

## Identification et impacts des contraintes au développement de l'industrie gazière dans les pays sous-développés

### Résumé

Cet article vise à identifier les contraintes qui empêchent l'essor de l'industrie gazière dans les pays sous-développés bien que la contribution du gaz naturel au développement économique soit établie et que ces pays y recèlent d'importantes réserves. Cette identification nous permet de mettre en évidence la complexité et la spécificité de l'industrie gazière par rapport à l'industrie du pétrole à laquelle elle reste pourtant rattachée techniquement et économiquement, ce qui implique que les solutions doivent être recherchées sans recourir au schéma pétrolier.

**Dr. A. MEDFOUNI**  
Département des Sciences  
Economiques  
Université Mentouri  
Constantine, Algérie

### ملخص

تهدف هذه المقالة إلى تحديد  
الحواجز التي تعيق ازدهار الصناعة  
الغازية في البلدان المتخلفة رغم أن  
مساهمة الغاز الطبيعي في التطور  
الاقتصادي مثبتة وأن هذه البلدان  
تحتوي عن احتياط مهم.  
فيمكننا هذا التحديد من إبراز  
الصناعة الغازية بالنسبة للصناعة  
البتروولية ورغم هذا تبقى الأولى  
مرتبطة بالثانية تقنيا واقتصاديا، هذا  
يقضي أن الحلول لازم البحث عنها  
بدون الرجوع للنموذج البتروولي.

Par ses multiples usages dans des secteurs économiques stratégiques, le gaz naturel semble à même de contribuer d'une façon significative au développement économique des pays sous-développés. Or, malgré l'énorme potentiel de gaz naturel que recèlent le sous-sol de ces pays, l'activité gazière reste négligeable, faisant d'eux des consommateurs marginaux.

L'argument le plus souvent avancé pour expliquer cette situation est le manque de débouché pour le gaz naturel dans les pays sous-développés ; or, cet argument se trouve battu en brèche depuis l'avènement des centrales à cycle combiné dont les performances tant techniques qu'économiques dans la génération d'électricité à partir du gaz naturel auraient du induire l'émergence et le développement d'importants marchés débouchant sur l'essor de l'industrie gazière dans les pays sous-développés. Un tel scénario est d'autant plus envisageable que les débouchés traditionnels, ceux

des pays industrialisés, sont limités du fait d'importants coûts de transport dus à leur éloignement des zones productrices, ce qui aurait pu déterminer une convergence des intérêts des acteurs de l'industrie gazière à la mise en œuvre de projets gaziers dans les pays sous-développés. En fait, il n'en est rien. Il existe donc des contraintes importantes qui empêchent l'essor de l'activité gazière dans ces pays.

Quelles sont ces contraintes ? quels sont leurs impacts sur le développement de l'industrie gazière ? Tel est l'objet de cet article.

Parce qu'il s'agit souvent, dans les pays sous-développés, d'initier le développement de l'industrie gazière et à cause des caractéristiques socio-économiques spécifiques, les contraintes à la mise en œuvre de cette industrie sont particulièrement aiguës.

Ces contraintes tiennent aussi bien :

- A la compétitivité (rentabilité) comparée du pétrole et du gaz naturel.
- Aux contraintes que subissent les acteurs de la filière gaz naturel aussi bien en aval qu'en amont.
- Aux risques des projets gaziers du point de vue du producteur.
- Au partage de la rente gazière.

