation d'une composante du modèle se propage instantanément à tout le système (Fiddaman, 2007, 31).

Il faut aussi dire que les modèles d'interactions économie-énergie-environnement de la famille de la dynamique des systèmes présentent certaines limites, notamment l'absence d'optimisation. En effet, il est rare de trouver des fonctions d'utilité dans les modèles de dynamique des systèmes à partir desquelles les modèle peuvent être optimisés. Les solutions des modèles sont donc multiples, présentées sous forme de scénarios, avec des tests de validation adaptés à cette réalité

(sur ce dernier point, voir le chapitre 3).

Les modèles énergétiques de dynamique des systèmes FOSSIL2 et IDEAS, qui découlent tous deux du modèle énergétique FOSSIL1 de Roger Naill (1977) du Dartmouth Resource Policy Group, ont été commandés par le Département américain de l'énergie afin de permettre l'analyse temporelle des Plans énergétiques nationaux. La version améliorée de FOSSIL2, nommée IDEAS, permet l'analyse du marché énergétique américain face à des variations dans le prix du baril, par exemple, ou encore à l'introduction de politiques publiques comme une taxe carbone (Alternative Energy Systems, 1993).

Afin de combler certaines lacunes des modèles FOSSIL2 et IDEAS, John Sterman a développé au MIT le Energy Transition Model (1982), qui ne considère plus le secteur énergétique isolément mais inclut des boucles rétroaction entre le secteur énergétique et le reste de l'économie. La nouvelle structure de son modèle implique des impacts économiques significatifs causés par la transition vers des énergies renouvelables : réduction de la croissance économique, hausse du chômage, poussée inflationniste et réduction de la consommation par habitant (Radzicki and Taylor, 1997).

Poursuivant dans la tradition du *Energy Transition Model*, le modèle FREE, développé par Tom Fiddaman au MIT (1997) est un modèle à changement technologique endogène qui explore les impacts de « contraintes de sources » (« *source constraints* » ; épuisement du pétrole et du gaz naturel) et de « contraintes d'évacuation » [3] (« *sink constraints* » ; limites d'émissions de GES) sur les interactions énergie-économie. C'est, d'après Radzicki et Taylor, « le premier modèle énergie-économie *de tout type* à examiner explicitement l'impact d'une contrainte de source sur les intéractions énergie-économie » (1997, traduction libre).

D'autres modèles de dynamique des systèmes ont par ailleurs émergé dans les années suivantes, avec l'ambition d'intégrer dans une même structure les interactions complexes entre les sphères non seulement économique et environnementale, mais aussi la sphère sociale. C'est le cas du vaste modèle GUMBO, développé par une équipe de huit chercheurs dont Roelef Boumans, Robert Costanza, Joshua Farley et Matthew A. Wilson de l'Université du Vermont (2002). Mais GUMBO est aussi un modèle complexe d'interactions entre sphères environnementales ou *biômes* ; à partir de plus de 900 variables, les chercheurs modélisent les principales interactions entre l'atmosphère, la lithosphère, l'hydrosphère, la biosphère et l'anthroposphère. Des boucles

3. Dans le cas précis des émissions de GES, on parlera plus fréquemment de « contraintes de puits ».

de rétroaction lient la production économique, l'évolution technologique et les services rendus par les écosystèmes. L'intérêt de GUMBO pour l'étude des relations entre la production de pétrole et les émissions de GES se trouve plus particulièrement à l'intérieur du module d'anthroposphère.

D'autres modèles de dynamique des systèmes, comme LowGrow (Victor, 2008) et le modèle en développement *Great Transition Model* (New Economics Foundation, inconnue), sont des modèles macroéconomiques qui intègrent un secteur énergétique, mais dont l'intérêt premier se situe davantage dans la perspective macroéconomique globale qu'ils proposent que dans la subtilité des mécanismes spécifiques au secteur énergétique.

Par contre, le modèle T21, développé vers le début des années 1990 par le Millenium Institute (Bassi, 2008), de par son orientation spécifique vers le secteur énergétique, est considéré comme la référence en dynamique des systèmes pour la planification intégrée des politiques énergétiques nationales. Le modèle T21 a fait l'objet de 12 applications nationales depuis 1992 (États-Unis, Italie, Chine, etc.) et a été utilisé récemment par le Programme des Nations Unies pour l'environnement (PNUE) pour simuler les scénarios présentés dans le rapport *Towards a Green Economy* (2011). La plupart des aspects environnementaux et sociaux du développement y sont endogénéisés, ce qui en fait un modèle circulaire, à partir duquel l'évolution des variations du système induites par des changements dans les politiques publiques peut être observée temporellement. L'une des faiblesses de T21 est toutefois l'absence de secteur financier, qui rend difficile l'évaluation des conséquences théoriques d'une hausse de l'investissement, par exemple (Victor and Jackson, 2012, 13).

CHAPITRE II

PRÉSENTATION DU MODÈLE

Ce chapitre présente les principales caractéristiques du modèle d'interactions économie-environnement proposé. Les trois variables-clé sélectionnées sont les emplois, les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les revenus de l'État.

Le modèle est appliqué au Québec avec certaines adaptations pour tenir compte de la spécificité des principaux bassins pétroliers québécois. Ainsi, le modèle permettra de saisir les principaux impacts économiques et environnementaux susceptibles d'être engendrés par le développement d'un secteur pétrolier au Québec, sur une période raisonnable d'exploitation. Ces résultats sont présentés au chapitre 4.

2.1 Structure générale du modèle

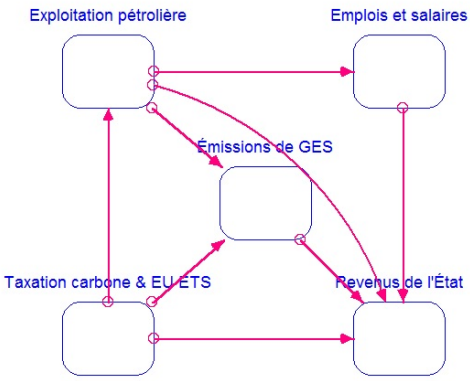


Figure 2.1 Structure générale du modèle

Il a été choisi de porter notre attention sur trois variables-clé de l'exploitation pétrolière qui ont une importance particulière dans les décisions de politique publique relatives au secteur énergétique : les emplois directs et indirects (et les salaires associés), les émissions de GES et les revenus de l'État.

Chacune des cinq « bulles » de la figure 2.1 représente un module spécifique dont la structure particulière sera présentée en détails ci-après, sauf *Taxation carbone & EU ETS* qui contient uniquement les taux de taxation carbone et du système européen de plafonnement et échange. Dans chaque module, des variables de stocks et de flux interagissent entre elles pour déterminer les valeurs des variables-clé. Les flèches qui relient les modules indiquent qu'une ou plusieurs variables comprises dans le module primaire d'exploitation pétrolière ont un effet sur une ou plusieurs variables des modules secondaires.

Toutes les variables du modèle sont générées de manière endogène, à l'exception des variables exogènes suivantes :

Tableau 2.1 Variables exogènes

S	réserves pétrolières en début de période
P	prix du baril de pétrole
Y_{np}	PIB non pétrolier
ϕ	prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS)
τ_{dir},$\tau_{gén}$	taxe carbone (sur les activités pétrolières directes/générale)
τ_{co},τ_{cs}	taux d'imposition corporatif (ordinaire/spécial)
τ_p	taux d'imposition des particuliers
τ_{Stat}	taux effectif de taxation des activités de Statoil
U	déduction fiscale sur investissements pétroliers ou uplift
G_{red}	redevances de l'exploitation pétrolière
ξ_{Stat}	part de Statoil dans l'exploitation pétrolière
ζ_{Div}	part du revenu net de Statoil versée en dividendes
η	part de la propriété publique dans Statoil

2.2 Module d'exploitation pétrolière

2.2.1 Description sommaire

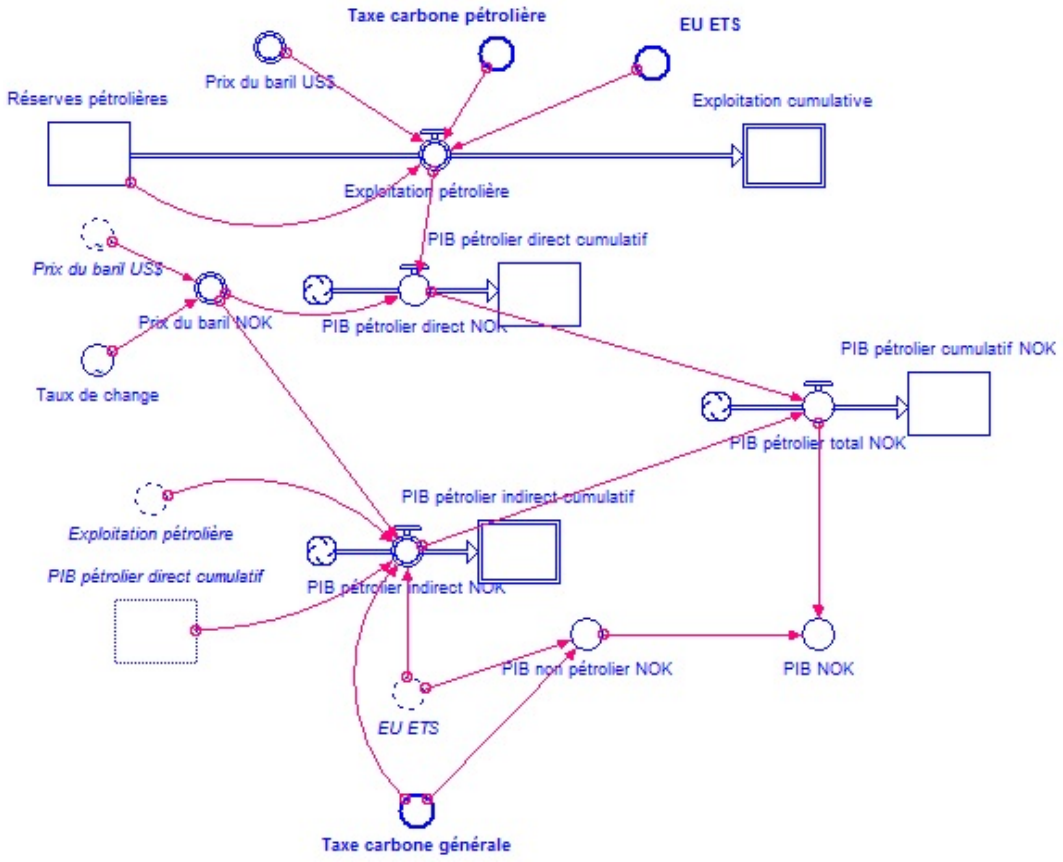


Figure 2.2 Module d'exploitation pétrolière

Dans le module d'exploitation pétrolière, le niveau d'exploitation pétrolière (en barils extraits à chaque trimestre) dépend de deux variables : le stock de réserves pétrolières et le prix du baril de pétrole Brent, en dollars US. Plus loin, une variable de stock enregistre également l'exploitation cumulative de pétrole au cours de la période étudiée.

À partir du niveau d'exploitation pétrolière et du prix du baril de pétrole, cette fois-ci calculé en couronnes norvégiennes (NOK), l'on obtient le PIB pétrolier direct (en NOK) pour chaque période. Quant au PIB pétrolier indirect, la relation la plus satisfaisante est obtenue en utilisant les variables de prix du baril, d'exploitation pétrolière, de PIB direct cumulatif ainsi qu'une

variable temporelle. La variable de PIB pétrolier direct cumulatif constitue un étalon pour rendre compte de l'« apprentissage » par les acteurs économiques de la maximisation des retombées économiques indirectes.

Enfin, comme le présent mémoire se concentre uniquement sur le secteur pétrolier, le PIB non pétrolier est considéré comme exogène dans le modèle : il croît à un rythme constant et seuls la taxe carbone et le système communautaire de plafonnement et l'échange peuvent l'influencer à la baisse.

En additionnant le PIB pétrolier direct, le PIB pétrolier indirect et le PIB non pétrolier, l'on obtient une mesure du PIB en NOK.

2.2.2 Précisions

2.2.2.1 Exploitation pétrolière

L'équation d'exploitation pétrolière se divise en trois parties. D'une part, la portion « tendance » est une loi normale, conformément à la théorie du pic pétrolier formulée par Hubbert (1982). L'équation est construite à partir des réserves initiales S et est centrée au 114e trimestre de la série, c'est-à-dire au quatrième trimestre de 1999. Le poids donné aux réserves initiales dans l'équation (elles sont divisées par le coefficient γ, qui prend une valeur de 1,9), de même que l'écart-type σ (qui est de 28) ont été calibrés de manière à optimiser la corrélation entre le modèle et les données.

La quantité initiale de réserves pétrolières S (établie à 44,3 G barils) se fonde sur les dernières estimations du Directorat pétrolier norvégien (*Oljedirektoratet*), l'autorité norvégienne en matière d'exploitation pétrolière (Norwegian Petroleum Directorate, 2013, 28).

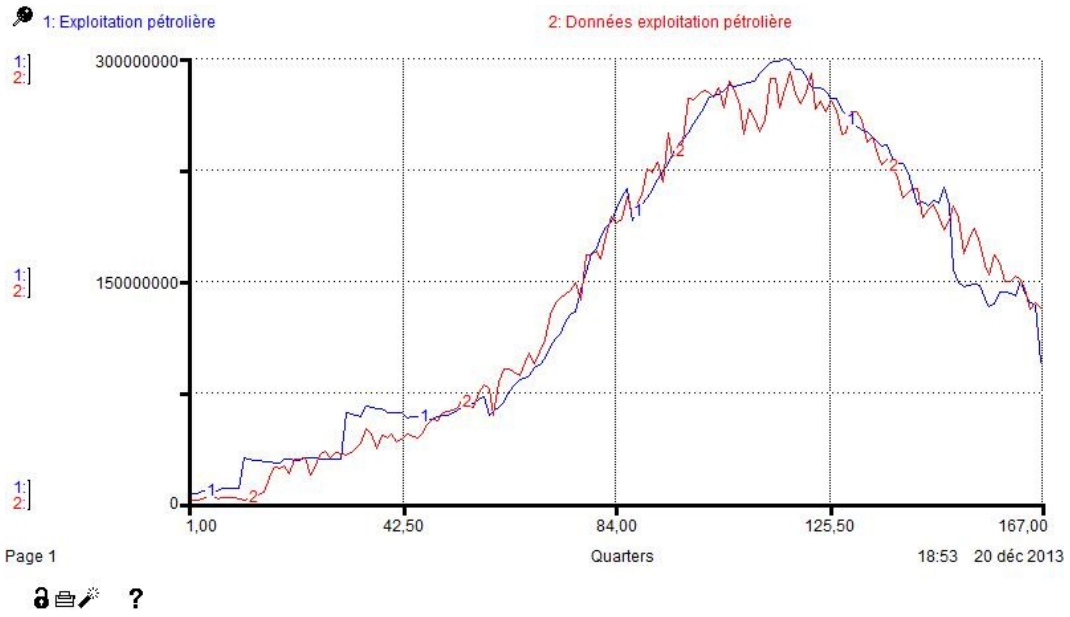
Ensuite, la deuxième partie est constituée de l'aspect conjoncturel, c'est-à-dire l'impact du prix du baril P sur le niveau d'exploitation pétrolière. Le coefficient θ (d'une valeur de 4,4 M) est obtenu en calculant la moyenne du ratio entre le nombre de barils produits et le prix du baril, tout au long de la série. Il est donné à la loi normale un poids de 0,85 dans l'équation, contre 0,15 pour le prix du baril, un ratio offrant une forte adéquation du modèle aux données historiques.

Bien que la Norvège soit le 6e plus important exportateur de pétrole au monde et que son comportement puisse théoriquement avoir un impact sur les cours du pétrole, le prix du baril est traité dans le modèle comme une variable exogène. En effet, le rôle prédominant de l'Organisation

Tableau 2.2 Équations du module d'exploitation pétrolière

(Exploitation pétrolière)	R	=	$\delta * \left\{0,85 * \left[\frac{S/\gamma}{\sigma * \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}\right] + 0,15 * [\theta P]\right\} * [1 - \rho_R * (\tau_{dir} + \phi)]$
(PIB pétrolier direct)	$Y_{p_{dir}}$	=	$e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2}$
(PIB pétrolier indirect)	$Y_{p_{ind}}$	=	$\delta * \left(e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2} * C^{\beta_3} * t^{\beta_4}\right) * [1 - \rho_Y * (\tau_{gén} + \phi)]$
(PIB pétrolier total)	Y_p	=	$Y_{p_{dir}} + Y_{p_{ind}}$
(PIB non pétrolier)	Y_{np}	=	$\delta * \beta_0 e^{\beta_1 t} * [1 - \rho_Y * (\tau_{gén} + \phi)]$
(PIB total)	Y	=	$Y_p + Y_{np}$

δ,γ	=	facteurs d'ajustement
S	=	réserves pétrolières en début de période
σ	=	écart-type
t	=	temps
C	=	PIB direct cumulatif
μ	=	valeur centrale de la période d'exploitation pétrolière
θ	=	effet du prix du paril sur l'exploitation pétrolière
P	=	prix du baril de pétrole
ρ_R,ρ_Y	=	effet de la taxe carbone et du système communautaire d'échange de quotas d'émissions
τ_{dir},$\tau_{gén}$	=	taxe carbone (sur les activités pétrolières directes/générale)
ϕ	=	prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions



Trimestres :

1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 2.3 Exploitation pétrolière norvégienne, modèle et données, 1971-2013 (barils)

des pays exportateurs de pétrole (OPEP) dans la fixation des prix, combiné à la relative petite taille des bassins pétroliers québécois en comparaison aux réserves mondiales, militent en faveur de l'exogénéité du prix du baril.

Enfin, la troisième partie de l'équation est l'effet de la politique climatique (taxe carbone τ_{dir} et système communautaire d'échange de quotas d'émissions ϕ) sur la production pétrolière. Cet effet, noté ρ_R, prend une valeur de 0,00106517. La détermination de ce coefficient ρ_R, tout comme la calcul du coefficient d'ajustement δ, lequel a été ajouté pour replacer la production pétrolière à son niveau « sans politique climatique », sont expliqués en détails à la section 2.4.3.

La fonction d'exploitation pétrolière ainsi modélisée offre une adéquation satisfaisante face aux données historiques, tel qu'illustré par la figure 2.3. On note un coefficient de détermination R^2 de 0,9731 et un rapport du modèle aux données de 1,0170 (très légère surestimation de la production).

2.2.2.2 PIB pétrolier

En ce qui a trait aux équations de PIB pétrolier direct et indirect, elles sont obtenues par estimation par moindres carrés ordinaires (MCO). Dans le cas du PIB pétrolier direct $Y_{p_{dir}}$, les variables indépendantes retenues sont l'exploitation pétrolière R et le prix du baril en NOK P. L'exploitation pétrolière R affiche un coefficient positif de 0,7140, ce qui correspond à l'intuition de base. Quant au prix du baril P, il affecte *négativement* le PIB pétrolier direct dans l'équation de régression (le coefficient β_2 prend une valeur de -0,2294).

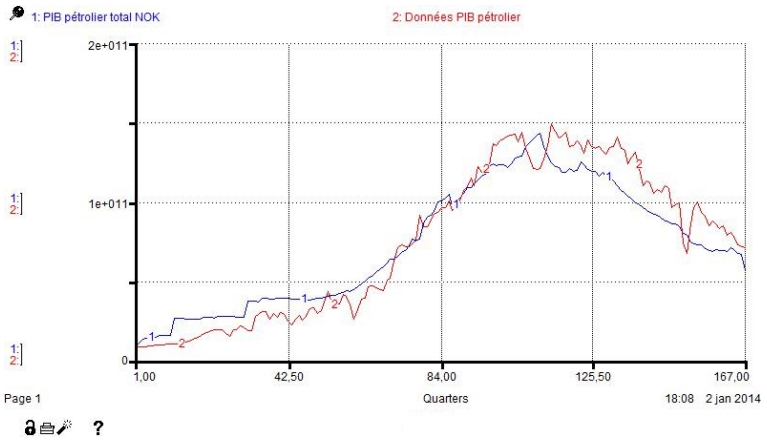
Cette relation négative entre le prix du baril et le PIB pétrolier direct est surprenante, mais elle est peut être expliquée par la simultanéité de deux tendances inverses entre l'exploitation pétrolière norvégienne et le prix du baril pendant la période étudiée, ce qui vient renforcer l'hypothèse d'exogénéité du prix du baril. En effet, entre 1980 et 1995, alors que l'exploitation pétrolière norvégienne a connu son essor en raison de la découverte d'importants bassins pétroliers, le prix mondial du baril est passé de 622 NOK à 149 NOK, une chute significative. Puis à partir de 2000, les réserves pétrolières norvégiennes ont commencé à s'épuiser, cela parallèlement à une remontée du prix du baril, qui est passé de 277 NOK en 2000 à 610 NOK en 2013.

Le PIB pétrolier indirect $Y_{p_{ind}}$, qui inclut l'ensemble des services périphériques comme les services d'exploration ou de forages directionnels et expérimentaux (Eurostat, 2008), dépend quant à lui de l'exploitation pétrolière R, du prix du baril P, du PIB direct cumulatif C, d'une variable temporelle t ainsi que de l'effet de la politique climatique, noté ρ_Y. Dans l'équation de la régression, le coefficient de l'exploitation pétrolière R est *négatif* alors que le coefficient du PIB pétrolier direct cumulatif est *positif*, ce qui indique que les retombées économiques indirectes de l'exploitation pétrolière sont de plus en plus maximisées à mesure que se développe de ce secteur d'activité. Le choix du coefficient de la politique climatique ρ_Y (qui prend une valeur de 6,6588E-06) est expliqué à la section 2.4.3.

Les résultats des analyses de régression, qui ont été réalisées à partir des variables mises sous forme logarithmique, sont fournis à l'Annexe I.

Le modèle reproduit bien les données historiques du PIB (voir la figure 2.4), lesquelles sont ajustées pour tenir compte de l'évolution du niveau des prix. Il s'agit donc du PIB pétrolier *réel* (toutes les variables du modèle sont également ajustées au niveau des prix). Le coefficient de détermination R^2 est de 0,9480, avec un rapport du modèle aux données de 0,9763. Le modèle sous-estime donc légèrement le PIB pétrolier réel, surtout en fin de période. Cette sous-

estimation tardive est causée par la hausse du prix du baril en fin de période, soit à partir de 2000.



