



HAL
open science

L'ouverture de l'amont pétrolier à des compagnies privées. Un cadre d'analyse en termes d'économie des coûts de transaction

Sylvain Rossiaud

► **To cite this version:**

Sylvain Rossiaud. L'ouverture de l'amont pétrolier à des compagnies privées. Un cadre d'analyse en termes d'économie des coûts de transaction. *Revue d'économie industrielle*, 2015, 50, pp.111-141. hal-01162793

HAL Id: hal-01162793

<https://hal.univ-grenoble-alpes.fr/hal-01162793v1>

Submitted on 11 Jun 2015

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

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



ÉCONOMIE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'ÉNERGIE

L'ouverture de l'amont pétrolier à des compagnies privées

Un cadre d'analyse en termes d'économie
des coûts de transaction

Sylvain Rossiaud

septembre 2014

Cahier de recherche EDDEN n° 2bis/2014



UMR PACTE - pôle EDDEN
BP 47 - 38040 Grenoble CEDEX 9 - France
1221 rue des Résidences - 38400 Saint Martin d'Hères
Tél.: + 33 (0)4 76 82 56 92 - Télécopie : + 33 (0)4 56 52 85 71
<http://edden.upmf-grenoble.fr>



L'ouverture de l'amont pétrolier à des compagnies privées. Un cadre d'analyse en termes d'économie des coûts de transaction

Sylvain Rossiaud¹

Résumé

Cet article mobilise le cadre théorique de l'économie des coûts de transaction pour identifier les problèmes de coordination et les aléas contractuels de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier aux compagnies privées. Cela nous permet d'affiner la compréhension des fonctions de la compagnie pétrolière publique dans la gouvernance de la transaction. Cette dernière assure une fonction de complément et de substitut à la coordination contractuelle. Nous pouvons alors avancer l'idée selon laquelle la viabilité de la structure de gouvernance pétrolière dépend de la cohérence qui existe entre le positionnement de la compagnie publique dans la structure, d'un côté, et la capacité de régulation contractuelle de l'État, de l'autre.

By drawing on transaction cost economics, this article identifies the coordination problems and contractual hazards resulting from the upstream oil transaction between oil states and private companies. It contributes to a better understanding of the different functions of a national oil company in the governance of transaction. Public companies can complement or replace coordination through contractual arrangements. We therefore propose and discuss the idea that the functional effectiveness of an oil governance structure depends on the consistency between the place of the public company in this structure and the state's capacity to ensure effective regulation through contracts.

Mots-clés : Économie des coûts de transaction, structure de gouvernance pétrolière, contrats pétroliers, compagnies pétrolières publiques

Keywords: Transaction Costs Economics, Oil governance structure, Oil Contracts, National Oil Companies

JEL : D23, L14, Q30

¹Univ. Grenoble-Alpes, GAEL-EDDEN, CNRS BP 47 - 38040 Grenoble Cedex 9 – France (e-mail : sylvain.rossiaud@upmf-grenoble.fr).

Introduction

Cet article traite des modalités de coordination entre les États propriétaires des ressources pétrolières, les compagnies pétrolières internationales (IOCs) et les compagnies pétrolières publiques (NOCs)² qui sont en mesure de stabiliser leur interaction lors de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier. Au regard de la configuration actuelle et anticipée du marché pétrolier international dessinée par les rapports de l'Agence internationale de l'énergie (AIE, 2013), cet objet d'étude présente un intérêt certain. Tout d'abord, au-delà du niveau des ressources en terre, l'AIE rappelle que le risque principal qui pèse sur la sécurité de l'offre pétrolière est celui du manque d'investissements dans l'exploration-production. Le profil probable de production va dépendre des facteurs *above ground*, c'est-à-dire du cadre institutionnel et organisationnel susceptible de permettre la mise en œuvre des investissements nécessaires pour transformer les ressources en terre en réserves prouvées. Ensuite, bien que les NOCs contrôlent 80 % des réserves mondiales probables et possibles, une partie importante de ces réserves est développée dans le cadre d'une coopération avec les IOCs. A court et moyen terme, les défis technologiques et l'importance des capitaux à engager peuvent laisser présager la poursuite d'une coopération entre les trois acteurs au sein de nombreux pays producteurs, en fonction de leurs besoins spécifiques (Mitchell et al., 2012).

Suite à l'ouverture de l'amont pétrolier à des compagnies privées durant les années 1980-1990, les acteurs ont rencontré des difficultés pour se coordonner par le biais des contrats. La « vague du millénaire du nationalisme pétrolier » observée depuis le milieu des années 2000 témoigne de cet échec de coordination (Cameron, 2010 ; Bremmer et Johnston, 2009 ; Stevens, 2008). Cette dernière renvoie aux modifications de la part des États, sur un mode unilatéral et souvent conflictuel, des conditions organisationnelles et contractuelles qui avaient été définies durant les périodes d'ouverture aux compagnies privées. Les objectifs visés sont de donner - ou redonner - à la compagnie publique une place centrale et de revenir sur les dispositions contractuelles relatives au partage de la rente pétrolière. Les exemples de la Russie, du Kazakhstan, du Venezuela ou de la Bolivie sont souvent mis en avant (Domjan et Stone, 2010 ; Vivoda, 2009).

Dès lors, notre article a pour objectif de comprendre les difficultés rencontrées par les acteurs de l'amont pétrolier pour se coordonner par le biais des contrats, d'une part, et d'identifier les modalités viables d'ouverture aux compagnies pétrolières privées, d'autre part. Pour ce faire, nous nous inscrivons dans le cadre théorique de l'économie des coûts de transaction (ECT) (Tadelis et Williamson, 2012; Williamson, 2010; Gibbons, 2010; Ménard, 2005). A notre connaissance, aucun travail n'a mobilisé les concepts de l'ECT pour identifier les caractéristiques de la transaction pétrolière et réfléchir à leurs conséquences organisationnelles. Les auteurs de la Nouvelle Economie Institutionnelle (NEI) n'ont que peu investi le champ de la gouvernance pétrolière³. Quant à la littérature sur les contrats pétroliers, centrée sur l'analyse comparative des outils fiscaux (Daniel et al., 2010 ; Boadway et Keen, 2010), des différents régimes juridiques d'ouverture (Bindemann, 1999) ou des clauses de stabilisation (Wälde, 2008 ; Bernardini, 2008), soit elle demeure sous-théorisée, soit elle s'articule autour de la problématisation de la théorie de l'agence (Stiglitz, 2007).

² Nous utiliserons les acronymes anglais.

³ Notons le travail de Libecap portant sur l'identification des coûts de transaction expliquant le blocage des négociations, entre les propriétaires des terrains où se trouve un gisement pétrolier, visant un accord pour une extraction commune et efficace du pétrole. Il s'agit néanmoins d'un problème de coordination propre à l'industrie pétrolière états-unienne. En effet, il prend sa source dans les droits de propriété privés sur les ressources en terre. C'est cette spécificité institutionnelle qui explique pourquoi chaque propriétaire a intérêt à capter et extraire rapidement le pétrole au sein des gisements s'étalant sur plusieurs terrains, au détriment d'une extraction efficace du pétrole (Libecap et Wiggins, 1985 ; Libecap et Smith, 2001)

Notre travail s'appuie sur ces analyses. Il les prolonge néanmoins de trois manières principales.

Tout d'abord, une approche en termes d'ECT permet de mener une analyse plus systématique des problèmes de coordination et des aléas contractuels de la transaction pétrolière. Tout en reconnaissant l'importance de la problématique de l'ajustement des incitations *ex ante* au sein des contrats, la grille de lecture de Williamson oriente l'attention sur les difficultés contractuelles *ex post* (Williamson, 1996). Rappelons que deux hypothèses comportementales retenues par la théorie de l'ECT expliquent ce changement de perspective. La rationalité limitée supposée des acteurs, tout d'abord, implique que les contrats complexes sont nécessairement incomplets. En raison de leur capacité cognitive limitée, les acteurs se trouvent dans l'impossibilité de spécifier *ex ante* les réponses à apporter aux perturbations imprévisibles qui se manifesteront nécessairement lors du déroulement de la transaction. Il existe alors des coûts induits par la nécessité d'adapter les contrats aux évolutions fortuites et imprévues. L'opportunisme potentiel des acteurs, ensuite, induit des coûts de contrôle du comportement des co-contractants et appelle la mise en œuvre de supports institutionnels *ex post* pour assurer leurs engagements crédibles.

Les contrats sont donc des mécanismes de coordination incomplets et imparfaits (Brousseau, 2008). Dès lors, le second prolongement réside dans le fait que nous appréhendons les contrats pétroliers dans leur relation de substituabilité et de complémentarité avec les modes alternatifs de coordination – eux-mêmes imparfaits – au sein des différentes structures de gouvernance pétrolière. L'objet principal de notre article est constitué par les structures de gouvernance pétrolière hybride. Elles se caractérisent par des droits de propriété mixtes sur les actifs : une ou des compagnies pétrolières publiques évoluent en concurrence/coopération avec les compagnies privées. Une telle structure se positionne entre les deux pôles constitués par la structure de gouvernance libérale, d'un côté, et la structure de gouvernance hiérarchique, de l'autre⁴. Sa spécificité tient au rôle de substitut et de complément à la coordination par les contrats que peut assurer la NOC. En particulier, nous montrons qu'elle peut relâcher la tension qui traverse la coordination contractuelle dans la gouvernance de la transaction : les dispositions contractuelles permettant à l'État de discipliner les incitations *ex ante* des IOCs s'accompagnent d'une augmentation des coûts de contrôle et d'adaptation *ex post* à la signature du contrat. En assurant la redistribution de l'information en faveur de l'État, la NOC peut diminuer ces coûts *ex post* et assurer l'effectivité des contrats incitatifs définis *ex ante*.

