

Vincent Auclair

**Estimation des fonctions d'offre des principaux pays
producteurs de pétrole**

Mémoire présenté à la
Faculté des études supérieures de l'Université Laval
dans le cadre du programme de maîtrise en économie
pour l'obtention du grade de Maître ès arts (M.A.)

**Département d'économie,
Faculté des Sciences Sociales
UNIVERSITÉ LAVAL
Québec**

2011

TABLE DES MATIÈRES

1. Introduction	p. 1
2. Problématique	p. 3
3. Revue de littérature	p. 6
3.1. Historique.....	p. 6
3.2. Portrait des compagnies et pays.....	p. 8
3.3. Évidences empiriques	p. 9
4. Méthodologie	p. 12
4.1. Caractéristiques et regroupements de pays.....	p. 12
4.2. Choix de la période d'estimation	p. 17
4.3. Modèles économétriques	p. 18
4.4. Source des données	p. 26
5. Résultats et discussion	p. 27
5.1. Résultats avec données annuelles.....	p. 25
5.2. Discussion.....	p. 34
5.3. Résultats avec données mensuelles	p. 38
6. Conclusion	p. 41
Bibliographie	p. 42
ANNEXE 1 : Pays couverts par l'étude.....	p. 43
ANNEXE 2 : Production annuelle pour les 21 pays étudiés.....	p. 45

LISTE DES TABLEAUX

1. Résultats du modèle 1 pays par pays.....	p. 27
2. Résultats du modèle 1 regroupé sans variables binaires temporelles.....	p. 28
3. Résultats du modèle 1 regroupé avec variables binaires temporelles.....	p. 28
4. Résultats du modèle 2 pays par pays.....	p. 29
5. Résultats du modèle 2 regroupé sans variables binaires temporelles.....	p. 30
6. Résultats du modèle 2 regroupé avec variables binaires temporelles.....	p. 31
7. Résultats du modèle 3 pays par pays.....	p. 32
8. Résultats du modèle 3 regroupé sans variables binaires temporelles.....	p. 33
9. Résultats du modèle 3 regroupé avec variables binaires temporelles.....	p. 33
10. Coefficients de prix pour les différents modèles (données annuelles).....	p. 36
11. Résultats du modèle 2 pays par pays avec données mensuelles.....	p. 38
12. Résultats du modèle 3 pays par pays avec données mensuelles.....	p. 39

LISTE DES GRAPHIQUES

1. Évolution des prix mondiaux (en dollars constants) et de la production depuis 1980p. 4
2. Part de la production totale pour chaque groupe de paysp. 17
3. Évolution du prix mondial au cours de la période 1980-2007 en \$US constants de 2007p. 18

Remerciements

Par la présente, j'aimerais tout d'abord remercier mon directeur, M. Yann Bramoullé pour sa grande disponibilité ainsi que pour m'avoir guidé tout au long du processus de rédaction de ce mémoire. Les connaissances de M. Bramoullé sur le marché pétrolier se sont avérées très utiles tout au long de mon processus méthodologique et m'ont permis de développer un intérêt sur le sujet outrepassant les limites académiques. J'aimerais également remercier M. Jean-Thomas Bernard qui a su nous faire profiter, mon directeur et moi, de ses connaissances générales de la littérature sur le sujet ainsi que de sa grande expérience en économétrie appliquée. Finalement, j'aimerais remercier de façon générale les professeurs du département d'économique de l'Université Laval qui m'ont permis, tout au long de mon cheminement académique, de développer une rigueur d'analyse ainsi que des connaissances économiques approfondies qui me seront utiles tout au long de ma vie professionnelle.

Résumé

Depuis les deux crises pétrolières des années 70, certains des principaux pays producteurs de pétrole ont connu un essor économique important alors que d'autres n'ont pas su profiter des chances offertes par cette ressource. Chaque pays producteur ayant ses propres caractéristiques de production, est-il possible d'observer des constantes dans l'offre pétrolière de ces pays? Si oui, quelles sont les caractéristiques qui influencent la forme de l'offre de pétrole? Ce mémoire cherche à estimer les fonctions d'offre pétrolière pour 21 des plus importants producteurs mondiaux au cours de la période 1980-2007. Les estimations sont effectuées à l'aide de données annuelles et mensuelles. Les résultats sont analysés de façon à déceler des tendances au niveau des élasticités-prix de ces fonctions d'offre. Les résultats ne permettent pas de tirer des conclusions pour les pays producteurs développés comme le Canada, les Etats-Unis et la Grande-Bretagne ni pour les pays en développement. Cependant, ils confirment le comportement anti-concurrentiel des pays de l'OPEP qui affichent une élasticité-prix négative.

1. INTRODUCTION

Le pétrole a constitué un rouage important dans la croissance économique mondiale du dernier siècle. Les pays producteurs ont rapidement compris l'importance stratégique de détenir cette ressource sur leur territoire et dès 1960, on observe la création l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), un cartel qui changera à jamais le visage de ce marché mondial. L'objectif de cette organisation étant de déterminer un niveau de production global de la part de ses pays membres, l'OPEP a eu un impact majeur sur les prix mondiaux de la ressource depuis sa création. Certains pays non-membres de l'OPEP ont tout de même adopté le modèle du cartel et nationalisé leur ressource en confiant la production à des compagnies nationales. D'autres accordent plutôt des concessions à de grandes compagnies internationales comme *Shell*, *Texaco*, *Exxon* ou *British Petroleum*. La structure politico-économique est également un facteur important influençant les sentiers de production adoptés par les grands producteurs.

Il n'existe donc pas de modèle unique d'organisation pour les pays producteurs de pétrole. Pour cette raison, la structure de l'offre est différente d'un pays à l'autre et il peut être très intéressant de les comparer afin de voir si de grandes tendances se dessinent. Ceci constitue d'ailleurs le sujet principal dans lequel s'inscrit ce mémoire.

Je tenterai d'estimer et d'analyser les fonctions d'offre des plus importants pays producteurs afin de déceler des différences au niveau de l'impact des prix mondiaux du baril sur les niveaux de production (élasticité prix de l'offre pétrolière). J'essaierai également d'identifier des relations entre l'élasticité-prix de l'offre et les différentes caractéristiques influençant les sentiers de production des pays étudiés. La suite du document se sépare comme suit : Dans la section 2, on retrouve l'identification de la problématique étudiée. La section 3 contient la revue de littérature dans laquelle je fais une analyse descriptive des pays producteurs, analyse des modèles théoriques d'offre pétrolière et passe en revue les travaux empiriques qui ont déjà été menés sur l'estimation des fonctions d'offre pétrolière. Dans la section 4, je présenterai en détail la

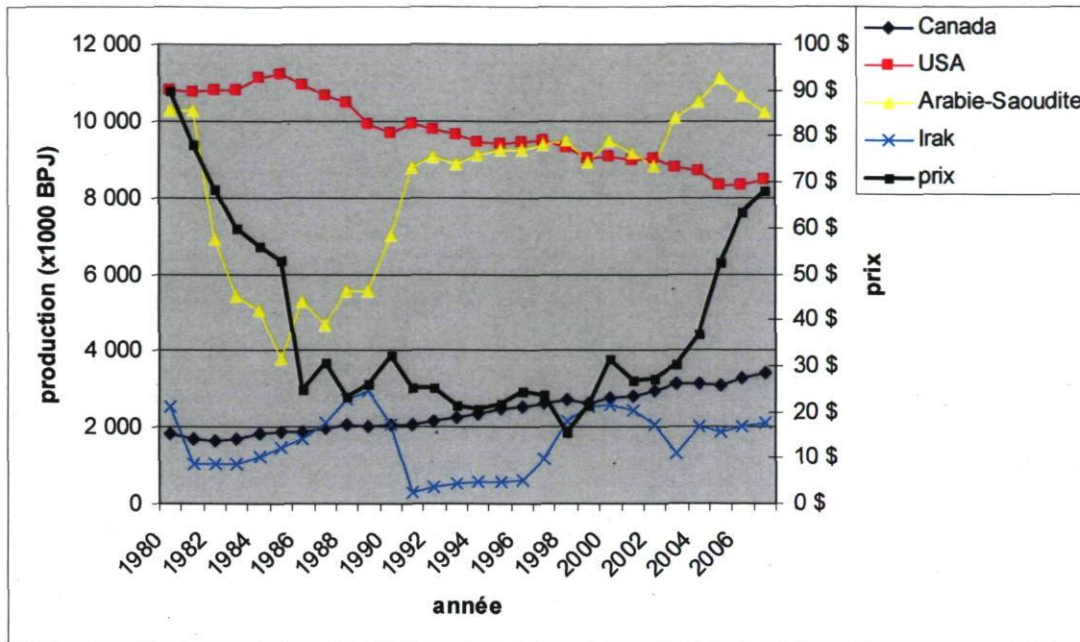
méthodologie, les modèles économétriques et les données utilisés pour l'estimation. Je ferai également mention de mes différentes attentes face aux résultats possibles. Les résultats seront présentés et discutés dans la section 5 et, finalement, la conclusion composera la section 6.

2. PROBLÉMATIQUE

Outre l'appartenance à l'OPEP, une différence majeure dans les structures de production de pétrole porte sur le type d'entreprise qui en assure l'extraction et la mise en marché. En effet, la littérature classe la production mondiale de pétrole en deux grands groupes d'entreprises : les *Compagnies Internationales de Pétrole* (CIP) et les *Compagnies Nationales de Pétrole* (CNP). Le premier groupe fait référence aux compagnies privées exploitant des concessions et versant des redevances aux pays dans lesquels elles opèrent. Les compagnies internationales utilisent les marchés financiers pour obtenir les fonds nécessaires à leurs investissements et opèrent dans une dynamique s'apparentant à un marché concurrentiel. Le deuxième groupe fait quant à lui référence à des compagnies nationalisées pour lesquelles les gouvernements locaux participent activement à la prise de décision. Elles peuvent donc être justifiées sur une base politique ce qui modifie le comportement des CNP sur le marché mondial. L'effet est d'autant plus important dans les pays pour lesquels les revenus tirés de l'industrie pétrolière constituent une part importante des revenus de l'État. La majeure partie de la production mondiale est concentrée entre les mains des CNP qui sont notamment très présentes dans les pays de l'OPEP.

Le contexte socio-politique, les différentes conditions géologiques d'extraction, la quantité de ressource en réserve sur le territoire ou encore les contraintes environnementales sont tous des facteurs pouvant également influencer la forme des fonctions d'offre (et donc l'élasticité-prix) d'un pays producteur. On peut d'ailleurs le constater sur le graphique suivant qui permet de comparer la production et les fluctuations de prix pour quelques pays producteurs importants.

Graphique 1 : Évolution des prix mondiaux (en dollars constants) et de la production depuis 1980



Les niveaux de production historiques affichent des formes et des tendances très différentes d'un pays à l'autre. Les Etats-Unis et le Canada, deux pays développés opérant dans une dynamique de marché affichent une production beaucoup plus stable dans le temps que l'Irak et l'Arabie-Saoudite, deux pays membres de l'OPEP. On peut également constater que la production des Etats-Unis affiche clairement une tendance à la baisse alors que celle du Canada est plutôt à la hausse. Cette situation représente l'impact des réserves et donc de la rareté de la ressource sur les niveaux de production. Finalement, la baisse de la production Irakienne lors des deux guerres du Golfe (1991 et 2003) représente bien l'impact que peuvent avoir les facteurs socio-politiques sur les niveaux de production d'un pays.

Pour les raisons citées plus haut, l'estimation des fonctions d'offre pays par pays doit être le point de départ d'une analyse des facteurs influençant les élasticités-prix et le but premier de ce mémoire. De ces fonctions d'offre, je tenterai par la suite de tracer des tendances dans les processus de production selon les différentes caractéristiques énumérées plus haut. Entre autres, ceci me permettra de vérifier si le degré

d'intervention gouvernementale et l'appartenance à l'OPEP ont un effet notable sur l'élasticité-prix de l'offre. Pour ce faire, j'utiliserai des données sur les 21 pays sélectionnés pour l'étude qui se retrouvent à l'annexe 1.

3. REVUE DE LITTÉRATURE

La présente revue de littérature se sépare en trois parties. La première effectue une analyse descriptive du marché pétrolier, la deuxième partie présentera différents modèles théoriques portant sur le sujet alors que la troisième s'intéressera aux estimations empiriques de ces modèles.

3.1. Historique

Afin de bien camper le sujet de ce mémoire, je commencerai par analyser la littérature sur l'historique et le portrait actuel du marché pétrolier. Tout d'abord, Stevens (2008) s'intéresse à l'historique de la production pétrolière mondiale au cours du dernier siècle en mettant en lumière la distinction entre les grandes compagnies privées internationales et les compagnies étatiques ou nationalisées. L'évolution de ces dernières a également été abordée dans un rapport de McPherson (2003) publié dans le cadre d'une rencontre de travail organisée par la Banque Mondiale.