Trimestres :

1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 2.4 PIB pétrolier réel norvégien, modèle et données, 1971-2013 (NOK)

2.3 Module d'emplois et de salaires

2.3.1 Description sommaire

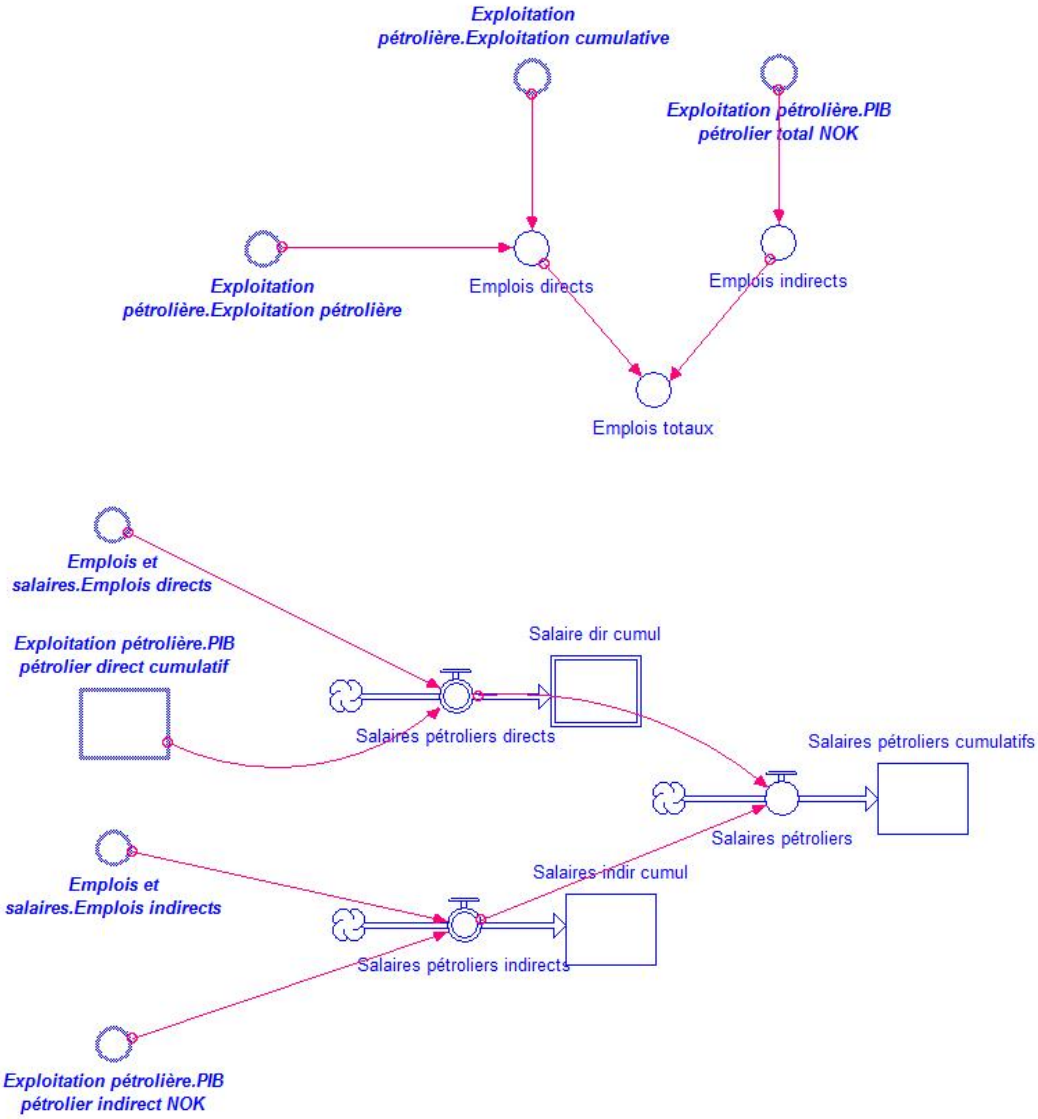


Figure 2.5 Module d'emplois et de salaires

Le module d'emplois et de salaires comprend les emplois directs et indirects ainsi que les salaires directs et indirects. Les emplois directs sont ceux directement générés par l'extraction pétrolière, tandis que les emplois indirects sont ceux qui répondent aux besoins périphériques de l'industrie

pétrolière (Eurostat, 2008). [1] La même typologie est applicable aux salaires directs et indirects.

Les emplois directs sont déterminés d'une part par le niveau d'exploitation pétrolière, et d'autre part, par l'exploitation cumulative. Cette dernière variable permet de capter l'effet de la difficulté croissante d'extraire les réserves restantes (effet des rendements décroissants) ainsi qu'un élément d'apprentissage. Alors que les emplois directs représentent essentiellement la main-d'oeuvre occupée à réaliser l'extraction du pétrole, les emplois indirects dépendent quant à eux de la disponibilité de ressources financières par les exploitants pétroliers. Ainsi, les emplois indirects se trouvent a être modélisés avec davantage de fiabilité lorsqu'ils dépendent du PIB pétrolier.

Quant aux salaires directs et indirects, ils dépendent bien entendu des emplois directs et indirects, mais aussi d'une composante pécuniaire représentée par le PIB pétrolier direct et indirect.

2.3.2 Précisions

Tableau 2.3 Équations du module d'emplois et de salaires

(Emplois directs)	E_{dir}	=	$\beta_0 + \beta_1 R + \beta_2 R_{cumul}$
(Emplois indirects)	E_{ind}	=	$\beta_0 e^{\beta_1 t} * Y_p$
(Emplois totaux)	E	=	$E_{dir} + E_{ind}$
(Salaires directs)	W_{dir}	=	$e^{\beta_0} * E_{dir}^{\beta_1} * C^{\beta_2}$
(Salaires indirects)	W_{ind}	=	$e^{\beta_0} * E_{ind}^{\beta_1} * Y_{p_{ind}}^{\beta_2}$
(Salaires totaux)	W	=	$W_{dir} + W_{ind}$

R = exploitation pétrolière

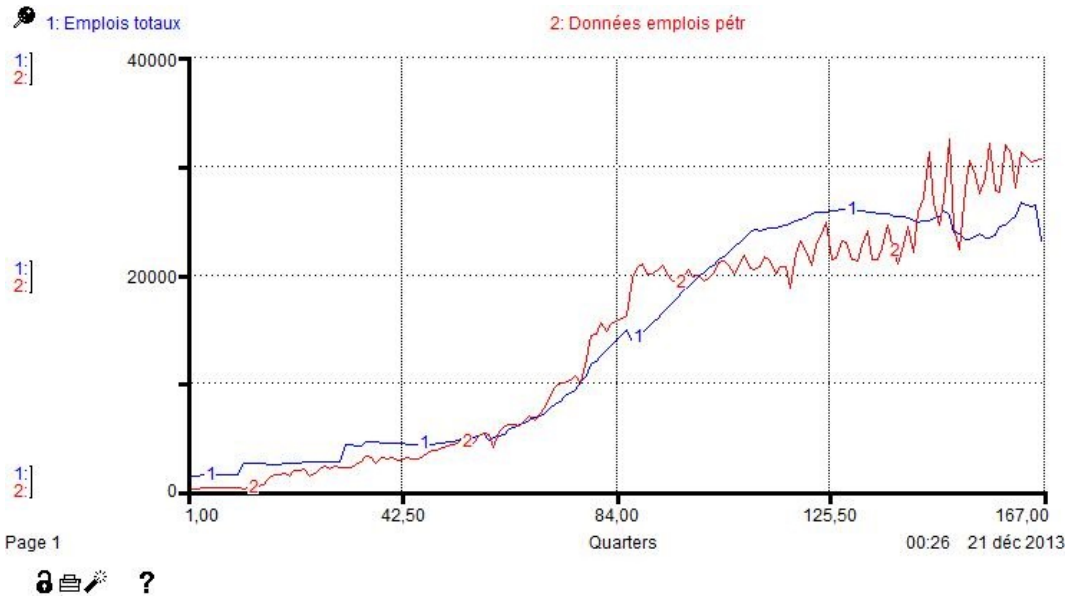
Y_p = PIB pétrolier réel

2.3.2.1 Emplois pétroliers

L'équation d'emplois pétroliers directs est générée par régression multiple selon la méthode des MCO. Ici, les trois coefficients (β_0, β_1, β_2) ont un signe positif, ce qui est conforme aux intuitions de base.

1. Les données sur les emplois indirects sont produites par Statistics Norway via l'Enquête sur la population active (*Arbeidskraftundersøkelsen*). Cette enquête est effectuée par téléphone auprès de la population générale (Statistics Norway, 2013b).

Pour ce qui est des emplois indirects, on observe que le nombre d'emplois indirects générés par unité de PIB pétrolier a crû de façon exponentielle avec le temps entre 1971 et 2013. Ainsi, entre 1980 et 1990, le nombre d'emplois indirects créés par milliard de NOK de PIB pétrolier est passé de 8 à 24, une augmentation de 200 %. Ce nombre a continué de progresser rapidement dans les années ultérieures, si bien qu'entre 2000 et 2010, ce nombre est passé de 46 à 188, une augmentation de 309 %. Ainsi, la formulation appropriée est la forme exponentielle $y = \beta_0 e^{\beta_1 t} x$.



Trimestres :

1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 2.6 Emplois pétroliers, modèle et données, Norvège, 1971-2013

Le modèle arrive à reproduire fidèlement les données historiques, avec un coefficient de détermination R^2 de 0,9246, et un rapport du modèle aux données de 1,0082 (très légère surestimation des données).

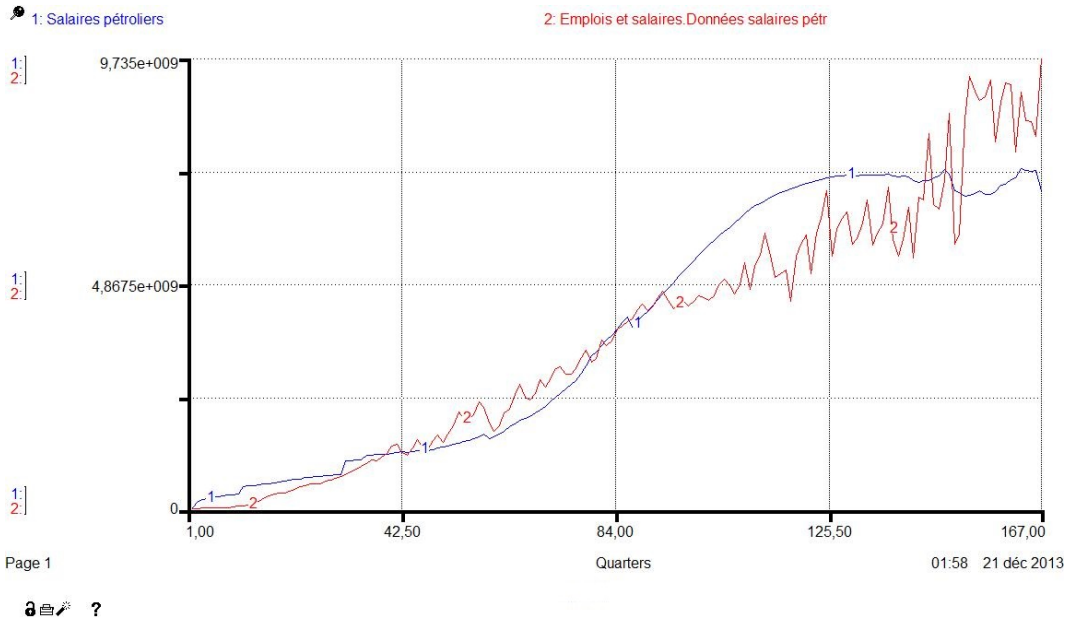
2.3.2.2 Salaires pétroliers

Autant dans l'équation des salaires pétroliers directs que des salaires indirects, les coefficients β_0, β_1 et β_2 qui affectent les varables d'emplois pétroliers et de PIB pétrolier sont tous positifs.

Une similarité de l'équation des salaires pétroliers directs avec celle des emplois pétroliers directs

est que ces variables sont modélisées de façon plus satisfaisante lorsqu'on ajoute une variable de nature *cumulative* comme variable explicative. Dans le cas des salaires directs, l'utilisation du PIB pétrolier direct *cumulatif* comme variable explicative produit un résultat plus statistiquement significatif que l'utilisation du PIB pétrolier direct.

Il existe plusieurs raisons qui pourraient expliquer ce fait. L'une d'elles est que les emplois directs du secteur pétrolier norvégien correspondent à des catégories d'emploi où le taux de syndicalisation est très élevé, ce qui empêche les salaires de varier à la baisse lorsque le PIB pétrolier direct diminue.



Trimestres :

1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 2.7 Salaires pétroliers, modèle et données, Norvège, 1971-2013

Le résultat de la modélisation des salaires pétroliers produit une relation dont le coefficient de détermination R^2 est de 0,8908, avec un rapport du modèle aux données de 1,0474 (légère surestimation des salaires pétroliers).

2.4 Module d'émissions de GES

2.4.1 Description sommaire

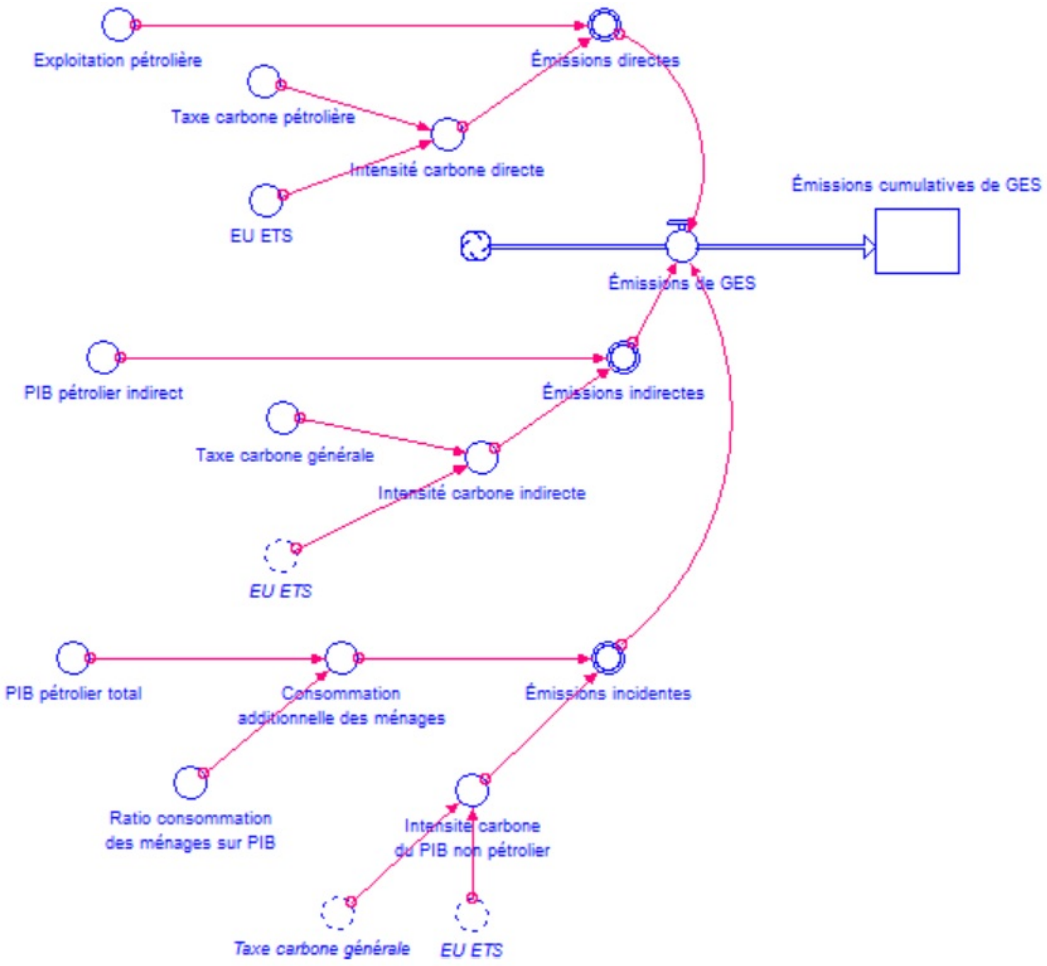


Figure 2.8 Module d'émissions de GES

Le module d'émissions de gaz à effet de serre (GES) regroupe trois types d'émissions : les émissions directes provenant de l'exploitation pétrolière, les émissions indirectes provenant des services périphériques à l'exploitation pétrolière tels que définis dans la Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne (NACE Rév. 2 : Eurostat (2008)) et finalement, les émissions incidentes générées par l'augmentation de la consommation des ménages qui tirent un revenu des activités pétrolières.

Dans tous les cas, l'unité de mesure est la tonne d'équivalent-dioxyde de carbone (t éqCO2), c'est-à-dire que les principaux GES (le méthane - CH4 - et l'oxyde nitreux - N2O) ont été convertis en éqCO2 selon leur potentiel respectif de réchauffement global (PRG), calculé sur un horizon temporel de 100 ans[2].

La formulation des trois équations de ce modèle s'inspire de l'identité IPAT (Perman et al., 2003, 29), où :

$$I \equiv P * A * T$$

avec

I : la mesure d'impact ;

P : la taille de la population ;

A : l'affluence par habitant ; et

T : la technologie, définie comme la quantité de matières résiduelles par unité de production.

Dans le modèle, par souci de simplicité, la taille de la population (P) est pré-multipliée avec l'affluence par habitant (A), pour donner soit une variable d'exploitation pétrolière (dans le cas des émissions directes), soit une variable d'output (dans le cas des émissions indirectes), soit une variable de consommation des ménages (dans le cas des émissions incidentes). Dans le cas des émissions incidentes, la consommation additionnelle des ménages est obtenue en multipliant le PIB pétrolier total par le ratio de la consommation des ménages sur le PIB.

Ces variables d'exploitation pétrolière, d'output et de consommation des ménages, sont ensuite multipliées par leur intensité carbone respective pour donner les émissions de GES de l'exploitation pétrolière en t éqCO2 à la période courante.

Évidemment, autant la taxe carbone que le système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS) ont un impact sur l'intensité carbone de la production. L'impact de la politique climatique sur la production (pétrolière directe, pétrolière indirecte et non pétrolière) est aobrdé à la section 2.4.3.

---

2. Le PRG d'une tonne de méthane est de 21 t éqCO2, tandis que le PRG d'une tonne d'oxyde nitreux est de 310 t éqCO2.

2.4.2 Précisions

Tableau 2.4 Équations du modèle d'émissions de GES

(Émissions directes)	M_{dir}	=	$\omega_{dir} * R$
(Intensité carbone de l'exploitation pétrolière)	ω_{dir}	=	$\delta * \beta_0 * [1 - \rho * (\tau_{dir} + \phi)]$
(Émissions indirectes)	M_{ind}	=	$\omega_{ind} * Y_{p_{ind}}$
(Intensité carbone des activités pétrolières indirectes)	ω_{ind}	=	$\delta * \beta_0 * [1 - \rho * (\tau_{gén} + \phi)]$
(Émissions incidentes)	M_{inc}	=	$\omega_{inc} * \xi Y_{np}$
		=	$\omega_{inc} * C$
(Intensité carbone de la consommation des ménages)	ω_{inc}	=	$\delta * (\beta_0 + \beta_1 t) * [1 - \rho * (\tau_{gén} + \phi)]$

R	=	exploitation pétrolière
δ	=	facteur d'ajustement
ρ	=	effet de la taxe carbone et du système communautaire d'échange de quotas d'émissions sur l'intensité carbone
τ_{dir},$\tau_{gén}$	=	taxe carbone (sur les activités pétrolières directes/générale)
ϕ	=	prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions
$Y_{p_{ind}}$, Y_{np}	=	PIB (pétrolier indirect/non pétrolier)
ξ	=	ratio de la consommation des ménages sur le PIB
C	=	consommation des ménages
t	=	temps

Émissions directes

L'intensité carbone des activités pétrolières directes ω_{dir} est mieux approximée par une moyenne sur la période étudiée. On a donc un coefficient unique β_0. À partir des données historiques, on trouve une valeur de 9,57900E-03.

Le coefficient d'effet de la politique climatique sur l'intensité carbone de la production pétrolière ρ est tiré d'une étude de 1994 des firmes ECON Energy et SINTEF (ECON, 1994), citée dans la

revue de littérature de Andersen et al. (2000). D'après un sondage mené auprès des exploitants pétroliers, l'introduction de la taxe carbone sur les activités pétrolières en 1991 a provoqué une baisse de 1,6 % de l'intensité carbone de la production pétrolière entre 1991 et 1993 (Andersen et al., 2000, 48).

Pour déterminer le pourcentage de réduction d'intensité carbone par NOK de taxe carbone, on trouve d'abord la réduction d'intensité moyenne pour chaque année entre 1991 et 1993. On sait qu'en 1991 et 1992, la taxe carbone sur les activités pétrolières était de 250 NOK/baril, puis a été portée à 335 NOK/baril en 1993. On peut donc formuler le problème comme un système simple à deux inconnus :

$$\frac{2x+y}{3} = 0,016$$

$$\frac{x}{250} = \frac{y}{335}$$

où

x : le pourcentage de réduction d'intensité carbone en 1991 et 1992 ; et

y : le pourcentage de réduction d'intensité carbone en 1993.

En résolvant, on obtient une réduction moyenne de 1,44 % en 1991 et 1992, puis de 1,93 % en 1993. En divisant le pourcentage de réduction par le montant de la taxe pour une année ou l'autre ($\frac{0,0144}{250}$ ou $\frac{0,0193}{335}$), on trouve un coefficient ρ de 5,7485E-05. C'est le coefficient de réduction d'intensité qui est utilisé dans le modèle[3].

Il ne reste qu'à ajuster à la hausse l'équation initiale par l'ajout d'un coefficient δ. Ce coefficient est obtenu en divisant l'équation d'intensité carbone estimée initialement (sans l'effet à la baisse de la politique climatique) par l'équation estimée subséquemment (qui tient compte de la politique climatique). Le coefficient δ prend ici une valeur de 1,01917.

3. Autant pour les émissions directes que pour les émissions indirectes et incidentes, nous supposons un effet linéaire des taxes sur les émissions.

Émissions indirectes

L'intensité carbone des activités pétrolières indirectes ω_{ind} présente une dérivée nulle sur la période étudiée, ce qui justifie l'emploi d'un coefficient unique β_0. À partir des données historiques, on trouve une valeur de 1,02588E-05.

Ensuite, on tire de l'article de Bruvoll et Larsen (2004) le coefficient d'effet de la taxe carbone et du EU ETS sur l'intensité carbone des activités économiques générales ρ. Dans leur étude, les chercheures évaluent que la taxe carbone a provoqué une diminution de l'intensité carbone dans l'économie en général, entraînant une baisse de l'ordre de 2,2 % des émissions de GES pour l'année 1999 [4]. Comme on sait que la taxe carbone était alors de 148 NOK, on n'a qu'à diviser l'impact sur l'intensité carbone et par le montant de la taxe. Le coefficient ρ est donc de 0,01491 % d'intensité carbone par NOK de taxe carbone, ou 1,491E-04 .

On calcule ensuite le coefficient d'ajustement δ de la même manière que pour l'intensité carbone de la production pétrolière. On obtient ici un coefficient δ de 1,01999.

Émissions incidentes

Finalement, l'intensité carbone de la consommation des ménages ω_{inc} exhibe une tendance linéaire de pente négative. Cela indique que l'évolution technologique générale a permis de réduire l'intensité carbone de la production entre 1971 et 2013. L'équation trouvée pour cette variable est :

$$\omega_{inc} = 5\text{E-}05 - 2\text{E-}07x$$

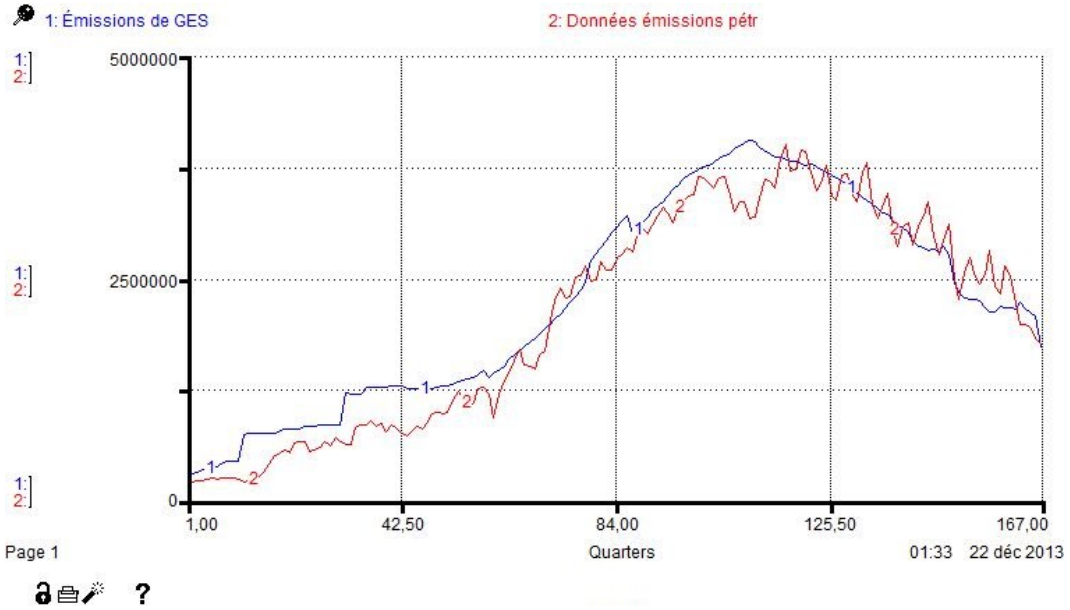
Quant au coefficient d'effet de la taxe carbone et du EU ETS ρ, c'est le même que celui utilisé dans le cas des émissions indirectes (1,491E-04).

Le coefficient d'ajustement δ , calculé de la même manière que pour les autres types d'émissions, est de 1,02343. Le ratio de la consommation des ménages sur le PIB ξ est relativement stable sur la période étudiée, ce qui donne une moyenne empirique de 0,36827.

