



L'ouverture de l'exploration et de la production de gaz naturel au Mexique, libéralisme ou nationalisme

Victor Rodriguez-Padilla, Toni Cavatorta, Jean-Pierre Favennec

► To cite this version:

Victor Rodriguez-Padilla, Toni Cavatorta, Jean-Pierre Favennec. L'ouverture de l'exploration et de la production de gaz naturel au Mexique, libéralisme ou nationalisme : Cahiers de l'Economie, Série Analyses et synthèses, n° 53. 2003. hal-02468311

HAL Id: hal-02468311

<https://ifp.hal.science/hal-02468311>

Preprint submitted on 24 Feb 2020

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.

ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS
INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE
228-232, avenue Napoléon Bonaparte
92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX
téléphone : 01 47 52 62 80 - télécopieur : 01 47 52 70 36

**L'ouverture de l'exploration et de la production
de gaz naturel au Mexique,
libéralisme ou nationalisme**

*Victor RODRIGUEZ-PADILLA**

avec la collaboration de

Toni CAVATORTA

et Jean-Pierre FAVENNEC

Janvier 2003

Les cahiers de l'économie - n° 53

*Université Nationale Autonome de Mexico

Série Analyses et synthèses

La collection "Les cahiers de l'économie" a pour objectif de présenter des travaux réalisés à l'Institut français du pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse en économie, finance et gestion. La forme peut être encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'École du pétrole et des moteurs ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :
Denis **Babusiaux** - Tél. 01 47 52 62 80

Résumé

Le Mexique, qui jusqu'à une période récente refusait tout appel aux compagnies pétrolières internationales pour mener des activités d'exploration et de production sur son sol, est en train d'évoluer. Après une ouverture limitée réalisée par le président Zedillo (1994-2000), c'est à des changements beaucoup plus radicaux que souhaite procéder le président Vicente Fox, avec l'ouverture aux grands groupes des gisements de gaz naturel non-associé.

Mais le parti du président reste minoritaire au Congrès et les nationalistes majoritaires refusent toute modification constitutionnelle qui permettrait l'octroi de titres miniers. Aussi, Vicente Fox envisage-t-il d'utiliser des contrats de service *ad hoc*, les «Contrats de Services Multiples» (CSM), qui s'appliqueraient dans un premier temps au développement des réserves prouvées de gaz non-associé, puis ensuite aux régions à risques géologiques plus grands, y compris aux zones pétrolières.

Les grandes compagnies internationales ont répondu nombreuses aux appels d'offre sur les CSM car elles ne peuvent être absentes de l'ouverture d'un pays aussi doté en hydrocarbures, d'autant plus qu'elles considèrent que sur le plan juridique ces contrats respectent la Constitution et les lois mexicaines. Elles ont cependant exprimé leurs doléances concernant l'asymétrie des contrats en matière de partage des risques et des bénéfices, et ont signalé que cette asymétrie plaçait le Mexique dans une position défavorable par rapport à d'autres pays exportateurs comme le Venezuela ou l'Iran.

Ces premiers CSM dans la Cuenca de Burgos entre PEMEX et les compagnies internationales ne constituent donc qu'une première phase de coopération. Mais une véritable ouverture de l'amont mexicain passe par d'indispensables réformes institutionnelles qui nécessitent une majorité au Congrès. Or, si la chambre des députés doit être renouvelée en 2003, le sénat ne le sera pas avant 2006.

Depuis quelques années, les grands pays exportateurs font appel aux compagnies pétrolières internationales (CPI) pour mener des activités d'exploration et de production de pétrole et de gaz naturel. Cette décision, douloureuse pour certains pays au nationalisme exacerbé, s'explique par des raisons techniques, économiques et géopolitiques (1) : le besoin de renouveler et d'accroître la capacité de production afin de conserver des parts de marché, la nécessité de résoudre les problèmes de carences en capital, en technologie et en savoir-faire qui empêchent la société nationale de faire face aux défis de la modernisation, de la croissance et de l'internationalisation ; sans oublier le besoin pour les gouvernants de trouver un soutien international.

Jusqu'à récemment, le Mexique se tenait à l'écart de ces évolutions. Pendant plusieurs décennies le pays a résisté à la tentation d'obtenir davantage de recettes pétrolières, permettant ainsi aux compagnies mexicaines d'augmenter leurs ressources. De même, il est parvenu à neutraliser les pressions externes qui se sont amplifiées durant les négociations de l'ALENA (Accord de Libre-Échange Nord-Américain, 1991-1992) et la crise financière de 1994-1995.

Aujourd'hui le Mexique ne fait plus chemin à part. Le président Vicente Fox a l'intention d'ouvrir aux CPI les gisements de gaz naturel non-associé. Mais, étant donné que son parti n'a pas la majorité au Congrès et que les nationalistes s'opposent à toute réforme constitutionnelle qui permettrait l'octroi de titres miniers, il envisage une ouverture limitée, en utilisant des contrats de service *ad hoc*. Dans un premier temps, les « Contrats de Service Multiples » (CSM) serviraient au développement des réserves prouvées de gaz non-associé. Ensuite, le projet s'étendrait aux régions à risque géologique plus grand, y compris aux zones productrices de pétrole.

Cette nouvelle politique d'ouverture a été fort bien reçue par le milieu des affaires. À l'intérieur du pays, par contre, elle a divisé l'opinion publique. Au Congrès, l'opposition s'est dite préoccupée par la légalité des contrats. De nombreux parlementaires voudraient faire échouer le projet. Le milieu des affaires, lui, a rapidement exprimé son adhésion au gouvernement.

Quels sont les arguments exposés par les partisans et les opposants ? Vicente Fox parviendra-t-il à convaincre l'opposition de la pertinence et de la légalité des CSM ? Quelles sont les chances d'attirer les investissements si le conflit avec le Congrès persiste ? Quelles seront les éventuelles répercussions sur les échanges gaziers en Amérique du Nord ?

L'article se divise en deux parties. Tout d'abord nous décrivons le processus d'ouverture du secteur énergétique mexicain afin de bien situer le contexte dans lequel les CSM ont été dessinés. Nous abordons ensuite les arguments tant des opposants que des partisans concernant la stratégie suivie par le gouvernement, ainsi que les possibilités réelles d'aboutir à la signature des premiers contrats et les conséquences sur les échanges gaziers avec les États-Unis (EU).

1. La première vague de changements (1989-2001)

Le modèle de développement économique adopté par le Mexique ces 12 dernières années se caractérise par le retrait de l'État des activités productives, le développement, l'investissement privé, une économie ouverte, la généralisation des mécanismes de marché, l'équilibre budgétaire, le contrôle de l'inflation et l'alliance avec les EU.

Dans ce contexte, le gouvernement a révisé les objectifs, les priorités et les stratégies du secteur énergétique, dominé par les entreprises publiques Petróleos Mexicanos (Pemex), Comisión Federal de Electricidad (CFE) et Luz y Fuerza del Centro (LFC). Tout en laissant à l'État les activités les plus rentables ou les plus stratégiques, les autorités ont souhaité intégrer davantage les marchés nationaux à

1 Giannesini (2000).

ceux des EU, introduire la concurrence pour le marché et dans le marché, ainsi qu'encourager la substitution du capital public par des capitaux privés (2).