Avant les années 60, les deux principaux acteurs impliqués dans la production mondiale de pétrole étaient les compagnies internationales et les différents gouvernements auxquels elles devaient payer des droits pour les concessions. Cependant, on assiste au cours des années 50 à une montée en force du concept de nationalisme des ressources chez les gouvernements qui cherchent à obtenir une souveraineté sur leurs ressources naturelles. Cette recherche de souveraineté, combinée à une hausse de la demande mondiale pour la ressource, ont été des facteurs déterminants de la création de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) le 14 septembre 1960. Cette date marque un tournant majeur dans l'histoire des compagnies pétrolières nationales. La tendance à la nationalisation de l'exploitation pétrolière se poursuit et prend de l'ampleur lors des deux crises pétrolières des années 70. À la fin de cette décennie, les CNP étaient devenus, comme McPherson (2003) l'affirme, des « states within states » et bénéficiaient d'un pouvoir très important dans plusieurs pays producteurs.

Un revirement de situation a lieu au cours des années 80 lors de l'effondrement des prix mondiaux qu'on appelle aussi le contre choc pétrolier. Nous avons observé au cours de ces années une ouverture aux CIP puisqu'elles bénéficiaient de capitaux qui faisaient défaut aux CNP ayant vu leurs recettes fondre suite à l'effondrement des prix. Ce mouvement s'est poursuivi jusqu'aux années 2000. Finalement, Stevens affirme que les années 2000 ont vu une résurgence du nationalisme des ressources qui trouverait ses causes dans la montée des cours du pétrole. Aujourd'hui, certains pays ayant nationalisé leur ressource pétrolière tirent une part importante de leurs revenus budgétaires des profits générés par les CNP. Pour ceux-ci, une baisse de la production lors des chutes de prix est difficilement envisageable puisque cela serait synonyme de déficits budgétaires importants. Les années 2000 ont également vu l'apparition d'un nouveau type de CNP soit celles des pays émergents qui cherchent à sécuriser l'approvisionnement. La Chine et le Brésil sont deux exemples de pays dont les compagnies nationales sont très actives afin de signer des ententes avec les grands pays producteurs.

Comme on peut le voir, le marché pétrolier a subi durant sa courte histoire de nombreux bouleversements et plusieurs périodes de changements fondamentaux. Mais quel est le portrait actuel de ce marché? Le *Center for Energy Economics* (CEE) a tracé, en 2007, une liste des principales compagnies nationales présentes dans le monde et les associe à leur pays d'origine. En plus de présenter les dates de création de ces différentes CNP, le CEE les classe en fonction du degré de contrôle gouvernemental auquel elles font face. Ces informations me seront utiles lorsque je voudrai faire des regroupements de pays partageant un ensemble de caractéristiques semblables.

Finalement, Watkins et Streifel (1998) construisent des fonctions d'offre hypothétiques et font des estimations afin de classer les pays producteurs en trois groupes : pays en expansion, pays en déclin et pays dont aucune évidence n'a pu être trouvée. Cette nuance est importante puisque les pays de chaque groupe auront des réactions différentes lors

des fluctuations des prix mondiaux. Je pourrai alors comparer leurs résultats avec ceux que j'obtiendrai lors de l'estimation des fonctions d'offre pour chaque pays. Cependant, il faut noter que leur étude a été menée en 1998 et que les conditions ont bien changé depuis. Par exemple, le Canada est considéré comme en contraction alors que le développement de la technologie des sables bitumineux au cours des dernières années en fait maintenant un pays en expansion.

L'information contenue dans la littérature met en lumière les facteurs pouvant expliquer les différences dans l'offre pétrolière d'un pays à l'autre. Également, on dénote une présence de plus en plus importante des compagnies nationales sur la scène mondiale au cours de la dernière décennie. La prochaine section s'intéresse aux modèles théoriques qui ont été développés afin de formaliser les différents incitatifs auxquels font face les pays producteurs de pétrole en fonction du type de compagnie responsable de l'exploitation.

3.2. Portrait des compagnies et pays

Robinson et al (2006) utilisent un modèle théorique pour expliquer les incitatifs politiques engendrés par la présence de ressources naturelles abondantes dans un pays. Ce papier fait appel au concept de malédiction des ressources naturelles qui est très étudié dans la littérature économique. Ce concept permet d'expliquer en quoi une importante dotation en ressources naturelles peut être un frein au développement économique à long terme d'un pays. Le constat principal de leur étude est que cet effet pervers dépend ultimement des institutions, et donc du type de compagnie exploitante en place dans les pays affectés. Ce résultat m'indique qu'une attention spéciale devra également être portée au stade de développement économique (pays développé vs développement) lors de la construction de mes regroupements.

Hartley et Medlock (2007) utilisent la frontière de production efficiente afin de comparer l'efficacité dans la transformation des inputs en output entre les compagnies privées et les compagnies nationalisées. Leur modèle prédit une efficacité moindre des compagnies étatiques qui seraient plus susceptibles de favoriser l'emploi excessif et la poursuite d'objectifs non-commerciaux. Ces prédictions ne sont pas sans rappeler celles de Robinson et al. (2006) affirmant que des institutions indépendantes du niveau politique dans leur prise de décision étaient nécessaires afin d'éviter l'apparition de la malédiction des ressources naturelles.

Les deux modèles théoriques présentés ici tendent à prédire que la nationalisation de la production pétrolière pourrait avoir un impact important sur l'efficacité du secteur. La prochaine section s'intéresse aux estimations empiriques qui ont cherché à confirmer ces prédictions théoriques. Il faut remarquer que les facteurs identifiés jusqu'ici auront tous un impact sur les fonctions d'offre des pays producteurs de pétrole.

3.3. Évidences empiriques

Beaucoup de travaux ont été menés sur l'évaluation des fonctions de demande de pétrole mais très peu portent sur le côté offre du marché. Maslyuk et Smyth (2008) testent la présence de non-linéarité dans les séries de production de pétrole ce qui leur permet d'identifier des seuils dans la production sur la période de 1971 à 2003. Les résultats de cette étude permettent de séparer les pays en expansion de ceux en déclin ainsi que l'année où un changement de tendance a eu lieu. Les auteurs testent également la présence de racine unitaire dans les séries de données afin de vérifier si les deux chocs pétroliers des années 70 ont eu des effets persistant sur l'offre des années subséquentes. Leurs résultats confirment la présence de racines unitaires et de non-linéarité dans les niveaux de production.

Dans un papier publié en 2007, le Center for Energy Economics (CEE) évalue l'efficacité des compagnies nationales dans la production en amont (exploration et extraction) et en aval (raffinage et distribution). L'évaluation porte sur chacune des principales CNP mondiales qui sont jugées en fonction d'un ensemble de critères commerciaux et sociaux. Cette méthodologie provient du désir des CNP d'être comparées entre elles étant donné leur caractère particulier. L'étude permet d'obtenir une classification des CNP en fonction de leur efficacité mais on ne peut faire aucune comparaison avec leurs contreparties privées étant donnée la présence dans l'analyse de différents critères non-économiques. Une autre étude utilisant des données par entreprise est celle d'Eller, Hartley et Medlock (2007) qui teste empiriquement les résultats du modèle théorique développé par Hartley et Medlock (2007). Ils utilisent la frontière de production efficiente pour comparer l'efficacité dans la transformation des inputs en outputs entre les CNP et CIP. Ils concluent que les CNP sont plus susceptibles de favoriser l'emploi excessif et la poursuite d'autres objectifs non-commerciaux pour un même niveau de production que les CIP. Ils observent également un sous-investissement dans la recherche de nouveaux gisements et technologies d'extraction de la part des compagnies nationales. Ces résultats supposent que les niveaux de production seront moins sensibles aux prix dans les pays où la ressource est majoritairement entre les mains de compagnies nationales.

Wolf (2009) compare la performance des CNP et des CIP directement en utilisant des données en panel portant sur un historique de 1987 à 2006. L'étude utilise les entreprises comme base de comparaison et celles-ci sont classées en fonction d'un gradient du niveau de participation de l'État dans leur gestion. L'auteur trouve notamment que les CNP entièrement contrôlées par l'État produiront 24% moins d'output en amont que les compagnies entièrement privées (le chiffre est de 51% pour les CNP membres de l'OPEP). L'étude de Wolf est la seule étude empirique estimant des fonctions d'offres pétrolière. Cependant, Wolf n'analyse pas l'impact des fluctuations de prix sur le niveau d'offre ce qui ne permet pas de faire des comparaisons sur les élasticités-prix. De plus, les

estimations de Wolf n'admettent pas de tendance temporelle dans les niveaux de production ni de persistance dans ceux-ci par l'introduction d'un processus autorégressif.

Comme on peut le voir, il existe un manque dans la littérature empirique au niveau de l'estimation des fonctions d'offre pétrolière. Il est donc pertinent de faire l'estimation des fonctions d'offre de pétrole et ce, en bonifiant la méthodologie développée par Wolf (2009). La prochaine section présente en détail la méthodologie que j'utiliserai afin de faire mes estimations.

4. MÉTHODOLOGIE

Tel que mentionné dans la problématique et confirmé dans la revue de littérature, plusieurs facteurs peuvent expliquer les différences dans les fonctions d'offre des différents pays producteurs analysés. Dans la prochaine sous-section, je présenterai une discussion sur cinq de ces facteurs qui sont : l'appartenance ou non à l'OPEP, le type d'entreprise qui exploite les gisements (compagnies publiques vs privées), les pays en expansion ou en déclin, les conditions géologiques d'extraction et le contexte socio-politique. Par la suite, je présenterai les regroupements de pays effectués dans un souci d'obtenir des groupes les plus homogènes possibles.

4.1. Caractéristiques et regroupements de pays

L'appartenance à l'OPEP est probablement le facteur le plus important influençant le niveau de production d'un pays. Le principe de base de l'OPEP est d'opérer sous forme d'un cartel organisé dans lequel chaque pays producteur se voit attribuer un quota de production. Comme la plupart des plus importants producteurs mondiaux sont membres de l'OPEP, le cartel se veut une façon de contrôler les cours mondiaux du pétrole. Cependant, les incitatifs à tricher des membres ont historiquement été un obstacle majeur à l'atteinte de cet objectif par une gestion de l'offre efficace. Puisque les décisions de production dans les pays de l'OPEP sont très politisées, on devrait s'attendre à ce que, toutes choses égales par ailleurs, ils affichent une moins grande flexibilité face aux prix que les pays hors-OPEP.

Dans tous les pays de l'OPEP, la production est assurée par une ou plusieurs compagnies nationales (CNP). Ce type de compagnie est également présent dans des pays ne faisant pas partie du cartel comme le Mexique, la Russie et la Chine. Comme il a été fait mention dans Stevens (2008), les compagnies nationales ont une structure de gestion très différente de leurs contreparties privées (CIP). La littérature analysée dans la section 3 nous renseigne que les compagnies privées tendent à être plus performantes que les CNP

puisque ces dernières poursuivent souvent des objectifs autres que la simple maximisation des profits. Également, beaucoup de CNP ont conclu par le passé des accords informels avec des pays membres de l'OPEP. Il y a donc des raisons de croire que ces résultats se transposeront dans un ajustement moins important des niveaux de production face aux fluctuations de prix dans les pays où la ressource est nationalisée.

Comme nous le renseigne la théorie économique de l'extraction des ressources non renouvelables, le niveau de production d'une période donnée dépend en partie des réserves disponibles. Sans la découverte de nouveaux gisements, la production d'un pays atteindra éventuellement un sommet et déclinera par la suite. Les pays en expansion comme le Canada, le Nigeria et le Brésil n'auront donc pas la même réaction face aux fluctuations de prix que les pays en déclin comme les États-Unis et l'Indonésie. Une attention particulière devra donc être portée aux tendances dans les niveaux de production lors de mes estimations. Il faut cependant garder en tête que les données de réserves sont utilisées stratégiquement par plusieurs pays afin d'influencer le prix de la ressource ou encore leur pouvoir de négociation sur la scène politique mondiale. Cette situation se remarque surtout dans les pays ne bénéficiant pas de normes strictes sur la comptabilité gouvernementale. Pour cette raison, les données officielles de réserves ne peuvent pas être considérées comme fiables pour plusieurs pays producteurs importants.