---

4. En comparaison, les auteures calculent que la baisse d'émissions générée par la diminution de la production a été de seulement 0,1 %.

L'addition des trois équations d'émissions donne une représentation plutôt fidèle des données historiques, avec un coefficient de détermination R^2 de 0,9519 et un ratio modèle/données de 1,0794. Le modèle surestime donc légèrement les émissions de GES.



Trimestres :

1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 2.9 Émissions de GES des activités pétrolières, modèle et données, Norvège, 1971-2013

2.4.3 Impact de la politique climatique sur la production

Impact sur la production pétrolière

Il n'a pas été possible de trouver une étude qui mesure de façon précise l'effet de la taxe carbone sur la production pétrolière en Norvège. Une étude, celle de Bruvoll et Larsen (2004), distingue l'effet de baisse de la production de l'effet de baisse de l'intensité carbone, mais seulement pour l'économie norvégienne au complet [5].

Cependant, l'étude de ECON (1994) présente une mesure de l'effet de la taxe carbone sur

5. Nous avons contacté les auteures pour obtenir les données désagrégées par secteurs, mais ces données ne sont malheureusement pas disponibles.

l'intensité carbone dans le secteur pétrolier norvégien, tandis que plusieurs études, dont celle de l'OCDE (2010), offrent une mesure agrégée de l'effet de la taxe carbone sur les émissions de GES du secteur pétrolier. Il est donc possible de trouver l'impact sur la production pétrolière par déduction, en soustrayant de l'effet global l'effet sur l'intensité carbone.

En mettant en parallèle le montant de la taxe carbone et les réductions de GES des activités pétrolières causées par la taxe carbone selon l'OCDE (2010, 129), on obtient le portrait suivant :

Tableau 2.5 Effet de la taxe carbone pétrolière sur les émissions nationales

	1995	2000	2005	2007	2010
Taxe carbone pétrolière (NOK)	335	335	335	335	342 [6]
Réductions de GES (Mt éqCO2)	0,6	3,0	3,0	4,5	5,2 [7]

Pour obtenir l'effet d'1 NOK de taxe carbone sur la production pétrolière norvégienne, on doit distinguer, dans les réductions de GES présentées dans le tableau 2.4, l'effet d'intensité carbone de l'effet de réduction de la production. Pour y arriver, on part des données de la production pétrolière, des émissions et de l'intensité d'émissions telles qu'observées dans les données. On estime ensuite l'intensité d'émissions telle qu'elle aurait été sans l'effet de la taxe carbone :

$$\omega_{dir_{sans}} = \omega_{dir} * [1 + \rho * (\tau_{dir} + \phi)]$$

où $\omega_{dir_{sans}}$, ω_{dir}, τ_{dir}, ϕ sont des vecteurs alors que ρ= 5,7485E-05.

La réduction d'émissions attribuable à l'effet de baisse de la production peut être trouvé ainsi :

Réduction att. à la production = Réduction totale - Réduction att. à la baisse d'intensité

Ensuite, pour déterminer le niveau de production tel qu'il aurait été sans taxe carbone, on utilise la formule suivante :

$$R_{sans} = R + \frac{\triangle M}{\omega_{dir_{sans}}}$$

où $\triangle M$ est la réduction d'émissions attribuable à l'effet de baisse de la production. Note à moi-même : je sais que cette formule fonctionne, mais je n'arrive plus à comprendre pourquoi elle fonctionne. Passer plus du temps. Finalement, on obtient le coefficient d'effet de réduction de la production ρ ainsi :

$$\rho = \frac{R_{sans} - R}{\tau_{dir} + \phi}$$

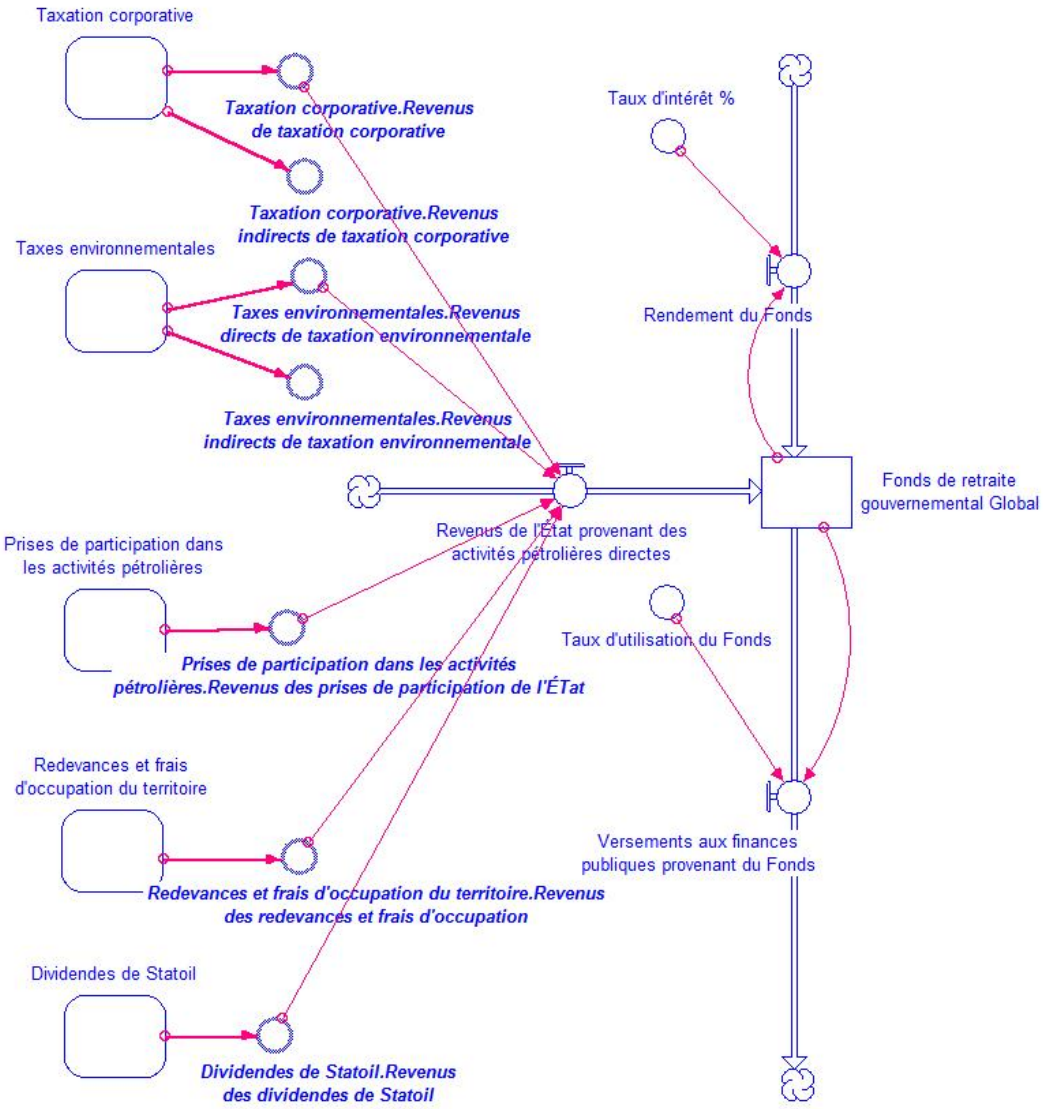
En faisant la moyenne du coefficient ρ trouvé pour les années où les données de l'OCDE sont disponibles (i.e. 1995, 2000, 2005, 2007 et 2010), on obtient une valeur de 0,00106517. C'est la valeur qui est retenue comme coefficient ρ dans le modèle.

Impact sur le reste de l'économie

Pour estimer l'effet de la politique climatique sur la production non pétrolière, on se reporte aux coefficients fournis par Bruvoll et Larsen (2004). Selon les auteures, en 1999, une taxe carbone de 148 NOK a fait baisser la production du reste de l'économie de 0,1 %. Ainsi, en divisant 0,1 % par 148, on peut supposer que chaque NOK de taxe carbone est responsable d'une baisse du PIB de l'ordre 6,7768E-06 %. C'est cette valeur qui est utilisée comme coefficient ρ dans les équations de PIB pétrolier indirect et de PIB non pétrolier.

2.5 Module de revenus de l'État

2.5.1 Description sommaire



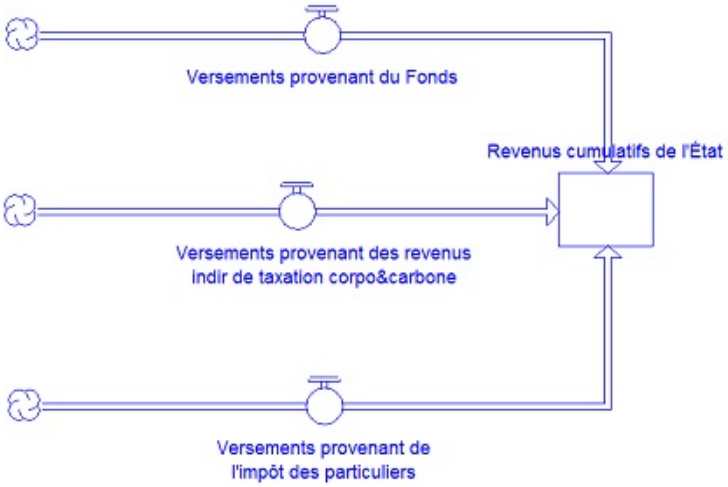


Figure 2.10 Module des revenus de l'État

Le module des revenus de l'État, qui compte lui-même 5 sous-modules, est le module le plus complexe du modèle. En effet, chaque type de source de revenus publics provenant des activités pétrolières obéit à des lois différentes. Voici d'abord une synthèse des différentes sources de revenu :

Tableau 2.6 Les différentes sources de revenus publics provenant des activités pétrolières

1. Taxation corporative sur les activités pétrolières directes
a. Impôt ordinaire sur les activités pétrolières directes
b. Impôt spécal sur les activités pétrolières directes
c. Taxe carbone sur les activités pétrolières directes
d. Redevances et frais d'occupation du territoire
2. Taxation corporative sur les activités pétrolières indirectes
a. Impôt ordinaire sur les activités pétrolières indirectes
b. Taxe carbone sur les activités pétrolières indirectes
3. Prises de participation dans les activités pétrolières
4. Dividendes de Statoil
5. Impôt des particuliers sur les activités pétrolières directes
6. Impôt des particuliers sur les activités pétrolières indirectes

Ce qui constitue peut-être le trait le plus distinctif de la politique économique norvégienne eu égard au secteur pétrolier est qu'une bonne partie des revenus publics tirée de ce lucratif secteur est non pas transférée au Trésor mais est plutôt conservée dans un fonds spécial : le Fonds de retraite gouvernemental Global. Chaque année, une portion seulement de ce Fonds, correspondant à 4 % de la capitalisation, est versée aux revenus de l'État, qui peut ensuite les dépenser selon les priorités définies par le gouvernement (Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2010-2011, 163). En parallèle, le Fonds génère des rendements, lesquels varient selon la situation sur les marchés financiers.

Cette approche permet d'assurer la stabilité à long terme des revenus publics provenant des activités pétrolières, tout en mettant le gouvernement à l'abri des soubresauts parfois importants du cours du pétrole.

Toutes les catégories de revenus sont versées au Fonds, hormis les revenus de taxation corporative sur les activités pétrolières indirectes et l'impôt des particuliers. Ces types de revenus sont versées directement au bilan des finances publiques, sans transiter par le Fonds.

Il est à noter que tous les résultats de régression des équations du module des revenus de l'État sont fournis à l'Annexe I.

2.5.2 Précisions

Tableau 2.7 Équations du module des revenus de l'État

Revenus de l'État provenant de l'exploitation pétrolière		
G	=	$G_{cdir} + G_{cind} + G_{pdir} + G_{pind}$
Revenus de taxation corporative des activités pétrolières directes		
G_{cdir}	=	$(1 - \psi) * G_{entr} + G_F$
Revenus directs des entreprises		
G_{entr}	=	$G_{idir} + G_{CO2dir} + G_{pri} + G_{occ} + G_{Stat}$
Revenus provenant du Fonds		
G_F	=	$\kappa * \sum_{n=0}^{t-1} \left[(\psi G_{entr})^t * (1 - \kappa)^{t-1} \right]$

Impôt sur les activités pétrolières directes

$$G_{idir} = \{\delta_{ord} * [(\beta_1 Y_{p_{dir}} + \beta_2 W_{dir} + \beta_3 C_{dir}) * \tau_{co}]\} + \{\delta_{spéc} * [\beta_4 Y_{p_{dir}} + \beta_5 W_{dir} + \beta_6 C_{dir} + \beta_7 I_{dir} - UI_{dir}] * \tau_{cs}\}$$

Taxe carbone sur les activités pétrolières directes

$$G_{CO2dir} = \tau_{dir} * M_{dir}$$

Prises de participation publiques dans les activités pétrolières

$$\begin{aligned} G_{pri} &= [\delta * (\xi_{pri} RP - \xi_{pri} RD)] + \left[\tfrac{1-\xi}{\xi} * \delta * (\xi_{pri} RP - \xi_{pri} RD)\right] \\ &= \left(1 + \tfrac{1-\xi}{\xi}\right) * [\delta * (\xi_{pri} RP - \xi_{pri} RD)] \\ &= \tfrac{1}{\xi} * [\delta \xi_{pri} R * (P - D)] \end{aligned}$$

Redevances et frais d'occupation du territoire

$$G_{occ} = G_{red} + \beta_0 R + \beta_1 R\Gamma$$

Dividendes de Statoil

$$\begin{aligned} G_{Stat} &= (\xi_{Stat} RP - \xi_{Stat} RD) * (1 - \tau_{Stat}) * \zeta_{Div} * \eta \\ &= [\xi_{Stat} R * (P - D)] * (1 - \tau_{Stat}) * \zeta_{Div} * \eta \end{aligned}$$

Revenus de taxation corporative des activités pétrolières indirectes

$$G_{cind} = G_{iind} + G_{CO2ind}$$

Impôt sur les activités pétrolières indirectes

$$G_{iind} = \delta * (\beta_1 Y_{p_{ind}} + \beta_2 W_{ind}) * \tau_{co}$$

Taxe carbone sur les activités pétrolières indirectes

$$G_{CO2ind} = \tau_{gén} * M_{ind}$$

Revenus d'impôt des particuliers sur les activités pétrolières directes

$$G_{pdir} = \delta * \tfrac{1}{4} * e^{\beta_0} * W_{dir}^{\beta_1} * W_{dir_{cumul}}^{\beta_2} * \tau_p$$

Revenus d'impôt des particuliers sur les activités pétrolières indirectes

$$G_{pind} = \delta * e^{\beta_0} * W_{ind}^{\beta_1} * \tau_p$$

ψ = taux de versement au Fonds

κ = taux d'utilisation du Fonds

δ = facteurs d'ajustement

$Y_{p_{dir}}$ = PIB pétrolier réel (direct/indirect)

W_{dir} = salaires pétroliers (directs/indirects)

C_{dir}	=	consommation intermédiaire des activités pétrolières directes
I_{dir}	=	investissements pétroliers directs
τ_{co}, τ_{cs}	=	taux d'imposition corporatif (ordinaire/spécial)
τ_p	=	taux d'imposition des particuliers
τ_{dir}, $\tau_{gén}$	=	taxe carbone (sur les activités pétrolières directes/générale)
τ_{Stat}	=	taux effectif de taxation des activités de Statoil
U	=	déduction fiscale sur investissements pétroliers ou uplift
M_{dir}, M_{ind}	=	émissions de GES des activités pétrolières (directes/indirectes)
ξ_{pri}	=	part des prises de participation publique dans l'exploitation pétrolière
R	=	exploitation pétrolière
P	=	prix du baril
D	=	dépenses moyennes d'exploitation par baril
ξ	=	ratio du revenu net de l'exploitation pétrolière sur le revenu pétrolier net total
G_{red}	=	redevances de l'exploitation pétrolière (exogènes)
Γ	=	variable dichotomique pour changement de régime en 2007
ξ_{Stat}	=	part de Statoil dans l'exploitation pétrolière
ζ_{Div}	=	part du revenu net de Statoil versée en dividendes
η	=	part de la propriété publique dans Statoil

Taxation corporative des activités pétrolières directes

Trois sources de revenus composent la taxation corporative de l'exploitation pétrolière : (1) l'impôt G_{idir}, (2) la taxe carbone G_{CO2dir} et (3) les redevances et frais d'occupation du territoire G_{occ}.

L'impôt se divise en impôt ordinaire et spécial. L'équation d'impôt ordinaire sur l'exploitation pétrolière est obtenue par régression selon la méthode des MCO. Comme l'impôt corporatif est calculé sur les profits, les variables indépendantes sont le PIB pétrolier direct $Y_{p_{dir}}$ (comme approximation des revenus), ainsi que les salaires pétroliers directs W_{dir} et la consommation intermédiaire des sociétés pétrolières C_{dir} (comme approximations des coûts). Les coefficients du PIB et des salaires montre des signes qui correspondent aux intuitions (signes positif et négatif respectivement). Toutefois, la consommation intermédiaire présente un signe positif, ce qui signifie, de façon contre-intuitive, que cette variable est corrélée avec les revenus d'imposition.

Ceci est probablement attribuable à certaines stratégies fiscales difficiles à capter dans le modèle, comme le report des pertes des années antérieures dans le calcul de la base taxable [8].

Le coefficient de la constante, de valeur négative, a été mis de côté dans l'équation du modèle. La raison de cela est que retenir la constante permettrait au modèle d'afficher des revenus d'impôt négatifs à des niveaux de production réduits, ce qui est illogique. Au lieu de cela, l'équation sans constante a été mise en rapport avec l'équation avec constante, et un coefficient d'ajustement δ a été ajouté à la formulation finale pour corriger l'omission de la constante. Ce coefficient δ prend en l'occurence la valeur de 0,85381.

Deuxièmement, l'équation d'impôt spécial adopte sensiblement la même formulation que celle de l'impôt ordinaire, à l'exception qu'est ici prise en compte la déduction fiscale sur investissement U (« uplift ») prévue dans le calcul de cet impôt spécial. En effet, alors que l'impôt ordinaire est calculé sur les profits, l'assiette fiscale de l'impôt spécial est composée des profits, desquels sont déduits un montant correspondant à 30 % des investissements réalisés dans l'exercice financier (Norwegian Ministry of Finance, inconnue).

Le calcul de l'assiette fiscale pour la taxation corporative du secteur pétrolier procède de la manière suivante :

Tableau 2.8 Calcul de la base taxable pour la taxation corporative

	Revenus
-	Coûts d'opération et d'intérêts
-	Dépréciation (16,67 % pour 6 ans)
-	Perte des années précédentes
=	*Assiette fiscale pour impôt ordinaire*
-	Déduction fiscale sur investissement ou « uplift »
=	*Assiette fiscale pour impôt spécial*

Source : ministère norvégien des Finances.

L'équation de la régression multiple de l'impôt spécial sur les activités pétrolières prend donc la forme suivante :

8. En effet, si les entreprises répartissent leurs dépenses de consommation intermédiaire d'une année à l'autre dans le but d'optimiser leurs contributions fiscales, cela fausse nécessairement les coefficients de la régression.

$$G_{idir_{spéc}} = (\beta_0 + \beta_1 Y_{p_{dir}} + \beta_2 W_{dir} + \beta_3 C_{dir} + \beta_4 I_{dir} - UI_{dir}) * \tau_{cs}$$

$$\frac{G_{idir_{spéc}}}{\tau_{cs}} = \beta_0 + \beta_1 Y_{p_{dir}} + \beta_2 W_{dir} + \beta_3 C_{dir} + \beta_4 I_{dir} - UI_{dir}$$

$$\frac{G_{idir_{spéc}}}{\tau_{cs}} + UI_{dir} = \beta_0 + \beta_1 Y_{p_{dir}} + \beta_2 W_{dir} + \beta_3 C_{dir} + \beta_4 I_{dir}$$

Le traitement de la constante dans l'équation d'impôt spécial est le même que pour l'impôt ordinaire, c'est-à-dire que la constante est retirée du modèle et est plutôt remplacée par un facteur d'ajustement δ qui vient multiplier le reste de l'équation. Dans le présent cas, le coefficient δ prend la valeur de 0,84369.

Troisièmement, les revenus tirés de la taxe carbone sur les activités pétrolières directes G_{CO2dir} est obtenue en multipliant simplement le taux de la taxe τ_{dir} par les émissions de l'exploitation pétrolière M_{dir}.

Enfin, les redevances et frais d'occupation du territoire G_{occ} se décomposent en deux éléments, dont le premier, les redevances G_{red}, est toutefois d'importance limitée puisque le régime norvégien de redevances a été aboli en 2008. Ainsi, comme les redevances ne sont pas incluses dans l'application du modèle au Québec, elles sont traitées comme exogènes dans le modèle.

Quant aux frais d'occupation du territoire, par souci de simplicité, les données de superficie occupée pour l'exploitation pétrolière ont été remplacées par le niveau d'exploitation pétrolière R. De plus, comme le régime de frais d'occupation du territoire a fait l'objet de modifications en 2007, une variable dichotomique Γ a été ajoutée à l'équation de la régression par MCO.

Taxation corporative des activités pétrolières indirectes

L'équation d'impôt sur les activités pétrolières indirectes a été formulée suivant la même méthode que pour l'équation d'impôt ordinaire sur l'exploitation pétrolière, c'est-à-dire que la variable de revenus d'impôt G_{iind} est incluse dans une régression par MCO. Les variables indépendantes retenues sont les mêmes (PIB pétrolier indirect $Y_{p_{ind}}$ et salaires indirects W_{ind}), à l'exception de la consommation intermédiaire C_{ind} qui n'était pas statistiquement significative et a donc été retirée de l'équation de régression. Les coefficients montrent les signes attendus, c'est-à-dire que

le PIB pétrolier indirect $Y_{p_{ind}}$ est corrélé positivement avec les revenus d'imposition, tandis que les salaires indirects W_{ind}, qui représentent un coût pour les entreprises et sont par conséquents soustraits de leur assiette fiscale, sont corrélés négativement avec les revenus d'imposition.

Comme pour l'impôt ordinaire et spécial sur l'exploitation pétrolière, la constante a été omise dans le modèle et a été remplacée par un facteur d'ajustement δ, qui prend ici la valeur de 1,12611.

Le deuxième type de revenus composant la taxation corporative des activités pétrolières indirectes est la taxe carbone. Les revenus de la taxe carbone sur les activités pétrolières indirectes G_{CO2ind} sont obtenus simplement en multipliant le taux de taxation $\tau_{gén}$ avec les émissions provenant des activités pétrolières indirectes M_{ind}, sans ajustement supplémentaire requis.

Prises de participation de l'État dans les activités pétrolières

L'équation de prises de participation de l'État se divise en deux portions : les prises de participation dans les activités pétrolières directes, d'une part, et indirectes, d'autre part. Pour ce qui est de la première composante, la formulation est plutôt simple : on dégage d'abord, d'après les données historiques, le coefficient de prises de participation publiques dans l'exploitation pétrolière, noté ξ. En utilisant les variables de production pétrolière R, du prix P et des dépenses moyennes par baril D, on calcule le revenu net de l'exploitation pétrolière $(RP - RD)$. On multiplie ensuite le revenu net par le coefficient ξ. Un coefficient d'ajustement δ est ajouté à l'équation, lequel prend la valeur de 1,10834.

La même méthode est appliquée pour modéliser les prises de participation publiques dans les activités pétrolières indirectes, à la différence que le revenu net est ici multiplié par une expression représentant la part des activités indirectes dans le revenu pétrolier net total. Cette expression emploie de la manière suivante le ratio du revenu net de l'exploitation pétrolière sur le revenu pétrolier net total ξ : $\frac{1-\xi}{\xi}$. Le même coefficient d'ajustement δ est inclus à l'équation.

Dividendes de Statoil

Pour modéliser les dividendes versées à l'État par la société publique Statoil, le coefficient représentant la part de Statoil dans l'exploitation pétrolière ξ_{Stat}, qui est tiré des données historiques, est multiplié par le revenu net de l'exploitation pétrolière $(RP - RD)$. On enlève ensuite la portion de ce revenu net qui est versée en impôts en multipliant l'expression par

$(1 - \tau_{Stat})$, où τ_{Stat} représente le taux effectif de taxation des activités de Statoil. On multiplie le tout par la part du revenu net de Statoil versée en dividendes ζ_{Div}, puis par la part de propriété publique dans Statoil, notée η[9]. Ces deux coefficients calculés à partir des données historiques.