Ce n'était pas tâche facile vu les nombreuses contraintes, et tout d'abord celles posées par la Constitution. Celle-ci réserve à l'État la propriété des hydrocarbures et le développement des activités stratégiques, parmi lesquelles le pétrole, le gaz naturel, la pétrochimie de base, l'électricité et l'énergie nucléaire. Ensuite, il faut considérer le poids très important du pétrole dans les revenus de l'État (entre 30 et 40 %) et sa difficile substitution. Améliorer la structure des recettes publiques exigerait une réforme fiscale profonde, et par là même des coûts politiques assez élevés puisqu'elle frapperait nécessairement les classes les plus favorisées de la société. La résistance des syndicats constitue un obstacle supplémentaire.

Sans perdre de vue les objectifs à long terme, la politique énergétique a été axée à court terme sur la réduction des pressions pesant sur les finances publiques et sur la préservation de la stabilité macroéconomique. Les conséquences ont été lourdes pour les compagnies publiques :

- De fortes contraintes budgétaires et une limitation forcée de l'endettement, amplifiées lors de situations économiques difficiles.
- L'assignation prioritaire des quelques ressources disponibles aux projets les plus rentables et capables de produire rapidement des recettes fiscales comme, par exemple, l'exportation de pétrole brut.
- La prise en compte de l'aspect économique comme critère principal dans le choix des technologies, des sites de construction, de la taille des projets, ainsi que dans l'octroi des contrats au secteur privé.

La modernisation a été progressive, mais toujours dans le sens d'une plus grande ouverture. De cette évolution, on peut dégager trois étapes.

De la modernisation de l'étatisme ...

L'administration du président Carlos Salinas (1988-1994) restructure les entreprises publiques. Le redressement financier permet d'initier des opérations sur le marché international des capitaux. Les ressources privées sont mobilisées sous la forme de contrats financiers (BLT, BOO, BOOT,⁽³⁾ ...). La libéralisation atteint l'électricité et la pétrochimie, comme prévu par l'accord de l'ALENA. Les prix sont fixés sur ceux des EU et les échanges d'énergie avec ce pays s'amplifient.

Malgré tout, l'ouverture reste limitée. Cela tient plus à des raisons économiques et politiques qu'à des considérations idéologiques (nationalisme). Salinas voulait, d'une part, conserver le contrôle total sur la rente associée aux industries de l'énergie et, d'autre part, éviter une confrontation directe avec les secteurs nationalistes, vu sa tentative avortée pour changer le cadre juridique et permettre sa réélection. Ainsi, l'ouverture partielle du secteur de l'électricité et de la pétrochimie s'est faite sans changement formel de la Constitution, ce qui a déclenché une forte polémique.

... à la tentative d'installation du libéralisme ...

Avec le président Ernesto Zedillo (1994-2000) une ouverture plus rapide se produit sous l'effet des pressions externes qui accompagnent l'aide financière reçue par le pays lors de la crise de 1994-1995 (4). Au début, le gouvernement souhaite maintenir sa politique et ne rien toucher à la Constitution mais cette idée est abandonnée quelques années plus tard. D'importantes sources d'investissement, tant

2 Rodríguez-Padilla et Vargas (1996).

3 BLT: Build Lease Transfer, BOO: Build Own Operate, BOOT: Build Own Operate Transfer

4 Rodríguez Padilla (2001).

publiques que privées –par l’intermédiaire de contrats financiers pour ces dernières– sont mobilisées dans le but d’accroître la production et l’exportation de pétrole brut. Le pétrole brut constitue en effet la principale source de revenus pour le remboursement des dettes de l’état. La société Pemex introduit les « Contrats de Services Intégraux » en 1997, afin d’accélérer l’exploration et surtout l’extraction de gaz non associé. Dans ce contrat, les investissements sont à la charge de l’entrepreneur mais il est exempt de responsabilités en ce qui concerne les risques géologiques et les aléas du marché. L’aval de l’industrie gazière est ouvert en 1995. Les réseaux de distribution publics sont privatisés quelques mois plus tard.

La pétrochimie est libéralisée en 1996. Les usines de Pemex sont mises en vente, mais le Congrès, sous la pression des syndicats, limite la participation privée à hauteur de 49 %.

Concernant le service public de l’électricité, le gouvernement abandonne le principe de complémentarité des capitaux privés. Désormais, les nouvelles centrales sont construites par des entrepreneurs indépendants. Les projets de transmission et de distribution sont partagés à part égale entre la CFE et les entreprises privées. En 1999, le président propose au Congrès de modifier la Constitution afin de créer un marché de l’énergie électrique ; les opérateurs historiques devaient être démantelés et privatisés. Cependant, cette tentative n’a pas abouti : elle a en fait divisé le parti du gouvernement (PRI) et les négociations avec les autres partis se sont révélées infructueuses.

... mais sans vente du capital public.

Avec Vicente Fox la réforme prend une nouvelle dimension (5). Son gouvernement, de centre-droit, cherche à bâtir des rapports privilégiés avec les EU. Le président se dit prêt à répondre positivement à la demande de son ami George W. Bush dans le but de permettre l’accès des compagnies privées aux gisements de gaz naturel et d’accélérer l’intégration énergétique entre les deux pays. Il s’agit également d’envoyer un signal à la communauté financière internationale afin de rappeler que les réformes structurelles suivent leur cours et que le pays représente un bon choix pour l’investissement.

L’ouverture répond aussi aux pressions internes. Les compagnies étrangères qui ont investi dans la distribution de gaz et la production d’électricité attendent de cette ouverture une flexibilité accrue dans l’approvisionnement et la possibilité d’intégration verticale ; les investisseurs nationaux désirent participer au domaine des affaires, jusqu’à présent réservé à l’État ; les gros consommateurs espèrent une baisse des prix ; et enfin la Commission de Régulation de l’Énergie (CRE) attend une plus grande concurrence tout au long de la chaîne du gaz (6).

En plus du gaz, le gouvernement Fox a l’intention d’ouvrir l’électricité et le raffinage à l’investissement privé (7).

Les circonstances, cependant, ne sont pas tout à fait favorables au gouvernement. Le processus doit faire face à trois contraintes : i) la Constitution, qui réserve les hydrocarbures à l’État ; ii) la promesse de ne pas privatiser les entreprises publiques formulée par Vicente Fox lors de la campagne présidentielle iii) ; l’absence de majorité de son parti au Congrès, d’où la nécessité de négocier avec l’opposition pour tout changement de loi.