Les conditions géologiques d'extraction sont en lien avec le concept de réserve expliqué dans le paragraphe précédent. Les types de gisements exploités varient beaucoup d'un pays à l'autre. Par exemple, la production du Canada provient surtout des sables bitumineux, la Norvège a plutôt développé ses sources d'approvisionnement *off-shore* et le pétrole d'Arabie-Saoudite provient surtout de gisements standards. Ces différences dans les modes d'extraction font en sorte que les seuils de prix où l'exploitation devient économiquement rentable sont différents d'un pays à l'autre. Les réactions face aux fluctuations de prix seront donc en partie influencées par des caractéristiques géologiques

propres à chaque pays. Cette situation devra être traitée adéquatement lors des estimations utilisant des regroupements de pays.

Finalement, le contexte socio-politique peut avoir des impacts majeurs sur les niveaux de production dans certains pays. Dans la problématique, j'ai cité comme exemple de choc local l'impact des deux guerres du golfe sur les niveaux de production de l'Irak. On peut également nommer certains événements mondiaux comme le contre-choc pétrolier (1986) et les attentats du 11 septembre (2001) comme ayant fort probablement eu des impacts ponctuels sur les niveaux de production. Dans mes estimations, j'utiliserai des variables binaires pour tenir compte de l'impact de ces chocs puisque les changements dans la production qui en résultent sont indépendants des fluctuations de prix. Pour ce qui est des différences dans les contextes sociaux propres à chaque pays, l'impact de ceux-ci sera, dans les modèles pays par pays, inclus dans les termes d'erreur. Dans les estimations en panel, ces effets seront éliminés en utilisant la modélisation par effets-fixes.

Groupe 1 : Pays de l'OPEP 1

Arabie-Saoudite, Émirats Arabes Unis, Koweït

Les pays membres de l'OPEP ont été séparés en deux groupes. Le premier est constitué des trois pays du golfe Persique qui sont ceux ayant les structures de production et les processus politiques les plus stables et similaires. On peut d'ailleurs le constater en observant les niveaux de production historiques (graphiques annexe 2). Je m'attends à ce que ce groupe de pays affiche l'élasticité-prix la plus grande des deux groupes de l'OPEP. Celle-ci devrait cependant être inférieure à celle des pays de marché étant donnée la poursuite d'objectifs autres que la maximisation des profits par les compagnies nationales de ces pays.

Groupe 2 : Pays de l'OPEP 2

Nigeria, Algérie, Lybie, Iran, Irak, Vénézuéla, Indonésie¹

Le deuxième regroupement est composé des 7 autres pays membres de l'OPEP qui sont caractérisés par une structure politique moins stable que les trois autres membres de l'OPEP. Cette différence dans la structure de la démocratie m'amènent à penser qu'on risque d'observer une différence dans les fonctions d'offre entre les deux groupes de pays de l'OPEP.

Groupe 3 : Pays hors-OPEP avec une CNP

Mexique (Pemex), Russie (Gazprom), Chine (Sinopec et China National Petroleum Company)

Ce groupe est constitué des pays dans lesquels l'exploitation pétrolière est concentrée dans les mains d'une compagnie nationale importante et ce, même si le degré d'intervention gouvernementale dans l'administration de ces CNP varie de l'un à l'autre. Il faut mentionner que le Brésil a été exclu de ce groupe même si Petrobras, la compagnie nationale locale, y est aujourd'hui le principal acteur de l'industrie. La montée de Petrobras sur la scène pétrolière brésilienne étant plutôt récente, elle ne coïncide pas avec la période de l'échantillon (1980-2007). L'élasticité-prix pour les pays de ce groupe devrait ressembler à celle des deux groupes précédents.

Groupe 4 : Pays de marché développés

Canada, Etats-Unis, Grande-Bretagne, Norvège

¹ L'Indonésie n'est plus membre de l'OPEP depuis 2008. Elle a tout de même été incluse dans ce groupe puisqu'elle a été membre durant toute la période couverte par les données (1980-2007).

Les pays de marché ont été séparés en fonction de leur degré général de développement économique. Le premier groupe de pays de marché est composé des pays développés affectés par une économie de marché. Au Canada, USA et Grande-Bretagne, la production est assurée par les compagnies privées internationales. En Norvège, la ressource a été complètement nationalisée mais il y a de fortes raisons de croire que Statoil, la compagnie nationale assurant la production, obéit tout de même aux règles du marché. Statoil a comme principal objectif corporatif « d'assurer la création de valeur à long-terme pour ses actionnaires »². De plus, il existe une séparation claire entre les activités de Statoil et le niveau politique du fait que les revenus de la compagnie nationale ne servent pas à financer les activités du gouvernement norvégien. Les revenus provenant de l'exploitation pétrolière en Norvège sont plutôt versés dans un fond des générations. Je m'attends à ce que la présence de compagnies privées entraîne l'élasticité prix la plus grande pour les pays de ce groupe.

Groupe 5 : Pays de marché en développement

Brésil, Argentine, Colombie, Égypte

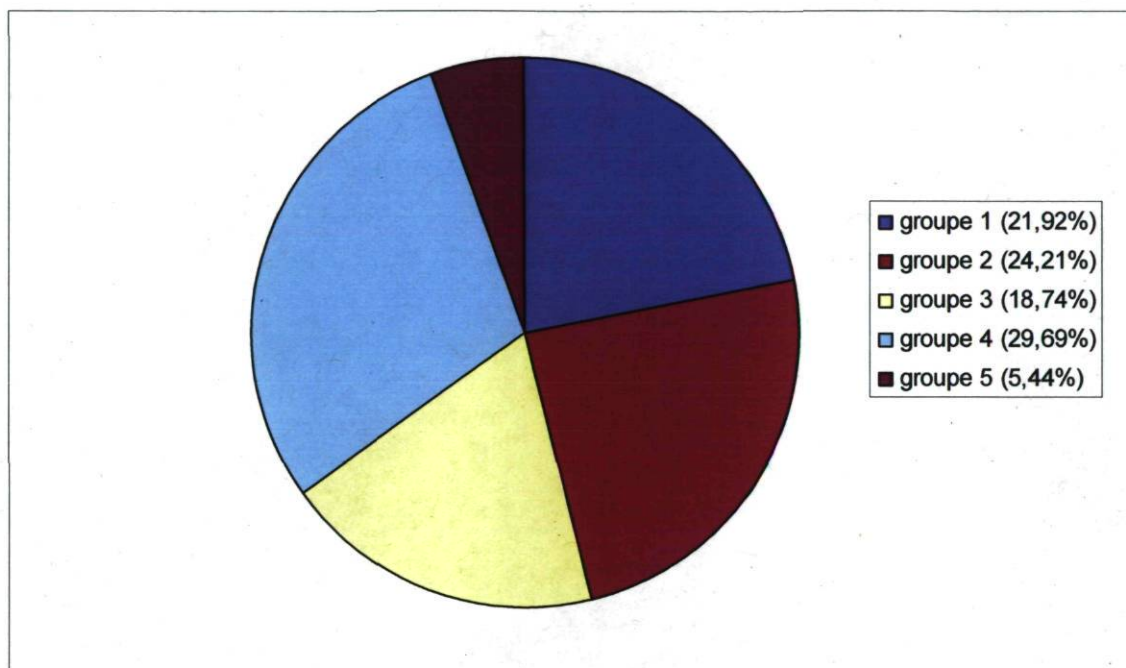
Le deuxième groupe est composé de pays ayant des niveaux de production plus marginaux (sauf pour le Brésil). Le Brésil a récemment mis en place des lois favorisant grandement la compagnie nationale, Petrobras, au détriment des compagnies internationales. Comme ces lois n'étaient pas en place lors de la période couverte par l'échantillon, le Brésil a tout de même été classé comme un pays de marché. Pour ce groupe, je m'attends à observer une élasticité prix positive.

Le graphique qui suit présente la part de la production de chaque groupe en fonction de la production totale des 5 groupes pour l'ensemble de la période 1980-2007. Celui-ci nous

² STATOIL, *About Corporate Governance*,
<http://www.statoil.com/en/About/CorporateGovernance/NorwegianCodeOfPractice/Pages/default.aspx>, citation faite par l'auteur, consulté le 29 janvier 2011.

donne une idée de l'importance relative de chaque regroupement sur le marché pétrolier mondial. Comme on peut le voir, chacun des groupes représente une part relativement semblable de la production mis à part le groupe 5. Étant donné le caractère marginal de ce dernier groupe les résultats de celui-ci devront être interprétés avec la prudence qui s'impose.

Graphique 2 : Part de la production totale pour chaque groupe de pays

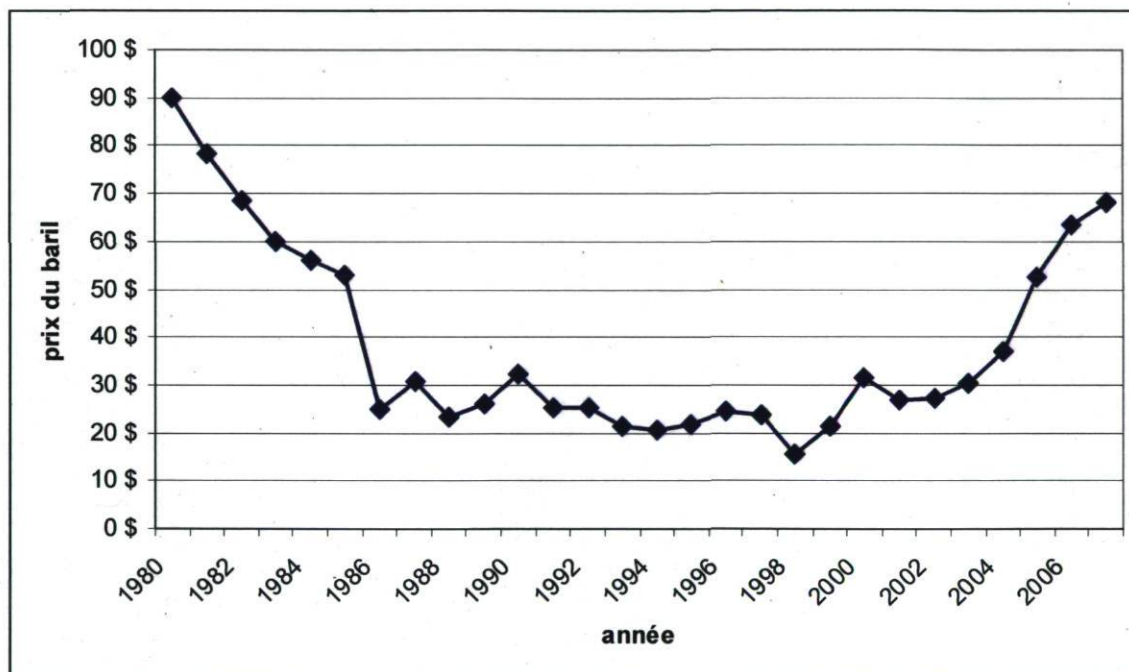


4.2. Choix de la période d'estimation

Le choix de la période d'estimation est très important pour obtenir des résultats pouvant être interprétés et analysés adéquatement. Désirant éliminer la période de volatilité extrême des prix causée par les deux crises pétrolières des années 70, mes estimations utiliseront 1980 comme point de départ et la période s'étirera jusqu'à l'année 2007. Ceci représente 28 années durant lesquelles le marché mondial a subi suffisamment de changement pour me permettre de tester l'impact des variations de prix sur les niveaux de production. Les prix en dollars constants ont grandement chuté lors de la première

moitié des années 80 (contre-choc pétrolier) et se sont maintenus à des niveaux relativement bas pour quelques années. Malgré des fluctuations causées par certains facteurs géopolitiques (voir section 4.1) au cours des années 90, il faut attendre le milieu des années 2000 pour voir les prix reprendre une tendance à la hausse. Le graphique 3 présente l'évolution des prix du pétrole en dollars constants au cours de la période d'estimation :

Graphique 3 : Évolution du prix mondial au cours de la période 1980-2007 en \$US constants de 2007



4.3. Modèles économétriques

L'objectif est d'expliquer les niveaux de production (en milliers de barils par jour) en fonction du prix mondial de la ressource et de la production cumulée. Cette dernière variable permet de tenir compte des rendements décroissants dans la production des gisements pétroliers. Il faut ici faire mention du choix volontaire de ne pas inclure les données de réserve puisque celles-ci sont d'une grande imprécision notamment pour les

pays de l'OPEP. L'impact des réserves sur le niveau de production se retrouvera donc dans le terme d'erreur. Cette situation n'engendre pas de biais sur les estimateurs dans la mesure où il n'y a pas de corrélation entre les réserves et les variables explicatives du modèle. Bien qu'une relation négative existe entre la production cumulée et le niveau de réserves, ces dernières sont également influencées par la découverte de nouveaux gisements. En ce sens, la corrélation entre les réserves (terme d'erreur) et la production cumulée n'est pas directe et je considérerai que leur omission n'implique pas de biais d'estimation. Finalement, toutes les données seront traitées en logarithme naturel afin que les coefficients puissent être interprétés comme étant des valeurs d'élasticités.