Impôt des particuliers sur les activités pétrolières directes

L'équation d'impôt des particuliers provenant de l'exploitation pétrolière est formulée par régression selon la méthode des MCO. Ici, les variables indépendantes statistiquement significatives sont les salaires pétroliers directs W_{dir} et les salaires pétroliers directs cumulatifs $W_{dir_{cumul}}$. Le coefficient trouvé pour W_{dir} est négatif, tandis que le coefficient $W_{dir_{cumul}}$ est positif, ce qui semble indiquer qu'à taux d'imposition constant, l'ancienneté de la main-d'oeuvre détermine davantage l'impôt récolté que les salaires enregistrés a une période temporelle spécifique.

Par ailleurs, dû à la forme logarithmique employée, la constante est conservée dans la formulation de l'équation (puisqu'avec une formulation de type $\beta_0 * \beta_1 A_1$, la variable dépendante ne peut être positive malgré une forte constante si la variable indépendante prend la valeur de 0). Malgré tout, l'emploi d'un facteur d'ajustement δ, d'une valeur de 1,12613, permet tout de même d'améliorer la performance de l'équation.

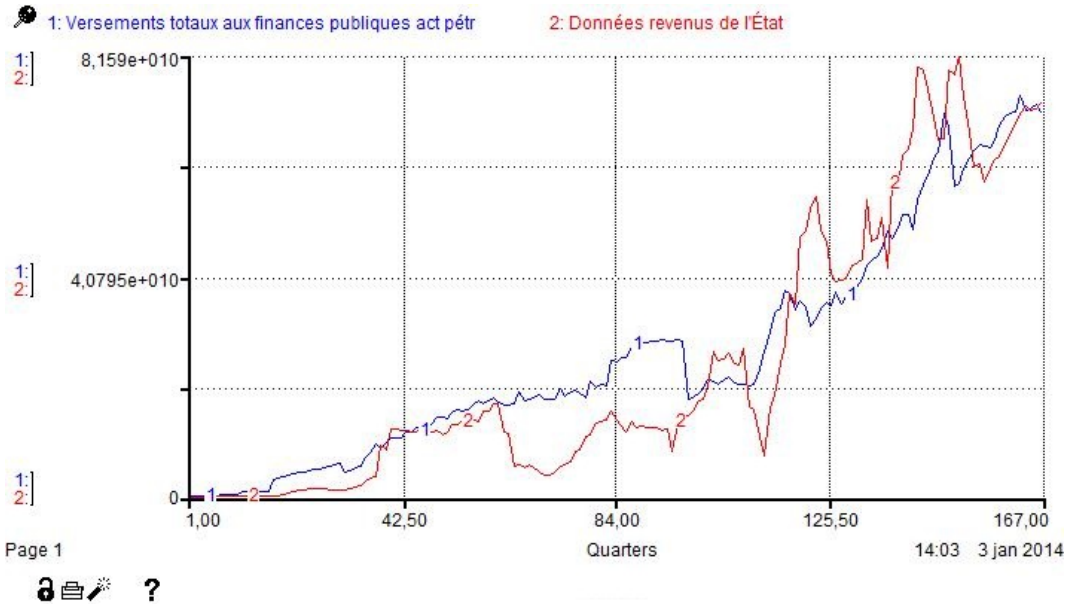
À noter que comme la régression a été réalisée à partir des données annuelles, la transposition au présent modèle, qui fonctionne selon des données trimestrielles, nécessite une correction par l'ajout de la fraction $\frac{1}{4}$.

Impôt des particuliers sur les activités pétrolières indirectes

Les impôts de particuliers provenant des activités pétrolières indirectes sont modélisés exactement de la même façon que pour l'impôt des particuliers tiré de l'exploitation pétrolière, c'est-à-dire par régression selon la méthode des MCO. Ici cependant, la variable de salaires pétroliers indirects cumulatifs $W_{ind_{cumul}}$ n'est pas statistiquement significative. La seule variable indépendante retenue est donc celle des salaires indirects W_{ind}. Même avec une seule variable indépendante, le coefficient de détermination R^2 de la régression est de 0,96126, ce qui est satisfaisant pour les fins du présent modèle.

9. En 2013, l'État norvégien possédait 67 % des parts de la société publique Statoil.

Nous ajoutons quand même un facteur d'ajustement δ, qui prend la valeur de 0,90987.



Trimestres :

1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 2.11 Revenus de l'État provenant des activités pétrolières, modèle et données, Norvège, 1971-2013

En additionnant les différentes composantes des revenus de l'État, on obtient une représentation plutôt fidèle des données historiques, avec un coefficient de détermination de $R^2 = 0{,}6836$ [10] et un ratio du modèle par rapport aux données de 1,0546. Cela signifie que le modèle surestime légèrement les revenus de l'État provenant des activités pétrolières.

10. Il est à noter que ce coefficient de détermination a été calculé à partir des données brutes (non lissées). Or, les revenus de l'État montrent une forte variabilité entre les périodes en raison des périodes de collecte qui varient de trimestre en trimestre selon la source de revenus. Dans ces circonstances, il est normal que le coefficient de détermination soit faible. À l'inverse, la figure 2.11 présente des données lissées selon une moyenne mobile de 4 périodes. Si l'on calcule le coefficient de détermination R^2 à partir des données lissées, on obtient plutôt un R^2 de 0,8796.

2.6 Limites du modèle

Équation d'exploitation pétrolière

L'équation d'exploitation pétrolière proposée dans le modèle prend comme point de départ une quantité finie de ressources pétrolières et adopte une trajectoire d'exploitation suivant une loi normale, avec des ajustements à la marge pour tenir compte de la conjoncture du prix du baril. Il pourrait être intéressant d'explorer une formulation alternative de l'équation d'exploitation pétrolière, qui s'appuyerait plutôt sur une quantité évolutive de réserves pétrolières, tel que proposé par Radzicki et Taylor (1997) d'après la thèse d'Adelman (1986) :

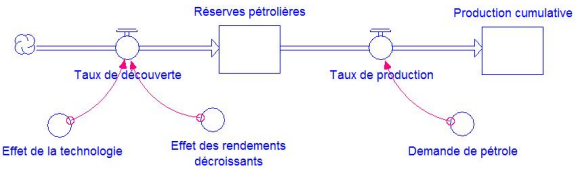


Figure 2.12 Thèse d'Adelman quant aux découvertes et à la production de pétrole

Dans ce modèle de l'exploitation pétrolière, la figure en forme de nuage à l'extrémité gauche indique qu'il n'y a pas de quantité fixe de pétrole ; les réserves sont théoriquement illimitées. Ce qui détermine le rythme d'exploitation est le taux de découverte, qui sera plus positif si l'effet de la technologie supplante l'effet des rendements décroissants (Radzicki and Taylor, 1997).

Cependant, les données norvégiennes sur le taux de découverte des ressources pétrolières sont parcellaires. De plus, dans le cas de l'application du modèle au Québec, la quantité de réserves prouvées dans les différents bassins pétroliers québécois est hautement hypothétique. Il est donc intéressant de pouvoir moduler directement les réserves pétrolières et d'en observer les répercussions sur les variables clé.

Multicolinéarité imparfaite

La multicolinéarité imparfaite est un vice structurel que peuvent contenir certaines équations de régression multiple estimées par moindres carrés ordinaires (MCO). En particulier, cela signifie que deux ou plusieurs régresseurs sont fortement corrélés entre eux (Stock and Watson, 2007, 209).

Puisque le but de la méthode par MCO est d'isoler l'effet d'un régresseur sur la variable indépendante en maintenant toutes choses égales par ailleurs, il est évident qu'en présence de deux régresseurs fortement corrélés, au moins l'un des deux coefficients de ces régresseurs sera estimé de manière imprécise.

Par exemple, prenons l'équation du PIB pétrolier indirect :

$$\begin{aligned} Y_{p_{ind}} &= \delta * \left(e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2} * C^{\beta_3} * t^{\beta_4}\right) \\ &\quad * [1 - \rho_Y * (\tau_{gén} + \phi)] \end{aligned}$$

Ici, le PIB pétrolier direct cumulatif C est fortement corrélé avec la variable temporelle t (coefficient de corrélation R^2 de 0,9214).

Comment interpréter ces données ? En fait, l'intérêt principal des régressions multiples dans le cadre de la construction d'un modèle macroéconomique de dynamique des systèmes n'est pas tant de discerner le poids spécifique de telle ou telle variable dépendante sur les variables indépendantes. L'intérêt est ici davantage de reproduire le plus précisément possible les trajectoires des variables indépendantes. Ainsi, dans un tel contexte, notre attention se porte moins sur la force de coefficients de variables spécifiques, mais plutôt sur l'effet agrégé sur les variables-clé comme les emplois, les revenus publics et les émissions de GES.

En somme, dans l'interprétation des résultats de régression, il faut demeurer conscient de la présence possible de multicolinéarité imparfaite dans certaines équations et ainsi faire preuve de prudence. Pour ce faire, des corrélogrammes chiffrant la force de la corrélation de chaque régresseur avec les autres régresseurs sont présentés à l'Annexe I, immédiatement apres les résultats de régression. Tirer des conclusions trop hâtives en se fondant aveuglément sur la force du coefficient de tel ou tel régresseur serait une erreur.

Pétrole et gaz naturel

Alors que le présent mémoire se concentre uniquement sur le pétrole, il semble clair que les gisements québécois, du moins ceux de Old Harry et d'Anticosti, renfermeraient à la fois du pétrole et du gaz naturel (Hydro-Québec, 2002). Dans ces circonstances, il est difficile de dissocier les retombées économiques du pétrole et du gaz naturel, notamment en termes d'emplois et de revenus publics. Une étude plus approfondie de ce secteur engloberait autant le pétrole que le gaz naturel.

CHAPITRE III

VALIDATION

Les méthodes de validation en dynamique des systèmes se distinguent de celles employées pour la validation empirique conventionnelle. Tandis que certains auteurs en dynamique des systèmes font remarquer qu'il n'existe pas de définition universelle de la validation dans la littérature sur la modélisation (Radzicki, 2009, 183), d'autres rejettent carrément le terme « validation » (Nordstrom, 2012, 1905) [1]. D'autre part, il a souvent été reproché à des praticiens de la dynamique des systèmes d'employer des méthodes de validation informelles, subjectives et qualitatives (voir notamment Nordhaus (1972) et Zellner (1980) - cités dans Radzicki (2009)).

Pour Radzicki (2009), il est impossible de définir une notion absolue de la validité qui soit séparée l'objectif recherché par le modèle. Ainsi, dès que la validité est envisagée comme « l'utilité face à un objectif », il découle que juger de l'utilité d'un modèle est un processus informel, pouvant inclure autant des composantes empiriques que des composantes dites structurelles.

Suivant la méthodologie développée par Radzicki (2009), deux tests empiriques et deux tests de structure directe sont présentés. Les tests empiriques, qui se concentrent sur l'adéquation du modèle aux données historiques, comprennent d'une part l'examen par module des coefficients de détermination R^2, et d'autre part, l'observation du ratio entre les données cumulatives du modèle sur la période étudiée et les données historiques. Les tests de structure directe sont le tests de conditions extrêmes et les tests de sensibilité sur les variables-clé du modèle.

---

1. Nordstrom (2012) soumet que l'utilisation du terme « validation » est une illustration de la tendance inhérente à la nature humaine de vouloir tout classer en catégories « valides » ou « vraies » et « non valides » ou « fausses ». Il propose l'emploi de l'expression plus neutre « évaluation de modèles ».

3.1 Adéquation du modèle aux données historiques

Deux mesures sont utilisées pour évaluer dans quelle proportion le modèle parvient à reproduire les caractéristiques du secteur pétrolier norvégien entre 1971 et 2013 : (1) le coefficient de détermination R^2 et (2) le ratio des données cumulatives générées par le modèle et des données historiques. Les résultats détaillés de l'adéquation du modèle aux données historiques sont présentés à l'annexe II.

Dans le module d'exploitation pétrolière, la moyenne des coefficient de détermination R^2 est de 0,9076, avec un ratio moyen modèle-données de 1,0269. Cela indique que le modèle reproduit fidèlement les données historiques.

La situation est similaire dans le module d'emplois et de salaires, avec un coefficient de détermination R^2 moyen de 0,8797 et un ratio moyen modele-données de 1,0116. Il n'y a donc pas de problème d'adéquation aux données historiques ici non plus.

Dans le module d'émissions de GES, les émissions directes et les émissions incidentes ont respectivement un coefficient de détermination R^2 de 0,9421 et de 0,7373, avec un ratio respectif modèle-données de 1,0216 et 1,1136. Toutefois, les résultats sont moins satisfaisants en ce qui a trait aux émissions indirectes, qui affichent un coefficient de détermination R^2 de 0,0887 et un ratio modèle-données de 1,3374. Cela ne pose toutefois pas problème face à la performance générale du modèle puisque les émissions indirectes ne représentent que 2 % des émissions totales.

Finalement, le module des revenus de l'État performe relativement bien également, avec un coefficient de détermination R^2 moyen de 0,6054 et un ratio moyen modèle-données de 0,9573. Cette faiblesse relative du coefficient de détermination peut être expliquée en raison du fait que le moment de collecte des revenus de l'État varie selon les sources de revenu, ce qui entraine de très fortes variations de période en période. Dans ces circonstances, il est normal que le coefficient de détermination soit faible ; il serait nécessairement plus élevé si on le calculait à partir de données historiques lissées selon une moyenne mobile, par exemple.

En somme, la moyenne des coefficients de détermination R^2 des principales variables du modèle est de 0,7347, avec un ratio global moyen modèle-données de 1,0183. Le modèle reproduit raisonnablement bien les données historiques.

3.2 Tests de conditions extrêmes

Le test de conditions extrêmes consiste à attribuer à une variable-clé du modèle une valeur se situant en-dehors de l'intervalle des valeurs normalement attendues pour cette variable. On vérifie ensuite que ce changement affecte le reste du modèle d'une manière conforme à la logique (Ford, 2010, 166). Les variables testées sont en l'occurence au nombre de quatre : (1) la production pétrolière ; (2) la taxe carbone pétrolière ; (3) la taxe carbone générale et (4) le prix du baril.

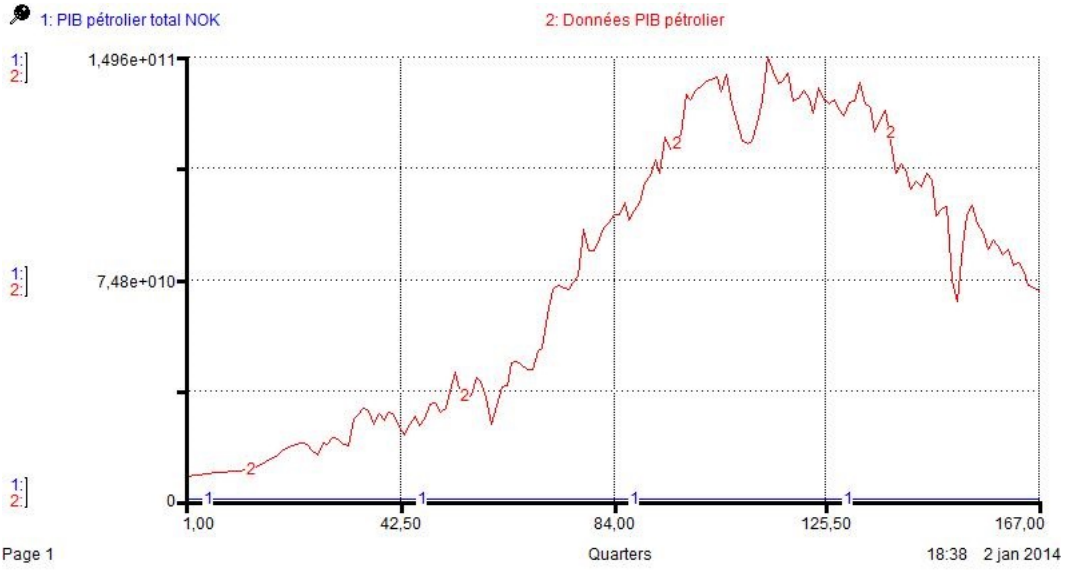
3.2.1 Production pétrolière

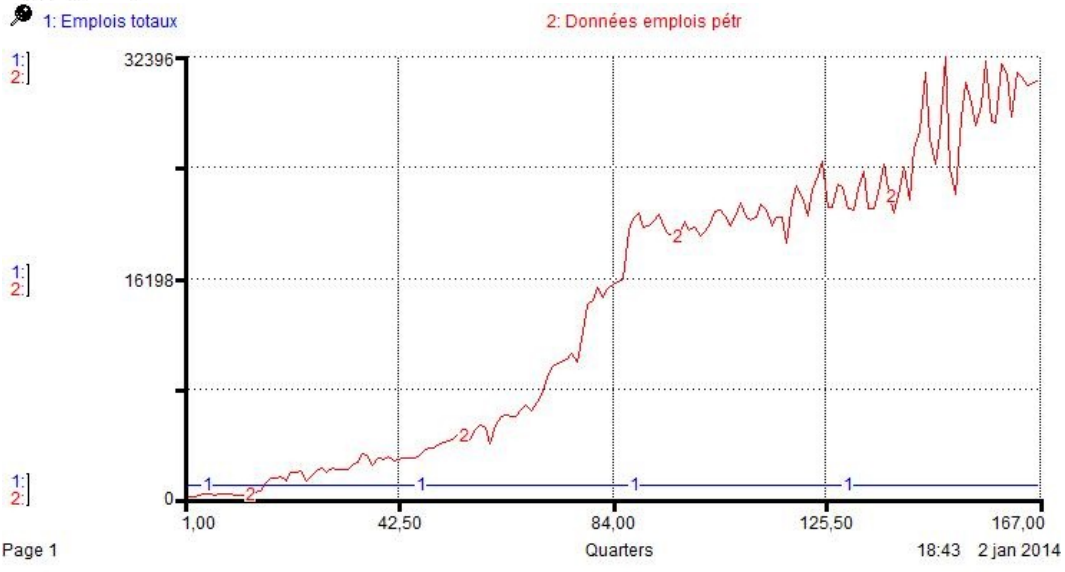
Dans un modèle du secteur pétrolier, la première variable à soumettre au test de conditions extrêmes est celle de la production pétrolière : en ramenant la production à zéro, comment le modèle réagit-il ? Ordinairement, les variables telles le PIB pétrolier, les émissions de GES et les revenus de l'État devraient être à zéro également. À l'inverse, si le modèle générait des résultats élevés pour ces variables, il faudrait conclure à un dysfonctionnement structurel du modèle.

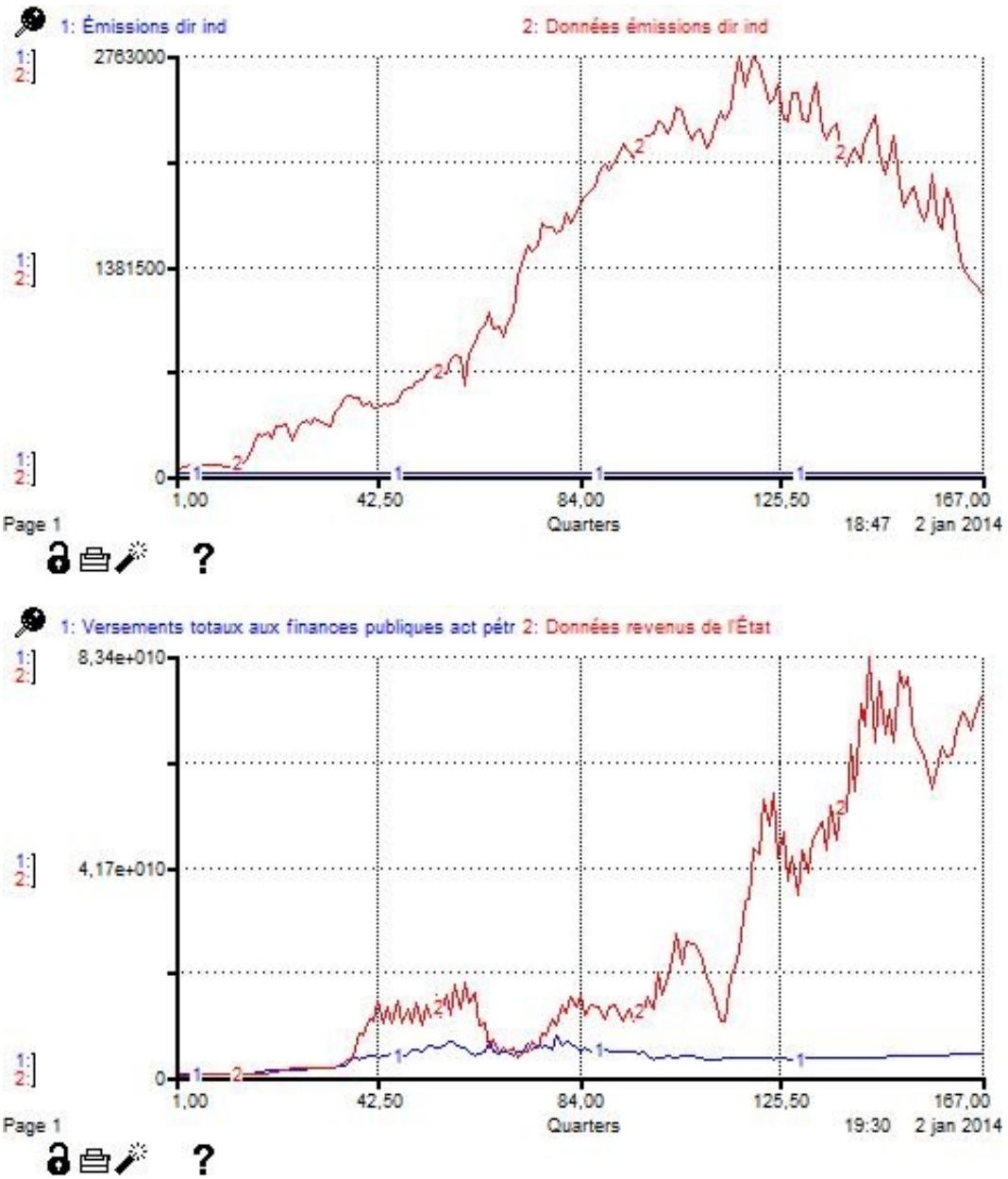
Dans le présent cas, mettre la production pétrolière à zéro est impossible puisque certaines variables, telles l'intensité carbone de la production, ont comme déterminant la production pétrolière, qui figure au dénominateur. Ainsi, mettre la production pétrolière à zéro implique une division par zéro dans l'équation d'intensité carbone de la production, ce qui génère un message d'erreur.

Pour éviter ce problème, on place plutôt la production pétrolière au minimum possible, soit 1 baril par trimestre, ce qui nous permet tout de même d'évaluer les effets sur le reste du modèle.

Ici, le test structurel montre des résultats concluants, tels que l'illustrent les graphiques de la figure 3.1. Avec une production quasi nulle, le PIB pétrolier total demeure très près de 0, tout comme les emplois pétroliers et les émissions de GES pétrolières. Seuls les revenus de l'État provenant des activités pétrolières montrent une légère tendance positive.