5 Cepal (2001)

6 CRE (2001)

7 Sener (2001)

2. Le grand tournant

En décembre 2001, Pemex annonce officiellement son intention de faire appel aux CPI afin d'accroître la production de gaz naturel non associé. Le principal bassin gazier du pays, la Cuenca de Burgos, serait le premier à être ouvert avec 8 blocs situés à la frontière avec le Texas (8). Cette ouverture ne nécessiterait pas de changement de loi car il s'agirait de contrats de service. Pemex Exploration et Production (PEP) avait déjà élaboré un contrat-type qui pourrait être amélioré dans les mois suivants après consultation auprès des différentes entreprises.

Quatre raisons ont été avancées pour justifier cette nouvelle stratégie (9) :

- La nécessité d'accroître la production afin de répondre à la forte augmentation de la demande, surtout celle du secteur électrique (voir le tableau 1). Faute d'agir rapidement, le coût des importations serait trop lourd pour le pays.
- L'insuffisance des ressources financières de Pemex pour augmenter la production et son apparente impossibilité à y parvenir, étant donné les contraintes budgétaires, mais également le poids du régime fiscal et les plafonds de l'endettement, tous deux liés aux politiques macroéconomiques.
- Le besoin d'une technologie de pointe et de l'expérience des compagnies afin de pouvoir développer Burgos de façon rentable étant donné les caractéristiques géologiques du bassin.
- L'importance de fournir une preuve de la continuité des réformes structurelles dans le pays.

Tableau 1

OFFRE ET DEMANDE DE GAZ NATUREL EN 2000 ET 2010

(Millions de pieds cubes par jour et pourcentage)

Secteur		2000 ^{1/}		2010	Croissance annuelle (%)
Demande	4 325	100,0	9 451	100,0	8,1
Production d'électricité	1 010	23,3	3 957	41,9	14,6
Industrie ^{2/}	1 386	32,0	2 152	22,8	4,5
Industrie pétrolière	1 841	42,6	2 896	30,6	4,6
Res-Com-Services	87	2,0	369	3,9	15,5
Transport	1	ns	77	0,8	54,4
Offre	4 348	100,0	9 451	100,0	8,1
Production interne	4 091	94,1	7 551	80,0	6,3
Importation nette	257	5,9	1 900	20,1	22,1

Notes : 1. L'écart entre l'offre et la demande est dû à une différence statistique de 23 MMpcj.

2. Est inclus le gaz utilisé en tant que matière première chez Pemex Petroquímica.

Source : Secretaría de Energía, "Prospectiva del mercado de gas natural 2001-2010", diciembre 2001.

À la mi-juin 2002, Pemex a réalisé une deuxième conférence internationale à laquelle les Majors et les indépendants sont venus en nombre. Le gouvernement a annoncé son intention d'exporter du gaz à long terme et de contribuer ainsi à la sécurité énergétique en Amérique du Nord (10). Un nouveau

8 Voir : Guzmán (2002). Les réserves de Burgos (5 429 Gpc) représentent 38,6 % des réserves de gaz non associé du pays. Elles sont composées par des réserves prouvées (2 284 Gpc), probables (24 %) et possibles (34 %). En 2001, la production fut de 361 Gpc. La durée des réserves est donc de 15 ans pour le montant total et de 6 ans pour les volumes prouvés. La production cumulée est de 7 367 Gpc. Voir Pemex, "Las reservas de hidrocarburos de México; evaluación al 1 de enero de 2002", México.

9 Ramírez Corso (2001 et 2002)

10 Muñoz-Leos (2002).

contrat-type a été publié pour l'occasion. Le contractant travaillerait au bénéfice de PEP avec les droits et les responsabilités suivants (11) :

- Il aurait l'exclusivité dans la zone assignée concernant les activités d'exploration, de développement, de production et de transport d'hydrocarbures, pour une période pouvant aller jusqu'à 20 ans. L'entrepreneur pourrait construire des usines de traitement de gaz mais PGPB (Pemex Gas y Petroquímica Básica) se chargerait de la réalisation. PEP pourrait éventuellement développer des activités d'exploration en parallèle, mais l'entrepreneur resterait le seul opérateur de l'extraction.
- L'entrepreneur assumerait la prise en charge de tous les fonds ainsi que le risque de recettes insuffisantes pour couvrir les coûts et la marge de profit, que ce soit à la suite d'une faible productivité des terrains ou d'une diminution des prix du gaz. L'entrepreneur serait tenue de réaliser un programme obligatoire des travaux, mais avec toute liberté d'action. La réalisation des travaux prévus par les plans annuels exigerait au préalable l'autorisation de PEP.
- Il lui serait interdit de faire appel à d'autres compagnies pour s'occuper de la direction des travaux, de la gestion des ouvrages, de l'interprétation des données géologiques, de l'élaboration des modèles géologiques, de l'ingénierie de production et du contrôle géologique du forage.
- L'entrepreneur ne serait pas propriétaire des réserves ou de la production. Les hydrocarbures, qu'ils soient encore dans le sous-sol ou déjà extraits, appartiendraient à l'État. Ceux-ci seraient délivrés à PEP uniquement pour leur commercialisation. Le transport physique des puits à l'usine de traitement serait réalisé par l'entrepreneur.
- L'entrepreneur serait dédommagé de la manière suivante :
 - Le montant des recettes tirées de la vente de la production est divisé en deux parties : la première, environ 12 %, est attribuée au fisc et à PEP ; la seconde, appelée « revenus disponibles » servirait à dédommager l'entrepreneur selon des tarifs définis au préalable.
 - Les tarifs seraient basés sur des prix unitaires et composés de 5 éléments : coût direct, coût indirect, coût du capital, marge de l'entrepreneur et coûts additionnels (certaines taxes, ...).
 - Les tarifs ne seraient pas liés au volume de la production ou à l'évolution des prix des hydrocarbures à la tête du puits. En dehors des ajustements pour inflation, type d'échange, etc., les prix resteraient fixes tout au long du contrat. La différence entre les « revenus disponibles » et les paiements effectués à l'entrepreneur reviendrait à PEP.
 - L'amortissement du capital s'effectuerait sur une période de 4 ans, avec des paiements annuels équivalents à 40, 30, 20 et 10 % de chaque tarif (méthode *Sum of the Years Digets*).
 - Si le prix du gaz se situe en dessous de 1,5 dollar par millier de pieds cubes durant plus de 9 mois, l'entrepreneur est libéré de ses engagements.
- L'entrepreneur serait soumis à l'impôt sur le revenu (35 %). Les recettes de PEP seraient soumises à un nouveau régime fiscal.
- L'entrepreneur aurait le droit de conserver des copies de toute l'information géologique, technique et économique obtenue.

11 Le contrat type est disponible sur le site <http://www.csm.pemex.com>., pour une synthèse, voir Guevara (2002)

La compagnie qui proposera la plus importante réduction sur les tarifs de base, ainsi que la plus grande quantité de travaux supplémentaires par rapport au programme obligatoire (12) remportera l'appel d'offres.