Pour faire les estimations, développerai trois modèles économétriques généraux qui seront estimés pour chacun des pays ainsi que pour les regroupements présentés précédemment. Cette sous-section présente ces trois modèles ainsi que les différentes méthodes utilisées pour les estimer.

Modèle 1 : Modèle de base

4.3.1. Modèle 1 pays par pays

Le modèle de base explique la production d'un pays i au temps t en fonction du prix de cette même période et de la production cumulée du pays au début de la période. L'effet des caractéristiques non-observables constantes d'une période à l'autre pour un pays donné (indépendantes de t) est présentement inclus dans l'intercepte.

$$(1) \ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \beta_{i1} \ln(prix_t) + \beta_{i2} \ln(prodcum_{it}) + \varepsilon_{it}$$

où :

prod_{it} : production du pays i à la période t (offre de pétrole)

prix_t : prix moyen du baril de pétrole au cours de la période t (semblable pour tous les pays donc ne variant pas en i)

prodcum_{it} : production cumulée du pays i au début de la période t

Dans ce modèle, chaque pays a son propre vecteur de coefficients β_i et, plus précisément, le coefficient β_{i1} fait office d'élasticité-prix de l'offre pétrolière. L'estimation sera faite en utilisant les MCO standards et l'inférence sera robuste à l'hétéroscédasticité des séries. Finalement, la variable de production cumulée étant égale au niveau de production depuis le début de la période d'estimation, celle-ci aura une valeur nulle pour l'année 1980 (première année de la période d'estimation). Les estimations porteront donc sur les données des années 1981 à 2007.

4.3.2. Modèle 1 regroupé

Le regroupement de pays pour l'estimation en panel permet d'augmenter le pouvoir statistique et le degré de significativité des résultats. Dans un tel modèle, introduisons la notation j pour représenter un groupe de pays selon les regroupements présentés à la section 4.1. Tous les pays d'un groupe auront alors les mêmes coefficients de prix et de production cumulée (β_{j1} et β_{j2}). Toutes les variables ont la même définition que dans le modèle précédant. Le modèle général est le suivant :

$$(2) \ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \beta_{j1} \ln(prix_t) + \beta_{j2} \ln(prodcum_{it}) + \varepsilon_{it}$$

Dans ce modèle, des caractéristiques non-observables propres à chaque pays d'un groupe et constantes d'une période à l'autre sont incluses dans la constante β_{i0} . Ces caractéristiques peuvent être, par exemple, la structure politique des pays, le niveau de taxation, les contraintes environnementales, etc. Comme ces caractéristiques non-observables peuvent avoir des effets importants sur la variable expliquée, il faut, pour

obtenir des estimations convergentes des coefficients β_j , utiliser des modèles à effets non-observés.

Comme nous avons des raisons de croire que les caractéristiques non-observables incluses dans ε_{it} puissent être corrélées avec les variables explicatives du modèle, celui-ci doit être transformé en utilisant la transformation intra-individus³. Celle-ci consiste à transformer les données estimées en écarts par rapport à leur moyenne sur l'ensemble de la période pour chaque individu (pays d'un groupe). Cette transformation permet d'éliminer l'effet non-observé du terme d'erreur et donc satisfaire l'hypothèse d'indépendance de celui-ci. Comme la constante est, par définition, semblable d'une période à l'autre, celle-ci disparaît suite à la transformation. Pour fins de notations, le terme d'erreur transformé est maintenant nommé μ_{it} . Le modèle (3) transformé devient le modèle à estimer :

$$(3) \ln(\ddot{p}rod_{it}) = \beta_{j1} \ln(\ddot{p}rix_{it}) + \beta_{j2} \ln(\ddot{p}rodcum_{it}) + \mu_{it}$$

$$\text{où : } \ln(\ddot{x}_{it}) = \ln(x_{it}) - \overline{\ln(x_{it})} = \ln(x_{it}) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \ln(x_{it}) = \ln(x_{it}) - \frac{1}{27} \sum_{t=1981}^{2007} \ln(x_{it})$$

Finalement, pour estimer l'équation 4, je rajouterai une étape dans laquelle j'inclurai des variables binaires correspondant aux années 1986 (contre-choc pétrolier), 1991 (première guerre du Golfe), 2001 (attentats du 11 septembre) et 2003 (deuxième guerre du Golfe). Je pourrai par la suite comparer les résultats avec et sans variables binaires afin de voir si ces chocs temporels ont un impact important sur les premiers résultats.

³ Pour plus d'information sur l'application de la transformation intra-individus (within transformation) et les hypothèses qui la sous-tendent, consulter Wooldridge (2002) ou Greene (2005).

Modèle 2 : Modèle avec tendance

4.3.3. Modèle 2 pays par pays

Le modèle 2 permet de tenir compte des tendances dans les niveaux de production qui, tel que mentionné dans la section 4.1, peuvent avoir des effets importants sur les estimations d'élasticité-prix. En estimations pays par pays, le modèle général est le suivant :

$$(4) \ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{i1} \ln(prix_t) + \beta_{i2} \ln(prod_{cum_{it}}) + \varepsilon_{it}$$

Le modèle de l'équation 4 est semblable à celui de base représenté par l'équation 1 auquel on a rajouté une tendance t représentée par le coefficient δ . La première étape dans l'estimation de ce modèle est l'utilisation de la première différence afin d'éliminer la variable t . Le modèle transformé est le suivant :

$$(5) \Delta \ln(prod_{it}) = \delta_i + \beta_{i1} \Delta \ln(prix_t) + \beta_{i2} \Delta \ln(prod_{cum_{it}}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

$$\text{où : } \Delta \ln(x_t) = \ln(x_t) - \ln(x_{t-1})$$

Comme on peut le voir, la première différentiation entraîne la disparition de la constante β_{i0} puisque celle-ci ne varie pas en t . Dans le modèle transformé, le coefficient de tendance δ fait maintenant office de constante étant donnée l'élimination de la variable t . De plus, il faut mentionner que la première différentiation fait disparaître la première période de l'échantillon soit 1981. Les estimations porteront donc maintenant sur une période de 26 observations allant de 1982 à 2007. Tout comme dans la section 4.2.1, l'estimation sera faite en utilisant les MCO standards et l'inférence sera robuste à l'hétéroscédasticité des séries.

4.3.4. Modèle 2 regroupé

Encore une fois, le regroupement de pays permet d'imposer les mêmes coefficients β_1 et β_2 pour tous les pays i membres d'un groupe j . Le modèle général est le suivant :

$$(6) \ln(\text{prod}_i) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{j1} \ln(\text{prix}_i) + \beta_{j2} \ln(\text{prodcum}_i) + \varepsilon_i$$

Et, une fois transformé à l'aide de la première différence il devient :

$$(7) \Delta \ln(\text{prod}_i) = \delta_i + \beta_{j1} \Delta \ln(\text{prix}_i) + \beta_{j2} \Delta \ln(\text{prodcum}_i) + \Delta \varepsilon_i$$

En utilisant la méthodologie de la section 4.3.2, j'utiliserai la transformation intra-individus pour faire l'estimation du modèle de l'équation 7 en contrôlant pour les effets non-observés. Le modèle transformé devient :

$$(8) \Delta \ln(\ddot{x}_i) = \beta_{j1} \Delta \ln(\ddot{p}rix_i) + \beta_{j2} \Delta \ln(\ddot{p}rodcum_i) + \mu_i$$

$$\begin{aligned} \text{où } \Delta \ln(\ddot{x}_i) &= \Delta \ln(x_i) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \Delta \ln(x_i) = \ln(x_i) - \ln(x_{i-1}) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [\ln(x_i) - \ln(x_{i-1})] \\ &= \ln(x_i) - \ln(x_{i-1}) - \frac{1}{26} \sum_{t=1}^T \ln(x_i) + \frac{1}{26} \sum_{t=1}^T \ln(x_{i-1}) \\ &= \ln(x_i) - \ln(x_{i-1}) - \frac{1}{26} [\ln(x_{i,2007}) - \ln(x_{i,1981})] \end{aligned}$$

Encore une fois, l'équation 9 sera estimée avec et sans les variables binaires identifiées à la section 4.2.2. Rappelons que ces variables servent à contrôler pour différents chocs temporels communs à tous les pays d'un groupe.

Modèle 3 : Modèle d'ajustement partiel

4.3.5. Modèle 3 pays par pays

Le modèle d'ajustement partiel ajoute une composante autorégressive d'ordre 1 au modèle 2. En d'autres mots, la production de la période précédente sert maintenant à expliquer la production de la période courante. Ce modèle permet de tenir compte du fait que la capacité de production d'un pays ne peut s'ajuster complètement pour refléter les variations de prix d'une période à l'autre ce qui engendre une persistance dans les niveaux de production des pays. Le modèle général est représenté par l'équation 9 :

$$(9) \ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{i1} \ln(prix_t) + \beta_{i2} \ln(prod_{cum_{it}}) + \rho_i \ln(prod_{it-1}) + \varepsilon_{it}$$

Encore une fois, la première différence doit être utilisée pour traiter adéquatement la tendance temporelle :

$$(10) \Delta \ln(prod_{it}) = \delta_i + \beta_{i1} \Delta \ln(prix_t) + \beta_{i2} \Delta \ln(prod_{cum_{it}}) + \rho_i \Delta \ln(prod_{it-1}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

Ce modèle explique la production d'un pays i au temps t en admettant une tendance temporelle δ propre à chaque pays i et en utilisant la production de la période précédente ($prod_{it-1}$) comme variable explicative. Un nouveau coefficient ρ_i sera estimé et nous renseignera sur le degré de persistance dans les niveaux de production du pays i . Contrairement aux deux premiers modèles développés, l'estimation se fera par maximum de vraisemblance en utilisant les modèles ARMA (p,q). Pour fins de comparaison, l'ordre de p sera arbitrairement fixé à 1. De plus, lorsque les résultats des tests le prouveront, une composante MA (1) sera incluse (l'ordre de q étant fixé à 1 arbitrairement).

4.3.6. Modèle 3 regroupé

Le modèle regroupé général est le suivant :

$$(11) \ln(\text{prod}_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{j1} \ln(\text{prix}_t) + \beta_{j2} \ln(\text{prodcum}_{it}) + \rho_j \ln(\text{prod}_{it-1}) + \varepsilon_{it}$$

Et, une fois transformé à l'aide de la première différence :

$$(12) \Delta \ln(\text{prod}_{it}) = \delta_i + \beta_{j1} \Delta \ln(\text{prix}_t) + \beta_{j2} \Delta \ln(\text{prodcum}_{it}) + \rho_j \Delta \ln(\text{prod}_{it-1}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

Finalement, le modèle transformé avec la transformation intra-individus est le suivant :

$$(13) \Delta \ln(\ddot{\text{prod}}_{it}) = \beta_{j1} \Delta \ln(\ddot{\text{prix}}_t) + \beta_{j2} \Delta \ln(\ddot{\text{prodcum}}_{it}) + \rho_j \Delta \ln(\ddot{\text{prod}}_{it-1}) + \mu_{it}$$

$$\begin{aligned} \text{où } \Delta \ln(\ddot{x}_{it}) &= \Delta \ln(x_{it}) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \Delta \ln(x_{it}) = \ln(x_{it}) - \ln(x_{it-1}) - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T [\ln(x_{it}) - \ln(x_{it-1})] \\ &= \ln(x_{it}) - \ln(x_{it-1}) - \frac{1}{26} \sum_{t=1}^T \ln(x_{it}) + \frac{1}{26} \sum_{t=1}^T \ln(x_{it-1}) \\ &= \ln(x_{it}) - \ln(x_{it-1}) - \frac{1}{26} [\ln(x_{i,2007}) - \ln(x_{i,1981})] \end{aligned}$$

L'équation 13 sera estimée en utilisant la méthodologie développée par Arellano-Bond (1991). Ces derniers proposent une estimation par la Méthode des Moments Généralisés (MMG) en faisant appel à la théorie des variables instrumentales (VI). Il s'agit d'utiliser des variables anticipées et retardées de prod_{t-1} comme instruments afin d'éliminer la corrélation entre les variables explicatives retardées et le terme d'erreur. Encore une fois, l'équation 13 sera estimée avec et sans les variables binaires de chocs temporels.