1: PIB pétrolier total NOK
2: Données PIB pétrolier
1,496e+011
7,48e+010
0
1,00
42,50
84,00
125,50
167,00
Page 1
Quarters
18:38 2 jan 2014


1: Emplois totaux
2: Données emplois pétr
32396
16198
0
1,00
42,50
84,00
125,50
167,00
Page 1
Quarters
18:43 2 jan 2014

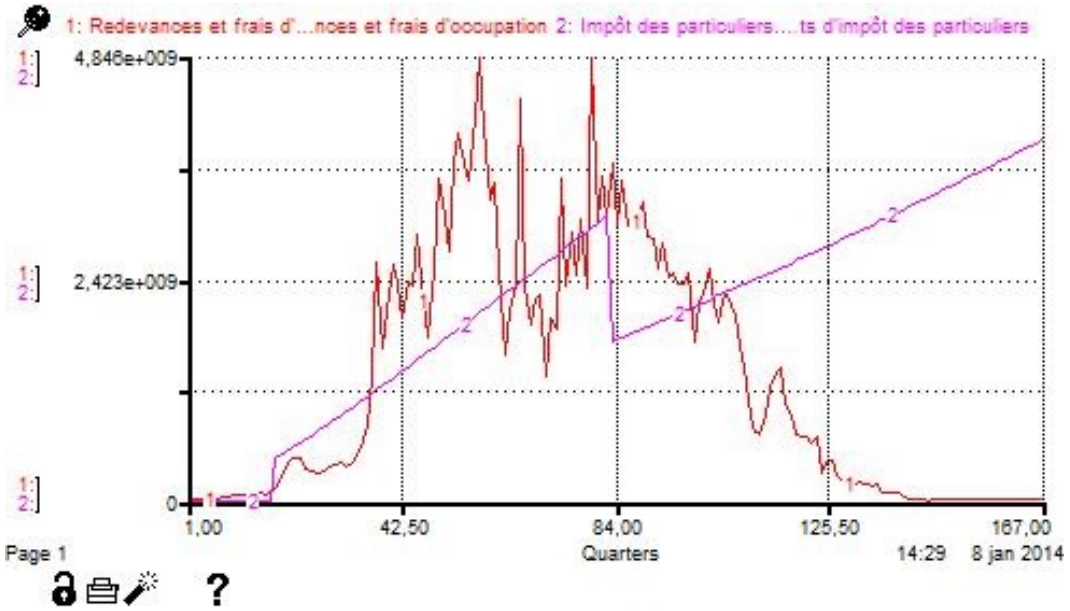


1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 3.1 PIB pétrolier, emplois pétroliers, émissions de GES (directes et indirectes) et revenus de l'État avec production pétrolière à 1 baril par période, modèle et données, Norvège, 1971-2013

La trajectoire faiblement positive, à production quasi nulle, de la variable des revenus de l'État : (1) les redevances ; et (2) l'impôt direct des particuliers provenant des activités pétrolières.

D'abord, en ce qui a trait aux redevances, comme en fait foi le tableau 2.6, celles-ci sont considérées comme exogènes dans le modèle. En effet, les redevances ayant été abolies en Norvège en 2008, il n'a pas été jugé pertinent de passer du temps à les rendre endogènes puisque dans l'application du modèle norvégien au Québec, les redevances ne sont tout simplement pas incluses. Par conséquent, il est normal que les redevances demeurent positives pour le présent test.



1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 3.2 Redevances et impôt direct des particuliers provenant des activités pétrolières, modèle, Norvège, 1971-2013

Quant à l'impôt direct des particuliers provenant des activités pétrolières, retournons à l'équation de la variable :

$$G_{pdir} = \delta * \frac{1}{4} * e^{\beta_0} * W_{dir}^{\beta_1} * W_{dir_{cumul}}^{\beta_2} * \tau_p$$

Les revenus d'impôt direct des particuliers dépend essentiellement des salaires du secteur pétrolier. Les salaires dépendent quant à eux des emplois directs et du PIB pétrolier direct cumulatif :

$$W_{dir} = e^{\beta_0} * E_{dir}^{\beta_1} * C^{\beta_2}$$

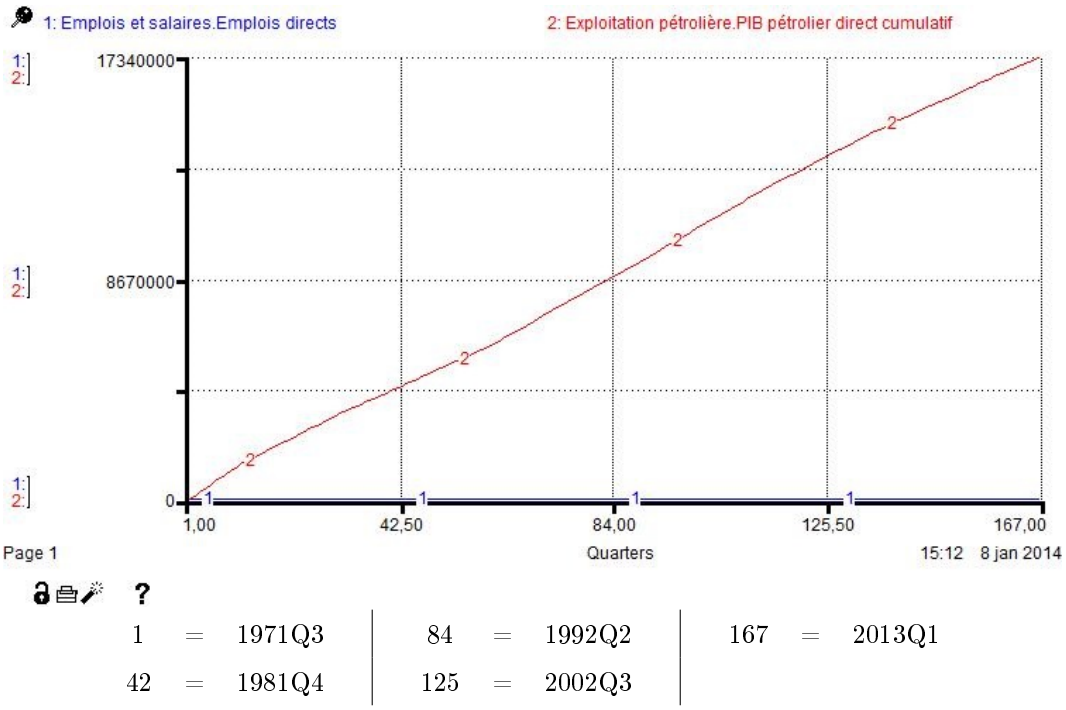


Figure 3.3 Emplois directs et PIB pétrolier direct cumulatif, modèle, Norvège, 1971-2013

Le problème ne vient pas tant des emplois directs, qui demeurent stables à un niveau relativement faible (autour de 945), que du PIB pétrolier direct cumulatif. En effet, le PIB pétrolier direct cumulatif connaît une hausse faible mais stable, même à un niveau de production dérisoire d'un baril par jour :

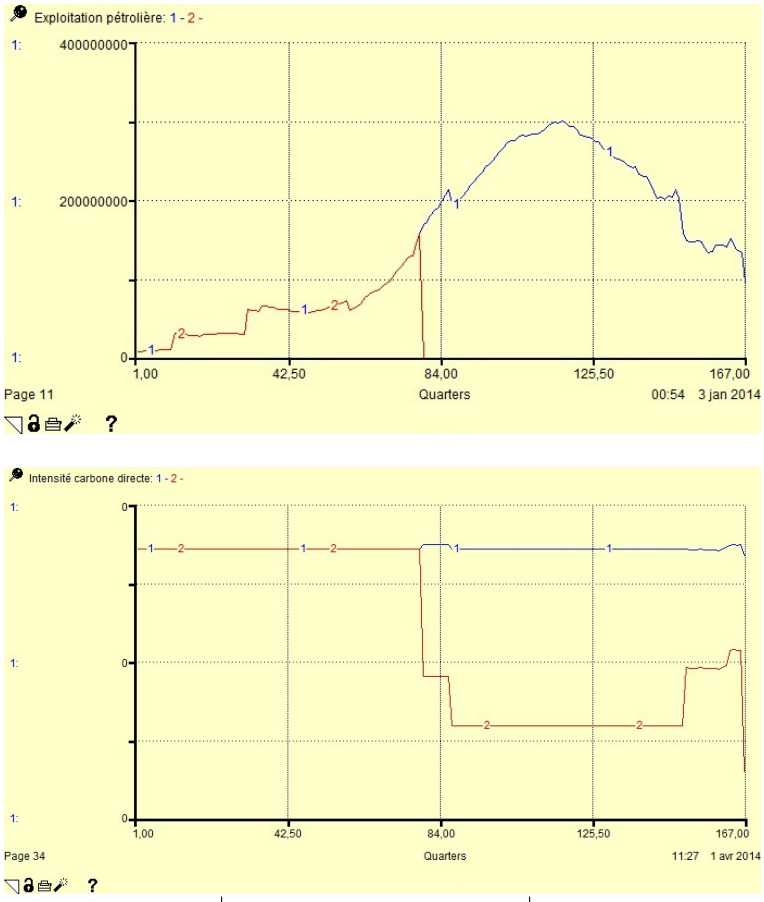
Le PIB pétrolier direct dépend de l'exploitation pétrolière et du prix du baril :

$$Y_{p_{dir}} = e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2}$$

Dans cette équation, les coefficients β_0, β_1 et β_2 prennent des valeurs respectives de 12,8, 0,7 et -0,2. Ainsi, c'est le fort coefficient β_0 qui permet au PIB pétrolier direct d'augmenter significativement malgré un niveau de production très faible. Bien qu'il puisse être intéressant de reformuler éventuellement l'équation de PIB pétrolier direct pour que le coefficient β_0 soit plus faible (en y intégrant une variable d'exploitation cumulative ou encore une variable temporelle, par exemple), il reste que l'impact de cette surestimation sur les revenus de l'État est marginal.

3.2.2 Taxe carbone pétrolière

Le test effectué sur la taxe carbone pétrolière implique de multiplier cette variable par un facteur de 10. On constate que l'effet sur le niveau de production pétrolière est conforme à ce qui est attendu, c'est-à-dire que la production tombe à 0 dès l'introduction de la taxe carbone en 1991. L'effet d'une très forte taxe carbone sur l'intensité carbone de la production pétrolière est également conforme à l'intuition, c'est-à-dire qu'on constate une forte baisse de l'intensité carbone à partir de 1991 :

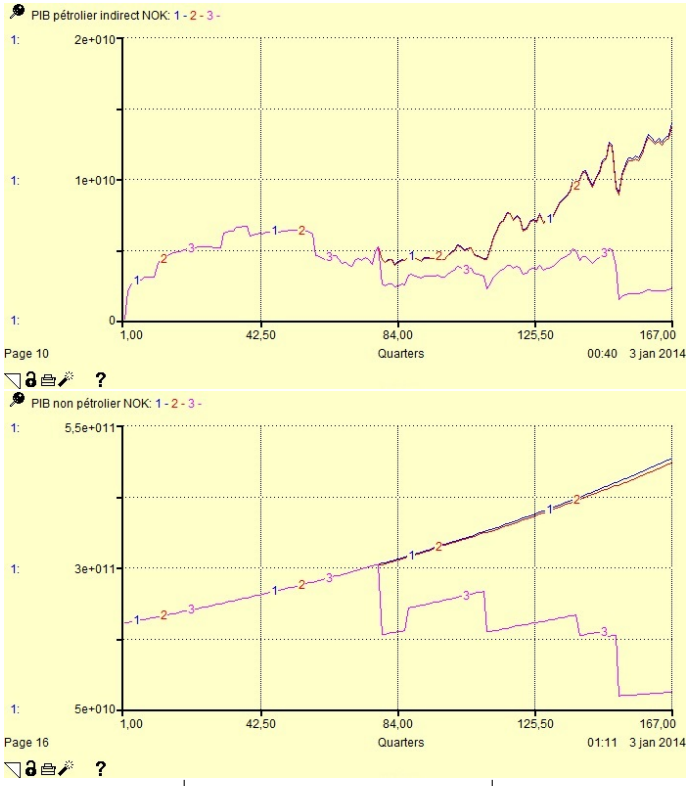


1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 3.4 Exploitation pétrolière et intensité carbone de l'exploitation pétrolière avec taxe carbone pétrolière x 1 et x 10, Norvège, 1971-2013

3.2.3 Taxe carbone générale

Nous réalisons le même test de conditions extrêmes sur la taxe carbone générale. Cette fois-ci, comme nous examinons l'impact sur des variables d'un ordre de grandeur différent, soit le PIB pétrolier indirect et le PIB non pétrolier, nous multiplions la taxe carbone générale par des facteurs de 1, 10 et 500 respectivement (correspondant aux scénarios 1, 2 et 3 dans la figure 3.5). L'impact sur le PIB pétrolier indirect et sur le PIB non pétrolier d'une taxe carbone générale multipliée par un facteur 10 est très faiblement négatif. Pour affecter significativement le niveau du PIB pétrolier indirect et du PIB non pétrolier, on doit multiplier la taxe carbone par un facteur beaucoup plus grand, comme 500.

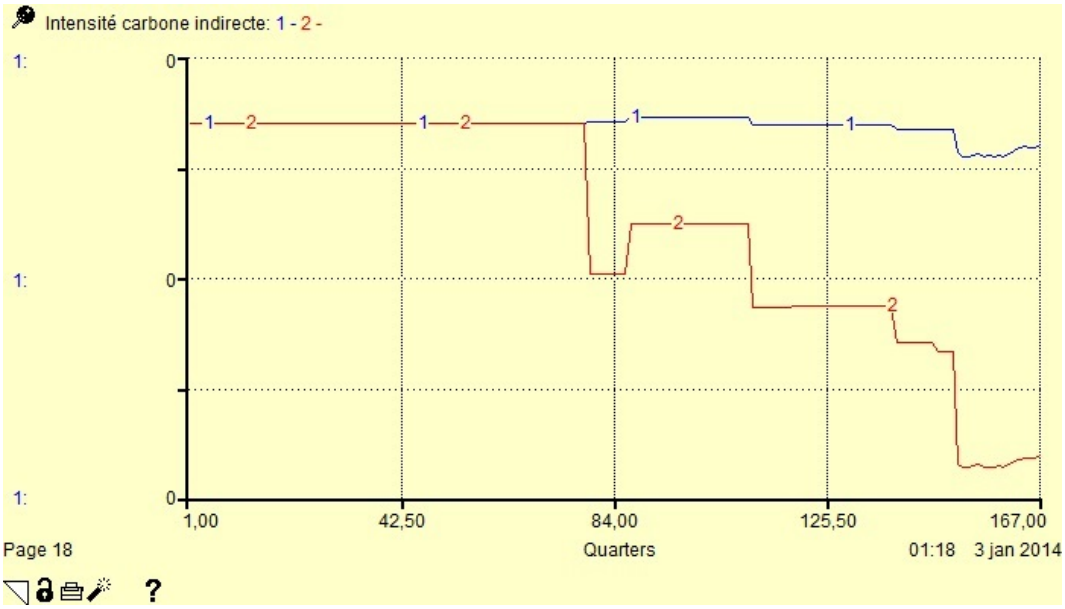


1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

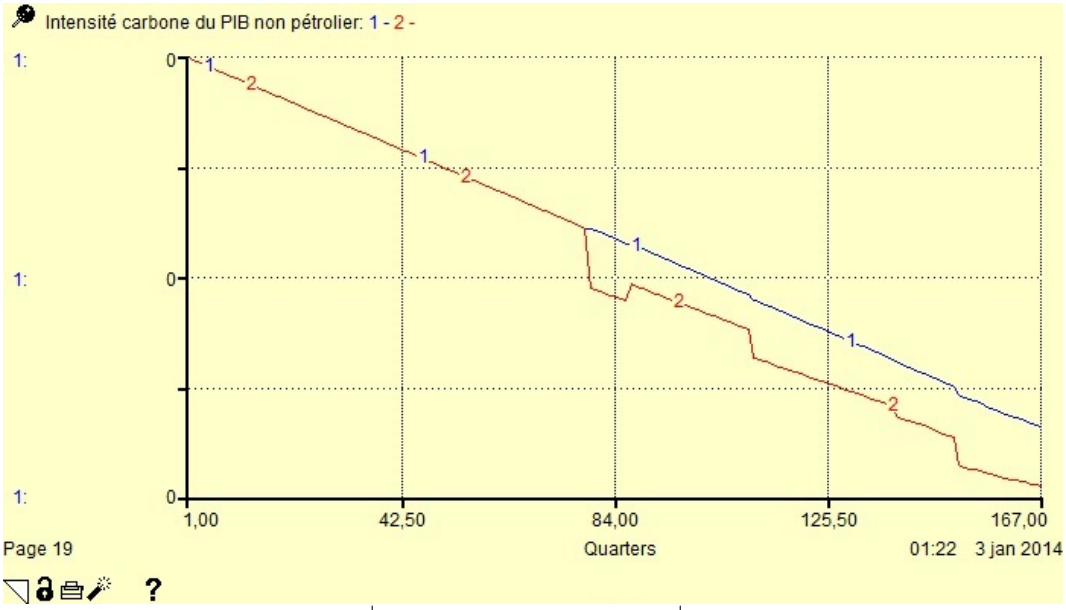
Figure 3.5 PIB pétrolier indirect et PIB non pétrolier avec taxe carbone générale x 1, x 10 et x 500, Norvège, 1971-2013

La relation négative entre la taxe carbone générale et le PIB est conforme à la théorie économique de même qu'aux études empiriques aux données (voir notamment Bruvoll and Larsen (2004), qui trouvent une baisse de production de l'ordre de 6,7768E-06 % par NOK de taxe carbone non pétrolière [2]).

Le réel impact de la taxe carbone non pétrolière se situe toutefois au niveau de l'intensité carbone de la production. En multipliant la taxe carbone par un facteur de 10, on remarque un effet négatif autant sur l'intensité carbone indirecte que sur celle de la consommation des ménages.



2. Les résultats présentés dans Bruvoll and Larsen (2004) impliquent que pour faire baisse le PIB général de 1 %, la taxe carbone doit être de 1 476 NOK par baril de combustible (ou 262 $CAN). Or, en 2013, la taxe carbone non pétrolière norvégienne était de 252 NOK par baril de combustible (45 $CAN).



1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 3.6 Intensité carbone des activités pétrolières indirectes et de la consommation des ménages avec taxe carbone générale x 1 et x 10, Norvège, 1971-2013

3.2.4 Prix du baril

Dans le cas du prix du baril, on simule l'effet sur l'exploitation pétrolière et sur le PIB pétrolier direct d'un prix du baril multiplié par des facteurs de 0,1, 1 et 10 (correspondant aux scnéarios 1, 2 et 3 dans la figure 3.7). On remarque un effet positif du prix du baril sur le niveau de production, mais un l'effet sur le PIB pétrolier direct est variable selon la période étudiée.

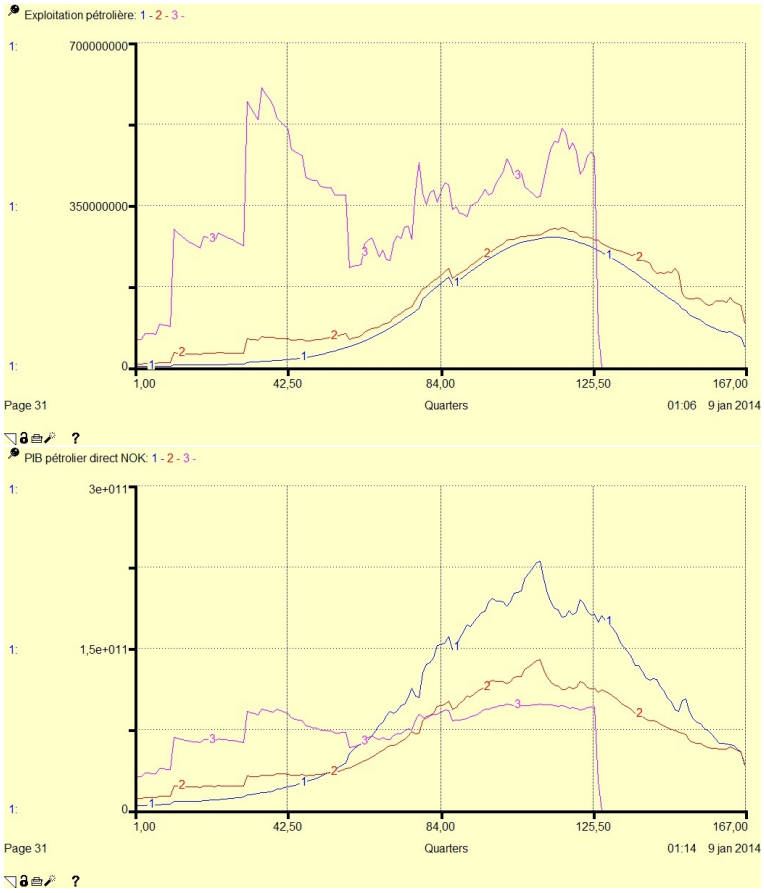


Figure 3.7 Exploitation pétrolière et PIB pétrolier avec prix du baril x 0,1, x 1 et x 10, Norvège, 1971-2013

À propos de l'effet sur la production, deux remarques s'imposent. D'abord, le fait qu'un prix du baril plus élevé entraîne la production à la hausse correspond à ce qui est attendu (dans le scénario numéro 3 où le prix est multiplié par 10, la brusque chute de la production au trimestre 126 s'explique par l'épuisement des réserves initiales). D'autre part, cependant, il est surprenant qu'une baisse du baril à 10% du prix du baril ne fasse chuter la production que très légèrement.

Avec un prix si bas, la rentabilité des projets d'exploitation pétrolière est fort improbable. Dans ces circonstances, on peut soit penser qu'il serait approprié de revoir l'équation de production de manière à ce que le prix du baril y occupe un poids plus important, soit que la spécification des relations ne tient que pour des changements marginaux de la valeur des paramètres. Dans tous les cas, la spécification actuelle de la production pétrolière constitue une approximation raisonnable pour de légères variations de prix, mais pas pour de grands écarts.

Par ailleurs, l'effet sur le PIB pétrolier direct est intéressant. Revoyons l'équation du PIB pétrolier direct :

$$Y_{p_{dir}} = e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2}$$

Comme le PIB pétrolier direct $Y_{p_{dir}}$ dépend de l'exploitation pétrolière R et du prix du baril P et que les coefficients β_1 et β_2 sont positifs, une hausse du prix du baril a d'une part, un effet à la hausse sur le PIB pétrolier direct via la hausse de la production R, et un effet à la baisse via le coefficient β_2 [3]. En début de période, la relation entre le prix du baril et le PIB pétrolier direct est positive, ce qui signifie que l'effet positif indirect de la production domine l'effet négatif direct du prix. Puis, en milieu de période, la relation devient négative, ce qui indique que l'effet prix domine.

3.3 Tests de sensibilité

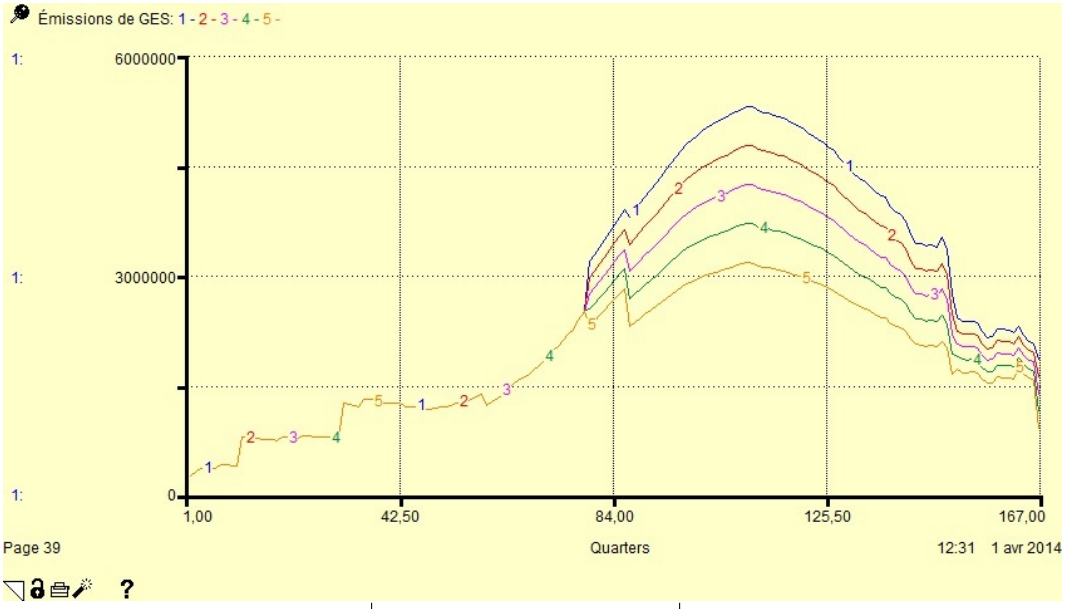
Le dernier test de structure du modèle est davantage lié aux options de politique publique permises par le modèle. Ici, le principal instrument est la taxe carbone, que le gouvernement peut choisir de monter ou de baisser selon les objectifs d'émissions de GES qu'il souhaite atteindre. Ainsi, dans un premier temps, on testera l'effet sur les émissions de GES d'une baisse de 50 % puis de 25 % de la taxe carbone pétrolière, et ensuite d'une hausse de 25 % puis de 50 % de cette même taxe. Enfin, dans un deuxième temps, on examinera les effets sur les émissions de GES de modulations semblables de la taxe carbone générale.