Enfin, contrairement aux recommandations normatives qui se focalisent de manière unilatérale sur l'efficacité relative de telle ou telle forme contractuelle (licences *vs* accords de partage de la production, clauses de stabilisation, dispositifs fiscaux) ou alors sur les modalités de réformes des NOCs (privatisation, ouverture à la concurrence), l'approche en termes d'ECT permet d'avancer l'idée selon laquelle la condition de stabilité d'une gouvernance hybride tient à la cohérence qui existe entre le positionnement de la NOC dans la structure et la capacité de régulation contractuelle de la part de l'État. En effet, du point de vue de l'État, le risque principal est d'observer un « *renversement de la gouvernance* » (Noreng, 2010) qui se manifeste par un comportement opportuniste de la part de la compagnie publique. Cela peut empêcher l'effectivité de ses fonctions dans la coordination. Il se pose alors la question des arbitrages relatifs au positionnement de la NOC au sein de la structure. Les choix réalisés façonnent l'importance relative de ses différents rôles de substitut et de complément au contrat, d'une part, et le degré plus ou moins aigu du risque de renversement de la gouvernance, de l'autre.

⁴ La structure de gouvernance libérale se distingue par un accès concurrentiel aux ressources en terre pour les compagnies privées. La coordination entre ces dernières et l'Etat se réalise principalement par le biais des contrats. Cette configuration est aujourd'hui très peu observée. Une structure de gouvernance hiérarchique se caractérise par le monopole attribué à la NOC dans les opérations de l'amont pétrolier.

Cet article est construit comme suit. Tout d'abord, nous revenons sur les caractéristiques de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier à des compagnies privées (1). Ensuite, nous identifions les modalités par lesquelles la NOC peut être un substitut et un complément à la coordination par les contrats. Les contreparties d'une structure de gouvernance hybride sont également présentées (2). Nous sommes alors en mesure d'identifier les variables qui déterminent le positionnement de la NOC dans la structure et, par voie de conséquence, influencent le poids relatif de ses différentes fonctions dans la coordination (3). La dernière section conclut (4).

1. Les caractéristiques de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier aux compagnies pétrolières privées

Le premier temps de notre démarche consiste à identifier les problèmes de coordination ainsi que les aléas contractuels afférents à la transaction pétrolière. Pour ce faire, l'attention doit se porter sur le faisceau de droits de propriété sur les ressources en terre qui est échangé lors de la transaction. Ce dernier façonne en effet les incitations des compagnies dans la gestion des ressources (Schlager et Ostrom, 1992) et, par voie de conséquence, participe à délimiter la zone de conflit-coopération entre l'État et les compagnies. A cet égard, la transaction se distingue par une atténuation forte des droits sur les ressources transférés aux opérateurs privés. Il s'en suit que les problèmes de coordination entre les acteurs se fixent autour de trois pôles : le taux d'exploration, le taux de déplétion des réserves et le partage de la rente pétrolière. Quant aux coûts de transaction, la spécificité des actifs engagés et l'incertitude qui entoure la transaction donnent lieu à d'importants coûts de contrôle et d'adaptation *ex post* à la signature du contrat.

1.1. L'atténuation des droits de propriété sur les ressources en terre

Dans la littérature sur l'économie des droits de propriété (Furubotn et Pejovich, 1972 ; Demsetz, 1998 ; Barzel, 1997 ; Libecap, 2002), l'atténuation des droits renvoie à une configuration caractérisée par une incomplétude des droits. L'objectif de l'économie des droits de propriété est alors d'identifier la manière dont les différentes formes d'atténuation façonnent les incitations des acteurs dans la gestion de leurs actifs. Concernant la transaction d'ouverture pétrolière, deux formes d'atténuation des droits sur les ressources peuvent être mises en évidence.

La première forme réside dans le caractère incomplet des droits sur les ressources en terre qui sont transférés aux compagnies. En effet, les opérateurs acquièrent le droit d'usage sur les ressources sans en devenir les propriétaires. Les ressources en terre demeurent la propriété de l'État. La conséquence en est que la gestion des ressources de la part des opérateurs visera à maximiser la valeur de leurs actifs, et non à maximiser la valeur intertemporelle des ressources en terre. La deuxième forme d'atténuation renvoie au caractère temporaire (Demsetz, 1998) des droits d'accès accordés aux compagnies. Par voie de conséquence, les compagnies sont incitées à gérer les ressources en terre d'une manière à maximiser la valeur de leurs actifs et ce, dans l'horizon temporel défini légalement dans le contrat.

Outre cette double atténuation des droits sur les ressources, il convient également de garder à l'esprit le caractère potentiellement non sécurisé des droits d'accès transférés aux compagnies. Les contrats pétroliers sont des contrats d'État. La transaction prend place entre deux acteurs dont le statut juridique est inégal puisque l'État est à la fois juge et parti. Le principe de la souveraineté permanente sur les ressources naturelles signifie que l'État est toujours en droit de modifier *ex post* les règles du jeu qui avaient été définies *ex ante* pour encadrer les opérations d'exploration-production. Par conséquent, l'opportunisme gouvernemental, sur lequel insiste Spiller (2011; 2013) dans son analyse des politiques de libéralisation des infrastructures, constitue également une dimension structurante de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier. Il prend la forme de mesures d'expropriation ou

de quasi-expropriation des investissements privés à la suite de la découverte de pétrole rentable au sein d'une province ou d'une augmentation des cours pétroliers (Warshaw, 2012.). Des réponses contractuelles et organisationnelles doivent être apportées pour permettre de crédibiliser les engagements de l'État (Brousseau et Saussier, 2009).

1.2. La zone de conflit-coopération entre l'État et les compagnies pétrolières privées

Compte tenu de la structure incitative définie par les différentes formes d'atténuation des droits de propriété sur les ressources, il est possible de délimiter la zone de conflit-coopération entre l'État et les compagnies privées.

Le premier point tient à l'intensité d'exploration de la province pétrolière. En règle générale, il s'agit de la convergence d'intérêt fondatrice de la transaction entre l'État et les compagnies privées. Le premier souhaitant bénéficier des capacités technologiques et financières des secondes. Néanmoins, les compagnies privées peuvent être enclines à développer des stratégies attentistes ou de sous-exploration si les réponses à l'opportunisme gouvernemental *ex post* ne sont pas apportées *ex ante* (Bohn et Deacon, 2000 ; Besley, 1995). Elles n'investiront pas dans les actifs spécifiques que constitue l'exploration d'un gisement si elles anticipent une expropriation ou quasi-expropriation de leurs investissements⁵.

Le rythme de déplétion des réserves découvertes constitue le deuxième point de conflit entre les acteurs. Cela tient au fait que l'horizon temporel au sein duquel s'inscrit un État peut différer de celui des compagnies privées. Ces dernières, incitées à extraire les réserves de manière à maximiser la valeur de leurs actifs dans l'horizon temporel légal de leurs droits d'accès, peuvent s'inscrire dans un horizon temporel de court terme. Cela peut s'avérer problématique pour un État dont l'objectif est la maximisation de la valeur intertemporelle des ressources en terre. À l'évidence, la sévérité du conflit dépend de l'horizon temporel dans lequel s'inscrit l'État, en fonction de ses intérêts macro-économiques ou du montant estimé de ses ressources en terre (Stevens et Mitchell, 2008). Au-delà de l'atténuation des droits de propriété, notons que la structure particulière des coûts de l'industrie pétrolière participe également à orienter les comportements des compagnies privées vers des stratégies d'extraction rapide des réserves. Les investissements sont concentrés dans les premières phases du projet (Hannesson, 1998). De ce fait, leur rentabilité nécessite par la suite une extraction rapide des réserves découvertes (Frankel, 1948).

Enfin, le dernier point de conflictualité tient au partage de la rente pétrolière. À cet égard, la difficulté principale réside dans l'impossibilité de définir *ex ante* des règles de partage de la rente en fonction des droits respectifs de l'État et des opérateurs. Adelman rappelle ainsi que « *le marchandage sur la rente et la difficulté pour la mesurer ainsi que pour la définir dans une loi ou des contrats afin de s'accommoder à l'inattendu dureront aussi longtemps que l'industrie* » (Adelman, 1995, p. 18)⁶.

Au final, un État qui ouvre son amont pétrolier à des compagnies privées doit pouvoir discipliner les firmes afin de voir ses préférences s'imposer (Stiglitz, 2007 ; Hernandez-Perez, 2011). Conformément à l'approche en termes d'ECT, la suite de l'analyse s'attache à identifier les difficultés susceptibles d'être rencontrées pour atteindre cet objectif par le biais d'une coordination contractuelle.

1.3. Les coûts de contractualisation ex post et les arbitrages de la gouvernance des contrats pétroliers

⁵ Rappelons qu'un actif spécifique renvoie à un investissement réalisé pour la transaction considérée et qui n'est pas redéployable sans coûts vers d'autres transactions. Il instaure une relation de dépendance bilatérale entre les parties-prenante à la transaction.