## **A- LA COMPETITIVITE COMPAREE DES FILIERES PETROLE ET GAZ NATUREL**

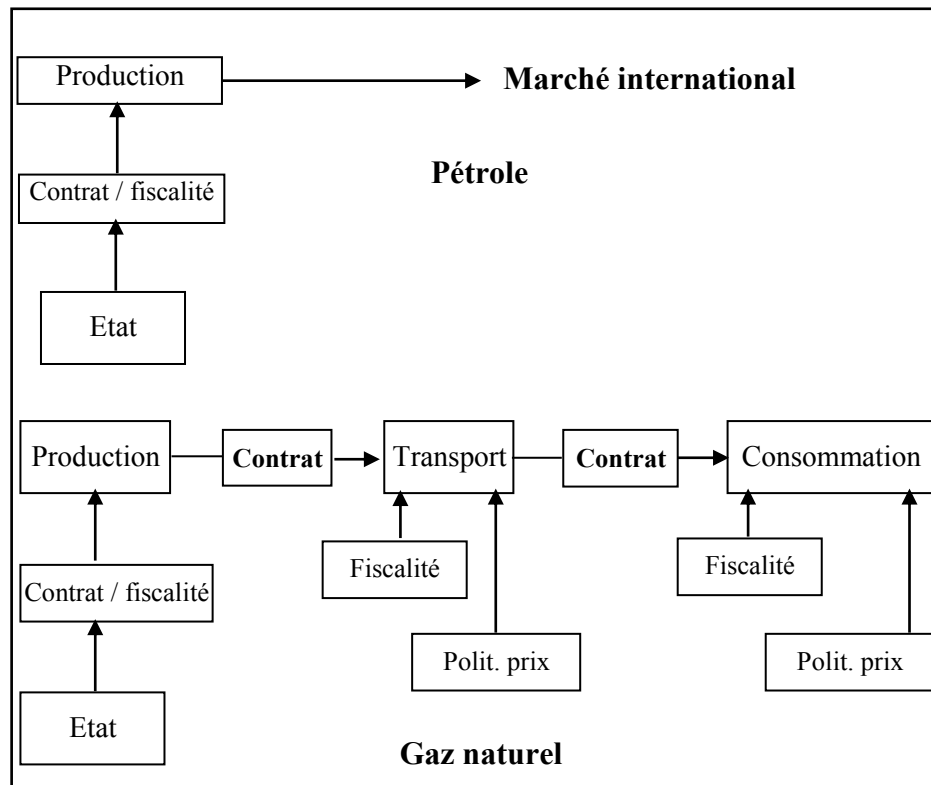
Dans la plupart des pays industrialisés, l'industrie gazière est devenue une industrie « adulte » : de vastes réseaux de transmission et de distribution permettent l'approvisionnement de nombreuses catégories d'utilisateurs sur des marchés bien développés. Il est donc possible de considérer que le gaz naturel est en compétition avec les autres énergies, et en particulier le pétrole, et donc peu de facteurs entravent le développement de l'industrie gazière. Il n'en est pas de même pour les pays sous-développés : la comparaison de l'organisation des filières gaz naturel et pétrole et la vulnérabilité respectives des acteurs économiques concernés font apparaître un résultat économique incertain dans le cas de l'exploitation du gaz naturel.

### **I. Comparaison de l'organisation des filières gaz naturel et pétrole**

Comme l'illustre le graphique 1 les filières pétrole et gaz naturel sont organisées de manière très différente :

- L'organisation de la filière pétrole (1) est simple, car toutes les opérations techniques sont exécutées au sein d'une même unité décisionnelle, c'est-à-dire la compagnie pétrolière. De ce fait, sa rentabilité ne dépend que des conditions techniques de la production et du prix du pétrole sur le marché international. Par rapport au producteur, acteur incontournable, cette rentabilité dépend aussi du cadre fiscal et contractuel qui le lie aux institutions du pays d'accueil.
- La filière gaz naturel est beaucoup plus complexe car elle fait intervenir de manière directe trois acteurs distincts selon les segments (exploration-production, transport, distribution), et de manière indirecte, d'autres acteurs qui s'ajoutent aux précédents. Chaque acteur est vulnérable à l'égard de la filière et des autres acteurs.

**Graphique 1**  
**Cadre organisationnel des filières pétrole et gaz naturel**



## II. Les performances techniques et économiques des filières gaz naturel et pétrole

### 1. Les performances techniques

Les projets gaziers sont pénalisés dans la mesure où l'évolution des réserves et de la productivité des puits implique la perte d'une partie de la production tandis que les quantités de pétrole produites sont totalement commercialisées.

Cependant, la performance technique en matière d'extraction du gaz naturel est meilleure : le gaz est plus facile à extraire de la roche-réservoir que le pétrole.

### 2. La performance économique

Les projets gaziers sont caractérisés par rapport aux projets pétroliers par un investissement initial plus élevé, des délais de commercialisation plus longs et des recettes plus étalées dans le temps.

En outre, au niveau des débouchés, le pétrole peut être vendu en quantités illimitées sur le marché international tandis que le gaz ne trouvera le plus souvent comme

débouchés que les marchés domestiques sur lesquels les quantités écoulables sont limitées. En effet, compte tenu du coût du transport du gaz naturel, il est rarement profitable de l'exporter alors qu'il peut prendre une valeur d'usage importante sur les marchés domestiques. Et même s'il existe des débouchés suffisants en volume pour permettre la mise en œuvre du gaz dans des conditions économiquement satisfaisantes, la taille des marchés et leur rythme d'expansion limitera le taux d'exploitation des réserves.

Pour toutes ces raisons, les projets gaziers sont moins rentables en comparaison avec les projets pétroliers.

## **B. LES CONTRAINTES DES ACTEURS EN AVAL DE LA FILIERE GAZ NATUREL**

Les acteurs opérant en aval de la production sont le transporteur-distributeur, le gouvernement, les institutions nationales du secteur de l'énergie et les consommateurs.