---

3. Pour une explication de la relation négative entre le prix du baril et le PIB pétrolier direct, voir la section 2.2.2.

3.3.1 Taxe carbone pétrolière

Le test de sensibilité appliqué à la taxe carbone pétrolière montre une relation négative avec les émissions de GES, ce qui est conforme à ce qui est attendu. Ainsi, sur la période 1971-2013, une augmentation de la taxe carbone pétrolière entraîne une baisse des émissions de GES. L'absence d'effet sur les émissions de GES avant 1991 (trimestre 79) s'explique du fait que la taxe carbone norvégienne a été introduite à ce moment.



1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 3.8 Émissions de GES et taxe carbone pétrolière à 50%, 75%, 100%, 125% et 150%, Norvège, 1971-2013

Scénario	△Taxe carbone générale (%)	Taxe carbone moyenne (NOK)	△Émissions GES (%)	Émissions GES (Mt)
1	-50 %	153	+17,9 %	440,8
2	-25 %	230	+8,9 %	407,4
3	-	306	-	374,1
4	+25 %	383	-8,9 %	340,6
5	+50 %	459	-17,9 %	307,0

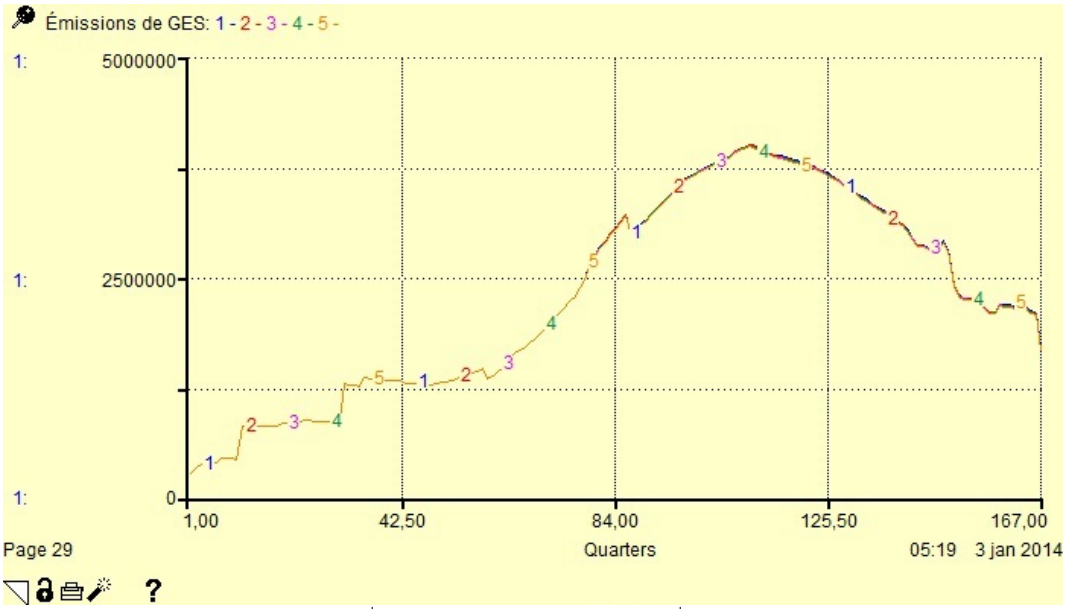
On peut donc constater qu'une variation d'1 % de la taxe carbone entraîne une variation ap-

proximative de -0,4 % des émissions de GES. Il faut cependant dire que cet effet est sous-évalué car les pourcentages de variation d'émissions de GES sont ici calculés à partir des émissions cumulatives sur l'ensemble de la période 1971-2013. Or, entre 1971 et 1990, il est évident que les émissions de GES ne varient pas puisqu'il n'y a pas encore de taxe carbone dans le modèle. Ainsi, une estimation qui prendrait 1991-2013 comme période de référence montrerait un impact plus grand sur les émissions de GES. Cela est également vrai pour la taxe carbone générale (section 3.3.2).

Cette sous-évaluation des effets de la politique climatique norvégienne doit être gardée à l'esprit lorsque les résultats trouvés dans le contexte norvégien seront comparés au contexte québécois.

3.3.2 Taxe carbone générale

La relation entre la taxe carbone générale, qui a un impact autant sur les émissions pétrolières indirectes que sur les émissions liées à la consommation des ménages, a la même relation négative observée dans le cas de la taxe carbone pétrolière.



1	=	1971Q3	84	=	1992Q2	167	=	2013Q1
42	=	1981Q4	125	=	2002Q3			

Figure 3.9 Émissions de GES et taxe carbone générale à 50%, 75%, 100%, 125% et 150%, Norvège, 1971-2013

Scénario	△Taxe carbone générale (%)	Taxe carbone moyenne (NOK)	△Émissions GES (%)	Émissions GES (Mt)
1	-50 %	76	+0,3 %	375,1
2	-25 %	114	+0,1 %	374,6
3	-	152	-	374,1
4	+25 %	190	-0,1 %	373,6
5	+50 %	227	-0,3 %	373,1

Cependant, l'impact sur les émissions indirectes et sur les émissions incidentes est beaucoup plus subtil. En effet, pour une variation d'1 % de la taxe carbone générale, on obtient tout juste une variation de -0,01 %. Cela s'explique par deux facteurs. D'une part, la taxe carbone norvégienne moyenne sur les activités pétrolières sur la période 1971-2013 est de 306 NOK par baril, contre seulement 152 NOK par baril pour la taxe carbone générale. Une variation d'1 % de la taxe carbone pétrolière a donc nécessairement plus d'impact qu'une variation d'1 % de la taxe carbone générale. D'autre part, les émissions directes sont la plus importante des trois sources de gaz à effet de serre engendrés par l'activité pétrolière. Or, la taxe carbone générale ne s'applique qu'aux émissions indirectes et aux émissions incidentes.

3.4 Discussion

Bien qu'il ne soit pas possible - ni même souhaitable, selon plusieurs auteurs - de trancher quant à savoir si le présent modèle est « valide » ou « invalide », il convient d'apprécier dans leur globalité les résultats des tests empiriques et structurels réalisés. Selon Radzicki (2009), le critère pertinent est l'« utilité du modèle face à l'objectif recherché ». Cet objectif est en l'espèce d'avoir une idée des retombées potentielles d'un éventuel secteur pétrolier québécois, advenant que le Québec adoptait dans son intégralité le modèle norvégien d'exploitation pétrolière.

Premièrement, le modèle reproduit fidèlement les données historiques sur la période 1971-2013. D'autre part, les tests structurels de conditions extrêmes et de sensibilité indiquent des relations globablement conformes aux intuitions économiques. Tel que révélé par le test de conditions extrêmes réalisé sur la production pétrolière, une légère surestimation des revenus publics de l'État est toutefois à prévoir. De plus, il est possible que l'effet de très fortes variations de certains paramètres (comme du prix du baril) sur le reste du modèle soit sous-estimé. Toutefois, dans le cadre de l'application du modèle au Québec, les projections de prix du baril, tout comme les autres variables exogènes, suivent une trajectoire constante et stable, fondée sur les prévisions

d'organismes internationaux.

En somme, le modèle paraît offrir une approximation raisonnable des principaux impacts du secteur pétrolier sur l'économie et remplit ainsi le critère d'utilité face à l'objectif recherché. Bien sûr, la transposition dans le contexte québécois d'un modèle calibré selon les données norvégiennes comporte des limites, lesquelles sont discutées à la section 4.5.

CHAPITRE IV

RÉSULTATS

Certains ajustements ont été apportés au modèle avant de pouvoir l'appliquer au contexte québécois. D'abord, puisque nous prenons 2020 comme point de départ d'une hypothétique exploitation pétrolière, certains paramètres exogènes doivent être tirés de prévisions publiées par des agences reconnues. La prévision du prix du baril est tirée du *Annual Energy Outlook 2013* de la U.S. Energy Information Administration (2013), tandis que la prévision du taux d'intérêt provient du *World Economic Outlook* du Fonds monétaire international (2013). Quant au PIB non pétrolier, les prévisions sont réalisées à partir des dernières données de l'Institut de la statistique du Québec, lesquelles indiquent un taux de croissance annuel d'environ 2,25 % (2013).

Le logiciel utilisé, STELLA, permet de traiter distinctement des trois principaux bassins pétroliers, soit Anticosti, Old Harry et la Gaspésie. En effet, le programme permet de générer des niveaux de modélisation ou « *layers* » qui se superposent :

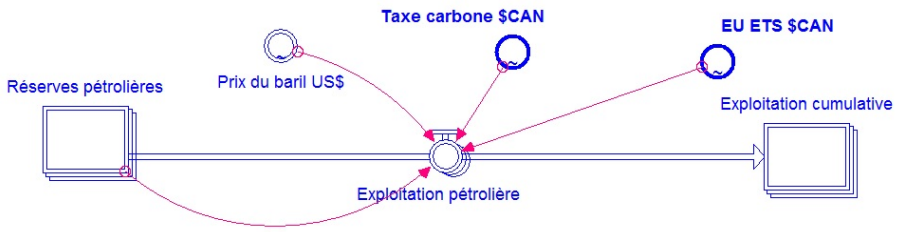


Figure 4.1 Représentation des trois niveaux de modélisation ou « *layers* » dans STELLA

Les sections qui suivent présentent les niveaux d'exploitation pétrolière des trois bassins pétroliers du Québec, les emplois et les salaires attendus, les émissions de GES potentielles, et enfin

les retombées en finances publiques. Chacune des variables-clé est présentée selon ses valeurs cumulatives enregistrées pendant toute la période 2020-2040.

4.1 Module d'exploitation pétrolière

4.1.1 Exploitation pétrolière

Le potentiel exact des bassins pétroliers d'Anticosti, d'Old Harry et de la Gaspésie n'est pas encore connu à l'heure actuelle. Une estimation des retombées économiques et des impacts environnementaux doit donc nécessairement poser certaines prémisses quant à ce potentiel.

La quantité de ressources pétrolières récupérables dépend de deux facteurs : l'évaluation de la taille du gisement et le taux de récupération. Sur le premier de ces deux facteurs, nous suivons l'évaluation publiée par les journalistes Nadeau et Duhamel dans le magazine L'Actualité de 2013, selon laquelle les bassins d'Anticosti, d'Old Harry et de la Gaspésie renfermeraient respectivement 40 G, 7 G et 300 M de barils (2013).

Ensuite pour ce qui est du taux de récupération, nous procédons par comparaison de gisements similaires. Au Dakota du Nord, le gisement de pétrole et de gaz de schiste Bakken présente un taux de récupération du pétrole de 1,2 % (Sandrea, 2012, cité dans Durand, 2013 [1]). Nous retenons ce taux.

On obtient donc un potentiel pétrolier de 480 M de barils pour l'île d'Anticosti, de 84 M de barils pour le gisement Old Harry et de 3,6 M de barils pour la Gaspésie. On constate déjà la faible taille relative du potentiel pétrolier québécois face à la quantité de pétrole exploité depuis 1971, qui s'élève à plus de 24 G de barils :

Tableau 4.1 Exploitation pétrolière cumulative, Norvège et Québec (barils)

Exploitation pétrolière cumulative		% Norvège
Norvège	24 163 881 567	100
Anticosti	480 000 000	1,99
Old Harry	84 000 000	0,35
Gaspésie	3 600 000	0,01

1. Dans son mémoire présenté à la Commission des enjeux énergétiques du Québec, l'ingénieur-géologue Marc Durand estime le taux de récupération à 1 à 2 % : (2013).

Une comparaison des trois bassins pétroliers québécois dans un graphique permet de constater l'importance du potentiel de l'île d'Anticosti par rapport aux deux autres bassins :

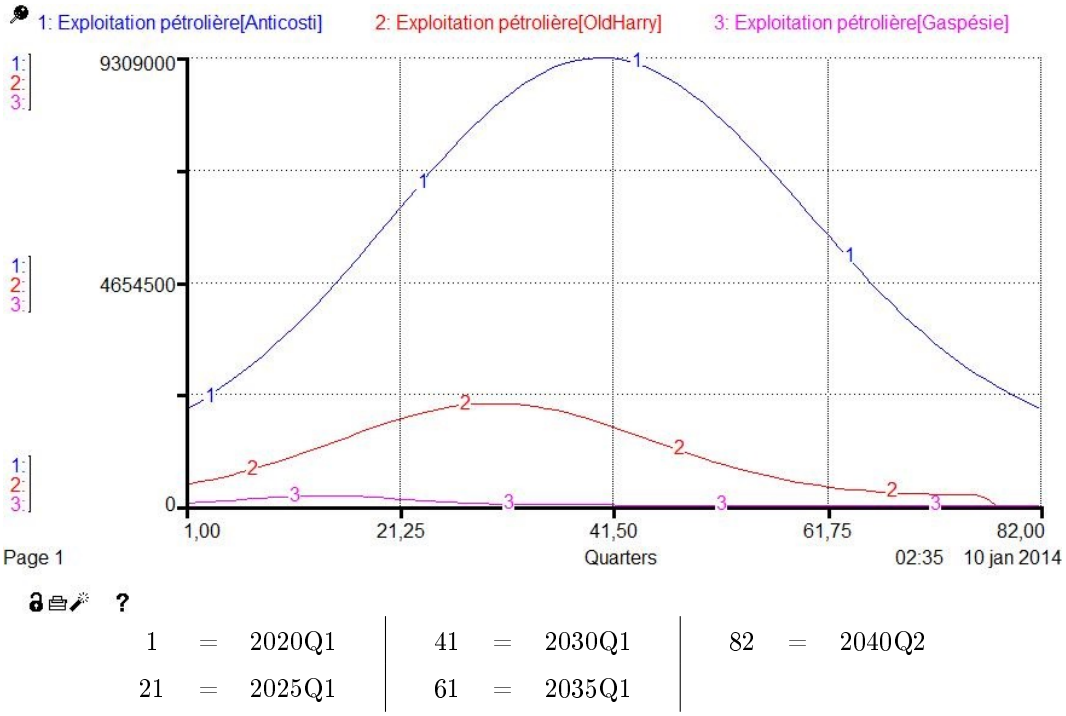


Figure 4.2 Exploitation pétrolière, Anticosti, Old Harry et Gaspésie, 2020-2040 (barils)

4.1.2 PIB pétrolier

Le modèle génère un PIB pétrolier total cumulatif de 86,5 G$ pour l'île d'Anticosti, de 25,4 G$ pour Old Harry et de 5,1 G$ pour la Gaspésie. Alors que le PIB non pétrolier cumulatif est estimé à 10,3 T$ entre 2020 et 2040, le secteur pétrolier serait responsable d'une augmentation d'un peu plus d'1 % du PIB total par année en moyenne sur cette période.

Tableau 4.2 PIB pétrolier total cumulatif, Norvège et Québec ($CAN)

PIB pétrolier total cumulatif		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	2 148 654 100 153	100	100
Anticosti	86 519 351 087	4,03	1,99
Old Harry	25 422 520 686	1,18	0,35
Gaspésie	5 131 480 684	0,24	0,01

Fait à noter, le PIB pétrolier direct du secteur pétrolier québécois est légèrement plus important, toutes proportions gardées, que le PIB pétrolier direct de la Norvège : par exemple, pour Anticosti, le PIB pétrolier direct cumulatif représente 4 % de celui de la Norvège. En contrepartie, la production pétrolière cumulative de l'île d'Anticosti (en nombre de barils) représente près de 2 % celle de la Norvège. Cela signifie qu'en moyenne, le PIB direct généré par baril produit est deux fois plus important à Anticosti qu'en Norvège.

Tableau 4.3 PIB pétrolier direct cumulatif, Norvège et Québec ($CAN)

PIB pétrolier direct cumulatif		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	1 961 889 582 416	100	100
Anticosti	78 508 927 080	4,00	1,99
Old Harry	21 658 376 776	1,10	0,35
Gaspésie	1 848 686 254	0,09	0,01

Cette différence de retombées économiques directes par baril est toutefois mineure. C'est plutôt les retombées indirectes par baril qui sont fortement inégales entre la Norvège et le Québec. En effet, par exemple, alors que la production pétrolière cumulative d'Anticosti ne représente que 1,99 % de la production norvégienne, le PIB pétrolier indirect généré à l'île d'Anticosti représente plus de 20 % de celui généré en Norvège.

Tableau 4.4 PIB pétrolier indirect cumulatif, Norvège et Québec ($CAN)

PIB pétrolier indirect cumulatif		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	186 764 517 737	100	100
Anticosti	44 475 413 669	23,81	1,99
Old Harry	20 899 250 446	11,20	0,35
Gaspésie	3 282 794 430	1,76	0,01

Pour comprendre d'où vient cette surévaluation, retournons à l'équation du PIB pétrolier indirect :

$$Y_{p_{ind}} = \delta * \left(e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2} * C^{\beta_3} * t^{\beta_4}\right) * [1 - \rho_Y * (\tau_{gén} + \phi)]$$

La surévaluation vient probablement de la variable de prix du baril P, qui est affectée d'un coefficient de puissance β_2 positif d'une valeur de 0,47. En Norvège entre 1971 et 2013, le prix

du baril a subi une baisse importante et prolongée, avant de remonter en fin de période, pour une moyenne de 54 $CAN / baril. Or, conformément aux prévisions de la U.S. Energy Information Administration à l'horizon 2040, le prix du baril sur la période 2020-2040 sera plutôt de 133 $CAN (2013).

Bien que cette surévaluation du PIB pétrolier indirect ne pèse pas énormément dans le calcul du PIB pétrolier total, cela aura des incidences importantes sur d'autres variables de nature indirecte (salaires indirects, émissions indirectes) qui dépendent du PIB pétrolier indirect.

4.2 Module d'emplois et de salaires

4.2.1 Emplois

Le secteur pétrolier québécois est susceptible de générer 106 884 emplois cumulatifs, ce qui correspond à une moyenne de 5 344 emplois directs et indirects par année, pendant 20 ans. Cela ne veut pas nécessairement dire qu'il s'agit là entièrement de nouveaux emplois ; cette mesure indique seulement le nombre de personnes qui seraient appelées à oeuvrer dans le secteur pétrolier. Il est donc possible qu'une partie de ces travailleurs et travailleuses aient fait le choix de quitter leur emploi dans un autre domaine pour intégrer le secteur pétrolier.

Tableau 4.5 Emplois totaux cumulatifs, Norvège et Québec

Emplois totaux cumulatifs		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	2 288 972	100	100
Anticosti	81 740	3,57	1,99
Old Harry	23 039	1,01	0,35
Gaspésie	2 105	0,09	0,01

Il est par ailleurs à noter qu'à production égale, le nombre d'emplois créés au Québec est supérieur aux emplois créés en Norvège. Cela semble logique, puisqu'avec une production beaucoup plus importante, le secteur pétrolier norvégien bénéficie certainement d'économies d'échelle qui permettent le recours à une main d'oeuvre moins nombreuse en proportion de la production.

4.2.2 Salaires

Les salaires cumulatifs générés par les emplois pétroliers au Québec sont susceptibles de s'élever à 8 G$ entre 2020-2040, une moyenne de 403 M$ par année. En divisant ce nombre par les 5 344 emplois du secteur pétrolier, on peut évaluer à 74 100 $ le salaire annuel moyen d'une personne oeuvrant dans ce secteur.

Tableau 4.6 Salaires totaux cumulatifs, Norvège et Québec ($CAN)

Salaires totaux cumulatifs		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	116 383 138 708	100	100
Anticosti	5 819 563 210	5,00	1,99
Old Harry	1 998 391 874	1,72	0,35
Gaspésie	233 526 416	0,20	0,01

À noter que comme dans le cas du PIB pétrolier indirect, les salaires pétroliers indirects semblent surévalués ; alors que la production de l'île d'Anticosti représente tout juste 2 % de la production norvégienne, les salaires indirects de l'île d'Anticosti correspondent quant à eux plus de 12 % des salaires indirects norvégiens.

Tableau 4.7 Salaires indirects cumulatifs, Norvège et Québec ($CAN)

Salaires indirects cumulatifs		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	37 359 256 789	100	100
Anticosti	4 635 791 762	12,41	1,99
Old Harry	1 801 166 964	4,82	0,35
Gaspésie	226 844 433	0,61	0,01

Cette surévaluation est essentiellement due au fait que les salaires indirects dépendent positivement du PIB pétrolier indirect, lequel est lui-même surévalué (voir la section 4.1.2.).

4.3 Module d'émissions de GES

4.3.1 Émissions totales

Avec une taxe carbone pétrolière de 73 $ par baril, une taxe carbone générale de 45 $ par baril et un système de plafonnement et échange dont le prix passerait de 15 $ par baril en 2020 à 45 $ en 2040, le modèle évalue à 16 Mt les émissions cumulatives totales qui seraient générées par l'exploitation du pétrole québécois entre 2020 et 2040, soit *un peu moins de* 1 Mt par année.

Tableau 4.8 Total des émissions de GES, Norvège et Québec (T éqCO2)

Total des émissions de GES		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	374 051 973	100	100
Anticosti	11 594 210	3,10	1,99
Old Harry	3 562 227	0,95	0,35
Gaspésie	425 533	0,11	0,01

En 2010, les émissions de GES du Québec s'établissaient à 82,5 Mt (MDDEFP, 2013), ce qui indique que le secteur pétrolier ne serait théoriquement responsable que d'un peu plus d'1 % des émissions totales de GES du Québec (cette proportion grandirait toutefois en importance advenant que le Québec poursuive ses réductions d'émissions).

Il faut toutefois dire que cette estimation paraît fort conservatrice, étant donné que le pétrole norvégien, présente l'une des plus faibles intensités carbone au monde (IHS CERA, 2012). Le contexte québécois, particulièrement en ce qui a trait à l'île d'Anticosti, donne à penser que la production pétrolière générerait davantage de GES par baril [2].

4.4 Module de revenus de l'État

4.4.1 Taxation corporative

Au niveau des revenus de l'État tirés de la taxation corporative, l'exploitation pétrolière québécoise pourrait en théorie générer jusqu'à 156 G$ de revenus publics, soit 7,8 G$ par année en

2. L'ingénieur-géologue Marc Durand estime que la seule exploitation du bassin pétrolier de l'île d'Anticosti nécessiterait le forage de milliers de puits, beaucoup plus que l'exploitation norvégienne : Durand, 2013.

moyenne pendant 20 ans. Ce montant inclut autant les revenus fiscaux provinciaux que fédéraux.

Cependant, la disproportion entre les revenus générés et l'exploitation pétrolière peut surprendre, comme en témoigne le tableau suivant :

Tableau 4.9 Taxation corporative, Norvège et Québec ($CAN)

Taxation corporative		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	762 276 010 825	100	100
Anticosti	110 301 100 017	14,47	1,99
Old Harry	40 758 755 819	5,35	0,35
Gaspésie	4 909 963 967	0,64	0,01

En fait, le module des revenus fiscaux sont la section du modèle où il devient le moins intéressant de comparer les revenus fiscaux cumulatifs avec la production pétrolière cumulative sur toute la période. Pourquoi ? Car entre 1971 et 2013, de nombreux changements de régime fiscal sont survenus en Norvège. Ces changements ont progressivement apporté plus de revenus fiscaux par baril de pétrole exploité. Or, dans l'application du modèle au Québec, les taux de taxation et de déduction fiscale empruntés au modèle norvégien sont les plus récents (et donc les plus hauts). Il est par conséquent normal que les revenus fiscaux québécois paraissent fortement surestimés.

Pour illustrer cela, on peut jeter un coup d'oeil aux revenus de taxation directe spéciale sur les activités pétrolières. À l'île d'Anticosti, les revenus de ce véhicule fiscal ont représenté près de 21 % des revenus récoltés en Norvège, alors que le nombre de barils exploitables à l'île d'Anticosti ne représentent que 2 % du pétrole norvégien.

Tableau 4.10 Taxation corporative directe spéciale, Norvège et Québec ($CAN)

Taxation corporative directe spéciale		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	305 035 108 655	100	100
Anticosti	63 910 192 766	20,95	1,99
Old Harry	28 607 154 116	9,38	0,35
Gaspésie	4 161 014 718	1,36	0,01

On remarque cependant, en consultant la figure 4.3, que le taux de taxation spéciale sur les activités pétrolières est passé de 30 % 50 % à partir de 1992, alors que la déduction fiscale sur

investissement (ou « *uplift* ») a été abaissée de 100 % à 30 % au même moment. Le résultat est que les revenus fiscaux généraux par baril de pétrole exploité ont augmenté de manière significative en Norvège ces derniers temps (voir la ligne numérotée 3 dans le graphique).