2.1. Les arguments de l'opposition

Dès l'annonce de l'intention de faire appel aux Compagnies Pétrolières Intégrées (CPI), plusieurs groupes ont rapidement exprimé leur désaccord, en remettant en question le fond, la forme ainsi que les arguments invoqués. L'opposition cependant n'est pas homogène. Certains soutiennent qu'il existe des raisons techniques, économiques, sociales, politiques et stratégiques qui ne sont pas favorables à la réouverture de l'E&P. Pour d'autres, l'ouverture est un choix valable, mais le problème réside en fait dans la stratégie suivie par le gouvernement, et tout particulièrement dans la nature du contrat proposé aux compagnies.

L'urgence, la nécessité et les bienfaits de l'ouverture mis en doute par l'opposition radicale

D'abord, l'estimation du déficit de gaz est remise en question. Les estimations officielles supposent une croissance du PIB très difficile à atteindre : 7 % en 2006 et 5,2 % en moyenne dans la période 2001-2010. Le gouvernement est accusé d'avoir gonflé les chiffres pour créer un climat de panique.

Pour les opposants, il est regrettable de baser pratiquement toute l'expansion du secteur électrique sur une technologie et un combustible –des cycles combinés utilisant du gaz naturel– sans tenir compte de la diversification. De surcroît, le gouvernement aurait lui-même alimenté les tensions afin de faire accepter l'ouverture, d'une part en encourageant la consommation, d'autre part, en limitant les investissements en production. Plus grave encore, les tensions sur le marché gazier seraient un prétexte, la véritable intention étant d'ouvrir l'E&P dans toutes les régions et pour tous les hydrocarbures.

Il n'est pas nécessaire de faire appel aux CPI, puisque Pemex a l'expérience et les travailleurs qu'il faut pour développer Burgos. La société nationale est en charge de cette mission depuis plusieurs années avec des résultats largement satisfaisants. Avant d'inviter les CPI à renforcer l'extraction, il faudrait plutôt arrêter le brûlage à la torche du gaz non associé au large de Campeche, suite à des erreurs de planification et à des investissements insuffisants.

La recherche de capitaux ne semble pas non plus une raison suffisante. Le financement n'est pas un problème pour Pemex et il ne l'a jamais été (13). Certes, l'expansion de la capacité de production a été limitée mais les contraintes sont surtout de type institutionnel, réglementaire, budgétaire et fiscal. Pemex génère les ressources nécessaires mais le gouvernement en récupère la plupart par le biais des impôts et il impose un budget restreint. L'entreprise d'État a largement accès aux marchés de capitaux mais le gouvernement établit des plafonds à l'endettement pour des raisons macroéconomiques et idéologiques.

Le gouvernement est accusé de manquer de volonté pour engager une véritable réforme fiscale qui permettrait, d'une part d'augmenter les recettes de l'État et d'autre part de partager de façon plus équitable le fardeau fiscal. Même si le gouvernement craint des conséquences politiques, du fait que les classes privilégiées seraient les premières touchées, la réforme fiscale est une condition *sine qua non* pour permettre à Pemex de développer correctement les tâches qui lui sont propres.

12 Selon Pemex, la version finale du contrat type ainsi que la délimitation des blocs seraient prêts au plus tard à la fin octobre. L'appel d'offres est prévu pour le mois de novembre, la signature du premier contrat pour mars 2003.

13 Lajous (2002)

D'autre part, l'ouverture ne respecte pas le cadre juridique, puisque la Constitution réserve à l'État les activités stratégiques, parmi lesquelles les hydrocarbures. Celle-ci ne prévoit pas d'opérateur autre que l'entreprise publique. En effet, la loi autorise Pemex à passer des contrats de service avec le secteur privé mais elle interdit les accords qui partagent risques et bénéfices. Et les CSM sont des contrats à risque, même si le gouvernement a essayé, sans résultats, de les déguiser. L'ouverture est regrettable parce que l'État serait obligé de partager la rente pétrolière et gazière, et l'opérateur privé toucherait une part de plus en plus grande. À strictement parler, ce partage est un jeu à somme zéro : ce que l'un gagne, l'autre le perd. De plus, la taille de la part dépend du rapport de forces entre les deux participants et l'expérience internationale montre qu'après l'ouverture le pouvoir de négociation de l'État diminue et celui de la compagnie augmente.

Accroître la production signifie aux yeux des opposants accélérer l'épuisement d'une ressource naturelle non renouvelable dont les réserves sont limitées au Mexique. Une production importante aujourd'hui signifie une disponibilité moindre pour les futures générations. En outre, l'ouverture n'est pas l'unique option pour réduire les coûts et la durée des travaux. Pemex pourrait continuer à se servir des « Contratos de Servicios Integrales » pour commanditer les services de géo-sciences et d'ingénierie situés entre, d'une part, la planification de l'exploration et de l'exploitation et, d'autre part, l'opération de la production.

Les opposants ne croient pas non plus à la promesse selon laquelle les travailleurs de Pemex profiteront de cette ouverture, car l'entrepreneur ne sera pas tenu d'organiser des programmes de formation aux technologies utilisées. Par ailleurs, le syndicat pétrolier est tenu à l'écart de la création de nouveaux postes de travail et de la sélection du personnel.

Les entreprises mexicaines n'y trouveront pas non plus de bénéfices : d'abord parce que les règles de "contenu national" établies dans le contrat sont très vagues ; ensuite parce que l'ouverture ne changera pas le système de prix net back fixé sur le marché du Texas ; enfin, parce que ces entreprises nationales ne possèdent pas la technologie, le capital et l'expérience nécessaires pour remporter l'appel d'offres. Au mieux, elles seront les partenaires minoritaires des transnationales.

De surcroît, cette ouverture met en péril la souveraineté sur les ressources naturelles encore sous le contrôle de l'État. Les futurs arrangements du contrat remettront en question à chaque fois plus intensément la propriété réelle –et non la propriété formelle– des hydrocarbures, le contrôle de leur exploitation et la mise à exécution des projets. Par ailleurs, au fur et à mesure que la société nationale sera substituée, il y aura de moins en moins de personnel en mesure d'évaluer les activités des compagnies.

Les opposants rappellent que même une ébauche d'ouverture ne restera pas sans conséquence. Dès le premier pas franchi, le pays sera entraîné tout entier dans un processus irréversible de libéralisation, de privatisation et de dénationalisation. Même si, à court terme, seules les fonctions seront transférées, ce sera ensuite le tour des actifs. Une fois les compagnies transnationales bien établies et leur position renforcée, elles feront pression pour obtenir des recettes plus importantes et de nouvelles opportunités plus lucratives.

D'autre part, l'ouverture pose un problème de sécurité nationale, puisque les connaissances et la gestion des réserves seront mises à disposition des CPI. Ces dernières pourront garder l'information pour s'en servir à leur profit selon les circonstances économiques et politiques. Et ces compagnies ne sont pas guidées par l'intérêt national ou public, mais par la recherche du profit, ou tout au moins par des critères stratégiques étrangers au pays. De plus, l'État aurait affaire à des acteurs particulièrement expérimentés, soutenus par des pays puissants. En cas de litige, les pressions qu'ils pourraient exercer pourraient déstabiliser le pays. En somme, une telle ouverture donnerait aux compagnies étrangères la possibilité de mettre en échec l'État mexicain.