### **I. Le transport-distributeur**

Le transporteur-distributeur est souvent une compagnie nationale inexpérimentée, voire édifiée à l'occasion de la création d'une industrie gazière nationale.

Elle fait face à d'énormes obstacles de financement, de maîtrise technique et de savoir-faire, ce qui entraîne un manque d'efficacité et empêche l'émergence de débouchés locaux.

#### **1. Le problème du financement**

Dans la plupart des pays sous-développés (2), les banques commerciales et d'investissement continuent à avoir des problèmes structurels tels que des créances douteuses, des interférences du gouvernement au niveau des pratiques des prêts, des capacités limitées d'analyse de crédit et de gestion. La plupart des banques sont impliquées dans des prêts pour le commerce, les échanges extérieurs, le financement à court et moyen terme pour des entreprises ou des individus privilégiés. Peu ont évolué à un stade qui leur permettrait de jouer un rôle important dans le financement des infrastructures gazières. Dans la plupart des cas, donc, elles ne seront pas en mesure de jouer un rôle majeur dans le cas spécifique de projets de construction de réseaux de distribution de gaz, aussi bien dans la phase de réalisation que dans la phase d'exploitation.

En effet, bien qu'ils possèdent des éléments en commun avec les autres projets gaziers, les projets de distribution de gaz sont des projets d'infrastructures qui nécessitent, sur la durée, des investissements conséquents, supposant des prêts en devises afin de couvrir les importations en technologie et services étrangers. En outre, ils présentent des particularités qui rendent le financement risqué aux yeux des marchés de capitaux : période prolongée d'investissements, absence d'un acheteur unique solvable, perception des revenus en monnaie locale.

Ces particularités se rencontrent le long des phases de construction et d'exploitation des réseaux ; aux yeux des prêteurs, elles augmentent les risques des projets (3), ce qui est au-delà de ce qu'ils acceptent généralement.

## **2. Le transfert de technologie**

Les différentes phases de construction et d'exploitation d'un projet de distribution de gaz nécessitent (4) :

- L'étude de faisabilité.
- La conception et la réalisation du projet.
- Le développement des marchés.
- L'exploitation des réseaux.
- La gestion de la clientèle.

Chacune de ces activités fait appel à des savoir-faire spécifiques :

- L'étude de faisabilité suppose la création d'une base d'informations sur les conditions de financement, sur l'état et l'évolution de la demande de gaz, sur le positionnement et les prix des combustibles concurrents, sur les sources d'approvisionnement et leurs coûts, etc.

Toutes ces informations doivent concourir à l'élaboration d'un plan d'action.

- La conception et la construction du projet suppose la mise en place d'un système de prix compétitifs par rapport aux autres sources concurrentes, à l'accroissement des parts de marché, à la qualité des services offerts à la clientèle, etc....

Il faut également veiller à la maintenance et à l'entretien du réseau pour assurer les meilleures conditions de sécurité aux clients.

- La gestion de la clientèle est également une fonction importante du projet. Elle comporte non seulement les services de facturation mais aussi le suivi et la gestion des crédits à la clientèle.

## **3. Autres contraintes**

Cet acteur (le transporteur-distributeur) est en outre soumis :

- Aux aléas de la production de gaz naturel, car il n'a qu'une seule source d'approvisionnement.
- Aux aléas de la demande, car ses débouchés sont limités par le degré de développement des réseaux d'approvisionnements des consommateurs finaux en gaz naturel et le taux d'équipement de ces derniers en équipements aptes à consommer du gaz.
- Aux contraintes imposées par différents organes gouvernementaux en matière de politique des prix, de politique d'embauche, etc.

## **II. Le gouvernement**

Certaines caractéristiques de l'économie nationale influent sur les décisions du gouvernement lorsqu'il choisit de se lancer dans un projet gazier. Est en cause, à ce propos, le niveau de développement du pays, mesuré en termes :

- De PIB et de croissance par habitant.
- De poids des différentes catégories de producteurs et de consommateurs dans le secteur de l'énergie ainsi que leurs contributions relatives au PIB.
- De degré de dépendance au pétrole importé.
- D'inflation qui influence directement les taux d'intérêt.
- De dette extérieure et de capacité d'endettement.
- D'investissements étrangers directs.

### III. Les institutions nationales du secteur de l'énergie

Les institutions nationales du secteur de l'énergie rencontrent un certain nombre d'obstacles, notamment :

- Un manque de concentration du fait que chacun vise le développement de ses propres activités. Le cas de la compagnie électrique est révélateur dans la mesure où la compagnie gazière représente à la fois un concurrent pour ce qui est des moyens de production de base et un fournisseur d'énergie. M.P. Poulaillon (5) note à ce sujet qu'au Brésil les programmes hydroélectrique, nucléaire et alcool-carburant ont nui au développement de l'industrie gazière. Par ailleurs, J. Percebois (6) nous rappelle qu'en France, le prix du gaz du Lacq a été, dans un premier temps, maintenu à un niveau élevé afin de ne pas trop concurrencer le charbon national.
- Le secteur gazier étant très capitalistique, l'ensemble des entreprises nationales voient leur accès au capital très difficile, d'autant plus que les pays sous-développés connaissent une situation de rareté du capital.

### IV. Les consommateurs

Les contraintes auxquelles sont soumis les consommateurs sont notamment :

- La dotation en équipements consommant du gaz naturel.
- Le prix du gaz naturel quel qu'il soit dès qu'ils se dotent d'équipements (s'ils ne possèdent pas les équipements de transformation au gaz naturel : la centrale fioul lourd / gaz et la centrale tricom bustible charbon/ fioul lourd/ gaz).
- La concurrence des énergies déjà en place : fioul et gazole pour l'industrie, électricité de GPL dans le secteur domestique.

## C. LES CONTRAINTES EN AMONT DE LA FILIERE GAZ NATUREL

L'acteur opérant en amont est le producteur, acteur incontournable dans la mise en œuvre d'un projet gazier. Il est soumis à des contraintes diverses que nous essayons de mettre en évidence en décrivant ses méthodes d'évaluation économique des projets et les risques liés au financement de ceux-ci.

### I. L'évaluation des projets

Le producteur, qui est une compagnie de pétrole internationale, apprécie l'intérêt économique potentiel d'un projet donné à l'aide d'une procédure d'évaluation à deux niveaux : l'évaluation technique et l'application d'un critère économique (7).

#### 1. Au plan technique

Techniquement, il y a une incertitude plus ou moins grande quand à l'évaluation du volume des réserves récupérables. Réduire cette incertitude relève d'un effort de collecte de l'information géochimique, géophysique et géologique. Cet effort porte sur trois étapes :

- La première étape consiste à évaluer le potentiel du bassin. L'information recherchée concerne l'épaisseur des sédiments, la nature des roches-mères, la nature des roches composant le réservoir et l'enfouissement.
- La seconde étape correspond à l'estimation du potentiel du permis d'exploration-production. Elle prend en compte la géologie, la géophysique, la sismique régionale et les structures du réservoir.

- La troisième étape aboutit à l'évaluation du volume des réserves récupérables : elle nécessite l'exécution de forages, de tests, d'analyses et la prise en compte des mécanismes d'expulsion des hydrocarbures hors du réservoir.

## **2. Au plan économique**

Economiquement, à chacune de ces étapes sont liés des coûts croissants avec leur ordre chronologique de survenance. A chaque niveau de l'évolution, c'est la perception du site relativement à ceux des sites alternatifs concurrents et le volume des ressources financières disponibles qui déterminent le passage ou non à l'étape suivante.

C'est souvent au terme de la première étape que les compagnies pétrolières s'engagent dans une entente contractuelle avec les institutions du pays concerné.

Les conditions contractuelles, ainsi que la fiscalité, constituent des éléments de décision quand à l'opportunité de passer aux autres étapes.

En outre, l'évaluation économique des projets d'exploitation des gisements d'hydrocarbures prend en compte le risque.

## **II. L'identification des risques**

L'analyse des risques financiers (8) requiert de mettre en perspective les retours sur investissement qui peuvent être escomptés sur un marché donné avec le risque encouru sur la totalité ou une partie de l'investissement. Là où les retours sont suffisants pour couvrir les risques sous-jacents (exportation d'énergie, par exemple), ou bien là où les risques peuvent être réduits afin de rendre attractifs des retours plus faibles (accords contractuels allouant les risques et réformes du secteur de l'énergie), attirer le capital privé devient envisageable.

Un problème habituellement rencontré dans les secteurs de l'énergie des marchés émergents est que l'énergie est un bien de service public, contrôlé par l'état, et généralement subventionné pour en assurer l'accès à une population à bas revenus. Dès lors, les tentatives de réévaluer les prix de l'énergie au niveau du marché mondial se heurtent à de vigoureux obstacles politiques et sociaux.

Etant donné la difficulté d'augmenter les prix à un niveau suffisant pour couvrir l'ensemble des risques, l'évaluation des obstacles au financement des projets d'infrastructures énergétiques nécessite une révision des risques (9).

En effet, le développement du gaz naturel dans un pays sous-développés s'accompagne, outre des risques habituels aux projets d'infrastructures énergétiques relatifs aux **réserves, aux surcroûts** et aux **performances, des aléas supplémentaires** relatifs aux **délais nécessaires de mise en œuvre du projet, au bon déroulement des opérations technico-commerciales, aux débouchés** (risque commercial), et aux **conditions de travail : obtention de permis et licences, fiscalité, convertibilité des recettes en devises** (disponibilité et taux de change), **expropriation, nationalisation, force majeure**.

Les risques additionnels sont souvent considérés comme exorbitants par les compagnies pétrolières internationales. Ils sont considérables, en particulier le risque commercial. En effet, les débouchés futurs dépendent de multiples facteurs dont l'aptitude du gouvernement à mener à bien l'implantation du plan d'équipement et à favoriser ou réaliser l'émergence des marchés potentiels anticipés.

### **1. Le risque lié aux délais de mise en œuvre du projet**

Plusieurs risques pèsent sur le délai nécessaire avant de passer à l'étape de mise en exploitation une fois le gisement découvert :

- L'incertitude relative à la commercialisation du gaz naturel qui nécessite la conduite de longues négociations avant d'entamer la mise en production du champ.
- L'évaluation technique et économique des projets gaziers requiert une étude d'offre et de demande qui prend du temps.
- La mise en place des infrastructures de transport-distribution et des équipements de transformation au stade de la consommation finale peut demander des délais importants.
- Toute découverte gazière ne conduit pas automatiquement à une mise en production : compte tenu de la nécessité de bénéficier d'un effet de taille suffisant, il est parfois nécessaire de poursuivre l'activité d'exploration pour disposer de réserves complémentaires, ce qui prolonge le moment du développement du premier gisement découvert.

### **2. Le risque commercial**

Le risque commercial englobe des facteurs spécifiques à l'industrie du gaz (11) :

- Les coûts de développement du gaz naturel.
- L'ajustement de l'offre à la demande à court terme.
- L'anticipation des débouchés directs et indirects.

#### **a. Les coûts de développement du gaz naturel**

Ils sont considérables et ont une composante investissements initiaux très élevée. Cette dernière représente souvent 80 % de la somme actualisée des coûts sur la durée de vie des équipements. Et c'est là un élément commun aux projets gazeux où qu'ils se situent. Mais, dans le cas des pays sous-développés, la situation se présente d'une façon différente : si les débouchés anticipés dans le cadre du projet ne se réalisent pas, ces investissements seront perdus, soit parce que la pénétration du gaz naturel sur les marchés finaux ne s'effectue pas comme prévu, soit que les relations entretenues par le producteur avec ses principaux clients (transporteur-distributeur) posent problème.

#### **b. L'ajustement de l'offre à la demande à court terme**

Cet ajustement suppose la synchronisation du développement de l'offre, de la mise en place des infrastructures transport-distribution et des marchés, sinon on aboutirait à des situations de sous-investissement ou de sur-investissement coûteuses sur les trois segments de la filière gaz naturel.

#### **c. L'anticipation des débouchés directs et indirects**

Le risque à ce niveau porte sur :

- La politique de prix des énergies à la consommation.
- Les relations du producteur avec ses clients (débouchés directs).
- La capacité du gouvernement à organiser la commercialisation du gaz naturel.

#### **- La politique des prix des énergies à la consommation**

C'est là un élément déterminant car il constitue un vecteur essentiel de la promotion et de l'émergence des marchés pour le gaz naturel et ce, à plusieurs titres :



- L'absence d'une politique des prix nuit à la pénétration du gaz sur de nouveaux marchés car les utilisateurs ont besoin de perspectives claires pour investir dans des équipements de transformation du gaz naturel.

A ce titre, la Banque Mondiale a souvent critiqué la politique des prix du gaz naturel thaïlandaise, la rendant responsable des lenteurs de la pénétration de cette énergie sur le marché des petites industries (12).

- Les subventions dont bénéficient certaines énergies dans les pays sous-développés font que le gaz naturel a plus de mal à les concurrencer. Ainsi, et à titre d'exemple, en Thaïlande, le gaz est plus taxé que le fuel lourd alors que celui-ci, produit à partir du pétrole importé, le concurrence sévèrement.
- Les subventions, dont bénéficient certaines utilisations du gaz naturel, représentent aussi un risque commercial car, si les subventions venaient à être interrompues, les débouchés que permettent ces utilisations risqueraient de l'être aussi.

Ce qui peut limiter le risque commercial du producteur, c'est l'allocation du gaz aux usages pour lesquels il est susceptible de prendre la plus grande valeur d'opportunité monétaire. Car c'est ainsi que le gaz naturel sera le plus sûrement consommé dans le long terme à un prix tel qu'une somme suffisante pourra lui être rétrocédée, et que le producteur sera assuré que l'évaluation des marchés a été faite correctement et que leur promotion est réalisée dans de bonnes conditions. C'est dans une telle situation que les producteurs encourageront l'émergence de marchés libres.

#### **- Les relations du producteur avec ses clients (débouchés directs)**

- Les relations du producteur avec certains gros utilisateurs potentiels peuvent changer du fait de l'évolution de l'environnement économique qui pousse ces clients à se détourner du gaz naturel et à modifier leurs plans avant que le contrat de vente ne soit finalisé.

En Thaïlande (13), par exemple, la mise en œuvre du Eastern Seaboard Project devait, dès le début des années 80, fournir des débouchés au gaz naturel dans le secteur de la pétrochimie et de la fabrication d'engrais. Mais l'environnement économique du moment (endettement extérieur du pays, dépression des prix internationaux des énergies et des produits finis, pression politique de l'organisme national de planification et de la Banque Mondiale) a fait que le projet soit reporté, ce qui plaça le producteur du gaz naturel dans une situation prolongée de surcapacité de production.

Il arrive aussi que ces gros consommateurs modifient leurs plans parce que le niveau d'offre du gaz naturel ne leur paraît pas garanti, résultat de l'incertitude plus au moins grande qui pèse sur la capacité du réservoir géologique à fournir les quantités de gaz nécessaire : c'est ainsi qu'en Thaïlande (14), les premiers puits de production d'UNOCAL s'avèrent incapables de fournir les quantités de gaz naturel qui devaient être livrées à la compagnie d'électricité EGAT.

- De nombreux risques entourent la relation du producteur avec le transporteur-distributeur (souvent le client principal). Ils sont le résultat d'une relation asymétrique quant aux objectifs poursuivis par les acteurs, aux connaissances techniques, à l'accès à l'information, aux pratiques de négociation, etc. C'est une relation conflictuelle extrêmement complexe qui doit traiter les problèmes du partage du risque, de la rente et qui est régulée à l'aide de contrats précisant les conditions de prix et de volume des

transactions.

D'autres risques entourant cette relation résultent, d'une part, du délai nécessaire pour aboutir à un accord contractuel, et d'autre part, de l'éventualité de non-respect du contrat. D'où le recours systématique aux dispositions contractuelles de type *take or pay*, mais qui ne constitue pas une réelle garantie de débouché lorsque les conditions de marché sont changeantes et imprévisibles.

**- La capacité du gouvernement à organiser la commercialisation du gaz naturel**

Pour organiser la commercialisation du gaz naturel, la création d'une structure administrativo-commerciale s'avère nécessaire pour exécuter cette tâche.

Elle doit être capable :

- D'assurer la fonction de planification en relation avec les autres organismes nationaux concernés.
- De convaincre les consommateurs potentiels des avantages qu'ils auraient à consommer du gaz naturel.
- D'appréhender les aspects techniques de la production et du transport du gaz naturel.
- De mettre en œuvre des projets en aval visant l'utilisation du gaz naturel (pétrochimie, engrais, etc.) et la séparation du GPL.

Le risque pour le producteur, en l'occurrence une compagnie pétrolière internationale, réside dans le fait qu'un tel organisme n'a pas la capacité d'assurer toutes ces activités dans de bonnes conditions.

**3. Le risque lié à la maîtrise des opérations technico-commerciales**

Ce risque est lié au manque d'expérience des partenaires nationaux et à tous les facteurs technico-commerciaux susceptibles d'induire une sous-utilisation des équipements tels que l'installation défectueuse des équipements, un manque d'entretien, etc.

**4. Les risques liés aux conditions de travail**

Ces risques englobent :

- Les changements de politiques fiscales et de taxation.
- La convertibilité des recettes.
- L'expropriation et la nationalisation.
- La non-obtention de permis et de licences.

**a. Les changements de politiques fiscales et de taxation**

Les modifications que craint le producteur dans ce domaine sont celles qui ont un caractère erratique et qui le mettent dans une situation de plus en plus défavorable telle qu'il n'a d'autre alternative que d'arrêter l'exploitation du gisement de gaz naturel.

**b. La convertibilité des recettes**

Du fait de la fragilité des monnaies locales et des contrôles de change fréquemment imposés dans les pays sous-développés, étant donné le manque de disponibilité de devises fortes, la convertibilité des recettes issues de l'exploitation n'est pas toujours garantie lorsque le gaz est vendu sur les marchés domestiques et donc exprimé en

monnaie locale, ce qui limite les possibilités de réinvestissement des profits dans le pays d'accueil.

Cette contrainte peut dissuader le producteur d'exploiter le gaz dans certains pays (comme le Brésil ou l'Égypte) et son absence constitue une forte incitation à investir (comme en Thaïlande) (15).

### **c. Les risques de non-obtention de permis et de licences**

Ils peuvent être importants dans le cas où une compagnie découvre des réserves insuffisantes et désire obtenir l'autorisation d'explorer une zone mitoyenne qui, si elle venait à faire défaut, pourrait mettre la compagnie dans une situation de rentabilité négative.

### **d. Les risques d'expropriation et de nationalisation**

Ces risques sont perçus par le producteur comme étant secondaires dans la mesure où, selon certains auteurs (16), peu de pays peuvent se permettre de prendre de telles décisions.

Cette appréciation est confirmée par V. Rodriguez-Padilla en ce qui concerne l'Afrique qui est pourtant un continent réputé instable : « ... les facteurs politiques ont joué un rôle secondaire dans les tendances [c'est-à-dire le faible niveau d'activité] de l'exploration-production » (17).

## **III. La fiscalité**

La fiscalité (18) permet la rétrocession d'une partie de la rente par la compagnie. La fiscalité gazière est souvent proche de celle s'appliquant en matière pétrolière et de ce fait, dissuasive car les conditions d'exploitation des deux énergies sont en réalité très différentes, d'où la préférence des compagnies pour :

- Des formules de taxation applicables au résultat effectif et ce, du fait des incertitudes pesant sur la rentabilité des opérations.
- Une fiscalité progressive pour ne pas pénaliser les projets « marginaux ».

Et le plus important, c'est d'assurer à la compagnie, aux yeux des actionnaires, un résultat minimal mais faire en sorte, pour le gouvernement, qu'elle ne fasse pas des bénéfices indus.

Mais les problèmes que pose le cadre fiscal de l'exploitation des hydrocarbures lorsqu'il s'agit de gaz naturel résultent de problèmes de fond que l'on peut aborder sous l'angle d'allocation du risque et de rente.

## **D. LA RENTE GAZIERE ET SON PARTAGE**

La nature de la rente (19) et la problématique de son partage (20) s'accrochent mal au cadre contractuel réglant la production d'hydrocarbures.

### **I. Origine et rôle de la rente**

#### **1. Pour le pétrole**

L'exploration-production permet de dégager une rente que l'on peut décomposer en :

- **Rente minière différentielle** (différentiel de coût de production par rapport au coût de production des gisements exploités « à la marge »).

- **Quasi-rente** résultant des configurations de marché.
- **Rente de ressource.**  
Cependant, l'exploitation-production du pétrole représente des risques :
  - Risque géologique : non découverte, mauvais rendement des puits, erreur quant à l'évaluation des réserves.
  - Risque commercial : prix de marché.
  - Risque politique : modification de la fiscalité, nationalisation, etc.Le fait de supporter ces risques justifie la réception d'une partie de la rente au titre de compensation (quasi-rente).

## 2. Pour le gaz naturel

Les composantes de la rente sont différentes de celles du pétrole :

- Faible coût de production.
- Faible coût de transport (domestique).
- Equipement de conversion performant.

Mais aucune composante ne peut être créée sans la participation de l'ensemble des acteurs de la filière gaz naturel : **la rente gazière est une création collective d'un petit groupe d'acteurs incontournables** (21).

La rente gazière doit permettre (22) :

- La rémunération des risques pris par les agents impliqués dans le projet.
- De compenser le coût d'opportunité (au sens de Pareto) lié à l'épuisement d'une ressource épuisable.
- De dégager un bénéfice net (rente économique) pouvant être partagé entre les acteurs opérant sur les différents segments de la filière.

## II. La création et le partage de la rente gazière

### 1. La création de la valeur

C'est du fonctionnement de la filière et d'aléas (prix des énergies, évolution de la demande) que dépendent la valeur et le partage de la rente.

La valeur de la rente gazière est la résultante des valeurs créées par chacun des trois acteurs de la filière (le producteur, le transporteur-distributeur et les utilisateurs) et les facteurs déterminant chacune des composantes de la valeur de la rente sont les caractéristiques de chacune des activités des acteurs :

- **La valeur créée par le producteur** est déterminée par :
  - \* Les caractéristiques géologiques du gisement.
  - \* Le savoir-faire technique du producteur.
  - \* Les délais.
- **La valeur créée par le transporteur-distributeur** est déterminée par :
  - \* Le volume et le profil de la demande.
  - \* La localisation de la demande.
  - \* Le savoir-faire technique.
- **La valeur créée par les utilisateurs est déterminée par :**
  - \* Les prix des énergies alternatives.
  - \* Les écarts des coûts (technologie).