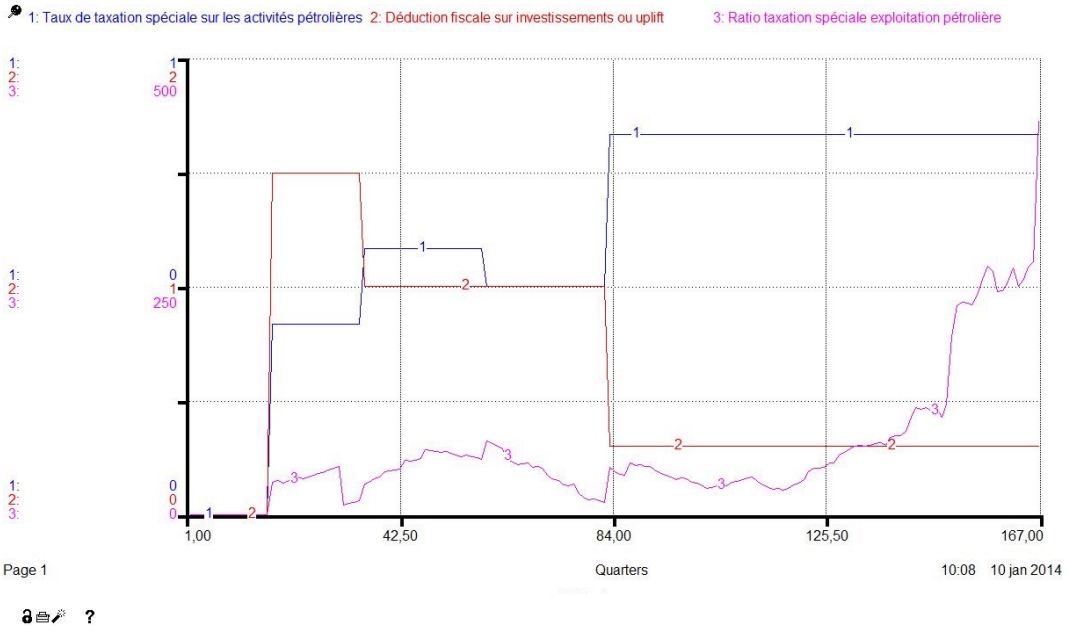


Figure 4.3 Taux de taxation spéciale, déduction sur investissement et revenus de taxation spéciale par baril

4.4.2 Impôt des particuliers

En ce qui a trait aux revenus fiscaux provenant des particuliers, le modèle indique que 19 G$ pourraient être générés grâce à l'exploitation pétrolière au Québec. Or, ces résultats doivent ici être interprétés avec précaution.

Tableau 4.11 Impôt des particuliers, Norvège et Québec ($CAN)

Impôt des particuliers		% Norvège	% Norvège (expl. pétr. cumul)
Norvège	10 706 060 070	100	100
Anticosti	13 015 661 464	121,57	1,99
Old Harry	4 674 968 798	43,67	0,35
Gaspésie	1 016 500 804	9,49	0,01

Les revenus provenant de l'impôt des particuliers est, et de loin, la variable du modèle qui semble le plus souffrir de surévaluation. Par rapport à une production pétrolière représentant 2 % de celle de la Norvège, le modèle nous dit que l'île d'Anticosti pourrait à elle seule générer davantage de revenus provenant de l'impôt des particuliers que la Norvège (121,57 %) !

En examinant l'équation de l'impôt direct des particuliers, on remarque que celui-ci dépend à la fois des salaires directs et des salaires directs cumulatifs :

$$G_{pdir} = \delta * \frac{1}{4} * e^{\beta_0} * W_{dir}^{\beta_1} * W_{dir_{cumul}}^{\beta_2} * \tau_p$$

Où β_0 est de 25,8, β_1 est de -1,5 et β_2 est de 1,2. Bref, nous avons une constante très élevée et une relation négative entre le niveau des salaires directs et les revenus fiscaux (les revenus sont donc générés davantage par les salaires cumulatifs, que l'on peut considérer comme un barème de l'expérience ou de l'ancienneté, que du niveau des salaires à une période donnée). Or, dans le modèle norvégien, les salaires ne chutent pas en fin de période puisque l'exploitation pétrolière n'est pas terminée, contrairement au cas du Québec où nous simulons l'exploitation jusqu'à l'épuisement des réserves. Il n'est pas surprenant dans ce contexte que 70 % des revenus fiscaux directs des particuliers soient générés par le modèle dans les cinq dernières années de la simulation.

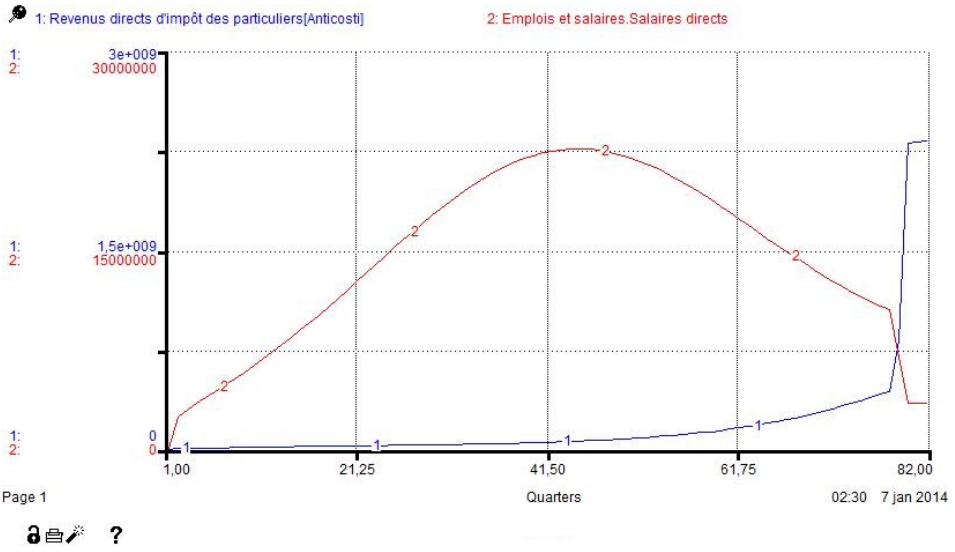


Figure 4.4 Revenus directs d'impôt des particuliers et salaires directs, Anticosti, 2020-2040 ($CAN)

Peut-être cette variable peut-elle fournir des leçons quant au champ de validité d'un modèle et à ses limites. En effet, comme le modèle est cailbré d'après la trajectoire d'exploitation pétrolière norvégienne, qui n'est pas parvenue à son terme, il serait peut-être à propos de limiter la simulation à une période excluant les dernières années où la production (et avec elle plusieurs autres variables) chutent brusquement.

4.5 Discussion

Les principaux résultats générés par le modèle, advenant le cas où le Québec adoptait en tous points la politique climatique norvégienne, sont résumés dans le tableau 4.12 :

Tableau 4.12 Résumé des résultats, Québec

		Anticosti	Old Harry	Gaspésie	Total
Durée d'exploitation		20 ans	19 ans	10 ans	-
Production pétrolière cumulative		480 M	84 M	3,6 M	567,6 M
Emplois annuels cumulatifs	Emplois directs	25 436	4 412	181	30 029
	Emplois indirects	56 304	18 627	1 924	76 855
	Total	81 740	23 039	2 105	106 884
Revenus cumulatifs de l'État		95,6 G$	35,7 G$	4,9 G$	136,2 G$
Valeur du Fonds en fin de période		42,1 G$	15,6 G$	1,9 G$	59,6 G$
Émissions de GES cumulatives		11,6 Mt	3,6 Mt	0,4 Mt	15,6 Mt

Au niveau des emplois générés, si on ne tient compte que de l'île d'Anticosti, on obtient 25 436 emplois directs sur vingt ans pour une production totale de 480 M barils, ce qui équivaut à 53 emplois annuels par million de barils en moyenne. Si on compare ces résultats avec le bassin pétrolier d'Hibernia en Nouvelle-Écosse, qui comptait en 2000 780 emplois directs (CNLOPB, 2000), pour une production de 8 394 275 barils (LMIworks, 2000), on obtient une moyenne de 93 emplois annuels par million de barils. On constate donc que les résultats en terme d'emplois se situent dans le même ordre de grandeur que la réalité canadienne, pour une production de nature comparable (plateformes pétrolières *offshore*).

Toutefois, l'île d'Anticosti n'est pas un bassin pétrolier *offshore*. Voilà peut-être la principale limite du modèle, c'est-à-dire que les résultats sont générés ne sont susceptibles de pouvoir être appliqués qu'aux bassins *offshore*. Dans le contexte québécois, cela revient au bassin Old Harry.

Une manière d'illustrer les différences potentiellement considérables entre différents types de bassins pétroliers est à travers l'intensité carbone de la production. La Norvège fait figure de leader à ce chapitre, alors que d'autres types de production pétrolière comme les sables bitumineux comptent parmi les plus polluantes au monde par baril extrait (Gignac and Schepper, 2013, 5). Une éventuelle production pétrolière sur l'île d'Anticosti se trouverait quelque part entre ces deux extrêmes, tout comme l'exploitation en Gaspésie[3].

3. Il n'a malheureusement pas été possible d'obtenir les données sur les émissions de GES du bassin pétrolier de Bakken, au Dakota du Nord (une formation géologique qui présente des similarités avec celle d'Anticosti, en raison du pétrole de schiste qui s'y trouve et de l'emploi de la technique de la fracturation hydraulique). Qu'elles proviennent d'agences américaines ou de l'État du Dakota du Nord, les données d'émissions de GES sont trop peu désagrégées pour isoler la contribution du bassin de Bakken au bilan d'émissions.

CHAPITRE V

SCÉNARIOS ALTERNATIFS DE POLITIQUE PUBLIQUE

L'un des intérêts principaux de la modélisation avec le logiciel STELLA est de rendre aisée la simulation scénarios de politiques publiques. Grâce à son interface, il est possible de suivre temporellement l'évolution des variables-clé, facilitant ainsi la compréhension de l'effet respectif des paramètres en présence.

Nous simulons ici trois options de politique climatique, qui en quelque sorte constituent des standards inférieurs en termes de lutte aux changements climatiques. Dans le premier scénario, nous abolissons la taxe carbone pour ne conserver que le système de plafonnement et échange européen. Dans le deuxième scénario, c'est l'inverse ; le système de plafonnement et échange est aboli pour ne faire place qu'à la taxe carbone. Enfin, dans le troisième scénario, nous observons l'effet de retirer entièrement les instruments de politique climatique.

5.1 Scénario 1 : Système de plafonnement et échange seulement

Selon Arvanitakis (2012), le prix d'un crédit carbone dans le cadre du système européen de plafonnement et échange de crédits, ou EU ETS, pourrait se situer autour de 15 $ en 2020, en suivant une tendance croissante vers 45 $ en 2040.

En retirant la taxe carbone, d'un montant de 72,88 $ par baril pour les activités pétrolières et de 44,83 $ par baril de combustible pour les grandes activités industrielles, l'effet observé est d'une part l'accélération du rythme d'exploitation pétrolière. En effet, la période d'exploitaion passe de 20 ans à 17 ans dans le cas de l'île d'Anticosti et est réduite d'un an dans le cas d'Old Harry et de la Gaspésie.

Le nombre total d'emplois *cumulatifs* baisse légèrement (ce qui peut résulter de la durée d'ex-

ploitation réduite), tandis que les revenus cumulatifs de l'État passent de 136 G$ à 153 G$. Cela est également logique, puisque des revenus plus élevés, condensés sur une plus courte période, sont censés être sujets aux plus hauts taux d'imposition.

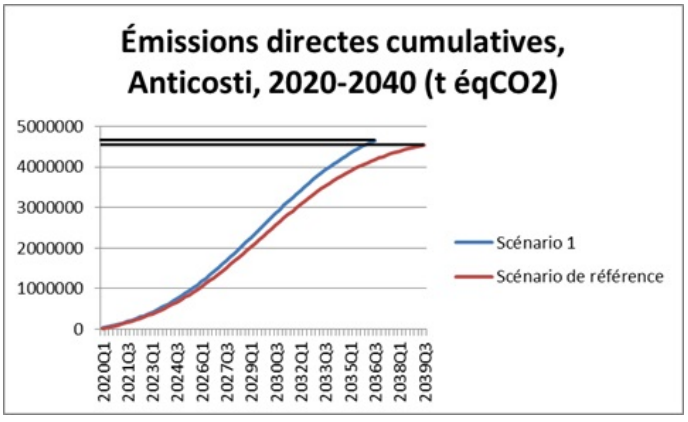
Tableau 5.1 Scénario 1 : Système de plafonnement et échange seulement

		Anticosti	Old Harry	Gaspésie	Total
Durée d'exploitation		17 ans	14 ans	6 ans	-
Production pétrolière cumulative		480 M	84 M	3,6 M	567,6 M
Emplois annuels cumulatifs	Emplois directs	25 505	4 423	181	30 109
	Emplois indirects	50 919	15 337	1 548	67 804
	Total	76 424	19 760	1 729	97 913
Revenus cumulatifs de l'État		113,6 G$	34,6 G$	4,7 G$	152,9 G$
Valeur du Fonds en fin de période		41,8 G$	14,8 G$	1,6 G$	58,2 G$
Émissions de GES cumulatives		11,2 Mt	3,2 Mt	0,3 Mt	14,7 Mt

Là où nous avons un résultat contre-intuitif est au chapitre des émissions de GES. En effet, comment se pourrait-il qu'abolir une taxe carbone somme toute forte ait pour effet de faire passer les émisions cumulatives de 15,6 Mt à 14,7 Mt? La réponse se trouve au niveau des émissions indirectes et incidentes.

Pour ce qui est des émissions directes, l'abolition de la taxe carbone les fait bien augmenter :

Figure 5.1 Émissions directes cumulatives, Anticosti, 2020-2040 (t éqCO2)



On peut voir cette relation négative entre la taxe carbone et les émissions directes par un retour aux équations qui sous-tendent cette variable :

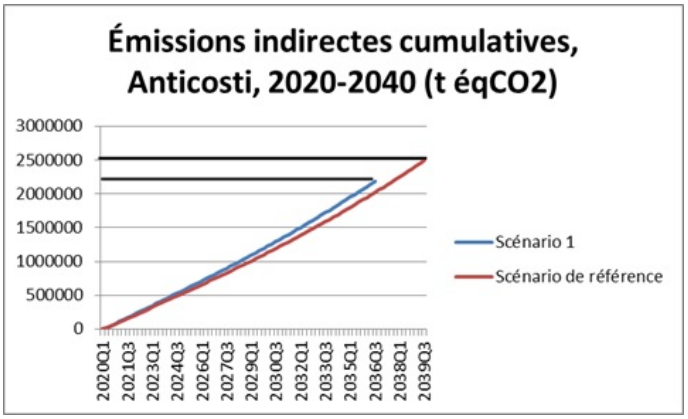
(Émissions directes)	M_{dir}	=	$\omega_{dir} * R$
(Intensité carbone de l'exploitation pétrolière)	ω_{dir}	=	$\delta * \beta_0 * [1 - \rho * (\tau_{dir} + \phi)]$

R	=	exploitation pétrolière
δ	=	facteur d'ajustement
ρ	=	effet de la taxe carbone et du système communautaire d'échange de quotas d'émissions sur l'intensité carbone
τ_{dir}	=	taxe carbone sur les activités pétrolières directes
ϕ	=	prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions

Les émissions directes sont obtenues par la multiplication de l'intensité carbone ω_{dir} par l'exploitation pétrolière R. Il faut bien dire qu'au niveau de l'exploitation pétrolière, la taxe carbone ne fait que réduire le rythme auquel sont exploitées les ressources pétrolières ; cela ne change rien au fait que l'ensemble des réserves seront éventuellement exploitées. Pourquoi alors obtient-on un niveau d'émissions moins élevé avec une taxe carbone ? Essentiellement parce que le prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions ϕ exhibe une tendance croissante dans le temps. Par conséquent, lorsque la période d'exploitation est étirée, l'exploitation fait face à un prix plus élevé du carbone en fin de période (et donc à une intensité carbone plus faible à ce moment).

Cependant, dans le cas des émissions indirectes et incidentes, celles-ci diminuent avec l'abolition de la taxe carbone, ce qui est contre-intuitif. Un coup d'oeil à l'évolution temporelle des émissions indirectes cumulatives, selon le scénario de référence et le scénario 1, permet de réaliser que c'est dans la durée que la trajectoire d'émissions du scénario 1 (sans taxe carbone) finit par dépasser celle du scénario de référence :

FIGURE 5.2 Émissions indirectes cumulatives, Anticosti, 2020-2040 (t éqCO2)



On peut voir qu'à tout moment entre 2020 et 2035, le niveau d'émissions indirectes du scénario 1 est plus élevé que pour le scénario de référence. Toutefois, dans le scénario de référence, les réserves pétrolières s'épuisent moins rapidement, et par conséquent, l'exploitation pétrolière se poursuit plus longtemps. C'est à la fin de la période que le dépassement survient.

Pour comprendre d'où provient cette relation contre-intuitive, revoyons les équations qui sous-tendent les émissions indirectes :

(Émissions indirectes)	M_{ind}	=	$\omega_{ind} * Y_{p_{ind}}$
(Intensité carbone de l'exploitation pétrolière)	ω_{ind}	=	$\delta * \beta_0 * [1 - \rho * (\tau_{gén} + \phi)]$
(PIB pétrolier indirect)	$Y_{p_{ind}}$	=	$\delta * \left(e^{\beta_0} * R^{\beta_1} * P^{\beta_2} * C^{\beta_3} * t^{\beta_4}\right) * [1 - \rho_Y * (\tau_{gén} + \phi)]$

δ	=	facteur d'ajustement
ρ	=	effet de la taxe carbone et du système communautaire d'échange de quotas d'émissions sur l'intensité carbone
$\tau_{gén}$	=	taxe carbone générale
ϕ	=	prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions
R	=	exploitation pétrolière
P	=	prix du baril de pétrole

$$C = \text{PIB direct cumulatif}$$
$$t = \text{temps}$$

Ici, la tendance à la hausse du prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions ϕ n'est pas suffisante pour faire en sorte qu'étirer la production dans le temps au moyen de la taxe carbone fasse baisser au net les émissions indirectes. Pourquoi ? Il faut ici porter notre attention du côté de l'équation du PIB indirect. Les coefficients β de cette équation sont les suivants :

β_0	=	1,26593	β_3	=	0,99240
β_1	=	-0,23984	β_4	=	-1,23256
β_2	=	0,46749			

Il est difficile de discerner précisément de laquelle de ces variables émerge la surévaluation du PIB indirect lorsqu'étiré dans le temps. D'une part, le prix du baril P suit une tendance à la hausse, ce qui contribue à augmenter les émissions en fin de période. De plus, le fait de retrouver dans l'équation l'exploitation pétrolière cumulative C, qui est par ailleurs affectée d'un exposant positif, contribue également à la surévaluation des émissions en fin de période. D'autre part, la variable de temps affectée d'un exposant significatif a l'effet inverse, mais manifestement cela n'est pas suffisant pour qu'étirer la production dans le temps rime avec moins d'émissions indirectes.

Pour ce qui est des émissions incidentes, c'est également dans la durée que la trajectoire d'émissions du scénario 1 (sans taxe carbone) finit par dépasser celle du scénario de référence :

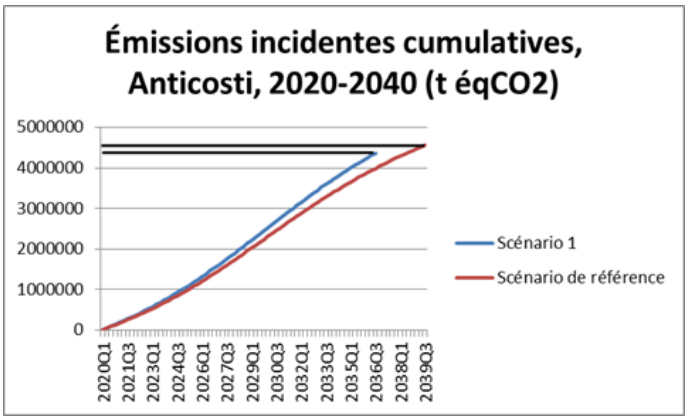


Figure 5.3 Émissions incidentes cumulatives, Anticosti, 2020-2040 (t éqCO2)

Revoici les équations qui sous-tendent les émissions incidentes :

(Émissions incidentes)	M_{inc}	$=$	$\omega_{inc} * \xi Y_{np}$
		$=$	$\omega_{inc} * C$
(Intensité carbone de la consommation des ménages)	ω_{inc}	$=$	$\delta * (\beta_0 + \beta_1 t) * [1 - \rho * (\tau_{gén} + \phi)]$
(PIB non pétrolier)	Y_{np}	$=$	$\delta * \beta_0 \beta_1^t * [1 - \rho_Y * (\tau_{gén} + \phi)]$

ξ	$=$	ratio de la consommation des ménages sur le PIB
C	$=$	consommation des ménages
t	$=$	temps
δ	$=$	facteur d'ajustement
ρ	$=$	effet de la taxe carbone et du système communautaire d'échange de quotas d'émissions sur l'intensité carbone
$\tau_{gén}$	$=$	taxe carbone générale
ϕ	$=$	prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions

Ici non plus, l'intensité carbone qui décroît avec l'augmentation du prix d'un permis d'émission en vertu du système communautaire d'échange de quotas d'émissions n'est pas suffisante pour faire en sorte qu'étirer temporellement la production pétrolière au moyen de la taxe carbone réduise au net les émissions incidentes. Il faut donc regarder du coté de la consommation des ménages C, laquelle se compose d'un ratio fixe ξ et du PIB non pétrolier Y_{np}. Pour l'application du modèle au Québec, les coefficients de l'équation de PIB non pétrolier sont les suivants :

$$\beta_0 = 1{,}01719\text{E+}11 \quad \Big| \quad \beta_1 = 1{,}00560632$$

Il découle de la forme exponentielle du PIB, dont le coefficient β_1 est affecté de la variable temporelle des trimestres, que lorsque la production pétrolière est étirée dans le temps (comme dans le scénario de base où une taxe carbone est imposée), la valeurs en fin de période sont normalement plus élevées. Cela explique que l'imposition d'une taxe carbone ne parvienne pas à réduire les émissions incidentes au net.

Pour ces raisons, retirer la taxe carbone de la simulation a pour effet de réduire les émissions de GES : l'intensité carbone de la production augmente bel et bien, mais simultanément, le rythme

de production pétrolière est accéléré, raccourcissant ainsi la durée d'exploitation et réduisant les émissions en fin de période.

C'est là un effet décidément contre-intuitif de la taxe carbone. Cela fera l'objet d'observations plus poussées à la section 5.4.

5.2 Scénario 2 : Taxe carbone seulement

Retirer le système de plafonnement et échange, ou EU ETS, emporte les mêmes effets que retirer la taxe carbone (comme au scénario 1) mais dans une moindre mesure. Alors que le prix d'un baril de combustible sous le EU ETS débute à un prix avoisinant les 15 $ en 2020, pour progresser jusqu'à environ 45 $ le crédit en 2040, la taxe carbone pétrolière est de 72,88 $ et la taxe carbone non pétrolière est de 44,83 $ par baril de combustible.

Au niveau des emplois, retirer le EU ETS entraîne une faible baisse des emplois cumulatifs (de 106 884 à 101 439) et une légère hausse des revenus cumulatifs de l'État (de 136,2 G$ à 143,2 G$).

Table 5.2 Scénario 2 : Taxe carbone seulement

		Anticosti	Old Harry	Gaspésie	Total
Durée d'exploitation		18 ans	15 ans	7 ans	-
Production pétrolière cumulative		480 M	84 M	3,6 M	567,6 M
Emplois annuels cumulatifs	Emplois directs	25 471	4 417	181	30 069
	Emplois indirects	52 988	16 660	1 722	71 370
	Total	78 459	21 077	1 903	101 439
Revenus cumulatifs de l'État		103,5 G$	34,9 G$	4,8 G$	143,2 G$
Valeur du Fonds en fin de période		42,0 G$	14,9 G$	1,7 G$	58,6 G$
Émissions de GES cumulatives		11,5 Mt	3,4 Mt	0,4 Mt	15,4 Mt

Au niveau des émissions de GES, les remarques de la section 5.1 s'appliquent de la même manière. Le système de plafonnement et échange permet de réduire les émissions de GES *pendant* l'exploitation pétrolière, mais dès que celle-ci prend fin, le scénario de référence produit des émissions indirectes et incidentes additionnelles qui viennent rattrapper puis dépasser le niveau d'émissions générées par le scénario 2.

5.3 Scénario 3 : Aucune politique climatique

Sans taxe carbone ni système de plafonnement et échange des permis d'émissions, la production est sensiblement plus intense. Les réserves de l'île d'Anticosti s'épuisent en 16 ans (contre 20 ans selon le scénario de référence), et celles de Old Harry et de la Gaspésie sont exploitées respectivement 6 ans et 4 ans plus rapidement.

Cela a pour effet de faire chuter le nombre d'emplois cumulatifs, qui passent de 106 884 à 94 309 ; une moyenne de 5 900 personnes employées par année. La baisse du nombre d'emplois cumulatifs peut être interprétée comme un signe que pour une année donnée, il n'est pas nécessaire d'ajouter énormément de travailleurs pour obtenir une production accrue. Cependant, lorsque les incitatifs à produire rapidement sont amoindris par des taxes, l'allongement de la période d'exploitation dans le temps augmente le nombre d'emplois cumulatifs.

Quant aux revenus cumulatifs de l'État, ils sont plus élevés sans taxation carbone, à 173,5 G$. Cela peut vouloir dire que lorsque la production est condensée dans une plus courte période, les taux d'imposition sont plus élevés et l'impôt payé est supérieur à un scénario dans lequel l'exploitation est échelonnée dans le temps.

Table 5.3 Scénario 3 : Aucune politique climatique

		Anticosti	Old Harry	Gaspésie	Total
Durée d'exploitation		16 ans	13 ans	6 ans	-
Production pétrolière cumulative		480 M	84 M	3,6 M	567,6 M
Emplois annuels cumulatifs	Emplois directs	25 549	4 429	181	30 159
	Emplois indirects	48 294	14 422	1 434	64 150
	Total	73 843	18 851	1 615	94 309
Revenus cumulatifs de l'État		122,8 G$	46,0 G$	4,7 G$	173,5 G$
Valeur du Fonds en fin de période		41,5 G$	14,5 G$	1,6 G$	57,6 G$
Émissions de GES cumulatives		11,2 Mt	3,1 Mt	0,3 Mt	14,7 Mt

Il est certainement paradoxal que l'élimination de la politique climatique se traduise en une *baisse* des émissions de GES cumulatives. Pour l'expliquer, les motifs évoqués à la section 5.1 demeurent valides : les émissions cumulatives du scénario de référence restent sous la barre de celles du scénario sans politique climatique pendant la majeure partie de la période de simulation,

sauf à la toute fin. En effet, alors que dans le scénario 3 les émissions cumulatives cessent de croître dès lorsque l'exploitation pétrolière est terminée, soit après 16 années dans le cas de l'île d'Anticosti, les émissions de GES du scénario de référence continuent de s'accumuler dans les quelques années précédant la fin de la simulation en 2040. C'est à ce moment que les émissions cumulatives du scénario de référence rejoignent puis dépassent celles du scénario 3.

5.4 Discussion

La relation positive entre la politique climatique est les émissions cumulatives de GES est certainement contre-intuitive. Le fait que le résultat de l'introduction de la politique climatique soit aux antipodes de ce qui est précisément recherché par cette politique, soit de réduire les émissions de GES, invite à rechercher des explications à ce résultat surprenant.

D'abord, il serait une erreur d'assimiler le phénomène à un cas de *paradoxe vert* tel que mis en évidence par Sinn (2012). Dans les travaux de Sinn, l'annonce du politique climatique (dont l'effet sera croissant dans le temps) est interprétée par les agents économiques comme une forme d'expropriation à venir quant aux rendements de l'activité économique productive. Dans ce contexte, les agents économiques choisissent d'accélérer la production au moment présent afin de se soustraire aux plus importants effets de la politique climatique, ce qui augmente les émissions de GES suivant l'annonce de la politique (Sinn, 2012).

Or, dans le présent cas, la politique climatique n'a pas pour effet d'accélérer la production pétrolière, mais a plutôt l'effet inverse : conformément à l'étude d'ECON (1994), le rythme de la production pétrolière ralentit et la durée d'exploitation est étirée dans le temps. C'est ainsi vers la fin de la période d'exploitation, tel qu'expliqué à la section 5.1, que les émissions cumulatives du scénario non soumis à la politique climatique dépassent celles du scénario de référence.

Cet effet soulève des enjeux intéressants de politique climatique. En effet, par quel mécanisme la taxe carbone réduit-elle les émissions ? Une explication est que le principal bénéfice d'une taxe carbone est d'augmenter les incitatifs à faire des investissements en recherche et développement et en infrastructures pour des énergies propres, et donc à favoriser l'innovation et les changements de comportements. Or, le modèle présenté ici n'inclut ces composantes. En ce sens, alors que ni l'infrastructure productrice ni les besoins énergétiques ne changent sur le long terme dans ce modèle, alors le seul effet de la taxe carbone est d'étirer la production pétrolière dans le temps. Ainsi, on enregistre bel et bien des réductions d'émissions à court terme, mais pas à long terme.

Cette lacune du modèle met en évidence l'importance d'incorporer les effets d'investissements en infrastructures vertes et et innovation qu'engendre l'introduction d'une taxe carbone.

CONCLUSION

Il faut dire que malgré que la simulation de politiques climatiques alternatives puisse comporter certains éléments dont l'interprétation est contre-intuitive, le scénario de référence offre une approximation intéressante des effets économiques et environnementaux potentiels d'un secteur pétrolier québécois. Cependant, l'application au contexte québécois de l'expérience norvégienne a ses limites. La plus importante est sans doute la singularité du Plateau continental norvégien comme bassin pétrolier, par rapport aux bassins pétroliers québécois. Il est clair que l'exploitation pétrolière *offshore* ne comporte pas le même bilan carbone, ni n'implique les mêmes investissements, que l'exploitation pétrolière sur terre dans le contexte québécois.

Ainsi, les émissions de GES d'un éventuel secteur pétrolier québécois sont certainement sous-estimées par le modèle, car la Norvège fait figure de leader mondial au chapitre de l'intensité carbone de la production. De plus, il est évident que le forage de centaines, voire de milliers de puits sur l'île d'Anticosti générerait plus de GES par baril que l'activité de tout au plus quelques dizaines de plateformes de forage *offshore,* comme ce qu'on connaît en Norvège. Le volet de l'analyse qui semble le plus pertinent est probablement l'application au gisement Old Harry.

L'exercice de modélisation réalisé dans le présent mémoire montre par ailleurs qu'il peut être hasardeux d'appliquer un modèle de dynamique de systèmes fondé sur de grandes réserves et une longue durée d'exploitation à des réserves beaucoup moindres et une durée d'exploitation réduite. De plus, des questions de recherche persistent quant aux mécanismes précis par lesquels la taxe carbone permet de réduire durablement les émissions de GES.

Déterminer si l'exploitation pétrolière peut ou non aller de pair avec la lutte aux changements climatiques est une question normative qui nécessite de porter un jugement sur la priorité accordée à la lutte aux changements climatiques face à l'objectif de développement économique. Un tel jugement doit être éclairé par la trajectoire d'émissions actuelles, mise en perspective avec la limite d'émissions à ne pas franchir pour limiter le réchauffement climatique à 2°C.

Sur cette question, le présent mémoire n'apporte pas de réponse définitive, mais offre plutôt des pistes pour déterminer l'impact d'un éventuel secteur pétrolier québécois sur l'emploi, les

finances publiques, et les émissions de GES. Cependant, des travaux récents indiquent que le budget carbone global pour éviter un réchauffement climatique potentiellement catastrophique serait en voie d'être dépassé de manière significative, et que le Québec, de par ses émissions actuelles, occuperait déjà une portion de l'« espace atmosphérique » dépassant largement son poids démographique relatif (GIEC, 2013; Gignac, 2013). Ainsi tout alourdissement du bilan d'émissions québécois, même compensé par de généreuses compensations en emplois et en revenus publics, paraît difficile à justifier.

Mais pour répondre à la question de recherche de façon non ambiguë, il faudrait employer une fonction de dommages climatiques qui tienne compte des nombreuses boucles de rétroaction entre le climat et le reste de l'économie. Or, il appert que même les meilleurs modèles produits à ce jour sous-évaluent de façon grossière les dommages climatiques (Stern, 2013). Dans un tel contexte d'incertitude, et considérant ce qui est en jeu, le principe de précaution semble pour le moment être le meilleur guide.

ANNEXE I

Résultats des analyses de régression et corrélogrammes

PIB pétrolier direct

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	12,82599	0,294855	43,49935	0,0000
R	0,714003	0,014833	48,13543	0,0000
P	-0,229393	0,034949	-6,563621	0,0000

R^2ajusté : 0,933745

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	R	P
R	1	
P	0,0255	1

PIB pétrolier indirect

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	1,265932	1,950412	0,649059	0,5172
R	-0,239841	0,061251	-3,915733	0,0001
P	0,467492	0,053755	8,696709	0,0000
$Y_{p_{dir_{cumul}}}$	0,992400	0,073551	13,49276	0,0000
t	-1,232563	0,176287	-6,991811	0,0000

R^2 ajusté : 0,761369

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	R	P	$Y_{p_{dir_{cumul}}}$	t
R	1			
P	0,0255	1		
$Y_{p_{dir_{cumul}}}$	0,4721	0,136	1	
t	0,6363	0,0924	**0,9214**	1

Emplois pétroliers directs

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	944,9839	289,4901	3,264305	0,0013
R	4,86E-05	2,30E-06	21,15208	0,0000
R_{cumul}	6,58E-08	2,71E-08	2,432132	0,0161

R^2 ajusté : 0,855370

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	R	R_{cumul}
R	1	
R_{cumul}	0,4677	1

Salaires pétroliers directs

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	7,431368	0,702851	10,57317	0,0000
E_{dir}	0,826892	0,050611	16,33822	0,0000
$Y_{p_{dir_{cumul}}}$	0,233932	0,038734	6,039481	0,0000

R^2 ajusté : 0,958692

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	E_{dir}	$Y_{p_{dir_{cumul}}}$
E_{dir}	1	
$Y_{p_{dir_{cumul}}}$	0,6319	1

Salaires pétroliers indirects

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	7,472143	2,320107	3,220602	0,0015
E_{ind}	0,595684	0,032517	18,31912	0,0000
$Y_{p_{ind}}$	0,376645	0,111034	3,392165	0,0009

R^2ajusté : 0,837538

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	E_{ind}	$Y_{p_{ind}}$
E_{ind}	1	
$Y_{p_{ind}}$	**0,8393**	1

Impôt sur les activités pétrolières directes

Impôt ordinaire

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	-70 334 374	5,63E+09	-0,012499	0,9900
$Y_{p_{dir}}$	0,181532	0,107263	1,692405	0,0927
W_{dir}	-17,32022	5,359491	-3,231690	0,0015
C_{dir}	5,807154	0,883130	6,575654	0,0000

R^2 ajusté : 0,312246

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	$Y_{p_{dir}}$	W_{dir}	C_{dir}
$Y_{p_{dir}}$	1		
W_{dir}	0,6983	1	
C_{dir}	0,4023	0,7934	1

Impôt spécial

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	-3,52E+09	7,95E+09	-0,443555	0,6580
$Y_{p_{dir}}$	0,089803	0,101087	0,888377	0,3758
W_{dir}	-22,77638	5,703910	-3,993117	0,0001
C_{dir}	5,280609	0,840980	6,279111	0,0000
I_{dir}	2,458424	0,945992	2,598778	0,0103

R^2 ajusté : 0,328081

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	$Y_{p_{dir}}$	W_{dir}	C_{dir}	I_{dir}
$Y_{p_{dir}}$	1			
W_{dir}	0,6983	1		
C_{dir}	0,4023	0,7934	1	
I_{dir}	0,5368	**0,8172**	0,7028	1

Frais d'occupation du territoire

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	2,05E+08	2,18E+09	0,093815	0,9254
R	31,38113	12,46677	2,517181	0,0128
$R\Gamma$	63,99840	18,98804	3,370458	0,0009

R^2 ajusté : 0,099854

Prob(Statistique-F) : 0,000082

Corrélogramme (R^2)

	R	$R\Gamma$
R	1	
$R\Gamma$	0,0167	1

Impôt sur les activités pétrolières indirectes

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	18 779 305	18 159 879	1,034110	0,3030
Y_{ind}	0,052663	0,006111	8,617769	0,0000
W_{ind}	-0,078644	0,019200	-4,096034	0,0001

R^2 ajusté : 0,596650

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	Y_{ind}	W_{ind}
Y_{ind}	1	
W_{ind}	**0,8631**	1

Revenus d'impôt des particuliers sur les activités pétrolières directes

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	25,79616	7,520295	3,430207	0,0016
W_{dir}	-1,481037	0,603386	-2,454543	0,0194
$W_{dir_{cumul}}$	1,222807	0,278113	4,396795	0,0001

R^2 ajusté : 0,630810

Prob(Statistique-F) : 0,000000

Corrélogramme (R^2)

	W_{dir}	$W_{dir_{cumul}}$
W_{dir}	1	
$W_{dir_{cumul}}$	0,7692	1

Revenus d'impôt des particuliers sur les activités pétrolières indirectes

Variable	Coefficient	Écart-type	Statistique-t	Prob.
C	-1,259380	0,724418	-1,738471	0,0921
W_{ind}	0,920990	0,032666	28,19418	0,0000

R^2 ajusté : 0,961255

Prob(Statistique-F) : 0,000000

ANNEXE II

Résultats détaillés de l'adéquation du modèle aux données historiques

Module d'exploitation pétrolière

Variable	Coefficient de détermination R^2	Ratio *modèle : données*
Exploitation pétrolière (R)	0,9731	1,0170
PIB pétrolier direct (Y_{dir})	0,9416	0,9707
PIB pétrolier indirect (Y_{ind})	0,8081	1,0930
Moyenne	0,9076	1,0269

Module d'emplois et de salaires

Variable	Coefficient de détermination R^2	Ratio *modèle : données*
Emplois directs (E_{dir})	0,8108	1,0159
Emplois indirects (E_{ind})	0,9646	0,9743
Salaires directs (W_{dir})	0,7942	1,0789
Salaires indirects (W_{ind})	0,9490	0,9772
Moyenne	0,8797	1,0116

Module d'émissions de GES

Variable	Coefficient de détermination R^2	Ratio *modèle : données*
Émissions directes (M_{dir})	0,8517	1,0158
Émissions indirectes (M_{ind})	0,0887	1,3374
Émissions incidentes (M_{inc})	0,7303	1,1136
Moyenne	0,5569	1,1556

Module des revenus de l'État

Variable	Coefficient de détermination R^2	Ratio *modèle-données*
Revenus d'impôt sur les activités pétrolières (G_{imp})	0,6133	0,9896
Revenus de la taxe carbone (G_{CO2})	0,6008	0,9211
Revenus des prises de participation de l'État (G_{pri})	0,9036	1,0241
Revenus des frais d'occupation du territoire (G_{occ})	0,0987	0,9064
Revenus des dividendes de Statoil (G_{Stat})	0,8105	0,9451
Moyenne	0,6054	0,9573

Total

Variable	Coefficient de détermination R^2	Ratio *modèle : données*
Moyenne	0,7293	1,0253

BIBLIOGRAPHIE

Adelman, M. A. (1986). Scarcity and world oil prices. *Review of Economics and Statistics* August : 387–397.

Alternative Energy Systems (1993). An overview of the ideas model : A dynamic long-term policy simulation of the u.s. energy supply and demand. *AES Coroporation* .

Andersen, M. S., Dengsoe, N. and Pedersen, A. B. (2000). An evaluation of the impact of green taxes in the nordic countries. *TemaNord* : 561.

Arvanitakis, A. (2012). *EU ETS : Issues, risks and outlook*. Thomson Reuters.

Babiker, M. H. (2005). Climate change policy, market structure, and carbon leakage. *Journal of International Economics* 65 : 421–445.

Bassi, A. M. (2008). *Modeling US Energy Policy with Treshold 21 : Understanding Energy Issues and Informing the U.S. Energy Policy Debate with T21, an Integrated Dynamic Simulation Tool*. VDM Verlag Dr. Müller.

Boumans, R., Costanza, R., Farley, J., Wilson, M. A., Portela, R., Rotmans, J., Villa, F. and Grasso, M. (2002). Modeling the dynamics of the integrated earth system and the value of global ecosystem services using the {GUMBO} model. *Ecological Economics* 41 : 529 – 560, doi :10.1016/S0921-8009(02)00098-8.

Bruvoll, A. and Larsen, B. M. (2004). Greengreen gas emissions in norway : do carbon taxes work ? *Energy Policy* 32 : 493–505.

Campbell, B. (2013). The petro-path not taken : Comparing norway with canada and alberta's management of petroleum wealth. *Centre canadien de politiques alternatives* .

CNLOPB (2000). *Resource Management Statistics*. Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board.

Cole, H. S. D. (1975). *Global Simulation Models*. John Wiley, chap. The Structure of World Models. 14–32.

Dobson, S., Lemphers, N. and Guilbeault, S. (2013). *Risques bitumineux : Les conséquences économiques de l'exploitation des sables bitumineux au Canada*. Équiterre and Institut Pembina.

Durand, M. (2013). *Les hypothétiques gisements d'hydrocarbures au Québec : risques et enjeux*. Mémoire déposé à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec.

ECON (1994). *Virkninger av CO2-avgift pa olje- og gassutvinning i Norge. Delrapport 4 : Sammendrag og hovedkonklusjoner*.

Eurostat (2008). *Statistical Classification of Economic Activities in the European Community, Rev. 2 (NACE Rev. 2)*.

Fiddaman, T. (2007). Dynamics of climate policy. *System Dynamics Review* 23 : 21–34.

Fiddaman, T. S. (1997). Feedback ComComplex in Integrated Climate-Economy Models. Ph.D. thesis, Massachusetts Institute of Technology, Sloan School of Management.

Fonds monétaire international (2013). *World Economic Outlook : Hopes, Realities, Risks*.

Ford, A. (2010). *Modeling the environment*. Island Press.

Forrester, J. W. (1968). *Principles of Systems*. Pegasus Communications.

Forrester, J. W. (1969). *Urban Dynamics*. Pegasus Communications.

GIEC (2013). *Working Group I Contribution to the IPCC Fifth Assessment Report (AR5), Climate Change 2013 : The Physical Science Basis*.

Gignac, R. (2013). *Le budget carbone du Québec*.

Gignac, R. and Schepper, B. (2013). *Projet d'oléoduc de sables bitumineux "Ligne 9B" : le Québec à l'heure des choix*. Institut de recherche et d'informations socio-économiques.

Groot, R. S. de, Wilson, M. A. and Boumans, R. M. J. (2002). A typology for the classification, description and valuation of ecosystem functions, goods and services. *Ecological Economics* 41 : 393–408.

Hubbert, M. K. (1982). Techniques of prediction as applied to production of oil and gas. *NBS Special Publication* 631.

Hydro-Québec (2002). *Plan d'exploration : pétrole et gaz naturel au Québec 2002-2010*.

IHS CERA (2012). *Oil Sands, Greenhouse Gases, and US Oil Supply, Special Report*.

Institut de la statistique du Québec (2013). *Tableau 1 : Produit intérieur brut.*

Kydland, F. E. and Prescott, E. C. (1977). Rules rather than discretion : The inconsistency of optimal plans. *Journal of Political Economy* 85 : 473–491.

LMIworks (2000). *Labour Market Trends*. Labour Market & Career Information for Newfoundland and Labrador.

Lucas, R. (1976). Econometric policy evaluation : A critique. In *The Phillips Curve and Labor Markets - Carnegie-Rochester Conference Series on Public Policy 1*. American Elsevier.

McCutcheon, R. (1979). *Limits of a Modern World : A Study of the 'Limits to Growth' Debate*. Butterworths.

MDDEFP (2013). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2010 et leur évolution depuis 1990*. Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère.

Meadows, D. H. (1972). *The Limits to Growth*. Signet.

Mousseau, N. (2010). *La révolution des gaz de schiste*. MultiMondes.

Nadeau, J.-B. and Duhamel, P. (2013). Le pétrole en 22 questions. *L'actualité* .

Naill, R. F. (1977). *Managing the Energy Transition : A System Dynamics Search for Altenatives to Oil and Gas*. Ballinger.

New Economics Foundation (inconnue). The Great Transition model : A First Technical Report. Tech. rep.

Nordhaus, W. D. (1972). World dynamics : Measurement without data. *Econom J* 83 : 1156–1183.

Nordhaus, W. D. and Boyer, J. (2003). *Warming the World : Economic Models of Global Warming*.

Nordhaus, W. D. and Tobin, J. (1972). Is growth obsolete ? *National Bureau of Economic Research : Economic Growth* .

Nordstrom, D. K. (2012). Models, validation, and applied geochemistry : Issues in science, communication and philosophy. *Applied Geochemistry* 27 : 1989–1919.

Norwegian Ministry of Finance (inconnue). Taxation of petroleum activities. *Tax Policy Department* .

Norwegian Ministry of Petroleum and Energy (2010-2011). *An industry for the future : Norway's petroleum activities*. Meld. St. 28 (2010-2011) Report to the Storting (white paper).

Norwegian Petroleum Directorate (2013). *Facts 2013 : The Norwegian Petroleum Sector*.

OCDE (2010). *Études économiques de l'OCDE : Norvège*.

Perman, R., Ma, Y., McGilvray, J. and Common, J. (2003). *Natural Resource and Environmental Economics*. Pearson.

Programme des Nations Unies pour l'environnement (2011). *Towards a Green Economy : Pathways to Sustainable Development and Poverty Eradication*.

Radzicki, M. J. (2009). System dynamics and its contribution to economics and economic modeling. *Encyclopedia of Complexity and Systems Science* University of Michigan Press : 61–89.

Radzicki, M. J. and Taylor, R. A. (1997). *Introduction to System Dynamics : A Systems Approach to Understanding Complex Policy Issues*.

Reynolds, J. F. (1979). Some misconceptions of mathematical modeling. *What's New in Plant Physiology* 10 : 41–43.

Sandrea, R. (2012). Evaluating production potential of mature us oil, gas shale plays. *Oil & Gas Journal* 110 : 58–60, 62–64, 66–67.

Sinn, H.-W. (2012). *The Green Paradox : A Supply-Side Approach to Global Warming*. MIT Press.

Statistics Norway (2013a). Emissions of greenhouse gases, 2012, preliminary figures. *Statistics, Nature and the environment* .

Statistics Norway (2013b). *Labour Force Survey : About the Statistics*.

Sterman, J. (1982). The Energy Transition and the Economy : A System Dynamics Approach. Ph.D. thesis, Massachusetts Institute of Technology, Sloan School of Management.

Sterman, J. D. (1988). Deterministic chaos in models of human behavior : Methodological issues and experimental results. *System Dynamics Review* 4 : 148–178.

Sterman, J. D. (2000). *Business Dynamics : Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. McGraw-Hill/Irwin.

Stern, N. (2013). The structure of economic modeling of the potential impacts of climate change : Grafting gross understimation of risk onto already narrow science models. *Journal of Economic Literature* 51 : 838–859.

Stock, J. H. and Watson, M. W. (2007). *Introduction to Econometrics*.

Taylor, K. E., Stouffer, R. J. and Meehl, G. A. (2012). An overview of cmip5 and the experiment design. *American Meteorological Society* 93 : 485–498.

U.S. EIA (2013). *Annual Energy Outlook 2013*.

Victor, P. A. (2008). *Managing Without Growth : Slower by Design, Not Disaster*. Edward Elgar.

Victor, P. A. and Jackson, T. (2012). A commentary on unep's green economy scenarios. *Ecological Economics* 77 : 11–15.

Zellner, A. (1980). Comment on 'information sources for modeling the national economy' by jay w forrester. *Journal of The American Statistical Association* 75 : 567–569.