Ceci dit, le Fonds Monétaire International (FMI), la Banque Mondiale (14) et surtout les EU soutiennent activement cette ouverture. Les CSM sont la réponse de Vicente Fox à l'ultimatum de George W. Bush qui, lors de sa visite au printemps 2001, a demandé au président mexicain de dire expressément s'il était décidé ou non à ouvrir les gisements gaziers. Dans sa tentative de construire une nouvelle relation stratégique avec les EU, Vicente Fox est en train d'accepter les trois prétentions historiques de la Maison Blanche à l'égard des ressources pétrolières mexicaines : l'ouverture à l'investissement étranger, des garanties d'approvisionnement et très peu de coopération avec l'OPEP.

Enfin, les opposants au projet accusent le gouvernement de reprendre le stratagème utilisé par Carlos Salinas et Ernesto Zedillo, consistant à contourner la Constitution afin de transférer au secteur privé les activités réservées à l'État. Leur conclusion soutient que les CSM sont le fer de lance d'une stratégie de pénétration graduelle et progressive dont l'objectif final est l'ouverture totale du sous-sol et l'extinction de l'entreprise publique. En somme, l'ouverture ne recherche pas l'intérêt national mais celui des transnationales et des EU.

Des modalités d'ouverture remises en question par l'opposition modérée

Certains considèrent que, tôt ou tard, l'ouverture de l'E&P sera nécessaire, surtout si les CPI mettent en évidence des gisements pétroliers à la frontière qui sépare les deux pays, dans le golfe du Mexique. Cependant, ils ne sont pas d'accord avec la stratégie suivie par le gouvernement. Ils considèrent que, si la Constitution ne change pas, le pays ne pourra pas profiter des bénéfices potentiels de la coopération avec les compagnies. Il faudrait plutôt poser ouvertement la question du retour des compagnies, discuter, analyser et décider en toute légalité et avec toute la légitimité qu'exige une telle décision.

Ils regrettent que l'ouverture commence par un bassin aux réserves prouvées dont le développement ne demande pas une technologie sophistiquée, dans une région relativement bien aménagée et tout près du plus grand marché de services pétroliers au monde. Autrement dit, les compagnies ne sont pas appelées à explorer et développer des régions difficiles et à haut risque géologique, alors que ce sont précisément ces zones qui demanderaient de grosses sommes d'argent, une technologie introuvable sur le marché mexicain et une solide expérience.

Ils rejettent également la modalité contractuelle proposée aux compagnies. Étant donné que Pemex a tenté d'adapter un schéma contractuel de risque à un cadre juridique destiné précisément à empêcher les contrats à risque, le résultat laisse franchement à désirer.

D'une part, le contrat ne remplit pas les conditions de base concernant l'efficacité, l'applicabilité, l'équité, la neutralité et la transparence. En outre, il ne permet pas de développer l'E&P dans des zones où Pemex n'a pas les compétences nécessaires, par exemple, sur la plateforme marine profonde, très profonde et ultra-profonde. Il ne permet pas non plus la mise en oeuvre de projets intégrés, par exemple : gaz - électricité - pétrochimie, et encore moins d'accéder aux réseaux de raffinage, de distribution et de commercialisation des EU et de l'Europe.

D'autre part, les CSM représentent un manque à gagner pour l'État du fait d'une fiscalité pétrolière plus souple. En même temps, la dette publique augmente car Pemex s'engage à faire des versements à l'entrepreneur qu'il faut prévoir dans le budget de l'état. Et tout cela sans réduction des risques pour l'État. Rien que pour la première phase de Burgos, la perte fiscale est estimée à environ 7 milliards de dollars et l'endettement –déjà confirmé par le Congrès– de 10 milliards de dollars.

Ils ajoutent que la stratégie déployée par le gouvernement ne contribue pas davantage au renforcement de Pemex. La société nationale ne possède déjà plus l'exclusivité des activités en aval de la chaîne gazière et elle court aujourd'hui le risque d'être écartée des activités en amont ; en effet, avec les CSM, son rôle se limiterait exclusivement à la vente du gaz. Et précisons que la CRE ne cache pas son

14 Giugalde, Lafourcade and Nguyen (2001).

intention de lui interdire la vente directe aux consommateurs pour limiter sa participation uniquement au transport.

À leurs yeux, le type d'ouverture proposée par le gouvernement est regrettable. On ouvre les activités d'E&P en échange de rien ou presque. On ne profite pas du pouvoir de négociation du Mexique –du fait de son extraordinaire richesse pétrolière– pour transformer l'avantage géologique du pays en un avantage compétitif de Pemex sur les marchés énergétiques internationaux. La conclusion est claire : il serait beaucoup plus judicieux de mettre en place un grand débat national sur la pertinence d'un ajustement du cadre juridique, institutionnel et fiscal pour que Pemex soit en mesure de créer des alliances stratégiques avec les CPI tout au long de la chaîne pétrolière et gazière. Débattre d'un contrat qui s'écroule sous son propre poids ne mène nulle part.

2.2.Les arguments des partisans

Pour les partisans de l'ouverture, l'appel aux CPI est fort justifié. Tout d'abord, parce qu'il est urgent d'augmenter la production : si rien n'est fait, on prévoit que, en 2010, le gaz importé devrait représenter 23 % de la consommation, ce qui entraînerait d'importants frais pour le pays. Par contre, avec le lancement des CSM à Burgos, on aurait une production additionnelle de 1 milliard de pieds cubes par jour (Gpcj). L'importation serait donc réduite de moitié (15).

Les partisans signalent également que l'entreprise Pemex manque de capital. Les ressources dont elle dispose sont concentrées sur l'extraction de pétrole brut, qui s'avère beaucoup plus rentable que le gaz. En outre, elle ne peut pas compter sur une taxation moins lourde : la réforme fiscale proposée par le Président du Congrès –axée sur une modification de la TVA– n'a pas abouti et le gouvernement ne peut se permettre de réduire le fardeau fiscal de Pemex. Puiser dans le budget de l'État n'est en effet pas envisageable : les dépenses pour l'éducation, la santé ou encore le combat contre la pauvreté sont prioritaires. Les sources de financement ne manquent pas mais l'endettement n'est pas souhaitable. Et, au fond, pourquoi destiner des ressources publiques au gaz naturel si le secteur privé n'attend que son feu vert pour y investir ?

En outre, la modalité contractuelle retenue est la plus adaptée à la situation actuelle, compte tenu des nombreuses restrictions. Il fallait bâtir un contrat efficace, équitable, transparent, que l'on puisse mettre en place rapidement et sans intervention du Congrès, et tout cela sans changer le cadre juridique, afin de faciliter son acceptation par l'ensemble des forces politiques. Les CSM remplissent ces conditions. La Constitution et les lois en vigueur sont totalement respectées. Il ne s'agit pas d'une concession, ni d'un contrat de partage de la production, ni d'un contrat à risque ou de nature semblable.