4.4. Source des données

L'estimation des fonctions d'offre se fera en utilisant des données annuelles portant sur la période 1980-2007. Les données de prix permettant de couvrir l'ensemble de la période proviennent du *BP Statistical Review (2009)* de British Petroleum. Elles portent sur le baril *Arabian Light* pour 1980 à 1985 et sur le baril *Dubai Dated* pour 1985 à 2007. Les prix du baril sont ramenés en dollars constants de 2007 à l'aide de l'IPC américain publié par le *Bureau of Labor Statistics (BLS)*. Les volumes de production proviennent de l'*Energy Intelligence Agency (EIA)* et la variable correspondant à la production cumulative depuis le début de la période d'échantillonnage a également été construite à partir de ces données.

Pour la partie de l'analyse portant sur des périodes mensuelles, la période couverte est de janvier 1994 à décembre 2007. Les prix sont ceux du baril *Cushing, OK WTI* et proviennent de l'*Energy Information Administration (EIA)*. Ils sont également ramenés en dollars constants de 2007 à l'aide de l'IPC américain publié par le *Bureau of Labor Statistics (BLS)*. Les volumes de production proviennent de l'EIA et une variable correspondant à la production cumulative depuis le début de la période d'échantillonnage a été construite.

5. RÉSULTATS ET DISCUSSION

5.1. Résultats avec données annuelles

Cette section présente les résultats obtenus lors des estimations des modèles présentés à la section 4.2. Il faut rappeler que les estimations sont faites en logarithmes naturels. Les coefficients peuvent donc être interprétés comme des mesures d'élasticité.

Modèle 1 : Modèle de base

5.1.1. Modèle 1 pays par pays

$$\ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \beta_{i1} \ln(prix_t) + \beta_{i2} \ln(prodcum_{it}) + \varepsilon_{it}$$

Tableau 1 : Résultats du modèle 1 pays par pays

		constante	prix	prodcum
groupe 1	Arabie-Saoudite	5,8245**	0,0883	0,2511**
	EAU	5,0014**	0,0107	0,2659**
	Koweit	3,5339**	0,149	0,3457**
groupe 2	Irak	3,9999**	0,3235	0,2122**
	Iran	5,3465**	0,0217	0,2576**
	Nigeria	4,9176**	0,0603	0,245**
	Algérie	3,8801**	0,2495**	0,2625**
	Lybie	5,0143**	0,1212**	0,186**
	Venezuela	6,3386**	-0,1734	0,1736**
	Indonésie	9,2506**	-0,2345**	-0,1194**
groupe 3	Mexique	6,6219**	0,0820**	0,1131**
	Russie	7,3103**	0,345**	0,0399
	Chine	5,6376**	0,064**	0,2089**
groupe 4	Canada	4,7765**	0,1306**	0,2543**
	USA	10,7281**	-0,0655**	-0,1139**
	GB	9,2752**	-0,2696**	-0,0565**
	Norvège	4,5303**	-0,2848**	0,4255**

groupe 5	Brésil	1,8843**	0,2828**	0,4581**
	Argentine	4,4363**	0,0169	0,2294**
	Colombie	4,7248**	-03737**	0,3279**
	Égypte	7,8817**	-0,2341**	-0,0405*

** Coefficient significatif à 5%

*Coefficient significatif à 10%

Sur les 21 coefficients de prix estimés, 13 sont significatifs à un niveau de 5% et 7 d'entre eux sont de signe positif tel que prédit par la théorie. On peut remarquer qu'aucun pays du premier groupe de l'OPEP n'a une élasticité-prix qui est significative. La variable de production cumulée est significative pour 20 pays.

5.1.2. Modèle 1 regroupé

$$\ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \beta_{j1} \ln(prix_t) + \beta_{j2} \ln(prod_{cum_{it}}) + \varepsilon_{it}$$

Tableau 2 : Résultats du modèle 1 regroupé sans variables binaires temporelles

	prix	prodcum
Groupe 1: OPEP 1	0,0837	0,2902**
Groupe 2: OPEP 2	0,0756	0,1863**
Groupe 3: pays étatiques hors OPEP	0,0978*	0,1634**
Groupe 4: marché développés	-0,051	0,2194
Groupe 5: marché développement	-0,0409	0,2921**

Tableau 3 : Résultats du modèle 1 regroupé avec variables binaires temporelles

	prix	prodcum
Groupe 1: OPEP 1	0,0367	0,2753**
Groupe 2: OPEP 2	0,0647	0,1818**
Groupe 3: pays étatiques hors OPEP	0,0971	0,1612*
Groupe 4: marché développés	-0,0573	0,2178
Groupe 5: marché développement	-0,0439	0,293*

Comme on peut le voir, le regroupement de pays ne permet pas de dégager de conclusion significative sur la valeur de l'élasticité prix. En effet, seuls les pays étatiques (groupe 3) ont une élasticité prix positive à un degré de 10%. Dans les modèles avec et sans variables

binaires temporelles, les deux regroupements de pays de marché ont une élasticité prix négative (non-significative) alors que les pays de l'OPEP ont une élasticité-prix positive (non-significative).

Modèle 2 : Modèle avec tendance

5.1.3. Modèle 2 pays par pays

$$\ln(\text{prod}_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{i1} \ln(\text{prix}_t) + \beta_{i2} \ln(\text{prodcum}_{it}) + \varepsilon_{it}$$

$$\text{ou } \Delta \ln(\text{prod}_{it}) = \delta_i + \beta_{i1} \Delta \ln(\text{prix}_t) + \beta_{i2} \Delta \ln(\text{prodcum}_{it}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

Le modèle 2 est estimé en première différence afin de permettre une tendance t dans les niveaux de production. Ceci fait en sorte que la constante du modèle peut maintenant être interprétée comme la valeur de cette tendance temporelle. Les coefficients de prix ont toujours l'interprétation d'une élasticité-prix.

Tableau 4 : Résultats du modèle 2 pays par pays

		constante	prix	prodcum
groupe 1	Arabie-Saoudite	0,0975**	-0,202**	-0,8351**
	EAU	0,0559**	-0,0108	-0,2294**
	Koweït	0,15	0,005	-0,9451
groupe 2	Irak	0,0859	-0,0285	-0,5322
	Iran	-0,0288	0,1507**	0,4661
	Nigeria	0,0409**	-0,004	-0,1776
	Algérie	0,0305**	0,1161**	-0,0147
	Lybie	0,0285	0,0344	-0,0949
	Venezuela	0,0318	-0,046	-0,1831**
	Indonésie	0,0019	-0,066**	-0,1742*

groupe 3	Mexique	-0,0082	0,0402	0,1442*
	Russie	0,0773**	0,0233	-0,2867**
	Chine	0,0197**	0,0019	0,0425
groupe 4	Canada	0,0344**	-0,0137	-0,0493
	USA	-0,0128**	-0,0036	0,0296*
	GB	-0,0346**	-0,1066	0,2138**
	Norvège	0,0096	0,0152	0,2889
groupe 5	Brésil	0,0162	0,0807	0,3518**
	Argentine	0,0278**	-0,0474	-0,0841**
	Colombie	0,026	-0,2271	0,1548
	Égypte	-0,0367**	0,0852	0,2914**

** Coefficient significatif à 5%

*Coefficient significatif à 10%

Dans le modèle avec tendance temporelle, 4 coefficients de prix sont significatifs et seulement l'Iran et l'Algérie ont une élasticité-prix positive. De plus, les constantes de signes négatifs sont significatives pour les Etats-Unis et la Grande-Bretagne. La tendance négative de l'Égypte peut être expliquée par la période de l'échantillonnage. En effet, l'expansion du secteur pétrolier dans ce pays est trop récente pour que la tendance soit renversée sur l'ensemble de la période. Le signe positif des constantes confirme que le Canada est un pays en expansion de même que l'Arabie-Saoudite, les Émirats Arabes Unis, le Nigeria, l'Algérie, la Russie, la Chine et l'Argentine.

5.1.4. Modèle 2 regroupé

$$\ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{j1} \ln(prix_t) + \beta_{j2} \ln(prod_{cum_{it}}) + \varepsilon_{it}$$

$$\text{ou } \Delta \ln(prod_{it}) = \delta_i + \beta_{j1} \Delta \ln(prix_t) + \beta_{j2} \Delta \ln(prod_{cum_{it}}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

Tableau 5 : Résultats du modèle 2 regroupé sans variables binaires temporelles

	prix	prodcum
Groupe 1: OPEP 1	-0,073**	-0,6511
Groupe 2: OPEP 2	0,0241	-0,0437
Groupe 3: pays étatiques hors OPEP	0,0191	0,0255
Groupe 4: marché développés	-0,035	0,1305
Groupe 5: marché développement	-0,0286	0,1928

Tableau 6 : Résultats du modèle 2 regroupé avec variables binaires temporelles

	prix	prodcum
Groupe 1: OPEP 1	-0,1299**	-0,7333
Groupe 2: OPEP 2	-0,0646*	0,1205
Groupe 3: pays étatiques hors OPEP	0,0133	0,0383
Groupe 4: marché développés	-0,0629	0,1182
Groupe 5: marché développement	-0,0296	0,1739

Comme on peut le constater, la considération des tendances temporelles dans la modélisation apporte des changements importants au niveau des coefficients estimés. Sur les 5 coefficients de prix estimés, on observe un changement de signe pour un groupe (pays de l'OPEP 1) dans les estimations sans variables temporelles et pour deux groupes (OPEP 1 et OPEP 2) dans les estimations avec variables temporelles. Également, un coefficient de prix négatif est confirmé pour les deux estimations du groupe de pays de l'OPEP 1. Au niveau des constantes, aucun regroupement de pays en déclin n'a été formé puisque nous obtenons des valeurs toutes positives.

Modèle 3 : Modèle d'ajustement partiel

5.1.5. Modèle 3 pays par pays

$$\ln(\text{prod}_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{i1} \ln(\text{prix}_i) + \beta_{i2} \ln(\text{prodcum}_{it}) + \rho_i \ln(\text{prod}_{it-1}) + \varepsilon_{it}$$

$$\text{ou } \Delta \ln(\text{prod}_{it}) = \delta_i + \beta_{i1} \Delta \ln(\text{prix}_i) + \beta_{i2} \Delta \ln(\text{prodcum}_{it}) + \rho_i \Delta \ln(\text{prod}_{it-1}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

Le tableau suivant présente les résultats obtenus lorsque les modèles permettent une tendance temporelle et un processus autorégressif d'ordre 1. De plus, une composante de moyenne mobile d'ordre 1 MA(1) a été introduite lorsque les tests statistiques en confirmaient la présence. Comme on peut le constater, c'est le cas uniquement pour l'Iran et l'Indonésie

Tableau 7 : Résultats du modèle 3 pays par pays

		constante	prix	prodcum	prod t-1	MA
groupe 1	Arabie-Saoudite	0,0979**	-0,1961**	-0,8378**	-0,0279	
	EAU	0,0581*	0,002	-0,2539	0,2753	
	Koweït	0,1364	-0,1601	-0,837	-0,2241*	
groupe 2	Irak	0,0383**	-0,0175	-0,0969	-0,0713	
	Iran	-0,0289	0,1623	0,4672**	-0,8746	oui
	Nigeria	0,0421	-0,0069	-0,191	0,0885	
	Algérie	0,0304**	0,1131**	-0,0129	-0,1405	
	Lybie	0,027	0,0638	-0,0814	-0,186	
	Venezuela	0,0318	-0,0496	-0,1882	0,1605	
	Indonésie	0,0117	-0,0349	-0,2733	0,8872	oui
groupe 3	Mexique	-0,0079	0,0401	0,142**	-0,0205	
	Russie	0,0698	0,0261	-0,2611	0,5615*	
	Chine	0,0265	0,0148	-0,0119	0,6229**	
groupe 4	Canada	0,0343**	0,0146	-0,0484	-0,0304	
	USA	-0,0125	-0,0037	0,0278	0,1063	
	GB	-0,0335	-0,0791	0,2142	0,3713*	
	Norvège	0,1221	0,0484	-0,3665**	0,8931**	
groupe 5	Brésil	0,03	0,07*	0,2714	0,4358*	
	Argentine	0,0219	-0,0183	-0,051	0,5399**	
	Colombie	0,0273	-0,2067**	0,146	0,1283	
	Égypte	-0,0372**	0,0615**	0,2952**	-0,274	

** Coefficient significatif à 5%

*Coefficient significatif à 10%

L'estimation du modèle 3 pays par pays entraîne un coefficient de prix significatif pour l'Arabie-Saoudite, l'Algérie, la Colombie et l'Égypte. Sur ces 4 pays, seulement deux sont

de signe positif. Également, on n'observe pas de renversement de signe dans la tendance temporelle (constante) mais la présence d'un effet AR(1) fait en sorte que la valeur de la tendance est significative pour seulement 6 pays contrairement à 11 dans le modèle 2. Finalement, on observe que la production de la période précédente ($prod_{t-1}$) est significative dans 7 estimations.