⁶ « *Bargaining over rent, and the difficulty of measuring it and defining it in a law or contract to accommodate the unexpected, will last as long as the industry.* » Traduction de l'auteur.

Selon le cadre d'analyse de Williamson (1996), les hypothèses comportementales de rationalité limitée et d'opportunisme des acteurs sont la source de difficultés contractuelles, dont l'importance relative dépend des attributs de la transaction. L'incomplétude des contrats appelle une adaptation coordonnée pour répondre à l'incertitude dès lors que la spécificité des actifs crée une relation de dépendance bilatérale entre les co-contractants. Les comportements potentiellement opportunistes peuvent néanmoins créer des difficultés pour atteindre un tel objectif. La défection vis-à-vis de l'esprit de coopération induit des coûts de contrôle *ex post* et appelle la mise en œuvre de supports institutionnels qui assurent l'exécution des contrats.

L'étude comparative des principales clauses des contrats pétroliers confirme une idée centrale mise en évidence par les analyses, menées pour d'autres transactions, en termes d'ECT : les dispositions contractuelles permettant *ex ante* de discipliner les incitations des compagnies privées s'accompagnent d'une augmentation des coûts de contractualisation *ex post* (Tadelis et Williamson, 2012 ; Bajari et Tadelis, 2001). Plus précisément, la coordination par voie contractuelle est traversée par deux arbitrages principaux. Le premier est relatif à la tension existante entre le fait de sécuriser par des clauses formelles de sauvegarde les anticipations des compagnies, d'un côté, et celui d'assurer une flexibilité suffisante pour permettre l'adaptation coordonnée entre les acteurs, de l'autre. Le second tient à l'augmentation des coûts de contrôle *ex post* des compagnies qui incombent à l'État pour permettre l'effectivité des dispositions fiscales offrant de bonnes incitations aux opérateurs pour gérer les ressources en terre.

1.3.1. Le dilemme stabilité-flexibilité

A l'image de toutes les transactions caractérisées par un degré de spécificité des actifs important et par une incertitude prégnante, la gouvernance de la contractualisation pétrolière est marquée par le dilemme flexibilité-stabilité. Le degré élevé de spécificité des actifs des investissements dans l'exploration-production instaure une dépendance bilatérale entre l'État et les opérateurs. L'interaction doit donc s'inscrire dans la continuité. En outre, l'incertitude innocente qui entoure la transaction – opposée à l'incertitude stratégique induite par les comportements opportunistes des acteurs (Williamson, 1996 ; Sutcliffe et Zaheer, 1998) - crée des besoins d'adaptation dans les termes contractuels définis *ex ante*. Comme l'illustre la citation susmentionnée d'Adelman, ce besoin est particulièrement important en ce qui concerne les dispositions fiscales. L'État et les compagnies ne peuvent s'accorder *ex ante* sur les modalités de répartition *ex post* de la rente. L'incertitude innocente présente, tout à la fois, une dimension géologique, relative au niveau des réserves récupérables, mais aussi un facteur économique, à savoir l'évolution des coûts de production ainsi que celle des conditions de valorisation du pétrole.

Mais, l'incertitude stratégique afférente à l'opportunisme gouvernemental rend également nécessaire une stabilisation relative des dispositions d'accès aux ressources. Sinon, le risque est grand de voir les compagnies mettre en œuvre des stratégies de sous-investissement dans l'exploration-production et d'accélérer le rythme de déplétion des réserves. Les contrats pétroliers nécessitent donc la mise en place d'une gouvernance évolutive qui doit concilier deux besoins apparemment contradictoires : la stabilité et l'évolution (Cattan, 1967).

Les difficultés rencontrées par les acteurs pour stabiliser leur interaction par le biais des clauses de stabilisation illustrent l'arbitrage clé entre stabilité et flexibilité (Wälde, 2008 ; Bernardini, 2008 ; Coale, 2002). L'objectif de ces clauses est de « *faire tomber [l'État] de son piédestal souverain* »⁷ (Wälde, 1994 : 24) dans sa relation avec les compagnies privées, de lui lier les mains afin de créer une enclave juridique pour le contrat pétrolier. Les clauses de stabilisation *stricto sensu* consacrent ainsi le principe de non-rétroactivité des modifications

⁷ “pulling the state down from its sovereign pedestal”.

ex post des contrats ou de l'ensemble des lois susceptibles de modifier les conditions d'accès aux ressources – en particulier les conditions fiscales. Intégrées à la demande des compagnies états-uniennes et européennes au sein des concessions traditionnelles de la première moitié du XXème, la suppression de telles clauses a été durant les années 1960 le point de revendication principal des États lors de l'affirmation de leur souveraineté permanente sur les ressources naturelles (Mommer, 2002). Néanmoins, les États ont de nouveau accepté l'intégration de ces clauses à la fin des années 1980 et durant les années 1990. Les clauses modernes de stabilisation ou « clauses d'équilibre » (Al Qurashi, 2005) sont moins contraignantes. L'objectif recherché est la restauration du taux de rentabilité interne des investissements initialement anticipé par les compagnies privées⁸. Il s'agit d'engager formellement les États à renégocier les termes de l'accord dès lors qu'une modification *ex post* de la législation affecte le taux de retour sur investissement des compagnies privées.

L'argument présenté en faveur de ces clauses s'appuie sur la nécessité d'apporter une réponse contractuelle au problème de l'engagement crédible de l'État (Brinsmead, 2007), en particulier dans ce qu'il est convenu d'appeler des environnements institutionnels faibles - caractérisés par des institutions politiques et juridiques rendant particulièrement aigu le problème du manque de crédibilité des engagements de l'État (Guash et al., 2007 ; Brousseau et Saussier, 2009). Deux critiques peuvent néanmoins être adressées à cet argument. La première est que l'accent unilatéral mis sur la stabilité par le biais des clauses de stabilisation *stricto sensu* peut empêcher l'adaptation coordonnée des co-contractants pour répondre à l'incertitude innocente qui entoure la transaction. L'évolution des coûts de production ou des prix de valorisation du brut peut appeler la modification des dispositions fiscales pour assurer la captation adéquate de la rente par l'État. Lorsqu'une telle adaptation à l'incertitude innocente s'avère nécessaire, une rigidité des contrats trop importante peut inciter l'État à réaliser les ajustements sur un mode unilatéral et conflictuel (Spiller, 2011). La seconde tient au fait que les clauses modernes de stabilisation peuvent donner lieu à un phénomène d'aléa moral. Les compagnies ne sont pas incitées à révéler leurs informations concernant leurs coûts de production, en particulier dans les environnements institutionnels faibles (Guash et al., 2007). Or, l'efficacité fonctionnelle des clauses de stabilisation dépend fondamentalement de la capacité de l'État à distinguer, dans les demandes des compagnies concernant les adaptations à réaliser pour maintenir le taux de rentabilité interne de leurs investissements, ce qui tient d'une requête justifiée eu égard à l'évolution des conditions économiques de ce qui relève d'un comportement opportuniste de leur part (Brousseau et Saussier, 2009). Si l'État est dans l'incapacité de réaliser cette distinction entre l'incertitude innocente et l'incertitude stratégique, il est une nouvelle fois conduit à renégocier sur un mode unilatéral et conflictuel. Et, cet accès à l'information de la part de l'État apparaît justement problématique dans les environnements institutionnels faibles, au sein desquels les capacités d'exécution des contrats sont défailtantes.

On rejoint ici l'analyse faite par Mabro (2008), notamment, de la vague du nouveau nationalisme pétrolier. Selon cet auteur, les modifications unilatérales des contrats, au Venezuela ou en Russie, prennent essentiellement leur source dans la forme et la substance des contrats signés avec les compagnies privées. Plus particulièrement, la création d'une enclave juridique pour les contrats ainsi que l'accent mis sur la nécessité de maintenir le taux de rentabilité interne des investissements a conduit à des renégociations conflictuelles avec les

⁸ Le modèle d'APP défini par le Turkménistan au début des années 1990 offre un exemple de formulation de ces clauses modernes de stabilisation : “Where present or future laws or regulations of Turkmenistan or any requirements imposed on Contractor or its subcontractors by any Turkmen authorities contain any provisions not expressly provided for under this Agreement and the implementation of which adversely affects Contractor’s net economic benefits hereunder, the Parties shall introduce the necessary amendments to this Agreement to ensure that Contractor obtains the economic results anticipated under the terms and conditions of this Agreement” [Cité dans Bernardini (2008, p. 102)].

États. L'exemple des mesures prises par l'État russe en 2006 pour positionner la compagnie publique Gazprom en tant qu'opérateur du gisement de Sakhalin II, en lieu et place de Shell, illustre ce point (Krysiak, 2007). L'APP est signé en 1994. Il est intégré des dispositions créant une enclave juridique pour le contrat et assurant à la compagnie privée un taux de retour sur investissement de 17,5% avant que le partage de la rente avec l'État ne débute. Lorsqu'un doublement des coûts a été annoncé par Shell en 2005, l'État s'est trouvé dans l'incapacité de savoir si cela était le fruit d'un comportement opportuniste de la compagnie - lui permettant de repousser d'une dizaine d'années le début des versements. Il s'en est suivi des actions plus ou moins normées de la part de l'État russe pour imposer la compagnie publique comme opérateur du consortium.