D'autre part, les CSM offrent la possibilité d'accroître les réserves et la production de gaz sans engagements financiers de la part de PEP et sans encourir de risques. Le coût total des projets sera égal ou inférieur au niveau atteint par PEP ; la part de l'État se situe en dessous de 60 %. Le bénéfice extraordinaire dérivé de puits hautement productifs et de l'augmentation du prix du gaz revient entièrement au Mexique. Avec les CSM, la réduction des coûts d'approvisionnement serait significative (16), vu que le gaz importé est plus cher (3,69 \$/Mpc) que le gaz produit à Burgos (2,46 \$/Mpc). De plus, six contrats sont beaucoup plus faciles à gérer et demandent beaucoup moins d'employés que plusieurs centaines de contrats, comme l'exige la méthode traditionnelle. PEP pourrait ainsi concentrer son attention et ses ressources sur des activités plus stratégiques.

La rentabilité des réserves de Burgos passe nécessairement par l'utilisation de techniques modernes. Pour assurer au pays un bénéfice dans ce domaine, le contrat prévoit une propriété partagée entre l'entrepreneur et PEP en ce qui concerne les technologies développées pour l'exploitation des terrains.

15 Ramírez (2001 et 2002)

16 À partir du contrat type, l'on déduit que le coût technique à Burgos est de 1,5 dollar par millier de pieds cubes.

Sont également prévus des programmes de formation technique destinés aux travailleurs mexicains qui ne sont pas employés par l'entrepreneur, le tout pour un montant de 1,5 million de dollars par an.

Certes, les capitaux engagés par les CPI ne manqueraient pas d'avoir un impact sur la dette de Pemex, donc sur la dette de l'État. Toutefois, l'impact serait moindre que si l'on recourait à l'endettement direct sur le marché de capitaux. En effet, les projets publics intensifs à long terme et à rentabilité garantie, comme celui de Burgos, développés avec des capitaux publics ou privés, sont soumis à une comptabilité spéciale (17). Les remboursements du capital correspondant à l'année en cours et à l'année suivante sont enregistrés en tant que dette publique. Le reste est considéré comme dette contingente. Par contre, les emprunts de Pemex sur le marché des capitaux sont considérés comme dette publique à part entière dès la première année. Les compromis financiers associés aux CSM ont donc un impact nuancé sur les finances publiques.

Un avantage supplémentaire : aussi bien Pemex que le trésor public font des recettes. En effet, si la société nationale se charge seule des projets, il n'est pas certain qu'elle puisse récupérer l'investissement et en tirer profit, le fardeau fiscal étant exorbitant. Avec les CSM, elle recevra un flux positif à tout moment, comme établi dans le contrat. Par ailleurs, l'entrepreneur sera soumis à l'impôt sur le revenu (35 %), ce qui entraînera une augmentation des recettes fiscales.

L'emploi et la demande de produits mexicains sont deux éléments à prendre en compte. D'une part, plus de 2500 nouveaux postes de travail sont prévus, l'entrepreneur s'engageant à donner la préférence à des recrutements locaux s'ils possèdent les compétences nécessaires. D'autre part, la demande de produits mexicains est estimée à plus de 300 millions de dollars par an, puisque l'entrepreneur s'engage à s'approvisionner sur le marché local si les prix, la qualité et les conditions de livraison sont suffisamment compétitifs.

Enfin, une offre de gaz plus importante renforcerait la sécurité énergétique en Amérique du Nord, à condition bien sûr d'encourager le développement des interconnexions qui seront les garantes d'une réelle fluidité des échanges. L'accès au réseau du Texas sans contraintes techniques permettrait de mieux gérer les variations de l'offre et de la demande sur le marché mexicain et ainsi d'assurer de meilleures conditions de continuité, de prix et de flexibilité dans l'approvisionnement du marché interne. D'autre part, le Texas deviendrait un point privilégié d'échange puisqu'il permettrait à long terme de placer aisément les excédents de production (18).

2.3. Les préoccupations des investisseurs

Les CPI ont répondu nombreuses. Cependant elles ont vite exprimé leurs craintes. Comme à chaque fois qu'elles s'engagent dans des activités d'E&P, les compagnies ont rappelé qu'elles mettent à disposition des capitaux à risque, de la technologie et du savoir-faire, en attendant, d'une part, un profit comparable à celui qui peut être dégagé dans d'autres projets, d'autre part, un cadre institutionnel clair, stable et encourageant. Ce sont deux conditions indispensables qui permettront de bâtir un rapport fructueux et durable entre les deux parties.

Malheureusement, au regard de ces conditions, il reste encore des incertitudes. Concernant le partage des risques et des bénéfices, le contrat est fort asymétrique. Tous les investissements sont à la charge de l'entrepreneur mais il est payé à la tâche effectuée, sur la base d'un prix défini au préalable, à partir des recettes tirées de la vente de la production et diminuées d'un profit garanti à l'État.

Ce système possède trois inconvénients majeurs :

17 Sur cette méthode comptable («Pidiregas») utilisée largement au Mexique depuis quelques années, voir <http://www.energia.gob.mx/secener.pdf>, pp : 79-80 et 90-95.

18 Muñoz Leos (2002).

- L'entrepreneur est soumis à un risque de recettes insuffisantes, soit en raison d'une productivité limitée du champ gazier, soit à cause d'une chute des prix du gaz, ou encore d'une combinaison des deux.
- Bien que les prix unitaires à la tâche puissent être très généreux, c'est-à-dire supérieurs aux coûts réels –c'est en fait par ce moyen que l'entrepreneur participe à la rente pétrolière–, l'entrepreneur est exclu des bénéfices dérivés de l'augmentation des prix des hydrocarbures ou d'une productivité exceptionnelle des gisements.
- Même si les prix unitaires sont ajustés pour tenir compte de l'évolution de l'inflation, du taux de change et des salaires, ils restent pratiquement les mêmes tout au long du contrat. La compagnie court donc le risque de se retrouver avec des coûts réels supérieurs aux prix unitaires.

Certaines compagnies considèrent que, du fait de cette forte asymétrie, les bénéfices envisagés par les scénarios optimistes ne suffisent pas à compenser les risques des scénarios pessimistes. Le Mexique se trouve donc dans une situation défavorable par rapport à d'autres pays exportateurs, comme le Venezuela ou l'Iran, qui offrent des contrats de service avec accès à la production ou son équivalent monétaire. Il faudrait donc modifier les CSM pour les rendre plus attractifs vis-à-vis des investissements en E&P que l'on peut rencontrer dans d'autres pays (19).

Comment ? Dans un premier temps, l'on pourrait indexer les coûts unitaires sur le prix du gaz mais aussi utiliser le cours du marché international pour valoriser la production. Ensuite, l'on pourrait améliorer la flexibilité des opérations, car une marge de manœuvre plus importante permettrait d'atteindre le niveau d'efficacité observé au Texas, cadre opératoire de référence. De même, il faudrait offrir à la compagnie une plus grande liberté. Les autres éléments à prendre en compte sont la simplification des processus administratifs, ainsi que la construction de gazoducs et d'unités de traitement du gaz dans un cadre financier différent de celui des CSM.