## **2. Le partage de la valeur**

Le partage de la valeur de la rente gazière prend en compte notamment le degré d'implication de chacun de ces acteurs qui peut se mesurer des points de vue :

- De leurs parts respectives de contribution financière.
- Du risque supporté par chaque acteur.
- Du profit dégagé par chaque segment.

Mais en fait, le partage de la valeur de la rente gazière est établi de manière complexe par les contrats, la fiscalité, le montage financier et l'environnement politico-économique qui sont les principaux éléments déterminant le partage des contributions financières, l'allocation des risques et la répartition des profits.

## **CONCLUSION**

Les contraintes au développement de l'industrie gazière dans les pays sous-développés ainsi identifiées et leurs impacts reconnus traduisent la complexité de la filière gaz naturel et exprime par là sa spécificité par rapport à la filière pétrole.

De cette complexité et de cette spécificité, se dégage une série de conséquences :

- Qu'il s'agisse de pétrole ou de gaz naturel, le point de vue du producteur (la compagnie pétrolière) est très différent. Dans le cas du gaz naturel, les projets sont le plus souvent considérés comme étant d'un intérêt marginal parce qu'ils présentent des caractéristiques technico-économiques moins favorables, mais aussi et surtout parce qu'une prise de risque très importante est exigée dans le cas des projets gaziers du fait de la grande vulnérabilité du producteur (investissements spécifiques, importants délais de mise en œuvre des projets, risque commercial, etc.).
- Malgré l'introduction de modifications significatives dans les cadres fiscal et contractuel (appelées clauses gazières) régulant l'industrie des hydrocarbures pour tenir compte des spécificités de l'industrie gazière, les résultats restent insuffisants.

Le caractère radicalement différent de l'industrie gazière implique que les améliorations doivent être recherchées sans recourir au schéma pétrolier.

## **Notes et références**

1. Piwowarski A.J., "L'économie de la mise en valeur du gaz naturel dans les pays en voie de développement", Congrès ATG, 1990, p. 23.
2. Chevalier J.M., "Le poids des contraintes financières dans la mise en œuvre des ressources gazières", CIFOPE, Rio de Janeiro, 1988, p. 808-816.
  - Hagler Bailly Consulting Ltd., "Etudes des options possibles afin de faciliter les investissements dans le domaine énergétique dans les pays partenaires méditerranéens", Rapport intermédiaire, 1997, p. 2-19, Dun Laoghaire, Co Dublin, Ireland.
3. UIIG (Union International de l'Industrie du Gaz), "Synthèse du rapport du groupe 3 de la commission n°10 : le développement du gaz naturel dans les pays sous-développés", p10-12.
4. idem p. 12-13.
5. Poulaillon M.P., "Existe-t-il un schéma optimal de pénétration du gaz dans le bilan énergétique ?", *Le Gaz Naturel*, CIFOPE, Juin 1988, p. 929.
6. Percebois J., "Rapport de synthèse général", *Le Gaz Naturel*, CIFOPE, Rio de Janeiro, juin 1988, p. 925-933.

7. Rad-Serecht F., "Les compagnies pétrolières. Principales orientations stratégiques", *L'Energie, les Cahiers Français*, mai-juin 1989, p. 45-49.
8. Hagler Bailly Consulting Ltd., Op. cit, p. 3.1.
9. Zaccour G., "Problèmes et politiques d'exploitation du gaz naturel dans les pays en voie de développement", *Cahiers du CETAL*, janvier 1991, p. 16.
10. Tricole J., "Origine du pétrole et réduction du risque en exploitation pétrolière", *Profils IFP*, janvier 1989, p. 26.
11. Zaccour G., Op.cit.
12. Delafosse E., "Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolution et enseignements", *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, mars-avril 1993, vol 48, p. 159-169.
13. Delafosse E., "L'industrie gazière en Thaïlande", *Aspects Economiques*, AIT, Bangkok, 1992, p. 81.
14. idem.
15. idem.
16. Davidson A. , Hurst C., Mabro R., "Natural gas : governments and oil companies in the Third World", Oxford university press, 1998.
17. Rodriguez-Padilla V., "L'exploration pétrolière en Afrique de l'Ouest : mauvaise géologie ou mauvais contrats ?", *Revue de l'Energie*, n° 431, juin 1991, p. 8.
18. Davidson A., Hust C., Mabro R., Op. cit.
19. Vornetti P., "La théorie de la recherche de la rente", *Problèmes Economiques* n° 2243, oct. 1991, p. 28-32.
20. Lapointe A., Raynaud D., "La rente pétrolière et son partage", *Cahiers du CETAI*, déc. 1990.
21. idem.
22. idem.