1.3.2. Le dilemme entre offrir de « bonnes incitations » *ex ante* et l'augmentation des coûts de contrôle *ex post*

En raison des avantages informationnels dont disposent les compagnies en ce qui concerne les conditions géologiques, l'évolution des coûts, voire les prix de vente du brut, l'État supporte les coûts de contrôle *ex post* des activités des opérateurs afin de se protéger contre leurs comportements potentiellement opportunistes.

Si notre attention se porte sur les dispositions fiscales qui, tout à la fois, président à la répartition de la rente pétrolière, et participent à façonner les incitations qui s'exercent sur les compagnies dans la gestion des réserves, nous pouvons mettre l'accent sur une autre idée familière aux analyses comparatives des dispositions contractuelles menées dans le cadre de l'ECT : les arrangements fiscaux qui ont pour effet d'inciter les compagnies à ne pas négliger le potentiel géologique d'une province pétrolière sont également ceux qui induisent les coûts de contrôle *ex post* les plus importants pour l'État. Le tableau 1 qui présente les différents outils fiscaux selon les effets incitatifs sur les compagnies, d'une part, et les coûts de contrôle et de surveillance qui incombent à l'État, d'autre part, illustre notre propos.

Deux critères principaux servent à évaluer l'efficacité relative des dispositions fiscales selon leurs effets incitatifs : la neutralité et la progressivité (Daniel et al., 2010). Les dispositions fiscales neutres sont celles qui ont pour effet de ne pas introduire de distorsions dans les stratégies des compagnies. La rentabilité évaluée *ex ante* des investissements dans l'exploration-production n'est pas affectée par la forme et le niveau des taxes. Les compagnies ne sont donc pas incitées à négliger le potentiel géologique d'une province pétrolière. Quant au critère de progressivité, il renseigne sur l'adaptabilité intrinsèque du régime fiscal vis-à-vis de l'évolution de la rentabilité d'un projet pétrolier. Une taxe progressive a pour caractéristique de faire évoluer la part des revenus de l'État dans le même sens que la profitabilité des opérations. En retour, les incitations des États à renégocier de manière unilatérale et conflictuelle les dispositions fiscales à la suite d'une hausse des cours pétroliers sont atténuées. Dans cette perspective, la littérature sur la taxation pétrolière souligne l'effet bénéfique d'un régime fiscal progressif pour répondre au problème de l'engagement crédible de l'État (Boadway et Keen, 2010 ; Garnaut, 2010). Afin d'atteindre les objectifs de neutralité et de progressivité, l'assiette fiscale visée par les taxes pétrolières doit être circonscrite à la rente (*Resource Rent Tax*) [Garnaut et Clunies Ross, 1975 ; Garnaut, 2010], c'est-à-dire à l'excès de revenus induit par l'exploitation d'un gisement par rapport à la somme des coûts supportés, incluant le retour sur investissement minimum incitant les compagnies à entreprendre l'exploration (Land, 2009).

Une taxe régressive présente, quant à elle, la particularité de faire évoluer en sens inverse la profitabilité des opérations et la part des revenus captée par l'État (Johnston, 2008). Il en est ainsi de l'ensemble des taxes dont l'assiette fiscale est constituée du volume ou de la valeur de la production. Les *royalties* calculées selon un taux fixe sur la production des compagnies en sont la forme la plus répandue. Dans la mesure où le niveau des revenus revenant à l'État ne dépend pas des variations de la rentabilité des gisements causées par les évolutions des cours pétroliers et des coûts de production, certains gisements peuvent devenir

non-rentables du point de vue des compagnies. Il en va de même pour les réserves les plus difficilement accessibles au sein des gisements en production (Gillis, 1982 ; Boadway et Flatters, 1993 ; Heaps et Helliwell, 1985).

Aucun régime fiscal national n'est fondé sur des taxes purement progressives. Deux limites à la recherche de la progressivité expliquent le maintien, voire le poids relatif plus important des outils régressifs. Tout d'abord, des taxes régressives permettent à l'État de recevoir un flux constant de revenus, et ce, dès le début de la mise en production des gisements (Boadway et Keen, 2010 ; Johnston, 2007). A l'inverse, les taxes progressives, telles que la RRT, induisent pour l'État des revenus plus fluctuants et surtout qui débutent après un délai potentiellement très long. Dans le cadre de la RRT, les versements à l'État ne commencent qu'à partir du moment où les compagnies ont recouvert leurs coûts et qu'elles ont enregistré un certain retour sur investissement. Ensuite, les coûts de contrôle supportés par l'État pour assurer l'effectivité des taxes progressives sont plus importants que dans le cas de taxes régressives. Pour un État, il s'avère relativement aisé de se protéger contre les comportements opportunistes des compagnies dans le cas des *royalties*. Il peut se limiter au contrôle du niveau de production des gisements pétroliers. L'effectivité de la RRT dépend, quant à elle, de la capacité de l'État à contrôler *ex post* non seulement le niveau de production, mais également les coûts de production ainsi que les prix de vente du brut. Sinon le risque est grand que les compagnies développent à grande échelle des stratégies d'évasion fiscale.

Tableau 1 : Les différents dispositions fiscales et les coûts de contrôle *ex post*

Outil Fiscal	Contrôle des quantités produites	Contrôle des prix de vente	Contrôle des coûts d'exploration et de production	Effets incitatifs
<i>Royalties</i>				
. Taux fixe sur le volume de production	Nécessaire	Inutile	Inutile	Régressif
. Taux fixe sur la valeur de la production	Nécessaire	Nécessaire	Inutile	Régressif
<i>Bonus*</i>	Inutile	Inutile	Inutile	Régressif
<i>Taxe sur les exportations</i>	Nécessaire	Inutile	Inutile	Régressif
<i>Resource Rent Tax</i>	Nécessaire	Nécessaire	Nécessaire	Progressif

*Somme versée par la compagnie à l'État lors de l'attribution d'une licence ou la signature d'un APP. Le montant du bonus auquel consent la compagnie peut constituer un critère défini par l'État lors des appels d'offre pour l'attribution des licences.

Construction de l'auteur

La gouvernance contractuelle de la transaction pétrolière est ainsi parcourue par deux difficultés qui expliquent l'échec de la coordination contractuelle entre l'État et les compagnies privées, notamment dans les environnements institutionnels faibles. La première est que l'opportunisme gouvernemental rend particulièrement aigu l'arbitrage entre flexibilité et stabilité pointé par l'ECT (Spiller, 2013). La seconde réside en l'augmentation des coûts de contrôle *ex post* qui incombent à l'État pour assurer l'effectivité des dispositions fiscales incitatives. C'est à partir de cette analyse transactionnelle qu'il est possible de comprendre la

fonction de la compagnie pétrolière publique dans la gouvernance de la transaction et de réfléchir sur les modalités viables d'ouverture aux compagnies privées.

2. Les fonctions de la compagnie pétrolière publique dans la gouvernance de la transaction pétrolière

Au regard des caractéristiques de la transaction d'ouverture de l'amont pétrolier, quelles sont les forces et faiblesses comparatives d'une structure de gouvernance hybride ? L'élément distinctif d'une gouvernance hybride tient au fait que la NOC peut jouer un rôle de substitut et de complément à la coordination par les contrats. Quant aux contreparties d'une telle structure, elles résident dans une intensité incitative moins forte et le risque de comportement opportuniste de la NOC.

2.1. La NOC comme substitut à la coordination par les contrats

Les mécanismes par lesquels la NOC est en mesure de jouer un rôle de substitut à la coordination par les contrats sont de deux ordres. Le premier tient au fait que la présence d'une NOC au sein d'un consortium peut permettre la mise en place d'une coordination par commandement, grâce à laquelle l'État peut tenter d'imposer ses préférences en termes de taux d'exploration et de taux de déplétion des réserves découvertes⁹. Du point de vue de l'État, la coordination par commandement peut également se substituer à la captation de la rente pétrolière par le biais du régime fiscal, et cela de deux manières principales. En premier lieu, il est possible d'observer une intégration totale du budget de la compagnie au sein du budget de l'État. La seconde voie de substitution est celle où les dividendes reviennent directement à l'État en tant que propriétaire de la compagnie.

Le rôle de substitut au contrat de la compagnie publique peut s'exercer d'une autre manière : attribuer à la NOC un rôle d'opérateur au sein du consortium peut permettre la suppression de certains problèmes de coordination. En particulier, les incitations spontanées induites par la propriété publique peuvent élargir l'horizon temporel au sein duquel la compagnie est amenée à définir sa stratégie de gestion des ressources en terre. De ce fait, la nécessité pour un État, qui s'inscrit dans un « temps long », de discipliner les incitations se pose de manière moins primordiale. Marcel (2006) rappelle ainsi que les dirigeants des NOCs perçoivent clairement que les motivations des compagnies pétrolières internationales diffèrent fondamentalement des leurs. Les études comparatives des stratégies de déplétion mises en œuvre par ces deux acteurs mettent ainsi clairement en évidence la politique de déplétion plus conservatrice de la part des NOCs¹⁰.

2.2. La NOC comme complément au contrat : la gestion de l'incertitude et de l'opportunisme des acteurs

La dépendance bilatérale entre l'État et les compagnies privées créée par la spécificité des actifs appelle la mise œuvre d'une gouvernance évolutive pour assurer une adaptation coordonnée. Néanmoins, cette gouvernance évolutive peut être sapée par les comportements opportunistes respectifs de l'État et des compagnies privées. Quels sont les avantages relatifs d'une gouvernance pétrolière hybride pour répondre à ce dilemme ? Deux éléments de réponse peuvent être avancés. Ils trouvent leur source dans la redistribution de l'information en faveur de l'État permise par la présence d'une NOC au sein d'un consortium.

⁹ Nous faisons pour l'instant abstraction des problèmes de *corporate governance* susceptibles d'empêcher le propriétaire – l'Etat – de contrôler effectivement les opérations des dirigeants des compagnies publiques (*cf. infra*)

¹⁰ Mentionnons le travail de Wolf (2009) qui souligne que le taux de production des réserves sous contrôle des compagnies privées s'élève à 61 %. Ce taux oscille entre 4 et 6 % pour les compagnies publiques ressortissantes d'Etats non membres de l'OPEP et entre 2 et 9 % pour les compagnies publiques d'Etats membres de l'OPEP.

2.2.1. La NOC comme organisation de crédibilisation des engagements de l'État

L'information obtenue par l'État peut modifier ses incitations à intervenir *ex post* d'une manière qui s'apparente à une expropriation ou à une quasi-expropriation. En effet, si l'État est en mesure de se protéger contre les comportements opportunistes de la part des compagnies, il se montrera plus apte à accepter les renégociations *ex post* qui s'avèrent nécessaires pour adapter les dispositions fiscales à l'incertitude innocente. A titre d'exemple, dès lors que l'État dispose des informations sur les coûts ou les prix de valorisation du brut, il est en mesure d'accéder aux demandes des compagnies relatives à une baisse des obligations fiscales nécessaire pour maintenir la rentabilité des opérations. Un processus d'apprentissage de la part de l'État peut être enclenché permettant de mettre un terme aux renégociations conflictuelles et discrétionnaires susceptibles d'être observées au début de sa relation avec les compagnies privées. Cette modification des incitations qui s'exercent sur l'État peut alors contribuer à changer les croyances des compagnies privées quant à la crédibilité de son engagement contractuel. De ce fait, la NOC peut être appréhendée comme un mécanisme organisationnel de crédibilisation des engagements de l'État (Hadfield, 2005) : en modifiant la redistribution de l'information, elle fait en sorte que l'État n'est plus poussé à intervenir *ex post* de manière discrétionnaire et assure ainsi l'auto-exécution des contrats pétroliers. La compagnie publique peut donc se positionner en tant que mécanisme non-légal d'exécution des contrats (Katz, 2008), se substituant à l'ensemble des clauses de sauvegarde formelles dont l'objectif est de lier les mains de l'État. Dit autrement, la compagnie publique est un complément à la mise en œuvre d'un contrat flexible assurant l'effectivité d'une gouvernance évolutive.

2.2.2. La NOC et l'effectivité croissante de la coordination par la fiscalité

Si la NOC offre la possibilité de modifier la nature procédurale des contrats, elle peut également permettre d'en améliorer l'efficacité. En effet, la baisse des coûts de contrôle *ex post* obtenue grâce à la NOC permet d'introduire une plus grande flexibilité dans le régime fiscal sans que l'État soit fragilisé vis-à-vis des stratégies opportunistes *ex post* de la part du consortium. Cette réduction du *gap* informationnel (Mommer, 2002, Stevens, 2008) peut se réaliser de manière directe dès lors que la compagnie pétrolière publique est présente au sein de l'ensemble des consortiums en charge des opérations de l'amont pétrolier. Cela peut également se réaliser de manière indirecte par le biais du rôle de *benchmarking* susceptible d'être attribué à la compagnie publique. La mise en regard du taux de rentabilité des investissements au sein des gisements opérés par la compagnie pétrolière publique avec ceux des gisements opérés par les compagnies privées au sein d'une province peut permettre à l'État de capter de l'information et d'introduire une certaine flexibilité au sein du régime fiscal.

2.3. Les contreparties d'une structure de gouvernance hybride

Toutes les structures de gouvernance sont défailtantes (Williamson, 2005). Quelles sont alors les contreparties d'une structure de gouvernance hybride ? Une synthèse de la littérature sur les NOCs permet de structurer l'analyse autour de deux débats. Le premier aborde le déficit d'efficacité opérationnelle des NOCs (Al-Obaidan et Scully, 1991 ; Victor, 2007 ; Wolf, 2009 ; Toft et Duero, 2011). Le deuxième porte sur le phénomène de la contre-gouvernance, ou du renversement de la gouvernance (Noreng, 2010 ; Hults, 2012 ; Boscheck, 2007). Cela se manifeste par des difficultés de la part de l'État pour contrôler effectivement la compagnie publique et lui permettre ainsi d'assurer, dans les faits, son rôle de complément et de substitut à la coordination par les contrats.

2.3.1. Tenants et aboutissants de la baisse de l'intensité incitative

Dans la grille de lecture générique des structures de gouvernance développée par Williamson (1996), la réduction de l'intensité incitative accompagne le passage d'une gouvernance de marché vers une gouvernance hybride, puis vers une gouvernance hiérarchique. Dans le cadre du marché, chaque unité technologiquement séparable perçoit le revenu résiduel de l'actif qu'il contrôle. A l'inverse, la mise en commun de la propriété implique une dilution, pour chaque unité, entre le droit de contrôle et le droit au revenu. Tadelis et Williamson (2012) poursuivent en rappelant que cette intensité incitative moins forte ne constitue pas une conséquence involontaire de la propriété unifiée. Au contraire, c'est l'objectif recherché dans la mesure où cela permet une réponse coopérative aux besoins d'adaptation. Par analogie, nous devons garder à l'esprit que la structure incitative particulière induite par la propriété publique peut également être perçue comme le but d'une gouvernance pétrolière hybride et, *a fortiori* d'une structure de gouvernance hiérarchique. En effet, rappelons que l'annihilation de certains problèmes de coordination permise par la présence d'une NOC passe par la structure incitative de la propriété publique. Dans la mesure où les NOCs n'ont pas intérêt à maximiser la valorisation boursière de leurs actifs, elles sont enclines à définir des politiques de déplétion des réserves plus conservatrices, ce qui peut augmenter la convergence d'intérêt avec les États s'inscrivant dans un temps long.

La baisse de l'intensité des incitations peut néanmoins conduire à une diminution de l'efficacité opérationnelle. Les mécanismes susceptibles d'être identifiés afin d'étayer cette proposition s'appuient sur la théorie de la *corporate governance*¹¹. La séparation du droit de contrôle résiduel et du droit au revenu résiduel implique que les dirigeants des compagnies disposent d'un pouvoir discrétionnaire pour définir la stratégie des firmes, d'une part, et que leurs incitations diffèrent de celle de la maximisation du profit, de l'autre : la recherche du pouvoir ou la recherche de rentes se substituant à celle de maximisation du profit. Or, pour de nombreux auteurs, la propriété publique présente des faiblesses, comparativement à la propriété privée, pour répondre à ces deux problèmes d'agence.

Tout d'abord, dans la mesure où la propriété est diluée au sein de l'ensemble de la population ou, à tout le moins, entre différents ministères, et que les politiciens ne se positionnent pas en tant que prétendants aux revenus résiduels, il se pose un problème d'action collective pour définir des contrats incitatifs permettant d'encadrer les dirigeants des compagnies et de contrôler leurs opérations. Contrairement aux dirigeants des compagnies privées, les dirigeants des compagnies publiques ne sont pas soumis au contrôle d'un groupe d'actionnaires, intéressés à la maximisation de la valeur des actifs. Ils disposent donc d'une plus grande marge de manœuvre pour développer des comportements discrétionnaires plus importants (Noreng, 1996).

Ensuite, la dilution des droits de propriété peut entraîner une multiplicité d'objectifs assignés par les propriétaires aux dirigeants des compagnies publiques. Cela tend à rendre flous les critères à l'aune desquels l'État est en mesure d'évaluer la performance des compagnies et, par là même, de définir des contrats incitatifs et de contrôler de manière adéquate les dirigeants des compagnies publiques (Shirley et Lixin, 1998).

Enfin, dans la mesure où les politiciens ne se positionnent pas en tant que prétendants au revenu résiduel, les objectifs qu'ils sont susceptibles d'attribuer à la compagnie publique peuvent aller à l'encontre de l'efficacité productive. A cet égard, il est souvent souligné le phénomène de suremploi qui caractérise les compagnies publiques, et la « contrainte budgétaire molle » (Megginson et Netter, 2001) qui s'exerce sur ces dernières. Dans le cas particulier des NOCs, nous pouvons ajouter l'importance des « missions nationales » (fourniture du marché domestique à des prix subventionnés, investissements hors du secteur

¹¹ Pour une synthèse de la littérature, voir Shleifer et Vishny (1997) ainsi que Shirley et Walsh (2001). Pour une application aux compagnies pétrolières publiques, voir Hartley et Medlock (2008).

des hydrocarbures) qui leur sont souvent assignées par les dirigeants (Ayoub, 1994). En effet, les NOCs sont une organisation centrale de la politique de redistribution de la rente qui fonde la légitimité des États rentiers (Losman, 2010 ; Jones Luong et Weinthal, 2010).

2.3.2. Le problème du « renversement de la gouvernance » et la contrainte à la stabilité de la structure de gouvernance hybride

Le deuxième problème susceptible de se manifester au sein d'une structure de gouvernance hybride tient au phénomène du retournement de la NOC contre l'État (Stevens, 2008 ; Noreng, 2010 ; Hults 2012). Ce problème du manque de contrôle est bien sûr d'importance dans la mesure où il pose un empêchement non négligeable à l'effectivité des fonctions de la compagnie pétrolière publique dans la gouvernance de la transaction. En effet, la coordination par commandement peut devenir délicate. En outre, si la compagnie publique s'engage dans une stratégie de rétention de l'information vis-à-vis des autorités, cela peut saper les mécanismes identifiés précédemment lui permettant d'assurer un rôle de complément à la coordination par les contrats. C'est une mise en garde contre une vision naïve portant sur les enchaînements vertueux mis en évidence précédemment en ce qui concerne l'apprentissage de la part de l'État de sa capacité de régulation contractuelle.

Il semble possible de passer en revue les diverses formes du retournement de la NOC envers l'État. La première est celle par laquelle la compagnie pétrolière publique tend à « aligner ses opérations et ses intérêts avec ceux des compagnies privées » (Noreng, 1996, p. 198)¹². Dans cette perspective, la compagnie publique s'engage dans des comportements de rétention de l'information afin de développer des stratégies d'évasion fiscale. En outre, elle est susceptible de définir des politiques de déplétion rapide. La seconde forme à prendre en compte tient au phénomène « d'État dans l'État ». La logique de raisonnement est poussée plus avant : le manque de contrôle de la part de l'État sur la compagnie publique, la rétention par cette dernière de l'information et de la rente pétrolière se conjuguent et positionnent la compagnie publique comme l'organisation définissant la politique de déplétion d'un pays ainsi que le cadre législatif d'encadrement de la transaction.

L'exemple qui illustre ces deux variantes du phénomène est celui de la compagnie pétrolière publique vénézuélienne (PDVSA) durant la période d'ouverture des années 1990 de l'amont pétrolier vénézuélien aux compagnies privées. PDVSA semble avoir aligné ses intérêts et ses opérations avec ceux des compagnies internationales. Elle a développé des stratégies de rétention de l'information et d'évasion fiscale (Rousseau, 2012 ; Mommer, 2002 ; Van der Linde, 2000). Les autorités se sont ainsi trouvées dans l'incapacité de faire jouer à PDVSA ses fonctions dans la gouvernance de la transaction.

Au regard des forces et faiblesses de la structure de gouvernance hybride, on entrevoit un changement de nature dans le dilemme de la gouvernance de la transaction pétrolière. Du point de vue de l'État, cette dernière est traversée par la tension entre contrôler de manière adéquate la NOC, d'un côté, et répondre au problème de la baisse de l'intensité incitative, de l'autre (Tordo et al., 2011). Nous retrouvons ici une autre idée centrale mise en évidence par les travaux de l'ECT : il s'agit de la difficulté pour assurer la viabilité d'une configuration qui tente de conjuguer une intensité incitative forte et un contrôle centralisé important (Tadelis et Williamson, 2012).

3. Les arbitrages relatifs au positionnement de la NOC dans la structure de gouvernance pétrolière

La tension qui existe entre le besoin de contrôler la NOC et celui de lui laisser un certain degré d'autonomie entrepreneuriale se décline en trois arbitrages concernant le positionnement de la NOC dans la structure. C'est ce positionnement qui façonne le poids

¹² "to align with the goals and operations of the private sector".

relatif de ses différentes fonctions dans la coordination ainsi que le risque plus ou moins aigu de retournement de la gouvernance. Dans cette perspective, la condition de stabilisation des interactions des acteurs tient dans la cohérence qui existe entre le positionnement de la NOC dans la structure, d'un côté, et la capacité de régulation contractuelle de l'Etat, de l'autre.

3. 1. L'ouverture du capital de la compagnie publique à des investisseurs privés

Le premier arbitrage concerne l'ouverture du capital à des actionnaires privés. L'objectif recherché est de diriger les incitations des dirigeants vers la recherche d'une maximisation de la valeur des actifs, vers l'efficacité opérationnelle (Hartley et Medlock, 2008). Deux contreparties peuvent être soulignées. La première est que la privatisation partielle de la NOC est susceptible d'amenuiser son rôle de substitut à la coordination par les contrats. A titre d'exemple, il est possible que son horizon temporel se resserre ou, dit autrement, que le taux d'actualisation sur lequel s'appuie sa politique de déplétion augmente. Le second risque est que la privatisation partielle puisse renforcer l'incitation de la compagnie publique à aligner ses intérêts sur ceux des compagnies privées.

3. 2. Le cadre opérationnel et budgétaire au sein duquel évolue la compagnie pétrolière publique

En nous inspirant de la typologie réalisée par l'ESMAP¹³ (2007) et du travail de Hults (2012), trois modèles d'encadrement des opérations de la NOC peuvent être distingués. Dans le premier, les compagnies pétrolières nationales évoluent dans un cadre réglementaire où elles ne disposent d'aucune autonomie financière et opérationnelle. Le budget de la compagnie est directement intégré au sein du budget de l'État. Les autorités attribuent, généralement sur une base annuelle, des lignes de financement. Cette centralisation budgétaire s'accompagne en règle générale d'un contrôle exercé *ex ante* par l'État sur les décisions opérationnelles de la NOC. Il est clair que le rôle de substitut à la coordination par les contrats attribué à la NOC est important. En effet, il n'est pas nécessaire pour l'État de définir un cadre fiscal approprié pour capter la rente pétrolière. En outre, la coordination par commandement *ex ante* se substitue totalement à l'orientation de la stratégie des compagnies publiques par le biais de clauses contractuelles relatives aux travaux d'exploration et au plan de développement. Les principaux exemples de cette configuration sont la compagnie pétrolière mexicaine, PEMEX, celles du Koweït et du Yémen. L'exemple de la compagnie pétrolière publique mexicaine est souvent mis en avant afin d'illustrer les tensions susceptibles de se manifester au sein de ce cadre budgétaire et opérationnel. Principalement, PEMEX y est réduit à un rôle de support des finances publiques (Rousseau, 2012). Le manque d'autonomie et le manque de ressources a pu contraindre PEMEX dans la définition et la mise en œuvre de sa stratégie d'exploration-production.

A l'opposé, les compagnies pétrolières publiques peuvent évoluer au sein d'un cadre commercial. Cela s'entend au sens où elles disposent d'une autonomie financière importante. Elles sont traitées, sur le plan fiscal, de la même manière que les compagnies pétrolières privées. Elles réalisent un profit, s'acquittent de taxes et distribuent des dividendes. Cette autonomie financière va souvent main dans la main avec une autonomie opérationnelle. Le contrôle de la part de l'État des opérations de la NOC se réalise de manière *ex post* par le biais, notamment, de l'approbation des plans de développement. Entre ces deux pôles, il y a un cadre opérationnel intermédiaire dans lequel les compagnies publiques bénéficient d'une autonomie relative concernant certains actes opérationnels, alors que d'autres aspects demeurent sous le contrôle *ex ante* de l'État.

La conclusion du rapport de l'ESMAP est que les NOCs sont plus incitées à l'efficacité opérationnelle lorsqu'elles disposent d'une autonomie budgétaire et opérationnelle. Cela tient au fait que la correspondance entre le droit de contrôle et le droit

¹³L'ESMAP est le programme d'assistance pour la gestion du secteur énergétique de la Banque mondiale.

aux revenus qui résulte de ce cadre commercial contribue à faire en sorte que les compagnies publiques développent des stratégies centrées sur la recherche de la rentabilité. En outre, les programmes d'investissement dans l'exploration ou dans le développement ne sont pas dépendants des lignes de crédits accordés par les autorités. Mais, bien sûr, cela amenuise le rôle de la NOC en tant que substitut à la coordination par les contrats. En outre, un cadre budgétaire commercial peut renforcer les incitations des compagnies publiques à s'aligner sur les compagnies privées.

3.3. Le cadre concurrentiel d'accès aux ressources en terre

Le troisième arbitrage est relatif au degré de concurrence entre la compagnie publique et les compagnies privées pour l'accès aux ressources. Différentes situations, allant du monopole de la position d'opérateur de la compagnie publique, jusqu'à un accès concurrentiel entre les compagnies privées et la compagnie publique, peuvent être observées. Sur ce point, les termes de l'arbitrage sont les suivants. D'un côté, le maintien d'un certain degré de concurrence peut participer à améliorer l'efficacité opérationnelle de la compagnie. De plus, cette concurrence est à même de permettre aux autorités d'obtenir des informations grâce au mécanisme du *benchmarking*. Ce dernier peut apparaître utile du point de vue des autorités pour recueillir de l'information, tant sur les opérations des compagnies privées que sur celles de la compagnie pétrolière publique (Victor et *al.*, 2012). Dans cette perspective, le maintien d'un certain niveau de concurrence entre les compagnies privées et la compagnie publique peut constituer un élément favorisant l'effectivité du rôle de complément à la coordination par les contrats joué par la compagnie publique. D'un autre côté, il convient également de garder à l'esprit que les modalités définissant le cadre concurrentiel des opérations peuvent avoir un impact sur le rôle de substitut à la coordination par les contrats joué par cette dernière. De manière générale, plus le degré de concurrence pour accéder aux ressources est important, plus il est difficile de faire jouer à la NOC le rôle de substitut aux contrats.

La diversité des structures nationales de gouvernance pétrolière s'explique ainsi par le positionnement différencié de la NOC au sein de chacune d'elles. Ce positionnement témoigne soit d'une préférence étatique pour le contrôle centralisé de cette dernière soit, à l'inverse, d'une préférence pour l'amélioration de ses incitations et de sa capacité d'adaptation autonome. Dans le premier cas, l'accent mis sur le contrôle a pour objectif de renforcer son poids relatif de substitut au contrat et d'éviter l'alignement de ses opérations avec les compagnies privées. Dans le second, la préférence pour l'amélioration des incitations de la NOC s'accompagne de la nécessité pour l'État de recourir de manière croissante à la coordination par les contrats. D'une part, la fonction de substitut au contrat de la NOC est moins importante. D'autre part, son alignement avec les opérations des compagnies privées implique que l'État doit être en mesure d'assurer l'exécution des contrats sans le support informationnel de la NOC. C'est donc la cohérence entre le positionnement de la NOC dans la structure et la capacité de régulation contractuelle de l'Etat qui nous semble constituer la condition de stabilisation de l'interaction des acteurs. La vague du millénaire du nationalisme pétrolier témoigne effectivement de l'instabilité intrinsèque de modalités d'ouverture où une telle cohérence n'est pas observée.

4. Conclusion

Ce travail s'est attaché à comprendre les difficultés rencontrées par les acteurs de l'amont pétrolier pour se coordonner par les contrats. La gouvernance contractuelle de la transaction pétrolière est traversée par deux arbitrages fondamentaux. Le premier tient à l'opportunisme gouvernemental qui rend particulièrement aigu le dilemme stabilité-flexibilité pointé par l'ECT. Le second est lié au fait que l'État supporte une augmentation des coûts de contrôle *ex post* pour assurer l'effectivité des dispositions fiscales incitatives. C'est à partir de cette analyse de la transaction qu'il est possible de comprendre les fonctions de la compagnie publique dans la gouvernance pétrolière. La NOC a une fonction de complément et de substitut à la coordination par les contrats. Mais la NOC induit également une diminution de

l'intensité incitative ainsi qu'un risque de renversement de la gouvernance. La condition de stabilisation des interactions des acteurs dépend alors de la cohérence qui existe entre le positionnement de la NOC dans la structure et la capacité de régulation contractuelle de l'État.

Deux prolongements nous semblent opportuns. Tout d'abord, il convient d'affiner notre compréhension de l'influence des contextes institutionnels nationaux sur les réponses appropriées à apporter aux arbitrages relatifs au positionnement de la NOC (Levy et Spiller, 1996 ; Ménard, 2014). A cet égard, il nous semble que, dans des environnements institutionnels faibles, un positionnement de la NOC mettant l'accent sur son contrôle plutôt que sur son autonomie sera privilégié. Ceci afin d'assurer l'effectivité de ses fonctions dans la gouvernance de la transaction. Un second prolongement consiste à intégrer dans l'analyse les propriétés dynamiques des structures de gouvernance (Glachant et Perez, 2008 ; Duit et Galaz, 2008). Un phénomène de *path dependence* sera nécessairement observé à la suite des réformes. A cet égard, des modalités d'ouverture qui privilégient le contrôle centralisé de la NOC, en conformité avec les caractéristiques de l'environnement institutionnel, peuvent instaurer une structure de gouvernance « rigide » (Duit et Galaz, 2008). Cela s'entend au sens où le positionnement de la NOC n'évolue pas et où le processus d'apprentissage étatique n'est pas effectif. Dans cette perspective, identifier les conditions institutionnelles et organisationnelles qui favorisent ou, au contraire, bloquent l'évolution du positionnement de la NOC de manière cohérente avec le processus d'apprentissage de l'État concernant sa capacité de régulation contractuelle nous semble constituer un objet de recherche prioritaire.

Bibliographie

ADELMAN M. (1995), *The Genie Out of the Bottle. World Oil since 1970*, MIT Press, Cambridge.

Agence internationale de l'énergie (2013), *World Energy Outlook 2013*, AIE/OCDE, Paris.

AL-OBAIDAN A. et SCULLY G. (1991), « Efficiency Differences between Private and State-Owned Enterprises in the International Petroleum Industry », *Applied Economics*, vol. 23, n° 2, pp. 237-246.

AL QURASHI Z. (2005), « Renegotiation of International Petroleum Agreements », *Journal of International Arbitration*, vol. 22, n° 4, pp. 261-300.

AYOUB A. (1994), « Le modèle OPEP : ajustement ou nouvelle logique », *Economies et Sociétés*, tome XXVIII, n° 9, série Economie de l'énergie, EN 6, pp. 71-81.

BAJARI P. et TADELIS S. (2001), « Incentive versus Transaction Costs: a Theory of Procurement Contracts », *RAND Journal of Economics*, vol. 32, n° 3, pp. 387-407.

BARZEL Y. (1997), *Economic Analysis of Property Rights*, 2nd ed., Cambridge University Press, Cambridge.

BERNARDINI P. (2008), « Stabilization and Adaptation in Oil and Gas Investments », *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 98-112.

BESLEY T. (1995), « Property Rights and Investment Incentives: Theory and Evidence from Ghana », *Journal of Political Economy*, vol. 103, n° 5, pp. 903-937.

BINDEMANN K. (1999), *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

BOADWAY R. et FLATTERS F. (1993), « The Taxation of Natural Resources. Principles and Policy Issues », Policy Research working papers, n° 1210, World Bank, Washington D.C.

BOADWAY R. et KEEN M. (2010), Theoretical Perspectives on Resource Tax Design, in : Daniel P, Keen M. et McPherson C. (eds), *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practices*, Routledge, London, pp. 13-73.

BOHN H. et DEACON R. (2000), « Ownership Risk, Investment, and the Use of Natural Resources », *American Economic Review*, vol. 90, n° 3, pp. 526-549.

BOSCHECK R. (2007), « The Governance of Oil Supply: an Institutional Perspective on NOC Control and the Questions It Poses », *International Journal of Energy Sector Management*, vol. 1, n° 4, pp. 366-389.

BREMMER I. et JOHNSTON R. (2009), « The Rise and Fall of Resource Nationalism », *Survival*, vol. 51, n° 2, pp. 149-158.

BRINSMEAD S. (2007), « Oil Concession Contracts and the Problem of Hold-Up », *CEPLMP Internet Journal*, vol. 17, n° 11

BROUSSEAU E. (2008), Contracts: From Bilateral Sets of Incentives to the Multi-Level Governance of Relations, in : Brousseau E. et Glachant J-M. (eds), *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 37-66.

BROUSSEAU E. et SAUSSIÉ S. (2009), « Contracting with Governments », *Advances in Strategic Management*, n°26, pp. 487-522.

CAMERON P. (2010), *International Energy Investment Law*, Oxford University Press, Oxford.

CATTAN H. (1967), *The Evolution of Oil Concessions in the Middle East and North Africa*, Parker School of Foreign and Comparative Law, Oceana Publications, New York.

COALE M. (2002), « Stabilization Clauses in International Petroleum Transactions », *Denver Journal of International Law and Policy*, vol. 30, n° 2, pp. 217-238.

DANIEL P., GOLDWORTHY B., MALISZEWSKI W., MESA PUYO D. et WATSON A. (2010), Evaluating Fiscal Regimes for Resources Projects: an Example from Oil Development, in : Daniel P, Keen M. et McPherson C. (eds), *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practices*, Routledge, London, pp. 187-240.

DEMSETZ H. (1998), Property Rights, in : Newman P. (ed), *The New Palgrave Dictionary of Economics and the Law*, Macmillan, London, pp. 144-155.

DOMJAN P. et STONE M. (2010), « A Comparative Study of Resource Nationalism in Russia and Kazakhstan », *Europe Asia-Studies*, vol. 62, n° 1, pp. 35-62.

DUIT A. et GALAZ V. (2008), « Governance and Complexity – Emerging Issues for Governance Theory », *Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions*, vol. 21, n° 3, pp. 311-335.