5.1.6. Modèle 3 regroupé

$$\ln(prod_{it}) = \beta_{i0} + \delta_i t + \beta_{j1} \ln(prix_t) + \beta_{j2} \ln(prodcum_{it}) + \rho_j \ln(prod_{it-1}) + \varepsilon_{it}$$

$$\text{ou } \Delta \ln(prod_{it}) = \delta_i + \beta_{j1} \Delta \ln(prix_t) + \beta_{j2} \Delta \ln(prodcum_{it}) + \rho_j \Delta \ln(prod_{it-1}) + \Delta \varepsilon_{it}$$

Tableau 8 : Résultats du modèle 3 sans variables binaires temporelles

	prix	prodcum	prod t-1
Groupe 1: OPEP 1	-0,1142**	-0,6935**	-0,1821
Groupe 2: OPEP 2	-0,0174	-0,086	0,0827
Groupe 3: pays étatiques hors OPEP	0,0311	0,0221	0,4675**
Groupe 4: marché développés	0,0155	0,093	0,5069**
Groupe 5: marché développement	-0,0278	0,1572**	0,2737**

Tableau 9 : Résultats du modèle 3 avec variables binaires temporelles

	prix	prodcum	prod t-1
Groupe 1: OPEP 1	-0,1589**	-0,782**	-0,1796*
Groupe 2: OPEP 2	-0,0708	-0,1485	0,083
Groupe 3: pays étatiques hors OPEP	0,025	0,0327	0,4547**
Groupe 4: marché développés	0,0185	0,091**	0,503
Groupe 5: marché développement	-0,0288	0,146**	0,2584**

Comme ce fût le cas avec le modèle 2, seul le coefficient de prix du groupe de pays de l'OPEP 1 est significatif et celui-ci est négatif dans les estimations avec et sans variables binaires temporelles. Ce groupe de pays est également le seul pour lequel le coefficient associé à la variable de production retardée est de signe négatif. Également, on observe

un changement de signe pour les deux coefficients du groupe de pays de marché développés.

5.2. Discussion

Dans cette sous-section, je discuterai des différents résultats obtenus lors de mes estimations en utilisant les données annuelles qui ont été présentés dans la section 5.1. Chacune des variables de prix, tendance temporelle et persistance dans les niveaux de production sera discutée séparément dans les sections qui suivent.

5.2.1. Prix

Le tableau 10 résume les résultats obtenus dans les différents modèles pour les coefficients associés au prix. Celui-ci résume également les caractéristiques prises en compte dans chacun des modèles. Les changements les plus importants dans les coefficients surviennent lors de l'introduction de la tendance temporelle dans les niveaux de production (entre le modèle 1 et le modèle 2). L'ajout d'une composante autorégressive dans le modèle avec ajustement partiel implique un changement de signe pour le deuxième groupe de pays de l'OPEP dans le modèle sans variables binaires temporelles et pour le groupe de pays de marché développés.

En regardant les résultats du modèle 3 regroupé avec variables binaires temporelles, le modèle le plus complet, on observe une corrélation négative significative entre le prix et la production des deux groupes de pays de l'OPEP. Il est cependant impossible d'émettre une conclusion sur le lien de causalité entre ces deux variables. En effet, comme les pays de l'OPEP assurent une part importante de la production mondiale (voir graphique 2), leur niveau de production a un effet certain sur le prix mondial. Des prix plus élevés pourraient donc être causés par une production plus faible de ces pays et non l'inverse.

Du point de vue économétrique, cette situation s'explique par une corrélation entre le terme d'erreur μ et la matrice de variables explicatives. Pour contrôler adéquatement cette causalité inverse, il conviendrait de reproduire ces estimations en utilisant la théorie des variables instrumentales. Pour l'instant, il y a de fortes raisons de croire que cette corrélation négative soit un signe du comportement anticoncurrentiel de l'OPEP et de son efficacité dans le contrôle des prix mondiaux du pétrole.

Les pays du groupe 3 (pays étatiques hors OPEP) et du groupe 4 (pays de marché développés) ont des coefficients de prix positifs bien que non-significatifs. Ceci peut être un signe que les pays de ces groupes sont plutôt des preneurs de prix sur le marché mondial et qu'ils agissent conformément à la théorie économique. Bien que le problème de non-indépendance du terme d'erreur soit toujours présent, les résultats indiquent que la production de ces pays s'ajuste pour tenir compte des prix mondiaux de la ressource. Ces résultats sont conformes aux attentes exprimées à la section 4.1.

Le groupe 5 comprend des pays très marginaux dans le marché mondial (voir graphique 2). En ce sens, leurs résultats doivent être interprétés avec les précautions qui s'imposent. Pour ces pays, le signe négatif du coefficient ne peut assurément pas être interprété de la même façon que pour les pays de l'OPEP, d'autant plus que celui-ci n'est pas significatif.

Tableau 10 : Coefficients de prix pour les différents modèles (données annuelles)

	1	1 Regroupé	1 Reg-DT	2	2 Regroupé	2 Reg-DT	3	3 Regroupé	3 Reg-DT
groupe 1	Arabie-Saoudite	0,0883		-0,202**			-0,1961**		
	EAU	0,0107	0,0367	-0,0108	-0,173**	-0,1299**	0,002	-0,1142**	-0,1589**
	Koweït	0,149		0,005			-0,1601		
groupe 2	Irak	0,3235		-0,0285			-0,0175		
	Iran	0,0217		0,1507**			0,1623		
	Nigeria	0,0603		-0,004			-0,0069		
	Algérie	0,2495**	0,0756	0,1161**	0,0241	-0,0646*	0,1131**	-0,0174	-0,0708*
	Lybie	0,1212**		0,0344			0,0638		
	Venezuela	-0,1734		-0,046			-0,0496		
groupe 3	Indonésie	-0,2345**		-0,066**			-0,0349		
	Mexique	0,0820**		0,0402			0,0401		
	Russie	0,345**	0,0978*	0,0233	0,0191	0,0133	0,0261	0,0311	0,025
	Chine	0,064**		0,0019			0,0148		
	Canada	0,1306**		-0,0137			0,0146		
groupe 4	USA	-0,0655**		-0,0036	-0,035	-0,0629	-0,0037	0,0155	0,0185
	GB	-0,2696**	-0,051	-0,1066			-0,0791		
	Norvège	-0,2848**		0,0152			0,0484		
	Brésil	0,2828**		0,0807			0,07*		
groupe 5	Argentine	0,0169		-0,0474	-0,0286	-0,0296	-0,0183	-0,0278	-0,0288
	Colombie	-0,3737**	-0,0409	-0,2271			-0,2067**		
	Égypte	-0,2341**		0,0852			0,0615**		
Effet-fixe pays		oui		oui				oui	
Tendance temp		non		oui				oui	
Autorégression		non		non				oui	

5.2.2. Tendance temporelle

L'analyse des constantes des modèles en différences temporelles (modèles 2 et 3) nous permet de tracer des conclusions sur les tendances temporelles des regroupements. Le lecteur souhaitant visualiser les séries temporelles de production peut consulter l'annexe 2. On remarque que la plupart des pays étudiés peuvent être considérés comme en expansion sur la base des résultats des modèles 2 et 3. Uniquement l'Iran, le Mexique, les Etats-Unis, la Grande-Bretagne et l'Égypte ont une tendance négative dans leurs niveaux de production sur la base des résultats d'estimations.

5.2.3. Persistance dans les niveaux de production

Le degré de persistance dans les niveaux de production est reflété par la valeur du coefficient associé à la composante autorégressive AR(1). Une valeur positive de ce coefficient est signe qu'un choc dans les niveaux de production au cours d'une période donnée persistera au cours des périodes suivantes. Une valeur négative de celui-ci implique plutôt un retour vers un niveau de production « cible » suite à un choc à la hausse ou à la baisse. En d'autres mots, un pays ayant produit à un niveau supérieur à sa cible au cours d'une période produira à un niveau inférieur à celle-ci au cours de la période suivante. En analysant les résultats, on observe que le coefficient ρ associé à la composante autorégressive est significativement positif pour la Russie, la Chine, la Grande-Bretagne, la Norvège, le Brésil et l'Argentine. Celui-ci est significativement négatif pour le Koweït. Les résultats ne permettent pas de tirer des conclusions sur la persistance des chocs pour les autres pays étudiés en données annuelles.

La persistance dans les niveaux de production est très sensible à la durée des périodes utilisées lors des estimations. En effet, plus les périodes sont longues, moins il risque d'y avoir de persistance dans la production et les estimations des coefficients de prix

risquent d'en être grandement affectés. Les résultats en données mensuelles de la sous-section suivante confirmeront cette intuition.

5.3. Résultats avec données mensuelles

La prochaine section présente les résultats des estimations faites à partir de données mensuelles portant sur la période de janvier 1994 à décembre 2007. Lors des estimations, j'ai inclus des variables binaires correspondant à chacun des mois de l'année afin de tenir compte de la saisonnalité dans les volumes de production. Seuls les modèles 2 et 3 pays par pays seront estimés et comparés à leurs résultats lorsque estimés avec des données annuelles.

Tableau 11 : Résultats du modèle 2 pays par pays avec données mensuelles

		constante	prix	prodcum
groupe 1	Arabie-Saoudite	0,0021	-0,0159	0,0012
	EAU	0,0157	-0,0661**	-0,007
	Koweït	0,0042	-0,0416	0,0035
groupe 2	Irak	-0,0922	0,908	0,006
	Iran	-0,0011	0,0013	0,0102
	Nigeria	-0,0008	0,057	-0,0498
	Algérie	0,0039	-0,0099	-0,0104**
	Lybie	0,0029*	0,0064	-0,0046
	Venezuela	-0,077	-0,2089	-0,0217
	Indonésie	-0,0019	-0,0036	0,0151
groupe 3	Mexique	0,0126	0,0606	-0,015
	Russie	0	0,0076	-0,0273*
	Chine	-0,0104**	-0,0337	0,0054
groupe 4	Canada	0,001	0,0155	-0,0159
	USA	-0,0031	0,003	0,0074
	GB	0,0217**	-0,0337	0,0604
	Norvège	0,0035	0,0428	0,0241
groupe 5	Brésil	0,0235**	-0,0409	-0,0209
	Argentine	0,0041	-0,0053	0,0232
	Colombie	0,0142	0,0288	-0,0286
	Égypte	-0,0048	0,0024	0,0084

L'estimation du modèle 2 pays par pays entraîne seulement un coefficient de prix significatif contrairement à 4 lorsque l'estimation était faite avec les données annuelles. En effet, seulement les Émirats Arabes Unis ont une réaction significative inversement corrélée aux fluctuations de prix. On observe également plusieurs différences dans les tendances qui sont causées par une période d'échantillonnage différente. Il faut rappeler que les années 1980 à 1993 ne sont pas incluses dans les estimations avec données mensuelles. Fait surprenant, la Grande-Bretagne a une tendance temporelle positive (et significative) au cours de la période 1994-2007.

Tableau 12 : Résultats du modèle 3 pays par pays avec données mensuelles

		constante	prix	prodcum	prod t-1	MA
groupe 1	Arabie-Saoudite	0,002	-0,0198	0,001	0,1075	
	EAU	0,0162	-0,0389	-0,0015	0,2733	oui
	Koweït	0,0043	-0,0437	-0,002	0,2192**	
groupe 2	Irak	-0,1041	0,4291	0,1127**	0,6507**	oui
	Iran	-0,001	0,0038	0,0044	-0,2713**	
	Nigeria	-0,0008	0,052	-0,051	-0,1392**	
	Algérie	0,0038	-0,0141	-0,0086	0,7906	oui
	Lybie	0,0027	-0,0031	-0,0047	0,7217**	oui
	Venezuela	-0,0758	-0,1665	-0,037	0,2288**	
	Indonésie	-0,0019	-0,0036	0,0151	-0,0001	
groupe 3	Mexique	0,0107	-0,0136	0,0016	0,119	oui
	Russie	0,0001	0,0088	-0,0304**	-0,2498**	
	Chine	-0,0101**	-0,0163	0,0066	0,1597	oui
groupe 4	Canada	0,0008	0,0137	-0,0118	-0,1939**	
	USA	-0,0031	0,0037	0,0068	-0,1654	
	GB	0,0214	-0,0411	0,0657	-0,1593**	
	Norvège	0,0025	0,037	0,0629**	0,0596	oui
groupe 5	Brésil	0,0229	-0,0614	-0,0161	0,2649**	oui
	Argentine	0,004	-0,0097	0,0279	-0,2395**	
	Colombie	0,0134	0,0103	-0,0084	0,403	oui
	Égypte	-0,0049	-0,0018	0,0085	-0,0816	

L'estimation du modèle 3 avec périodes mensuelles implique qu'aucun coefficient de prix n'est significatif. Comme on peut le constater, la composante AR(1) de la production permet souvent à elle seule d'expliquer les fluctuations dans les niveaux de production d'un mois à l'autre. En effet, les tendances observées dans le tableau 12 ne sont également plus significative lorsque le modèle tient compte de l'autorégression. On peut également remarquer que les estimations en données mensuelles nécessitent plus fréquemment la nécessité de contrôler pour un processus de moyenne mobile MA(1).

La principale conclusion qui peut être tirée de la comparaison du modèle d'ajustement partiel en données annuelles et mensuelles porte sur la persistance dans les niveaux de production. Comme on peut le constater, la variable $prod_{t-1}$ a un coefficient significatif pour 11 pays en données mensuelles et pour 7 pays en données annuelles. Je vois dans ces résultats la confirmation que les niveaux de production sont plus flexibles d'une année à l'autre que d'un mois à l'autre.

6. CONCLUSION

L'objectif de ce mémoire était de trouver des différences entre les fonctions d'offre pétrolière des principaux pays producteurs. Pour ce faire, j'ai développé différents modèles et je les ai estimés pays par pays ainsi qu'en utilisant des regroupements de pays partageant un ensemble de caractéristiques politiques, économiques et géologiques.

Initialement, je croyais qu'il serait possible de confirmer des différences au niveau des élasticités-prix pour les pays en fonction de leur appartenance à l'OPEP et du type de compagnie qui assure l'exploitation (privées vs nationales). Contrairement à mon intuition, les différentes estimations ne m'ont pas permis de confirmer une élasticité-prix positive pour les pays où la production est privatisée. Pour les pays de l'OPEP, les coefficients de prix négatifs tendent à confirmer leur comportement anti-concurrentiel sans pour autant me renseigner sur le lien de causalité. En effet, il y a de fortes raisons de croire que des prix plus élevés soient le résultat d'un niveau de production plus faible des pays membres du cartel plutôt que l'inverse. Ceci confirmerait que le comportement de ces pays est toujours le moteur principal guidant les cours mondiaux du pétrole. Afin de poursuivre l'analyse, il serait intéressant de reprendre les estimations en utilisant la méthode des variables instrumentales afin de contrôler le lien de causalité.

BIBLIOGRAPHIE

- ARELLANO, Manuel et BOND, Stephen. *Some tests of specification for panel data: Monte Carlo evidence and an application to employment equations*, Review of Economic Studies, vol 58, p. 277-297, 1991.
- BP, *BP Statistical Review of World Energy 2009*, <http://www.bp.com/statisticalreview>, consulté le 21 février 2010.
- Center for Energy Economics, *Commercial Framework for National Oil Companies*, University of Texas at Austin, working paper 2007.
- ELLER, Stacy L, HARTLEY, P.R. et MEDLOCK III, K.B. *Empirical Evidence on the Operational Efficiency of National Oil Companies*, James A. Baker Institute for Public Policy, Rice University, 2007.
- GREENE, William. *Économétrie*, Pearson Éducation, 5e édition, 2005.
- HANLEY, Nick et al. *Environmental Economics in Theory and Practice*, éditions Palgrave MacMillan, deuxième édition, 2007.
- HARTLEY, P.R. et MEDLOCK III, K.B. *A Model of the Operation and Development of a National Oil Company*, Energy Economics, 2007.
- MASYLUK, Svetlana et SMYTH, Russell. *Non-linear unit root properties of crude oil production*, Energy Economics, vol 31, numéro 1, p.109-118, 2008
- McPHERSON, Charles. *National Oil Companies: Evolution, Issues and Outlook*, World Bank Group, 2003.
- ROBINSON, James et al. *Political Foundations of the Resource Curse*, Journal of Development Economics, vol 79, numéro 2, p. 447-468, 2006.
- MILEVA, Elitza. *Using Arellano-Bond Dynamic Panel GMM Estimators in Stata*, Fordham University, 2007.
- STEVENS, Paul. *National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East: Under the Shadow of government and the resource nationalism cycle*, Journal of World Energy Law and Business, vol 1, numéro 1, p. 5-30, 2008.

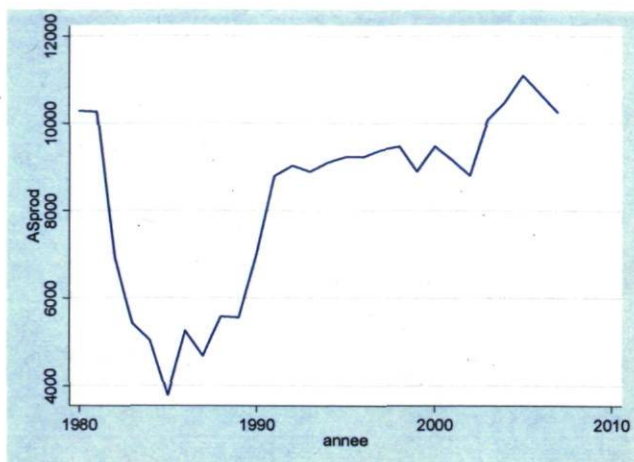
- STATOIL, About Corporate Governance, <http://www.statoil.com/en/About/CorporateGovernance/NorwegianCodeOfPractice/Pages/default.aspx>, consulté le 29 janvier 2011.
- WATKINS, G.C. et STREIFEL, Shane S. *World Crude Oil Supply : Evidence from estimating supply functions by country*, Journal of Energy, Finance & Development, vol 3, numéro 1, p. 23-48, 1998
- WOLF, Christian. *Does ownership matter? The performance and efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987-2006)*, Energy Policy, vol 37, numéro 7, p.2642-2652, 2009.
- WOOLDRIDGE, Jeffrey M. *Econometric analysis of cross section and panel data*, MIT Press, 2002

ANNEXE 1 : Pays couverts par l'étude

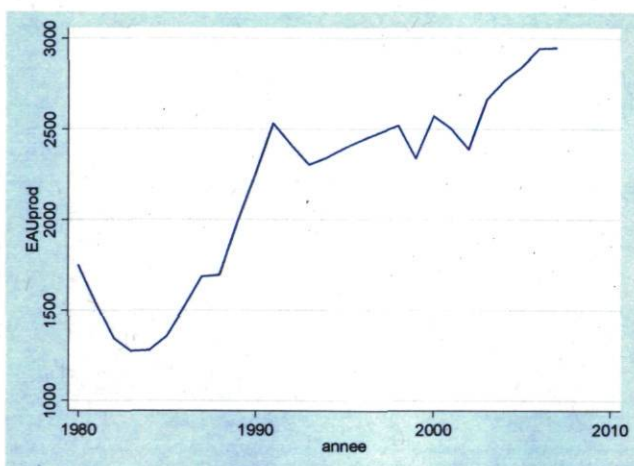
groupe 1 : pays de l'OPEP 1	Arabie-Saoudite
	EAU
	Koweït
groupe 2 : pays de l'OPEP 2	Irak
	Iran
	Nigeria
	Algérie
	Lybie
	Venezuela
	Indonésie
groupe 3 : pays hors OPEP avec production nationalisée (CNP)	Mexique
	Russie
	Chine
groupe 4 : pays développés avec production privée (CIP)	Canada
	USA
	GB
	Norvège
groupe 5 : pays en développement avec production privée	Brésil
	Argentine
	Colombie
	Égypte

ANNEXE 2 : Production annuelle (x1000 bpj) pour les 21 pays étudiés

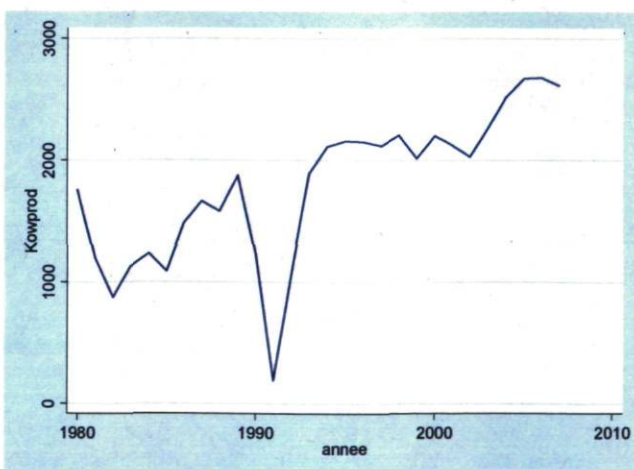
Arabie-Saoudite



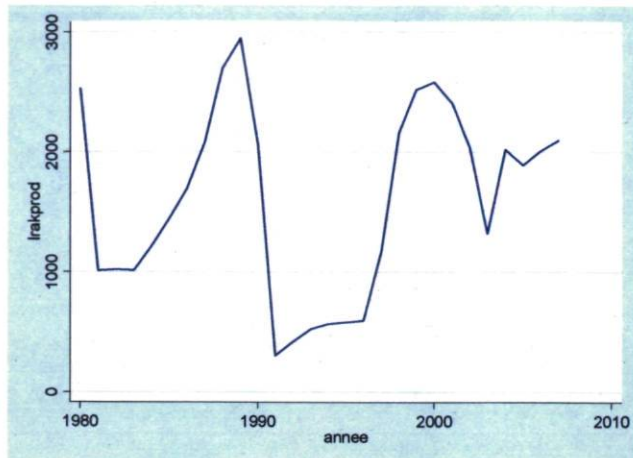
Émirats Arabes Unis



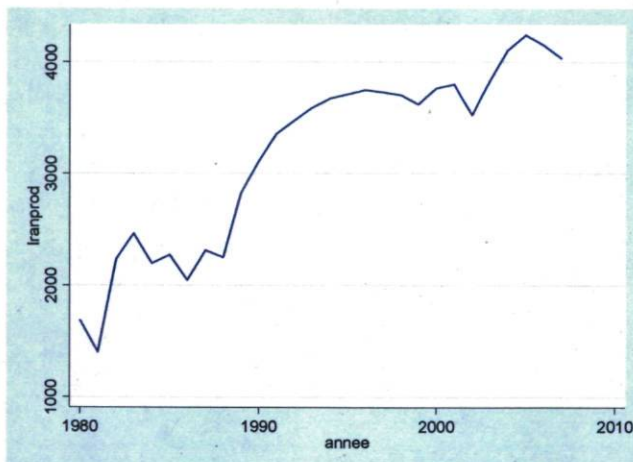
Koweït



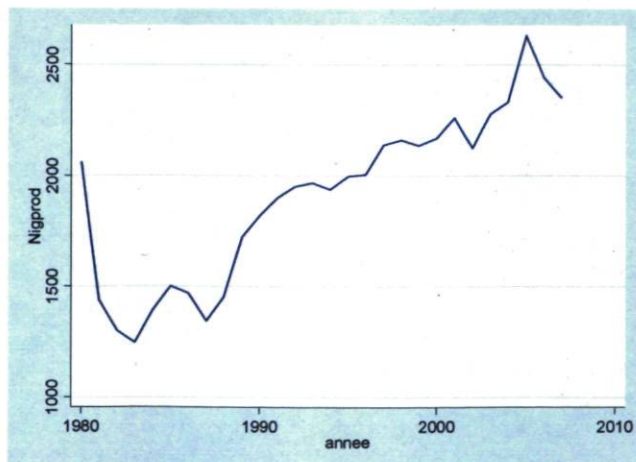
Irak



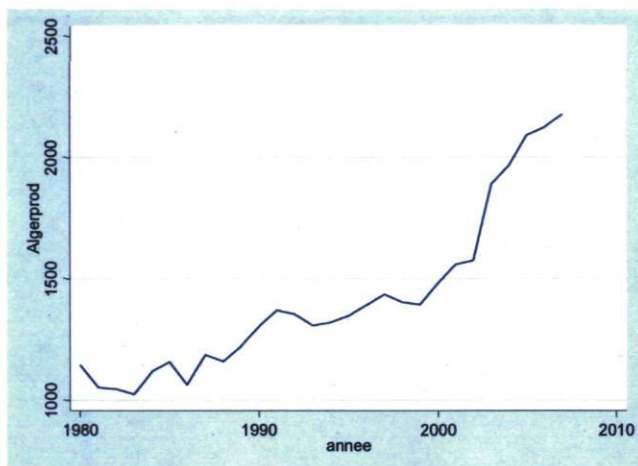
Iran



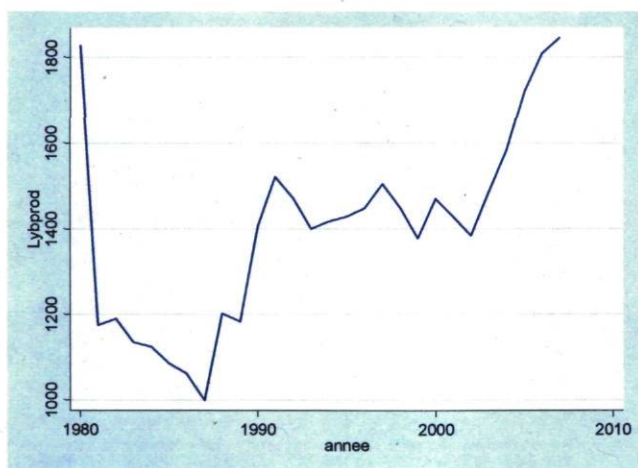
Nigeria



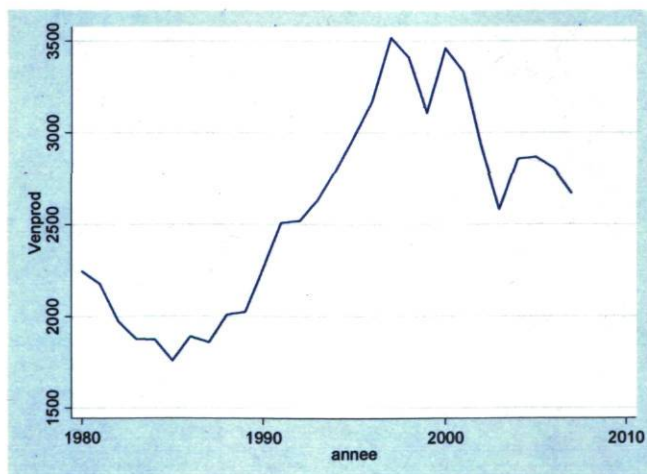
Algérie



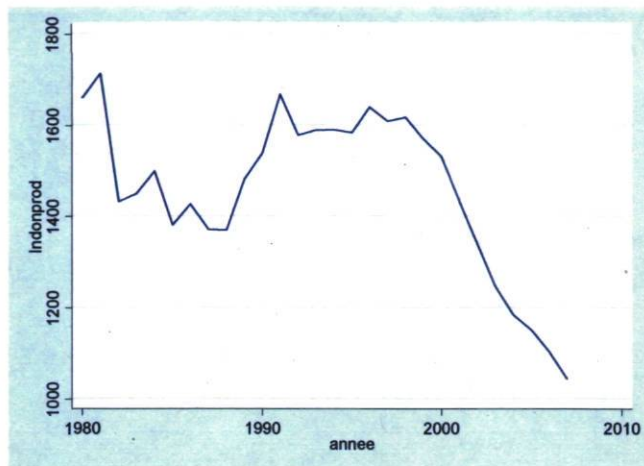
Lybie



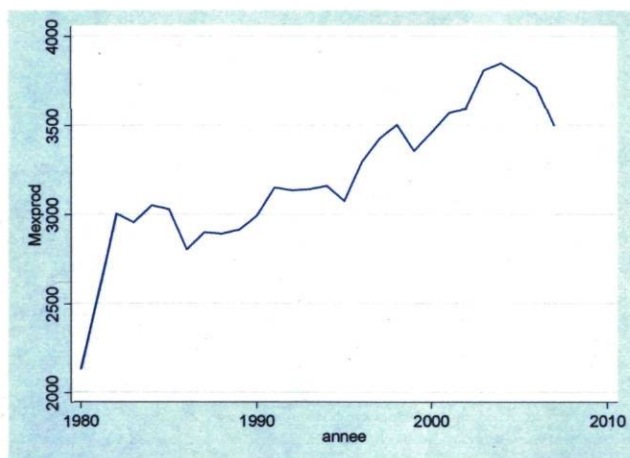
Vénézuela



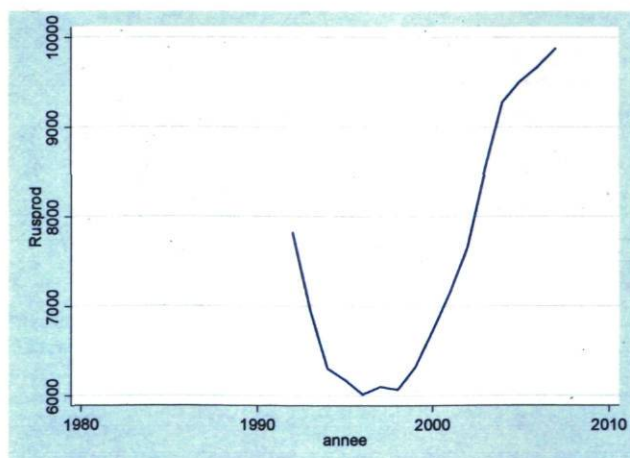
Indonésie



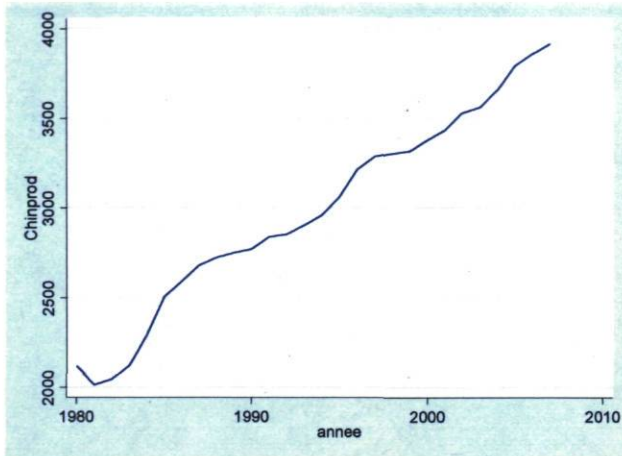
Mexique



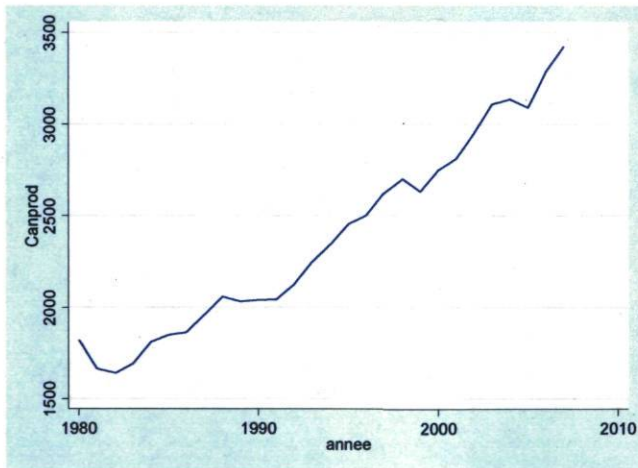
Russie



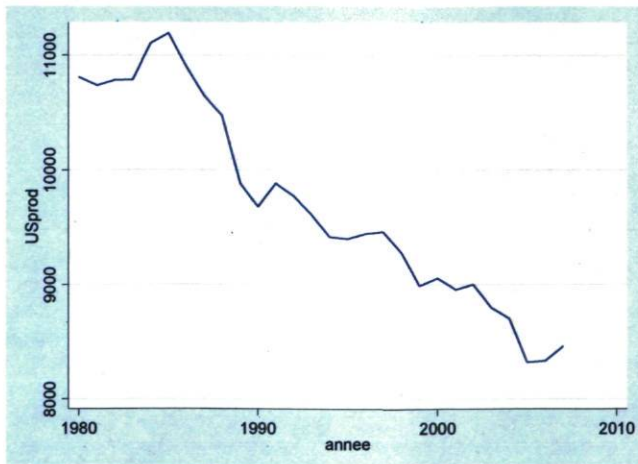
Chine



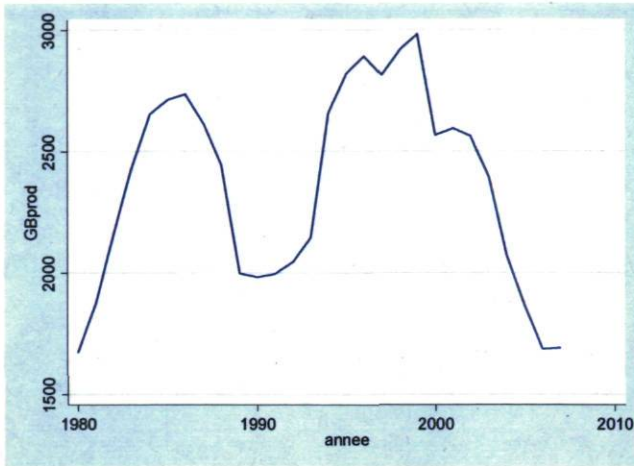
Canada



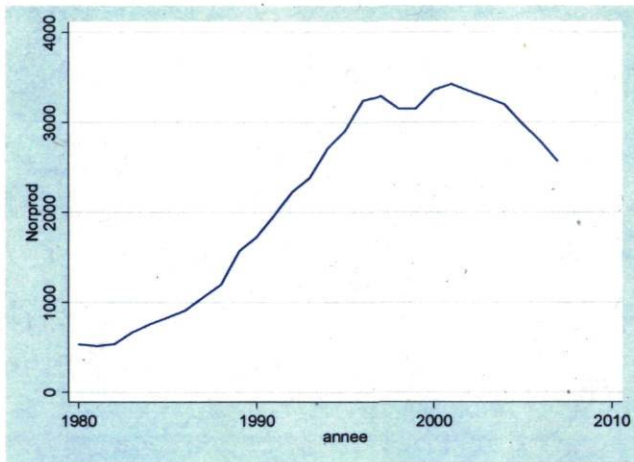
États-Unis



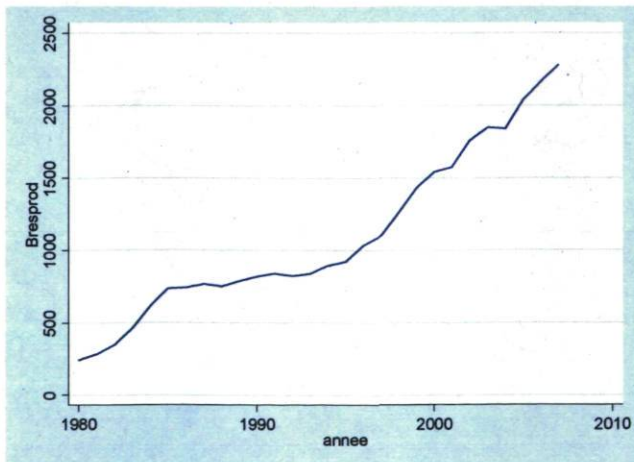
Grande-Bretagne



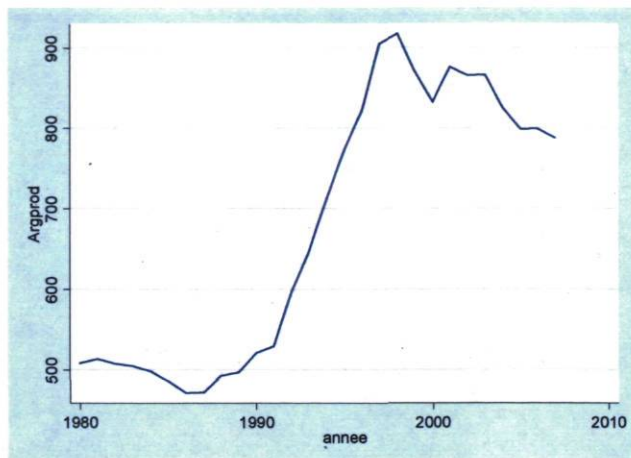
Norvège



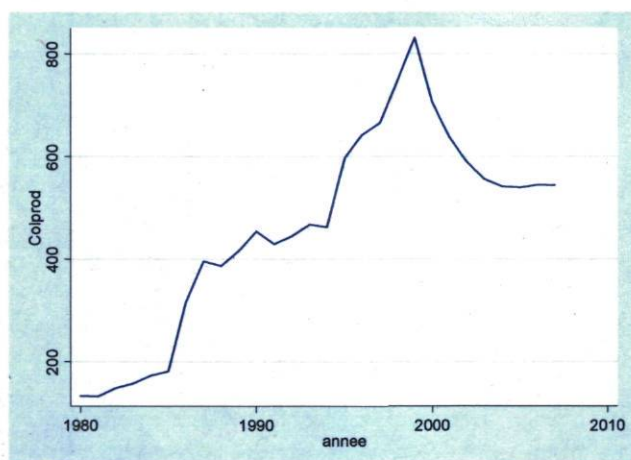
Brésil



Argentine



Colombie



Égypte