D'autres compagnies sont plus optimistes. À leurs yeux, la rentabilité du projet Burgos est modeste (12-15 %), mais compatible avec le portefeuille des projets d'une *Major*. Il existe des risques, certes, mais pas très éloignés de ceux que l'on peut rencontrer dans d'autres pays. Le rapport risque/bénéfice n'est peut-être pas très encourageant aujourd'hui, mais cette situation devrait s'arranger avec le temps. En tout cas, le jeu en vaut la peine.

Pour ce qui est du cadre juridique, les compagnies sont en accord avec Pemex qui considère que les CSM respectent la Constitution et les lois mexicaines. Les accusations des opposants sont vues comme les éléments d'un débat entre partis politiques qui devrait rapidement prendre fin. En tout cas, elles se préparent déjà à participer à l'appel d'offres que va lancer la société nationale. Et si cela s'avérait nécessaire, elles exigeraient des garanties de la part du gouvernement.

En somme, les conditions proposées ne réussiront peut-être pas à convaincre toutes les compagnies, mais il est clair qu'elles ne peuvent pas rater l'opportunité de participer à l'ouverture d'un pays riche en hydrocarbures. Leur conclusion est que les CSM dans la Cuenca de Burgos pourraient constituer la première étape d'une coopération visant à établir des rapports durables et stables avec Pemex (20).

19 Suárez y Racero (2002).

20 TotalFinaElf (2002)

Quelles seront les conséquences en Amérique du Nord ?

L'ouverture du gaz naturel non associé au Mexique viendra-t-elle bouleverser les échanges gaziers en Amérique du Nord ? C'est peu probable, du moins à court et à moyen terme. Les ressources disponibles sont limitées. A Burgos, les réserves prouvées atteignent 2,3 Tpc. Le rapport R/P est égal à 6 ans. Si l'on tient compte de tous les bassins, les réserves atteignent 6,7 Tpc et une durée de 14 ans.

Réserves de gaz naturel au Mexique

(au 1^{er} janvier 2002)

<i>En Gpc</i>	<i>Associé</i>	<i>Non associé</i>	<i>Total</i>
Prouvées	32 257	6 693	38 950
Probables	10 856	3 001	13 857
Possibles	11 936	4 362	16 299
Total	55 049	14 056	69 105

Source : PEMEX (2002)

Même si le gaz associé au pétrole est compris dans l'évaluation, le total des réserves prouvées ne constitue que la moitié des réserves du Canada et un cinquième de celles des États-Unis.

Le DOE (Departamento de Energía) prévoit dans son dernier rapport que le Mexique restera un pays importateur net de gaz des EU jusqu'en 2020.

Selon une étude du CERI (1995), si le Mexique réussit à mettre en place un programme agressif d'E&P à l'aide des CPI, le gaz mexicain pourrait concurrencer les importations canadiennes et prendre 10 % du marché des importations aux EU en 2010.

En somme, il est peu probable que le gaz mexicain constitue une menace pour les exportateurs canadiens et les producteurs des EU. En tout cas les pressions se reporteraient sur les importations de GNL.

Conclusion : l'ajournement est maintenu

Vicente Fox réussira-t-il à matérialiser sa volonté d'ouverture ? C'est peu probable. Il fait face à des obstacles presque infranchissables. L'obstacle le plus important vient de l'opposition du Congrès, et plus spécialement du Sénat. Le PRI et le PRD ne partagent pas la politique énergétique du gouvernement. Ils se montrent réticents par rapport à l'extension des espaces déjà ouverts ainsi que par rapport à l'ouverture de nouveaux investissements privés. Ils refusent de changer la Constitution en ce qui concerne l'énergie. Ils acceptent de modifier la législation secondaire mais uniquement si l'objectif est un renforcement des entreprises publiques et un meilleur fonctionnement des structures de marché en place.

Trois réformes ont été proposées par le gouvernement Fox depuis son début. Toutes les trois ont échoué. D'abord, le président a été obligé de faire marche arrière dans sa tentative d'introduire des entrepreneurs mexicains renommés au sein du Conseil d'administration de Pemex. Ensuite, le Sénat a rejeté trois projets de loi visant des changements dans la Constitution, point de départ à la déréglementation de l'industrie électrique et à la création d'un marché type pool centralisé. Puis la Cour Suprême de Justice de la Nation (SCJN) a donné tort au président en ce qui concerne la libéralisation de la vente d'excédents en électricité générés par le secteur privé et achetés par la CFE. Enfin, aujourd'hui, les parlementaires de l'opposition brandissent la menace de porter le cas des CSM devant la SCJN. Pour l'instant, ils sont prêts à bloquer le projet lors de la discussion du budget fédéral (en décembre).

Nul doute que Vicente Fox a des alliés au Congrès : parlementaires néolibéraux qui militent dans les partis de gauche, parlementaires qui cherchent à négocier des positions ou des avantages avec le gouvernement ... Néanmoins, jusqu'à maintenant, ils ne sont pas parvenus à bouleverser le rapport de forces tout à fait favorable aux nationalistes, et il est peu probable qu'ils y parviennent à moyen terme. La Chambre des Députés sera renouvelée en 2003, mais le Sénat ne le sera pas avant 2006.