- ESMAP (2007), « Investing in Oil in the Middle East and North Africa. Institutions, Incentives and the National Oil Companies », Report 40405-MNA, World Bank, Washington D.C.
- FRANKEL P. (1948), *L'économie pétrolière. Structure d'une industrie*, Librairie de Médecis, Paris.
- FURUBOTN E. et PEJOVICH S. (1972), « Property rights and Economic Theory: a Survey of Recent Literature », *Journal of Economic Literature*, vol. 10, n° 4, pp. 1137-1162.
- GARNAUT R. et CLUNIES ROSS A. (1975), « Uncertainty, Risk Aversion and the Taxing of Natural Resources Projects », *The Economic Journal*, vol. 85, n° 338, pp. 272-287.
- GARNAUT R. (2010), « The New Australian Resource Rent Tax: the Resources Super Profits Tax », *Insights*, vol. 8, pp. 11-19.
- GIBBONS R. (2010), « Transaction-Cost Economics: Past, Present, and Future », *The Scandinavian Journal of Economics*, vol. 112, n°2, pp. 262-288.
- GILLIS M. (1982), « Evolution of Natural Resource Taxation in Developing Countries », *Natural Resources Journal*, vol. 22, Spring, pp. 619-648.
- GLACHANT J-M. et PEREZ Y. (2008), *Regulation and Deregulation in Network Industry*, in Brousseau E. et Glachant J-M. (eds), *New Institutional Economics. A Guidebook*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 328-362.
- GUASH L., LAFFONT J-J. et STRAUB S. (2007), « Concessions of Infrastructure in Latin America: Government-Led Renegotiation », *Journal of Applied Econometrics*, vol. 22, n°7, pp. 1267-1294.
- HADFIELD G. (2005), *The Many Legal Institutions That Support Contractual Commitments*, in : Ménard C. et Shirley M. M. (eds), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 175-203.
- HANNESSON R. (1998), *Petroleum Economics. Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production*, Quorum Books, Westport.
- HARTLEY P. et MEDLOCK III K. (2008), « A Model of the Operation and Development of a National Oil Company », *Energy Economics*, Vol. 30, n°5, pp. 2459-2485.
- HEAPS T. et HELLIWELL J. (1985), *The Taxation of Natural Resources*, in : Auerbach A. et Fieldstien M. (eds), *Handbook of Public Economics*, Vol. 1, North Holland, Amsterdam, pp. 421-472.
- HERNANDEZ-PEREZ A. (2011), « Economic of Oil Regulation and the Brazilian Reform: Some Issues », *Energy Policy*, Vol. 39, n°1, pp. 57-65.
- HULTS D. (2012), *Hybrid Governance: State Management of National Oil Companies*, in : Victor D., Hults D. et Thurber M. (eds), *Oil and Governance. State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*, Cambridge University Press, Cambridge / New York, pp. 62-120.
- JOHNSTON D. (2008), « Changing Fiscal Landscape », *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 31-53.
- JOHNSTON D. (2007), *How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts*, in Humphreys M., Sachs J. et Stiglitz J. (eds.), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, New York, pp. 53-88.
- JONES LUONG P. et WEINTHAL E. (2010), *Oil Is Not a Curse. Ownership Structure and Institutions in Soviet Successor States*, Cambridge University Press, Cambridge.

KATZ A. (2008), « Contractual Enforcement Institutions and the Structure of Information », *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, vol 164, n°1, pp. 134-164.

KRYSIEK T. (2007), « Agreements from Another Era. Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007 », *OIES Working papers*, WP 34, Oxford for Energy Studies, Oxford.

LAND B. (2009), « Capturing a Fair Share of Fiscal Benefits in the Extractive Industry », *Transnational Corporations*, vol. 18, n° 1, pp. 157-174

LEVY B. et SPILLER P. (eds) (1996), *Regulations, Institutions, and Commitment. Comparative Studies of Telecommunications*, Cambridge University Press, Cambridge.

LIBECAP G. (2002), A Transaction-Cost Approach to the Analysis of Property Rights, in : Brousseau E. et Glachant J-M. (eds), *The Economics of Contracts. Theories and Applications*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 140-156.

LIBECAP G. et SMITH J. (2001), « Regulatory Remedies to the Common Pool: the Limits of Oil Field Unitization », *The Energy journal*, Vol. 22, n°1, pp. 1-26.

LIBECAP G. et WIGGINS S. (1985), « The Influence of Private Contractual Failure on Regulation: The Case of Oil Field Unitization », *The Journal of Political Economy*, Vol. 93, n°4, pp. 690-714.

LOSMAN D. (2010), « The Rentier State and National Oil Companies », *The Middle East Journal*, vol. 63, n°3, pp. 427-445.

MABRO R. (2008), « On the Security of Oil Supplies, Oil Weapons, Oil Nationalism and All That », *OPEC Energy Review*, vol. XXXII, n° 1, pp. 1-12.

MARCEL V. (2006), *Oil Titans. National Oil Companies in the Middle East*, Chatham House, London; Brookings Institution Press, Washington D.C.

MEGGINSON W. et NETTER J. (2001), « From State to Market: A Survey of Empirical Studies on Privatization », *Journal of Economic Literature*, vol. 34, n° 2, pp. 321-389.

MÉNARD C. (2005), A New Institutional Approach to Organization, in : Ménard C. et Shirley M. (eds.), *Handbook of New Institutional Economics*, Springer, Dordrecht, pp. 281-318.

MÉNARD C. (2014), « Embedding Organizational Arrangements: towards a General Model », *Journal of Institutional Economics*, August 2014.

MITCHELL J., MARCEL V. et MITCHELL B. (2012), *What Next for the Oil and Gas Industry?*, Chatham House, London.

MOMMER B. (2002), *Global Oil and the Nation State*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford.

NORENG Ø. (1996), « National Oil Companies and Their Government Owners: The Politics of Interaction and Control », *Journal of Energy and Development*, vol. 19, n° 2, pp. 197-226.

NORENG Ø. (2010), « Brazil and Norway – Offshore Petroleum Experiences and Lessons », *Journal of Energy and Development*, vol. 35, n° 1 & 2, pp. 79-99.

ROUSSEAU I. (2012), « Can Latin American Oil Companies Free Themselves from the Legacy of Nationalization », *Les études du CERI*, n° 183 bis, Centre d'études et de recherches internationales, Paris.

SCHLAGER E. et OSTROM E. (1992), « Property-Rights Regimes and Natural Resources: A Conceptual Analysis », *Land Economics*, vol. 68, n° 3, pp. 249-262.

- SHIRLEY M. et LIXIN C. (1998), « Information, Incentives and Commitment: An Empirical Analysis of Contracts between Government and State Enterprises », *Journal of Law, Economics and Organization*, vol. 14, n° 2, pp. 358-378.
- SHIRLEY M. et WALSH P. (2001), « Public Versus Private Ownership: The Current State of the Debate », *World Bank Policy Research Working Paper*, n° 2420.
- SHLEIFER A., VISHNY R. (1997), « A Survey of Corporate Governance », *Journal of Finance*, vol. LII, n° 2, pp. 737-783.
- SPILLER P. (2011), *Basic Economic Principles of Infrastructure Liberalization: a Transaction Cost Perspective*, in : Finger M. & Künneke R. (eds), *International Handbook of Network Industries. The Liberalization of Infrastructure*, Edward Elgard, pp. 11-25.
- SPILLER P. (2013), « Transaction Cost Regulation », *Journal of Economic Behavior & Organization*, vol. 89, pp. 232-242.
- STEVENS P. (2008), « 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 & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 5-29.
- STEVENS P., MITCHELL J. (2008), « Resource Depletion, Dependence and Development: Can Theory Help? », *Chatham House Programme Papers*, Chatham House, London.
- STIGLITZ J. (2007), *What is the Role of the State?*, in : Humphreys M., Sachs J. et Stiglitz J. (eds.), *Escaping the Resource Curse*, Columbia University Press, New York, pp. 23-52.
- SUTCLIFFE K. et ZAHEER A. (1998), « Uncertainty in the Transaction Environment: An Empirical Test », *Strategic Management Journal*, vol. 19, n°1, pp. 1-23.
- TADELIS S. et WILLIAMSON O. (2012), *Transaction Cost Economics*, in : Gibbons R. et Roberts J. (eds), *The Handbook of Organizational Economics*, Princeton University Press, Princeton, pp. 159-189.
- TOFT P. et DUERO A. (2011), « Reliable in the Long Run? Petroleum Policy and Long-Term Oil Supplier Reliability », *Energy Policy*, vol. 39, n° 10, pp. 6583-6594.
- TORDO S., TRACY B. et ARFAA N. (2011), *National Oil Companies and Value Creation*, vol. 1 & 2, *Energy Sector Management Assistance Program*, World Bank, Washington D.C.
- VAN DER LINDE C. (2000), *The State and the International Oil Market*. Kluwer, Dordrecht.
- VICTOR D., HULTS D. et THURBER M. (2012), *Major Conclusions and Implications for the Future of the Oil Industry*, in : Victor D., Hults D. et Thurber M. (eds), *Oil and Governance. State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*, Cambridge University Press, Cambridge / New York, pp. 887-928.
- VICTOR N. (2007), « On Measuring the Performance of National Oil Companies (NOCs) », *Program on Energy and Sustainable Development working papers*, WP64, Stanford University.
- VIVODA V. (2009), « Resource Nationalism, Bargaining and International Oil Companies: Challenges and Change in the New Millennium », *New Political Economy*, vol. 14, n° 4, pp. 517-534.
- WÄLDE T. (1994), « Stabilizing International Investment Commitments: International Law versus Contract Interpretation », *Professional Papers*, n° 13, Centre for Petroleum and Mineral Law and Policy, Dundee.

WÄLDE T. (2008), « Renegotiating Acquired Rights in the Oil and Gas Industries: Industry and Political Cycles Meet the Rule of Law », *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 55-97.

WARSHAW C. (2012), *The Political Economy of Expropriation and Privatization in the Oil Sector*, in : Victor D., Hults D. et Thurber M. (eds), *Oil and Governance. State-Owned Enterprises and the World Energy Supply*, Cambridge University Press, Cambridge / New York, pp. 35-61.

WILLIAMSON O. (1996), *The Mechanisms of Governance*, Oxford University Press, Oxford/New York.

WILLIAMSON O. (2005), « The Economics of Governance », *American Economic Review*, vol. 95, n° 2, pp. 1-18.

WILLIAMSON O (2010), « Transaction Cost Economics: the Natural Progression ». *American Economic Review*, vol. 100, pp. 673-690.

WOLF C. (2009), « Does Ownership Matter? The Performance and Efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987-2006) », *Energy Policy*, vol. 37, n° 7, pp. 2642-2652.