Références

- CEPAL, “Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano”, LC/MEX/L.505, México D.F. diciembre de 2001. <http://www.eclac.cl/publicaciones/Mexico/5/LCMEXL505/lcmexl505e.pdf>
- CRE, « Los nuevos retos de la industria del gas natural 2001-2005 ; hacia una estructura más eficiente y competitiva en la industria del gas natural en México », México D.F., julio 2001.
- GIANNESINI (J-F), « L’ouverture des pays producteurs du Moyen-Orient », Panorama 2000, Institut Français du Pétrole, Rueil Malmaison 2001.
- GIUGALDE (M), LAFOURCADE (O) AND NGUYEN (V), *Mexico: A comprehensive Development Agenda for The New Era*, The World Bank, Washigton, 2001.
- GUZMAN (A), “Gas Potential and Operating Conditions in the North Gas in the North Region”, Official International Conference Mexico’s Gas Sector”, Mexico City, 20-21 June 2002, <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/forocsmjun2002b.pdf>
- GUEVARA MONTALVO (H), “Multiple Services Contracts: Terms and Conditions”, Official International Conference Mexico’s Gas Sector, Mexico City, 20-21 June 2002, <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/hguevara.pdf>
- LAJOUS (A), “Financiamiento de la inversión en la industria petrolera mexicana”, V Congreso de la Asociación Mexicana para la Economía Energética, 27 de mayo de 2002. <http://www.energia.org.mx>
- MUÑOZ LEOS ®, “The PEMEX Gas Strategy, Official International Conference Mexico’s Gas Sector, Mexico City, 20-21 June 2002, <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/pemexsgas.pdf>
- RAMÍREZ CORZO (L), “Public Works Contracting Process on the basis of Unit Prices, Official International Conference Mexico’s Gas Sector, Mexico City, 20-21 June 2002. <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/biddingprocess.pdf>
- RAMÍREZ CORZO (L), “Contratos de Servicios Múltiples para Incrementar la Oferta de Gas Natural en México”, Pemex Exploración y Producción, México D.F., 6 de diciembre de 2001 <http://www.csm.pemex.com/espanol/04prensa/presentaciones/csm-6-dic-01-es.pdf>
- RODRIGUEZ-PADILLA (V) y VARGAS ®, "Energy reform in Mexico: a new development model or modernization of statism?", Energy Policy, Vol. 24, No. 3, March 1996, pp. 265-274.
- RODRÍGUEZ-PADILLA V. « L’ouverture à la concurrence et à la privatisation au Mexique (The Mexican Energy Sector at The Crossroads) », I Colloque International du Réseau Monder, Paris 10-13 Juin 2001. http://www.sceco.univ-montp1.fr/creden/Reseau/cdr_reseau.htm
- SECRETARÍA d’ENERGÍA, « Programa sectorial de energía 2001-2006 », México D.F., noviembre 2001.
- SUAREZ (A) y RACERO (Á), “Gas de Mexico, Contratos de Servicios Múltiples: Visión de una IOC, Official International Conference Mexico’s Gas Sector, Mexico City, 20-21 June 2002. Repsol. <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/repsoypfmex.pdf>
- TOTALFINAELF, “Cooperación entre Compañías Petroleras Nacionales e Internacionales: el punto de vista de un Major, TotalFinaElf”, Official International Conference Mexico’s Gas Sector, Mexico City, 20-21 June 2002. <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/totalfinaelf.pdf>
- VAN MEURS (P) “Multiple Services Contract Project Project – Economic Issues”, Official International Conference Mexico’s Gas Sector, Mexico City, 20-21 June 2002. <http://www.csm.pemex.com/english/04docs/docs/pvanmeurs.pdf>

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,

Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,

Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990

CEG-5. J.-L. KARNIK,

Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991

CEG-6. I. CADORET, P. RENOU,

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,

Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni 1978-1989.
Juillet 1991

CEG-8. J.-M. BREUIL,

Émissions de SO₂ dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,

Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991

CEG-10. P. RENOU,

Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991

CEG-11. E. DELAFOSSE,

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.
Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.
Mars 1993

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,
Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.
Juillet 1993

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,
Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.
Septembre 1993

CEG-17. E. DELAFOSSE,
Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.
Octobre 1993

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX*,
L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.
Octobre 1993

CEG-19. S. FURLAN,
L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.
Juin 1994

CEG-20. M. CADREN,
Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.
Novembre 1994

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON*,
L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.
Janvier 1995

CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
L'avenir de l'industrie du raffinage.
Janvier 1995

CEG- 23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL*,
Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable.
Mai 1995

CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET*,
Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?
Juin 1996

CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON*,
Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives.
Juillet 1996

CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN,
Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.
Janvier 1997

CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,
Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.
Février 1997

CEG-28. C. BAUDOUIN, J.P. FAVENNEC,
Marges et perspectives du raffinage.
Avril 1997

CEG-29. P. COUSSY, S. FURLAN, E. JOURDAIN, G. LANDRIEU, J.V. SPADARO, A. RABL,
Tentative d'évaluation monétaire des coûts externes liés à la pollution automobile : difficultés méthodologiques et étude de cas.
Février 1998

CEG-30. J.P. INDJEHAGOPIAN, F. LANTZ, V. SIMON,
Dynamique des prix sur le marché des fiouls domestiques en Europe.
Octobre 1998

CEG-31. A. PIERRU, A. MAURO,
Actions et obligations : des options qui s'ignorent.
Janvier 1999

CEG-32. V. LEPEZ, G. MANDONNET,
Problèmes de robustesse dans l'estimation des réserves ultimes de pétrole conventionnel.
Mars 1999

CEG-33. J. P. FAVENNEC, P. COPINSCHI,
L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest, état des lieux
Octobre 1999

CEG-34. D. BABUSIAUX,
Mondialisation et formes de concurrence sur les grands marchés de matières premières énergétiques : le pétrole.
Novembre 1999

CEG-35. D. RILEY,
The Euro
Février 2000

CEG-36. et 36bis. D. BABUSIAUX, A. PIERRU*,
Calculs de rentabilité et mode de financement des projets d'investissements : propositions méthodologiques.
Avril 2000 et septembre 2000

CEG-37. P. ALBA, O. RECH,
Peut-on améliorer les prévisions énergétiques ?
Mai 2000

CEG-38. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,
Quel futur pour le prix du brut ?
Septembre 2000

ECO-39. S. JUAN, F. LANTZ,
La mise en œuvre des techniques de Bootstrap pour la prévision économétrique : application à l'industrie automobile
Novembre 2000

ECO-40. A. PIERRU, D. BABUSIAUX,
Coût du capital et étude de rentabilité d'investissement : une formulation unique de l'ensemble des méthodes.
Novembre 2000

ECO-41. D. BABUSIAUX,
Les émissions de CO2 en raffinerie et leur affectation aux différents produits finis
Décembre 2000

ECO-42. D. BABUSIAUX,
Éléments pour l'analyse des évolutions des prix du brut.
Décembre 2000

ECO-43. P. COPINSCHI,

Stratégie des acteurs sur la scène pétrolière africaine (golfe de Guinée).
Janvier 2001

ECO-44. V. LEPEZ,

Modélisation de la distribution de la taille des champs d'un système pétrolier, LogNormale ou Fractale ? Une approche unificatrice.
Janvier 2001

ECO-45. S. BARREAU,

Innovations et stratégie de croissance externe : Le cas des entreprises parapétrolières.
Juin 2001

ECO-46. J.P. CUEILLE,

Les groupes pétroliers en 2000 : analyse de leur situation financière.*
Septembre 2001

ECO-47. T. CAVATORTA,

La libéralisation du secteur électrique de l'Union européenne et son impact sur la nouvelle organisation électrique française
Décembre 2001

ECO-48. P. ALBA, O. RECH,

Contribution à l'élaboration des scénarios énergétiques.
Décembre 2001

ECO-49. A. PIERRU*,

Extension d'un théorème de dualité en programmation linéaire : Application à la décomposition de coûts marginaux de long terme.
Avril 2002

ECO-50. T. CAVATORTA

La seconde phase de libéralisation des marchés du gaz de l'Union européenne : enjeux et risques pour le secteur gazier français.
Novembre 2002

ECO-51. J.P. CUEILLE, L. De Castro Pinto Couthino, J. F. de Miguel Rodríguez*

Les principales compagnies pétrolières indépendantes américaines : caractéristiques et résultats récents.
Novembre 2002

ECO-52. J.P. FAVENNEC,

Géopolitique du pétrole au début du XXI^e siècle
Janvier 2003

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande