

**Les enjeux du protocole de Kyoto pour l'industrie pétrolière et gazière :
nouvelles opportunités pour la coopération internationale**

Stève GERVAIS
Centre Economie et Gestion de l'Institut Français du Pétrole

Alexandrina PLATONOVA
Centre Economie et Gestion de l'Institut Français du Pétrole

INTRODUCTION

Le phénomène du réchauffement climatique constitue désormais un problème environnemental et économique majeur qui affecte les perspectives du développement durable. La volonté internationale de lutte contre l'effet de serre s'est traduite en 1997 par la signature du Protocole de Kyoto de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques. Cet accord international définit les objectifs chiffrés de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Les pays développés et les économies en transition doivent réduire leurs émissions totales de GES de 5,2 % durant la période 2008-2012 par rapport au niveau des émissions observées en 1990. Ces objectifs imposent une nouvelle contrainte environnementale au développement économique et énergétique mondial.

On peut supposer que la politique climatique aura une contribution significative au développement durable par le biais de la limitation de l'impact des émissions anthropiques sur le climat, de la réduction indirecte des pollutions locales et de l'incitation à l'utilisation rationnelle de l'énergie. Plus précisément, selon la Commission sur le Développement Durable, l'impact des mesures « climatiques » dans le domaine de l'énergie sur le développement durable peut être évalué selon les critères suivants (PriceWaterhouseCoopers et BP, 2000) :

- L'accessibilité et la sécurité de l'approvisionnement énergétique, en particulier dans les zones rurales.
- Le transfert des technologies de production issues des énergies renouvelables et des technologies propres utilisant les énergies fossiles.
- L'amélioration du rendement de production énergétique et de la consommation énergétique finale (l'impact sur la qualité de l'air et la réduction des pollutions locales et transfrontalières).
- Le transfert des technologies de production issues des énergies renouvelables et des technologies propres utilisant les énergies fossiles.

Le développement économique implique la croissance des besoins en énergie, dont l'utilisation provoque une part essentielle des émissions de GES¹. Selon les prévisions énergétiques mondiales, le maintien des tendances actuelles du développement, aurait pour conséquence une augmentation des émissions de dioxyde de carbone de 42 % durant la période 1990-2010 (International Energy Agency, 2000)². Pour renverser ces tendances, il est nécessaire d'entreprendre des mesures actives tant du côté de la demande que de l'offre d'énergie. Du côté de la demande, ces mesures concernent le changement du bilan énergétique et des habitudes de la consommation dans tous les secteurs économiques. Du côté de l'offre de l'énergie, les mesures consistent à améliorer l'efficacité de production et de transformation de l'énergie primaire et secondaire.

En tant que producteur d'hydrocarbures, l'industrie pétrolière et gazière sera contrainte de jouer un rôle dans la lutte contre le changement climatique. Nous nous efforcerons tout d'abord de comprendre les enjeux de la participation de cette industrie à l'effort global de réduction des émissions de GES. Notre deuxième objectif consistera à évaluer les opportunités des mécanismes de flexibilité pour les activités climatiques des compagnies pétrolières et gazières. Nous nous intéresserons ensuite à l'impact de la composante climatique sur le choix

¹ Les émissions de CO₂ relatives à la combustion des énergies fossiles représentent près de 85% des émissions de GES.

² L'augmentation des émissions de GES de 42 % représente 8697 MtCO₂.

et l'ampleur de l'investissement dans le cadre des mécanismes de flexibilité, en nous basant sur l'expérience des compagnies pétrolières.

I. LES ENJEUX DU PROTOCOLE DE KYOTO POUR L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE

La chaîne pétrolière et gazière comprend les opérations allant de l'extraction des ressources à leur distribution en passant par leur traitement intermédiaire. Ces différentes étapes sont à l'origine d'importantes émissions de gaz à effet de serre, essentiellement du dioxyde de carbone et du méthane¹. Dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, les compagnies pétrolières devront réduire leurs émissions de GES tout en assurant une demande croissante d'hydrocarbures ; ceux-ci continuant d'ailleurs à occuper la première place dans le bilan de la consommation énergétique mondiale². Une possible instauration des quotas d'émission nécessite de s'intéresser au potentiel technico-économique de réduction des émissions de GES au sein de l'industrie pétrolière et gazière.

Dans un premier temps, nous proposons d'identifier les sources des émissions de gaz à effet de serre engendrées par les opérations de ce secteur et de quantifier les émissions de l'industrie pétrolière et gazière mondiale. Ensuite, nous présenterons les positions des compagnies pétrolières vis-à-vis de la lutte contre le changement climatique et les actions entreprises par les compagnies dans ce domaine. Dans un deuxième temps, nous nous intéresserons aux opportunités de réduction des émissions de GES pour les différentes branches d'activité de l'industrie pétrolière et gazière. Enfin, nous analyserons les approches d'évaluation économique des coûts des mesures de réduction des émissions de GES à partir de certaines études sectorielles.

1. L'industrie pétrolière et gazière et le changement climatique

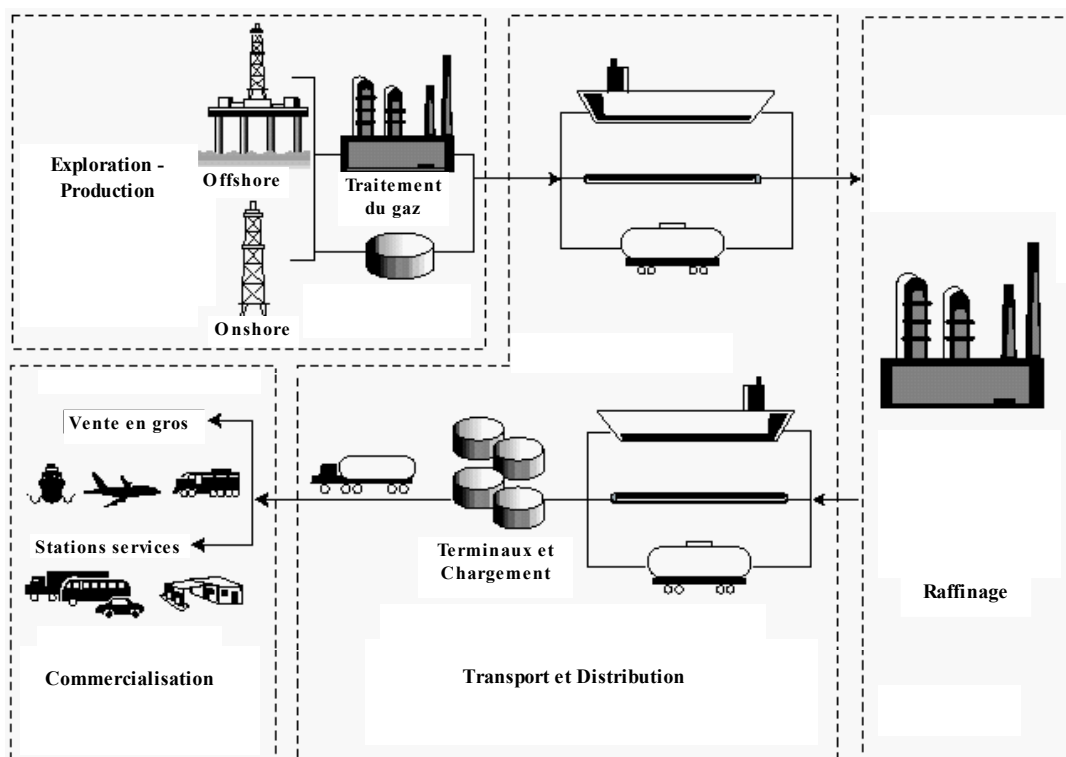
1.1. Les émissions de gaz à effet de serre dues aux activités pétrolières et gazières

L'industrie pétrolière et gazière peut être divisée en quatre étapes que sont l'exploration-production, le transport, le raffinage du pétrole brut et le traitement du gaz, et la distribution. Sur la figure 1 est présentée la décomposition proposée par l'Institut Américain du Pétrole (API) pour établir les inventaires des émissions de GES.

¹ Les six gaz à effet de serre pris en compte dans le Protocole de Kyoto : CO₂, CH₄, N₂O, PFCs, SF₆ et HFCs.

² Le taux de croissance de la demande mondiale de pétrole et du gaz est estimé respectivement à 1.9 % et 2.7 % par an jusqu'en 2020 et leur part dans le bilan de la consommation mondiale atteindra 66%.

FIGURE 1 – LA STRUCTURE DE L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE.



Source : American Petroleum Institute (2001, p. 2).

L'industrie pétrolière et gazière émet essentiellement deux types de gaz à effet de serre, le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄). Les émissions de gaz à effet de serre dues aux opérations de cette industrie peuvent être classées en 5 catégories :

- Les émissions dues aux combustibles utilisés pour la génération de chaleur et de puissance nécessaires aux procédés (chaudières, réchauffeurs, turbines, régénérateurs de craquage catalytique...). Il faut également prendre en compte le torchage des gaz fatals.
- Les émissions directes à l'atmosphère dues aux opérations normales d'exploitation.
- Les émissions dues aux fuites des équipements, des procédés, des canalisations.
- Les émissions dues aux opérations d'entretien et d'urgence.
- Les émissions indirectes associées à la production de vapeur et d'électricité importée pour les besoins des procédés.

D'après l'Agence Internationale de l'Energie¹, en 1998, les émissions mondiales de CO₂ dues aux combustibles étaient de 684 Mt de CO₂ pour le raffinage et de 480 Mt de CO₂ pour l'extraction du pétrole et du gaz (sans prendre en compte le torchage). Différentes sources sont disponibles concernant le torchage. Le World Resources Institute rapporte que les émissions de CO₂ dues au torchage s'élevaient à 256 Mt de CO₂ en 1991. Si nous nous basons sur les chiffres récents fournis par Cedigaz (2000, p. 35), nous obtenons une valeur de 212 Mt de CO₂. Le total des émissions de CO₂ dues aux activités pétrolières et gazières pourrait donc être estimé à 1370 Mt de CO₂ soit 5.3 % des émissions mondiales de CO₂.

¹ Selon les données de l'Agence Internationale de l'Energie.

Quant au méthane dont le pouvoir de réchauffement global est 21 fois supérieures à celui du CO₂, les émissions de l'industrie pétrolière et gazière au niveau mondial sont estimées à 1010 Mt de CO₂ équivalent (soit 48 Mt de méthane). Selon Bartsch et Müller (2000), la production de gaz naturel est responsable de 57 % des émissions totales de méthane de l'industrie pétrolière et gazière, 42 % sont dues à la distribution de gaz naturel et 1 % à la production pétrolière. Ces émissions représentent 14,4 % des émissions anthropiques mondiales de méthane (7 Gt de CO₂ équivalent).

1.2. La réponse des compagnies pétrolières à la problématique du changement climatique

Ces dernières années on a observé une évolution considérable des positions des compagnies pétrolières vis-à-vis de la lutte contre le changement climatique. En août 1997, peu de mois avant la signature du Protocole de Kyoto, un certain nombre de compagnies pétrolières multinationales et de constructeurs automobiles ont formé la « Global Climate Coalition » pour s'opposer à l'adoption d'objectifs contraignants de réduction des émissions de GES. Cette coalition mettait en avant les incertitudes scientifiques concernant l'impact des émissions anthropiques de GES sur le climat et l'ampleur significative des coûts de limitation des émissions sur l'économie mondiale. Témoins des avancées de la négociation internationale sur les moyens de lutte contre le changement climatique, de nombreux membres, tels BP et Shell, se sont désengagés de la coalition dont les objectifs ne correspondaient plus à leurs stratégies environnementales. Ces compagnies pétrolières ont rejoint un nouveau groupe, le « Business Environmental Leadership Council », fondé sur l'engagement à lutter contre l'effet de serre.

Deux approches divergentes caractérisent actuellement les positions des compagnies pétrolières. Par exemple, Exxon Mobil maintient son opposition à une mise en place de contraintes immédiates sur l'utilisation d'énergie et la croissance économique, alors que BP Amoco et Shell, qui soutiennent le Protocole de Kyoto, ont adopté une position que l'on pourrait caractériser comme une stratégie d'anticipation.

La stratégie d'anticipation consiste à entreprendre les efforts nécessaires pour élaborer une réponse compétitive à une éventuelle contrainte chiffrée de réduction des émissions de GES et à participer au développement et à la mise en œuvre des outils économiques adaptés, tels que les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto.

Deux compagnies pétrolières multinationales, BP Amoco et Shell ont pris des engagements volontaires de réduction des émissions de GES au sein de leurs activités. BP Amoco s'est fixé un objectif de réduction de 10% de leurs émissions en 2010 par rapport au niveau de 1990. Shell s'est engagé à réduire ses émissions de 10% en 2002 toujours par rapport au niveau de 1990. Pour optimiser les coûts de réduction des émissions, ces compagnies se sont dotées de systèmes internes d'échange de droits d'émissions. Dans chacun de ces systèmes, les sites participants se voient allouer annuellement des quotas d'émissions en fonction de leurs émissions directes de CO₂ et de CH₄ observées en 1998. Le système de BP Amoco est appliqué à l'ensemble des sites du Groupe alors que le système Shell se base sur une participation volontaire de 6 entités représentant 35% des émissions du groupe et seules les entités situées dans des pays de l'Annexe B du Protocole de Kyoto¹ peuvent adhérer au système.

Dans le cadre d'une stratégie d'anticipation, la première étape consiste à inventorier les émissions de GES. Chaque compagnie utilise une méthode d'évaluation des émissions de GES

¹ L'Annexe B inclut les 38 pays industrialisés qui ont pris les engagements chiffrés de réduction d'émissions de GES dans le cadre du Protocole de Kyoto (dont 24 pays de l'OCDE et 14 pays en transition).

spécifique. Les différences essentielles de méthode des inventaires des multinationales portent sur les limites de l'inventaire. En effet, selon qu'il est pris en compte les émissions indirectes ou qu'on utilise l'approche « patrimoniale » ou celle dite des « sites opérés » les résultats sont forts différents.

L'approche « patrimoniale » consiste à comptabiliser les émissions de tous les sites y compris ceux pour lesquels le groupe pétrolier est partiellement propriétaire sans être opérateur. BP Amoco et Texaco ont adopté cette approche. L'approche dite des « sites opérés » consiste à comptabiliser seulement les émissions des sites pour lesquels le groupe pétrolier est opérateur. Cette méthode est utilisée par TotalFinaElf et Shell, qui de plus ne prennent pas en compte les émissions indirectes. Le tableau I regroupe les résultats des inventaires de GES. Seul BP Amoco comptabilise les émissions de GES selon les deux approches. On peut constater que l'approche « patrimoniale » conduit à élargir le champ d'application de l'inventaire des émissions de GES d'une compagnie pétrolière.

TABLEAU I – LES EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE DES COMPAGNIES PETROLIERES EN 2000

Compagnie	Émissions de GES, Mt CO ₂ -équiv.	
	Approche « sites opérés »	Approche « patrimoniale »
BP Amoco	67,2	81,4
Shell	101	-
TotalFinaElf	67,7	-
Texaco	-	30

Source : Données disponibles sur les sites Internet des compagnies.

L'inventaire des émissions de GES permet ensuite d'identifier les opportunités de réduction des émissions de GES au sein des compagnies pétrolières.

2. Les opportunités de réduction des émissions de gaz à effet de serre au sein de l'industrie pétrolière et gazière

Les opportunités de réduction des émissions de GES sont évaluées selon les principales options techniques de réduction, spécifiques pour les différentes branches d'activité de l'industrie pétrolière et gazière. Pour les activités amont et le transport, responsables de l'essentiel des émissions de méthane de l'industrie, les options les plus souvent citées font référence à la réduction des émissions de ce gaz. Pour le raffinage, les mesures se concentrent sur la réduction des émissions de CO₂. Nous mentionnerons également les diverses contraintes qui limitent les options de réduction des émissions de l'industrie pétrolière et gazière.

2.1. Les activités amont et le transport des hydrocarbures

Les émissions dues aux activités amont de l'industrie pétrolière et gazière dépendent du type et du lieu de production, des technologies, des méthodes d'exploitation et de la fourchette d'âge des gisements. Ces facteurs déterminent les niveaux d'émissions de GES par le biais de la consommation énergétique et de l'intensité des émissions. Cette dernière varie selon le type de brut produit, par exemple, l'extraction du brut lourd engendre deux fois plus d'émissions

de GES que celle du brut léger. L'augmentation de la part du brut non conventionnel dans la production mondiale¹ pourrait aboutir à l'augmentation de l'intensité moyenne des émissions des GES des activités amont et restreindre le potentiel de réduction des émissions (International Energy Agency, 2000).

Une des principales options de réduction des émissions de GES consiste à utiliser les gaz associés qui sont extraits durant la production du brut. On peut envisager l'utilisation de ces gaz de deux manières en fonction de la quantité disponible :

- La ré-injection dans les gisements afin d'améliorer la récupération du pétrole. Le recours à cette option dépend du rapport des coûts des installations de ré-injection et des bénéfices liés à l'augmentation du débit du brut.
- L'utilisation des gaz associés comme combustible pour produire de l'énergie sous forme d'électricité et de vapeur. Cette énergie peut être utilisée pour les besoins propres à la production ou exportée aux réseaux électriques. Cependant, la viabilité économique de l'exportation d'électricité dépend de la proximité des marchés consommateurs et de la disponibilité de l'infrastructure de transport.

Enfin, si les gaz associés ne peuvent être utilisés, ils sont rejetés directement à l'atmosphère ou brûlés à la torche. Le torchage est préférable car il engendre moins d'émissions de GES que la mise à l'air libre, plus précisément, la combustion de 1 kg de méthane émet de 2,8 kg de CO₂. Compte tenu du pouvoir de réchauffement global du CH₄ qui est 21 fois plus important que celui du CO₂, la combustion permet d'éviter l'émission de 17 kg de CO₂-équivalent par rapport à la mise à l'air libre.

Les autres sources potentielles de réduction des émissions de CH₄ concernent la diminution des rejets de méthane engendrés par les procédés de traitement du gaz naturel et la minimisation des émissions liées au fonctionnement d'appareils pneumatiques (compresseurs, pompes).

Dans les activités de transport et de distribution, c'est la filière gazière qui possède le plus large potentiel de réduction des émissions de GES. En particulier, les réseaux de distribution de gaz naturel engendrent d'importantes émissions fugitives de méthane dues aux fuites des installations. Pour diminuer ces émissions, deux actions sont envisageables : le remplacement des anciens réseaux, notamment les réseaux en acier gris de la distribution urbaine, et l'augmentation de la fréquence d'inspection des réseaux.

2.2. Le raffinage du pétrole brut

Les opérations de raffinage sont très intensives en énergie et engendrent essentiellement des émissions de CO₂, tandis que les émissions de méthane sont considérées comme négligeables. Deux catégories de mesures sont envisageables pour réduire les émissions de dioxyde de carbone :

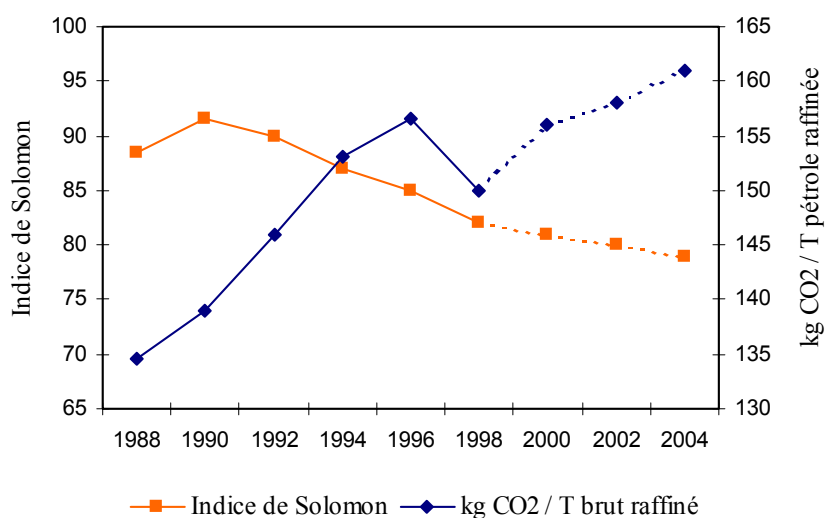
- L'adoption de sources d'énergies contenant moins de carbone, en remplaçant les combustibles, fioul ou gaz de raffinerie, par du gaz naturel.

¹ La production du pétrole non-conventionnel doublera en 2010 par rapport à 1997 (de 1,3 Mb/j jusqu'à 2,7 Mb/j).

- L'amélioration de l'efficacité énergétique. Les mesures d'efficacité énergétique consistent généralement à récupérer de l'énergie (par exemple, la récupération de vapeur en tête de colonne de distillation), ou bien à diminuer la consommation d'énergie d'une unité de traitement (en préchauffant davantage le pétrole brut à l'entrée de l'unité).

Pour évaluer l'efficacité énergétique d'une raffinerie, on utilise l'indice de Solomon. Cet indice mesure le rendement d'une raffinerie par rapport à celui d'une raffinerie de référence de configuration semblable. Plus cet indice est faible, plus la raffinerie est efficace d'un point de vue énergétique. Dans les pays industrialisés, le potentiel de réduction des émissions de CO₂ au sein du raffinage est limité par l'effet conjugué de l'évolution de la demande et des caractéristiques des produits pétroliers. On observe une diminution de la demande en fioul lourd au profit de produits plus légers et la « sévérisation » des spécifications environnementales des carburants. Ces nouvelles exigences nécessitent un apport d'énergie supplémentaire, ce qui a pour conséquence l'augmentation des émissions de CO₂.

FIGURE 2 – L'EFFICACITE ENERGETIQUE ET LES EMISSIONS UNITAIRES DE CO₂ DU RAFFINAGE EUROPEEN



Source : Sigaud (2001).

Sur la figure 2, nous observons que, malgré une amélioration de l'efficacité énergétique, donc une baisse de l'indice de Solomon, les émissions de CO₂ par unité de pétrole brut raffiné augmentent et continueront à augmenter dans les prochaines années.

3. Les coûts de réduction des émissions de GES

Les coûts de réduction des émissions de GES dans le secteur pétrolier et gazier relèvent d'une information rare, disponible le plus souvent sous forme d'études sectorielles, réalisées au niveau national ou régional. Les études sectorielles sont essentiellement basées sur une approche « bottom-up » et procèdent à une évaluation économique des mesures technologiques de réduction des émissions.

Les mesures de réduction des émissions de GES sont évaluées à l'aide des critères utilisés pour les analyses classiques d'investissement. Ces évaluations sont basées sur des taux

d'actualisation appropriés et intègrent les flux financiers positifs dus aux économies d'énergie et aux améliorations d'efficacité des procédés. Ces études économiques ont pour objectif d'aboutir à une évaluation des coûts spécifiques de réduction d'émissions qui peuvent être définis comme les coûts moyens ou marginaux de réduction d'une tonne de CO₂-équivalent. Les coûts moyens de réduction des émissions sont calculés en tenant compte du volume total de réduction des émissions cumulé sur la durée de vie des mesures, qui est le plus souvent égale à la durée de vie de l'équipement correspondant.

Selon les objectifs et la méthodologie d'évaluation retenus, les études aboutissent aux résultats exprimés en « potentiels de réduction d'émissions annuels » pour les différentes tranches de coûts de réduction, ou bien, exprimés en « potentiels de réductions totaux », présentés également en tranche de coûts. Nous présenterons, dans un premier temps, les principaux résultats de deux études de ce type, réalisées pour le Secrétariat du changement climatique canadien et pour la Commission européenne.

On voit également apparaître une nouvelle catégorie d'étude concernant les potentiels de réduction des émissions de GES, qui comportent cette fois les caractéristiques économiques spécifiques aux mesures de réduction des émissions. Ces évaluations économiques intègrent la valeur du carbone dont pourraient bénéficier les projets. Cette valeur du carbone pourrait être obtenue en proposant une unité de réduction sur le marché de droits d'émissions, ou par le biais de l'évitement de la taxe sur le carbone. Les évaluations prennent également en compte les évolutions possibles des prix des énergies fossiles du fait de l'apparition de la valeur du carbone. Ces études démontrent que l'intégration de la composante « carbone » dans les évaluations des mesures de réduction des émissions de GES élargit le potentiel des mesures rentables d'une manière suffisamment importante.

Les coûts des mesures de réduction des émissions de GES sont largement déterminés par la situation locale des sites (par exemple, la production terrestre ou en mer) et les caractéristiques des installations. Selon l'étude européenne des mesures de réduction des émissions de GES, les coûts de réduction sont influencés par les facteurs suivants :

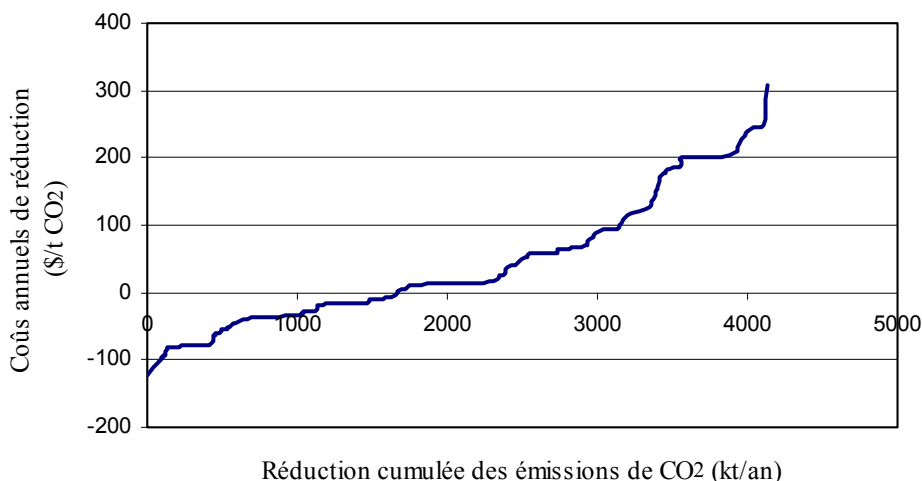
- Les installations de grande capacité de production permettent généralement de bénéficier d'un coût unitaire de réduction plus faible que les installations de capacité inférieure.
- Les installations plus performantes en matière d'émissions de GES, ont généralement le coût spécifique de réduction moins élevé.
- Les nouvelles installations nécessitent un investissement plus faible pour réduire les émissions, que les installations existantes.

La spécificité des mesures de réduction permet difficilement de comparer les résultats de diverses études. L'analyse globale est également limitée par la différence significative relative aux critères d'évaluation économique des mesures. Néanmoins, les études disponibles nous permettent d'aboutir à un certain nombre de conclusions générales sur le potentiel des mesures de réduction pour les différentes branches d'activité de l'industrie pétrolière et gazière.

L'étude canadienne « Analyse des coûts de la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les raffineries de pétrole » est basée sur l'analyse des options de réduction des émissions de GES pour 18 raffineries canadiennes (SNC-Lavalin, 1999). En déterminant un objectif sectoriel de réduction des émissions de GES pour le raffinage, l'étude aboutit à un volume total d'investissement nécessaire. Les niveaux d'investissement définissent trois scénarios de coûts de réduction des émissions. Le scénario à faible coût correspond aux mesures de réduc-

tions qui nécessitent 2% de l'investissement total et aboutissent seulement à 6% de l'effort de réduction exigé. L'essentiel des réductions des émissions repose sur le scénario à coût élevé qui représente 93% de l'investissement total et aboutit à 64% de l'effort de réduction. Sur la figure 3, les résultats de l'étude sont présentés sous forme d'une courbe des coûts annuels spécifiques de réduction d'une tonne de CO₂.

FIGURE 3 – LES COÛTS ANNUELS DE REDUCTION DES EMISSIONS DE CO₂ DANS LES RAFFINERIES CANADIENNES



L'étude européenne du potentiel de réduction des émissions de méthane de l'industrie pétrolière et gazière européenne (DG Environment, European Commission, 2001), notamment dans l'amont et la distribution du gaz, constitue un autre exemple de l'approche classique d'évaluation des coûts de réduction. Cette étude évalue le potentiel technique de réduction des émissions de l'industrie à 75% du niveau d'émissions observé en 1990, que l'on retient comme une année de référence par analogie avec celle définie par le Protocole de Kyoto. La réalisation de ce potentiel de réduction des émissions s'étend sur une période de 50 ans pour certaines mesures retenues. Pour l'horizon le plus proche, notamment pour 2010, l'ensemble des mesures permettra une réduction de 15 MtCO₂-équivalent (DG Environment, European Commission, 2001, p. iii), ce qui représente 45% des émissions de l'année de référence.

Plus généralement, l'étude ne permet pas de classer les mesures de réduction par critère de rentabilité, mais les répartit en tranches de coûts : d'un coût négatif à un coût supérieur à 50 euro/tCO₂-équivalent. Les tranches des coûts de réduction des émissions, ainsi que les volumes relatifs de réduction des émissions sont présentés dans le tableau II.

TABEAU II – LES COÛTS ET LES VOLUMES DE REDUCTION DES EMISSIONS DE METHANE DANS L'INDUSTRIE PETROLIERE ET GAZIERE EUROPEENNE

Coûts des mesures, Euro / tCO ₂ -équivalent.	Réductions des émissions, Mt CO ₂ -équivalent.	% des réductions totales des émissions
< 0	0,6	2 %
0 – 20	0,4	2 %
20 – 50	10,1	40 %
> 50	14,4	56 %
Réductions totales des émissions	25,5	100 %

On peut constater que les réductions des émissions qui pourraient être obtenues par le biais des coûts moyens négatifs ou peu élevés représentent seulement 4% du potentiel technique de réduction existant. La majeure partie du potentiel reste cependant inacceptable pour le financement classique de l'investissement privé. Il serait donc intéressant de mesurer l'impact de l'intégration dans l'évaluation économique des facteurs qui permettent de valoriser les réductions d'émissions de GES. Ainsi les projets pourraient bénéficier d'un flux financier positif supplémentaire.

Une étude nationale sur le potentiel de réduction des émissions de méthane, réalisée à l'échelle des Etats-Unis (U.S. Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, 1999), appartient à une nouvelle catégorie d'étude des coûts de réduction des émissions. Cette étude intègre des critères d'évaluation économique tels que la valeur du carbone évité et tient compte de cette valeur de carbone évité dans l'évaluation des prix du gaz naturel. Les mesures de réduction des émissions sont ainsi évaluées à l'aide d'une analyse de sensibilité des résultats économiques par rapport à un flux de revenus supplémentaires. Ces revenus correspondent à une valorisation des unités de réduction des émissions de GES (de 0 à 200 USD/tC-équivalent) et à une comptabilisation plus précise du méthane conservé, tenant compte des prix évolutifs du gaz naturel.

Dans les conditions actuelles des prix du gaz naturel, le potentiel de réduction des émissions pourrait atteindre, en 2020, 30% du niveau d'émissions observé en 1990. L'intégration économique d'une valeur du carbone de 30 USD/tC-équivalent, élargit le potentiel des mesures rentables jusqu'à 35% du niveau d'émissions de 1990. Le prix de 100 USD/tC-équivalent permet de rentabiliser les projets qui apportent 14% de réductions supplémentaires des émissions, toujours par rapport au niveau des émissions de 1990. Ensuite, l'augmentation de la valeur du carbone exerce un impact de moins en moins significatif sur le volume de réduction, la courbe des coûts devient peu élastique. Cette inélasticité pourrait être expliquée par la capacité limitée de l'étude à intégrer dans l'analyse les nouvelles technologies de réduction des émissions dont le développement sera stimulé par la croissance de la valeur du carbone.

II. LES MECANISMES DE FLEXIBILITE : NOUVELLES OPPORTUNITES POUR LA COOPERATION INTERNATIONALE

Les mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto pourraient aboutir sur de nouvelles formes de coopération internationale afin d'optimiser l'effort global de réduction des émissions de GES. Le recours à ces mécanismes pourrait devenir un outil d'optimisation des compagnies pétrolières face à une nouvelle contrainte environnementale. Dans un premier temps, nous précisons les principes de fonctionnement des mécanismes de flexibilité définis par le Protocole de Kyoto et l'intérêt économique de recourir à ces nouvelles formes de coopération internationale. De plus, nous présentons les dates d'entrée en vigueur de ces mécanismes de flexibilité et les activités qui se réalisent déjà selon les principes économiques du Protocole de Kyoto. Dans un deuxième temps, nous nous intéressons aux aspects spécifiques des projets d'investissement dans le cadre des mécanismes de flexibilité et aux prévisions des prix du carbone, pour évaluer l'impact de la valeur du carbone sur le choix d'investissement. Enfin, nous proposerons une brève analyse des premières expériences des compagnies pétrolières en matière de projets dans le cadre de l'application conjointe et du mécanisme de développement

propre. Les résultats de ces activités pourront ensuite nous permettre d'évaluer les opportunités des mécanismes de flexibilité basés sur les projets pour les compagnies pétrolières.

1. Les nouvelles formes de coopération internationale

1.1. Les mécanismes de flexibilité basés sur les projets et le marché international de droits d'émissions

Le Protocole de Kyoto établit deux mécanismes de flexibilité, le mécanisme de développement propre et le mécanisme d'application conjointe, basés sur l'investissement étranger dans les projets de réduction des émissions de GES. Ces mécanismes d'investissement international permettront d'accumuler des capitaux privés dans les projets environnementaux grâce à l'attribution d'une valeur à la tonne de carbone évité. Cette nouvelle valeur marchande sera affectée aux « unités de réduction des émissions de GES » obtenue par des projets internationaux de réduction des émissions. La valeur de carbone sera déterminée sur le marché international de droits d'émissions de GES qui constitue le troisième mécanisme de flexibilité du Protocole de Kyoto. Le recours aux échanges sur le marché de permis d'émission négociables est autorisé seulement aux pays de l'Annexe B, les PVD n'ayant pas d'obligations chiffrées de réduction des émissions de GES.

Le mécanisme de développement propre (MDP) permet de réaliser des projets d'investissement dans la réduction des émissions de GES dans les pays en développement, à deux conditions :

- Que les réductions des émissions doivent s'ajouter « à celles qui auraient lieu en l'absence de l'activité » (Protocole de Kyoto à la Convention-Cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, 1997, *Article. 12.5c.*, p. 13).
- Que les activités de projet doivent aider les pays en voie de développement (PVD) « à parvenir à un développement durable » et doivent être compatibles avec les priorités nationales (Protocole de Kyoto, 1997, *Article. 12.2.*, p. 13).

Le recours au MDP pourrait élargir le flux d'investissement direct étranger dans les PVDs stimulant le transfert des technologies propres, le développement des énergies renouvelables et du savoir-faire en matière de gestion de la demande énergétique. Le MDP permet ainsi d'intégrer les PVDs dans l'optique du développement durable, bien qu'actuellement ces pays n'aient pas d'obligations chiffrées de réductions des émissions de GES dans le cadre du Protocole de Kyoto. En échange de leur investissement, les compagnies provenant des pays développés, pourront utiliser les unités certifiées de réduction des émissions, obtenues suite aux projets, pour remplir en partie leurs engagements nationaux de réduction des émissions de GES.

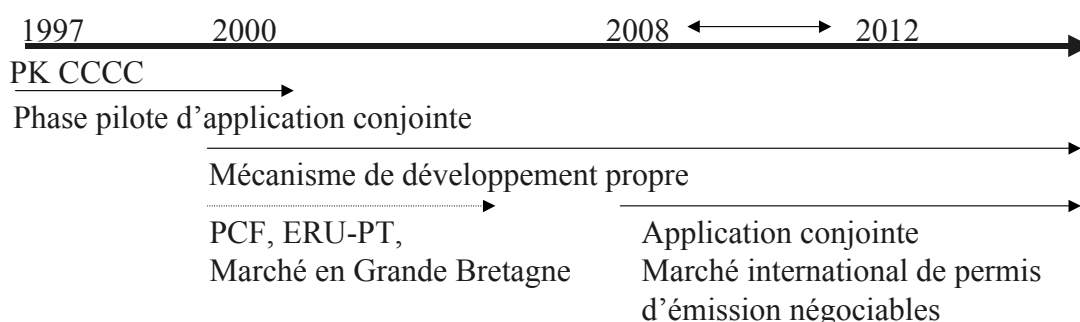
Le mécanisme d'application conjointe (AC) permet de réaliser des projets communs visant à réduire les émissions de GES dans les pays de l'Annexe B¹. Les réductions des émissions de GES ainsi obtenues doivent « s'ajouter à ceux qui pourraient être obtenus autrement » (Protocole de Kyoto, 1997, *Article. 6.1b.*, p. 7). Ce mécanisme pourrait élargir le volume d'investissement dans les pays en transition, notamment en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique et de transfert de technologie. Les réductions des émissions de GES

¹ L'Annexe B inclut les 38 pays industrialisés qui ont pris les engagements chiffrés de réduction d'émissions de GES dans le cadre du Protocole de Kyoto (dont 24 pays de l'OCDE et 14 pays en transition).

pourraient également être utilisées par les investisseurs pour remplir leurs engagements nationaux¹.

Le Protocole de Kyoto fixe les dates d'entrée en vigueur des mécanismes de flexibilité qui sont présentées sur la figure 4. Actuellement, les modalités de leur mise en place font l'objet de négociations internationales. Selon le Protocole de Kyoto, les unités de réduction des émissions de GES obtenues dans le cadre du MDP à partir de 2000, pourront être utilisées par les investisseurs pour remplir leurs objectifs nationaux. Néanmoins, le MDP pourrait débiter pleinement dès la nomination d'un Conseil Exécutif qui doit superviser les activités dans le cadre de ce mécanisme.

FIGURE 4 – L'ENTREE EN VIGUEUR DES MECANISMES DE FLEXIBILITE



Le mécanisme d'application conjointe et le marché international de permis d'émission négociables devraient démarrer simultanément à partir de la première période budgétaire 2008-2012 du Protocole de Kyoto. Depuis 1995, dans le cadre de la Convention Cadre des Nations Unis sur le Changement Climatique, a démarré la phase pilote des activités exécutées conjointement. La phase pilote a pour objectif d'expérimenter le fonctionnement des mécanismes de flexibilité basés sur les projets, mais ne permet pas l'échange réel d'unités de réduction des émissions de GES. La phase pilote incorpore actuellement 185 projets répartis entre les pays en développement (101 projets) et les pays en transition (84 projets).

Plusieurs activités internationales se réalisent déjà selon les principes des mécanismes de flexibilité. La Grande Bretagne sera le premier pays à mettre en place un marché national de permis d'émission négociables qui intégrera également certains éléments de l'application conjointe. Le Prototype Carbon Fund (PCF) de la Banque Mondiale et le programme des Pays-Bas « Emission Reduction Units Procurement Tender » (ERU-PT) développent et réalisent des projets d'application conjointe et de MDP. Parmi les compagnies privées qui participent aux activités climatiques, les compagnies pétrolières BP Amoco et Shell élaborent d'ores et déjà des projets-pilotes pour expérimenter les mécanismes de flexibilité.

1.2. Les bases économiques des mécanismes de flexibilité

Les mécanismes de flexibilité ont été établis afin d'optimiser l'effort global de réduction des émissions de GES et ainsi que le coût correspondant. L'intérêt économique de ces mécanismes repose sur l'existence de différents coûts de réduction des émissions de GES dans le

¹ La différence fondamentale entre ces deux mécanismes consiste au fait, que les projets d'application conjointe résultent en une ré-allocation « à somme nulle » des unités de réduction des émissions entre les pays de l'Annexe B, tandis que les crédits d'émissions issus des projets de MDP viendront s'ajouter unilatéralement aux quotas d'émissions des pays de l'Annexe B.

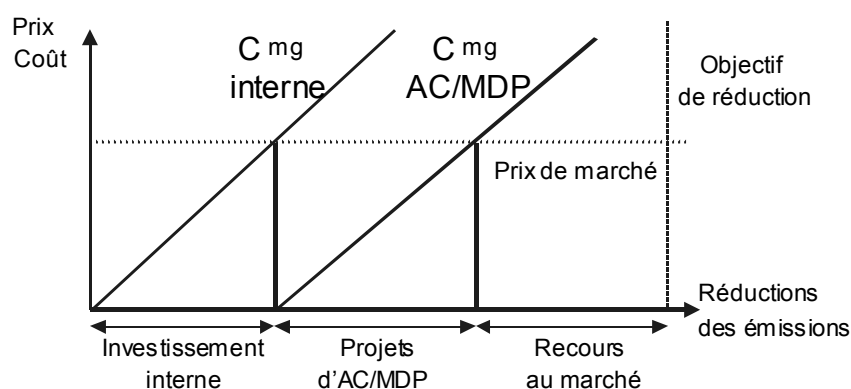
monde. Cette différence pourrait être expliquée par de nombreux facteurs, tels que les écarts entre les niveaux de développement technologique et économique, ainsi que les différences entre les infrastructures énergétiques.

Les pollueurs pourront procéder à des échanges de quotas d'émissions de GES sur le marché de droits d'émissions ou obtenir des unités de réduction des émissions suite aux projets d'application conjointe et de MDP. L'égalisation des coûts marginaux des mesures de réduction des émissions de GES au niveau mondial permettra de réduire le coût global d'une manière significative.

Selon les estimations récentes, les coûts marginaux de réduction des émissions de GES des mesures nationales dans les pays de l'OCDE pourraient varier entre 20 et 665 USD/tC pour l'Europe, entre 122 et 645 USD/tC pour le Japon et de 46 à 423 USD/tC pour le reste de l'OCDE. Les mécanismes de flexibilité pourraient aboutir à un prix du carbone sur le marché international de 15 à 86 USD/tC, selon les évaluations des différents modèles technico-économiques (Hourcade et Fortin, 2000).

La stratégie optimale de réduction des émissions de GES pour un acteur économique pourrait consister en l'arbitrage entre les différents types d'actions envisageables au niveau national et international. On peut supposer que la composante internationale aura un poids important dans les activités « climatiques », notamment pour les compagnies pétrolières multinationales, qui pourraient ainsi exploiter les avantages en terme de coûts de réduction des émissions de GES de leurs entités implantées dans les pays en développement et dans les pays en transition. La figure 5 présente les principes simplifiés de l'arbitrage entre les mesures internes de réduction des émissions et les mécanismes de flexibilité¹. Le marché international de permis d'émission négociables fournira le « signal – prix » pour les investisseurs, qui pourront intégrer cette valeur dans leurs choix d'investissement.

FIGURE 5 – LE RECOURS AUX MECANISMES DE FLEXIBILITE



La répartition du montant global de l'investissement dépendra des facteurs internes et externes à la compagnie. Les facteurs internes sont déterminés par le potentiel technique et organisationnel des mesures internes (limites technologiques de réduction des émissions de GES pour une activité spécifique) et par la compétitivité des coûts internes par rapport au prix de marché. Le principal facteur externe résulte d'un rapport entre les coûts des projets

¹ On retient les hypothèses suivantes : les coûts de réduction sont parfaitement connus, les coûts de transaction sont nuls et le recours aux mécanismes de flexibilité n'est pas limité.

d'application conjointe et de développement propre et le prix du carbone sur le marché international.

2. L'impact de la valeur du carbone sur le choix de l'investissement

2.1. La spécificité des projets dans le cadre des mécanismes de flexibilité

Le choix de projets d'investissement international en tant que mesures de réduction des émissions de GES doit tenir compte des risques liés aux critères d'éligibilité des projets, à l'évaluation des unités de réduction des émissions de GES et aux imperfections de fonctionnement des mécanismes de flexibilité.

Le projet d'investissement dans le cadre des mécanismes de flexibilité doit satisfaire aux critères d'éligibilité définis par le Protocole de Kyoto. L'un des critères essentiels repose sur l'additionnalité environnementale assurant que les réductions des émissions de GES ne pourraient pas être obtenues en l'absence de projet. L'additionnalité doit être démontrée par rapport au niveau de référence qui décrit le niveau des émissions de GES que l'on pourrait observer si le projet climatique n'était pas réalisé.

D'un point de vue économique, le choix d'investissement « climatique » intègre une composante spécifique, basée sur l'évaluation de l'ensemble des unités de réduction des émissions (UREs) obtenues suite au projet. Une partie ou la totalité des UREs sera attribuée à l'investisseur du projet sous forme de crédits d'émissions. L'évaluation des crédits d'émissions permettra d'estimer l'impact de la valeur des crédits sur la faisabilité des projets (on peut supposer que cet impact pourrait être décisif pour les projets environnementaux à la limite de rentabilité).

L'évaluation de crédits d'émissions est soumise aux incertitudes concernant le volume de réduction des émissions qui pourraient être obtenues par le projet. Ce volume de réduction sera déterminé à partir du niveau de référence de projet qui fait appel à de nombreux critères méthodologiques :

- La validité temporaire du niveau de référence qui définit la période d'accumulation des réductions annuelles des émissions de GES.
- Le caractère statique ou dynamique du niveau de référence qui influence la prévisibilité des évaluations économiques et financières du projet.
- Les limites du système d'évaluation qui déterminent l'impact direct et indirect du projet sur le niveau des émissions de GES.

Dans le cadre du MDP, l'évaluation des crédits d'émissions de GES est également soumise au risque lié à la certification indépendante obligatoire des unités de réduction. Ainsi, l'ensemble des dispositifs de surveillance et de vérification des résultats du projet doit être mis en place par l'investisseur. Certains experts prévoient que les projets d'application conjointe seront soumis à une même obligation afin d'assurer l'uniformité des unités de réduction des émissions issues de ces deux mécanismes de flexibilité.

L'impact des crédits d'émissions de GES sur la rentabilité des projets sera également influencé par le poids des coûts de transaction. Ces coûts se composent des dépenses additionnelles

relatives au développement du projet conformément aux critères décrits précédemment, et plus particulièrement :

- La préparation de l'étude d'éligibilité de projet dans le cadre de l'application conjointe ou de MDP.
- L'approbation du projet par les autorités du pays - hôte de l'activité.
- L'enregistrement du projet de MDP auprès du Comité Exécutif du MDP¹.
- La vérification et la certification des réductions des émissions de GES par une entité indépendante.

L'absence de règles transparentes de la mise en place des mécanismes de flexibilité amplifie les incertitudes liées à l'évaluation de projets climatiques. Ainsi l'investisseur est confronté aux coûts de transaction significatifs, ce qui pourrait diminuer l'attractivité de ces projets. On pourrait cependant, s'attendre à une réduction des coûts de transaction suite à l'acquisition de l'expérience par les investisseurs et aux efforts qui seront entrepris par les pays – hôte des projets d'application conjointe et de MDP.

2.2. Les prévisions des prix du carbone

Le prix du carbone sera déterminé par le marché international de permis d'émission négociables et permettra d'attribuer une valeur aux crédits d'émissions obtenus par les projets. L'incertitude concernant ce prix du carbone rend difficile l'évaluation de l'apport financier des crédits d'émissions sur la rentabilité des projets. Les estimations du prix du carbone sur le futur marché dépendent largement des règles de fonctionnement de ce dernier, notamment :

- Du nombre des participants habilités aux échanges (la participation des PVD et des compagnies privées).
- De l'uniformité des unités de réduction d'émissions issues des différents mécanismes de flexibilité.
- De la responsabilité du « vendeur » ou de l'« acheteur » en cas de non-conformité des participants aux engagements nationaux de réduction des émissions de GES.

Le tableau III présente les estimations de la valeur de CO₂ selon les différents scénarios de marché de permis négociables et les marchés actuels. Il faut toutefois préciser que ces prévisions ont été réalisées avant le retrait des Etats-Unis du Protocole de Kyoto. L'absence sur le marché international de cet acheteur majeur de droits d'émissions, aurait pour conséquence une baisse considérable des prix du carbone. Les scénarios de marché de permis négociables sont basés sur le fonctionnement du marché au niveau mondial, au niveau des pays de l'Annexe B ou limité à l'Union Européenne. Le marché au niveau mondial pourrait aboutir à une économie du coût global de réduction des émissions la plus importante. Néanmoins, certains économistes craignent que le niveau de prix du carbone peu élevé puisse limiter le choix de mesures de réduction des émissions en réduisant l'impact des crédits d'émission sur la faisabilité des projets.

¹ Le Comité Exécutif de MDP est un organisme international qui devra superviser les transferts des crédits d'émissions de GES issus des projets de MDP.

TABLEAU III – LES PREVISIONS DU PRIX DE CO₂

Scénarios de marché de carbone (Blanchard et Criqui (2000))	Prix moyen en 2010 (USD/tonne CO ₂ -équiv.)
Marché dans le cadre de l'Union Européenne	37-44
Marché dans le cadre des pays de l'Annexe B	14
Marché mondial	5-8
Marché de carbone	Prix moyen (USD/tonne CO ₂ -équiv.)
Prix de marché interne de BP – Amoco (Haton, 2001)	8
Prix actuel (Prototype Carbon Fund, 2001)	2-3

Source : PriceWaterhouseCoopers et BP (2000, p. 10).

3. L'expérience des compagnies pétrolières en matière de projets dans le cadre des mécanismes de flexibilité

Après avoir défini les principes de fonctionnement et les risques liés aux mécanismes de flexibilité nous nous intéresserons à l'expérience acquise par les compagnies pétrolières en matière de projets d'investissement. Deux compagnies pétrolières majeures, Shell et BP Amoco, développent des projets d'investissement international dans les réductions des émissions de GES et participent également au Prototype Carbon Fund de la Banque Mondiale.

3.1. Les projets « pilotes » des compagnies pétrolières dans le cadre des mécanismes de flexibilité

Shell développe les projets de démonstration dans le cadre du MDP afin d'acquérir l'expérience concernant l'application de ce mécanisme et l'élaboration d'une meilleure approche interne d'identification et d'évaluation des projets « climatiques ». A présent, l'intérêt du Groupe porte exclusivement sur le MDP qui deviendra opérationnel avant le mécanisme d'application conjointe. Shell propose à ses entités implantées dans les PVD de recourir au MDP pour obtenir les réductions des émissions de GES sachant que le Protocole de Kyoto n'autorise pas la participation des PVD au marché international de permis négociables. Les réductions réalisées par ces entités pourront ensuite être utilisées pour remplir leurs engagements de réduction d'émissions, ou bien être proposées sur le marché interne d'émissions au niveau du Groupe. Shell reconnaît que le fonctionnement efficace du MDP pourra aboutir à une augmentation de l'investissement du Groupe dans les PVD et de faire évoluer le portefeuille de projets en faveur des énergies renouvelables ou des énergies à moindre contenu en carbone (Shell, 2000).

En 2000, le processus d'identification des projets a conduit à retenir 8 projets potentiels du MDP (Shell, 2000). L'information disponible sur 3 projets est présentée dans le tableau IV.

BP Amoco travaille avec PriceWaterhouseCoopers sur une possible contribution des projets d'AC et de MDP aux objectifs de réduction des émissions de GES du Groupe. L'objectif du programme consiste à évaluer l'impact de la valeur des crédits d'émissions sur la rentabilité des projets et les principes d'intégration des crédits d'émissions obtenus par les projets dans le

système de marché interne de permis négociables. Les projets de BP Amoco qui sont en cours de réalisation ou en stade de développement sont présentés dans le tableau IV.

TABLEAU IV – LES TYPES DES ACTIVITES DES PROJETS DANS LE CADRE DES MECANISMES DE FLEXIBILITE

Type de projet	Shell	BP Amoco
Mécanisme de développement propre		
Electrification rurale / énergie solaire	✓	✓
Electrification rurale / énergie solaire / biomasse	✓	
Construction de cycle combiné au Brésil (nouvelle capacité)		✓
Construction de cycle combiné en Chine (nouvelle capacité)		✓
Technologie propre de production d'acide sulfurique	✓	
Ré-injection de gaz associé (élimination du dégazage directe)		✓
Ré-injection de gaz associé sur le site offshore		✓
Projet d'afforestation en Australie		✓
Mécanisme d'application conjointe		
Installation d'une unité de cogénération pour une raffinerie / procédés chimiques (remplacement de combustible)		✓
Production d'électricité locale / énergie solaire (Etats-Unis)		✓
Construction de cycle combiné en Grande-Bretagne (nouvelle capacité)		✓

Source : PriceWaterhouseCoopers et BP (2000).

Les choix des projets effectués montrent l'intérêt que les compagnies pétrolières portent au MDP. On peut supposer que les compagnies espèrent obtenir plus d'avantages en matière de coûts de réduction des émissions dans les PVD. De plus, selon le Protocole de Kyoto, ce mécanisme de flexibilité pourra être utilisé avant la première période budgétaire. Nous pouvons également observer que les projets concernent non seulement le métier pétrolier (les projets de ré-injection de gaz associé et de production d'électricité pour le raffinage et les procédés chimiques), mais aussi, en grande mesure, les autres activités (projets électriques utilisant les énergies renouvelables). Néanmoins, le nombre restreint de projets ne permet pas d'évaluer l'importance future du MDP et de l'AC dans les activités climatiques des compagnies pétrolières, et de prévoir la répartition des projets entre les activités directement liées au métier pétrolier et les autres activités énergétiques.

3.2. Les résultats des premières expériences

L'expérience de réalisation des projets dans le cadre des mécanismes de flexibilité a permis aux compagnies pétrolières d'étudier les aspects suivants :

- L'impact de la valeur des crédits d'émissions de GES sur la rentabilité des projets.
- Les risques spécifiques liés aux activités dans le cadre des mécanismes de flexibilité.
- L'efficacité des mécanismes de flexibilité au stade actuel.
- Les efforts nécessaires à l'amélioration des modalités de fonctionnement des mécanismes de flexibilité afin d'augmenter leur attractivité pour l'investisseur privé, notamment en réduisant les coûts de transaction.

Pour la plupart des projets de MDP développés par les compagnies pétrolière, la valeur des crédits d'émissions (hors coûts de transaction) a un impact peu significatif sur la faisabilité. La valeur des crédits d'émissions, estimée à 5-20 USD/tCO₂, pourrait représenter au maximum de 4 à 10% de l'investissement initial. Ce phénomène peut être lié aux incertitudes des évaluations des crédits d'émissions, le volume total de crédits d'émissions pouvant varier de \pm 80% selon la méthodologie de définition du niveau de référence. De plus, les prix actuels du carbone ne permettent pas d'intégrer une valorisation plus importante des crédits d'émissions obtenus suite aux projets.

Seuls les projets de taille importante aboutissent à des volumes significatifs de réductions annuelles des émissions, de l'ordre d'un million de tonnes de CO₂, cumulées sur une durée de vie des projets de 15-20 ans. Ce volume de crédits d'émissions de GES exerce un impact significatif sur la rentabilité des projets¹, par exemple, l'apport des crédits d'émissions aux flux financiers d'un projet de construction d'un cycle combiné de 400 MW en Chine, fait augmenter le taux de rentabilité interne du projet de 1,2% à 3,8% selon les hypothèses du prix du carbone, de 5 à 20 USD/tCO₂.

L'attractivité du MDP et de l'AC pour les compagnies pétrolières dépend également du niveau des coûts de transaction des projets. Ces coûts sont actuellement très élevés et représentent de 2 à 23% de l'investissement initial selon le type et la taille des projets (PriceWaterhouseCoopers, 2000). Ce niveau des coûts de transaction pénalise les projets de petite taille utilisant les énergies renouvelables, qui représentent une part majeure des projets envisagés dans les PVD (les projets d'électrification rurale). Cependant, les coûts de transaction pourraient être réduits avec le développement des activités dans le cadre des mécanismes de flexibilité, notamment grâce aux mesures suivantes :

- L'élaboration des critères transparents du développement durable et des critères d'éligibilité spécifiques au contexte national des pays – hôte.
- La définition des niveaux de référence standardisés (pour certains types de projets, notamment pour les projets électriques).
- Le recours à des services spécialisés en matière de vérification, de validation et de certification des projets dans le cadre des mécanismes de flexibilité.

L'expérience accumulée par les compagnies pétrolières démontre que le processus de prise de décision concernant l'investissement dans le cadre des mécanismes de flexibilité est beaucoup trop lourd et complexe par rapport à la pratique courante d'évaluation des projets. Le choix d'un projet éligible et le calcul des réductions additionnelles des émissions de GES sont particulièrement coûteux et consommateurs de temps. Le concept du niveau de référence qui exerce une influence majeure sur le volume de crédits d'émissions, doit être défini d'une manière transparente pour permettre l'identification rapide de projets éligibles. De plus, une incertitude considérable pèse sur la future valeur du carbone. On pourrait supposer qu'à court et moyen terme, la valeur des crédits d'émissions ne sera pas décisive pour le choix d'investissement des compagnies pétrolières. Sans une amélioration significative de l'efficacité des mécanismes de flexibilité basés sur les projets, les compagnies vont toujours favoriser les projets qui seront rentables sans composante « climatique ».

¹ Parmi les projets présentés dans le tableau III, les projets ayant impact significatif de la composante « climatique » sont les suivants : construction de CC en Chine et les projets de ré-injection du gaz associé.

CONCLUSION

La part non-négligeable des émissions de GES engendrée par les activités pétrolières et gazières dans les émissions mondiales contraint cette industrie à jouer un rôle dans la lutte contre le changement climatique. Les compagnies pétrolières multinationales s'intéressent d'ores et déjà aux enjeux de leur participation à l'effort de réduction des émissions de GES. Dans cette optique, certaines compagnies prennent des engagements volontaires de réduction des émissions, et expérimentent les instruments économiques tels que le marché de permis négociables et les projets d'investissement international dans le cadre des mécanismes de flexibilité.

Nous ne pouvons pas actuellement définir le potentiel exact de réduction des émissions de GES au sein de l'industrie pétrolière et gazière. Les opportunités existantes de réduction des émissions sont liées aux caractéristiques propres à chaque branche d'activité et sont déterminées par des conditions d'ordre technique et économique. Une des limites importantes pour ce potentiel est liée aux exigences de plus en plus contraignantes de la qualité des produits. L'analyse économique du potentiel de réduction des émissions met en évidence les coûts spécifiques de réduction considérables. L'analyse classique des projets n'est pas appropriée pour évaluer la composante environnementale des mesures de réduction des émissions. Une nouvelle approche, intégrant les critères spécifiques, tels que la valorisation du carbone, devrait devenir prépondérante en matière d'estimation des coûts de réduction des émissions. L'industrie pétrolière et gazière, à fort caractère international, pourrait bénéficier de l'internationalisation de l'effort de réduction des émissions de GES, qui permettra d'exploiter les différences régionales des opportunités et des coûts de réduction des émissions. Les compagnies pétrolières multinationales seront amenées à recourir aux nouvelles formes de coopération internationale dans le cadre des mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto.

Les mécanismes de flexibilité basés sur les projets constituent un cadre spécifique d'investissement international qui doit satisfaire à plusieurs critères d'ordre environnemental et méthodologique. Les modalités précises de fonctionnement d'application conjointe et de MDP font encore l'objet de négociations internationales. A l'heure actuelle, les projets se caractérisent par des coûts de transaction élevés, leur choix et le calcul des crédits d'émissions reposent sur des notions, telles que l'additionnalité et le niveau de référence, qui manquent de transparence. De plus, l'évaluation de l'impact de la valeur du carbone sur l'économie des projets est soumise à l'incertitude concernant les prix futurs du carbone. L'expérience acquise par BP Amoco et Shell dans des projets climatiques, démontre que le processus de choix et de développement des projets dans le cadre d'application conjointe et du MDP est trop complexe par rapport à la pratique courante. On peut constater qu'actuellement la valeur des crédits d'émissions n'est pas décisive pour le choix d'investissement des compagnies pétrolières, et qu'à court et moyen terme, cette composante climatique des projets pourrait rester peu significative. Néanmoins, l'anticipation d'une contrainte climatique par les compagnies pétrolières tend à faire évoluer leur portefeuille d'activité vers des énergies à moindre contenu en carbone et vers les énergies renouvelables.

Quelles seront les perspectives réelles des mécanismes de flexibilité du Protocole de Kyoto et leur contribution aux objectifs du développement durable ?

Les mécanismes de flexibilité, permettant une optimisation de l'effort de réduction des émissions de GES, représentent l'acquis essentiel du Protocole de Kyoto. La coopération interna-

tionale dans le cadre de ces mécanismes pourrait également aboutir à l'intensification du transfert des technologies propres et des connaissances en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique. De plus, le mécanisme de développement propre permet aux PVD d'accueillir l'investissement dans les activités climatiques, en intégrant ces pays dans l'optique du développement durable. Shell, par exemple, reconnaît que le recours au MDP pourra entraîner une augmentation du niveau d'investissement du Groupe dans les PVD. Cependant, pour amplifier le flux d'investissement dans les projets climatiques internationaux, il est indispensable d'améliorer l'efficacité de fonctionnement des mécanismes de flexibilité internationaux grâce à la définition de règles transparentes de leur application et suite à l'acquisition de l'expérience des autorités nationales et des investisseurs privés.

BIBLIOGRAPHIE

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, 2001, *Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry*, API.
- BARTSCH U. et B. MÜLLER, 2000, *Fossil Fuels in a Changing Climate*, Oxford University Press, Oxford.
- BLANCHARD O. et P. CRIQUI P, 2000, « La valeur du carbone : un concept générique pour les politiques de réduction des émissions », *Economie internationale*, 0(82), pp. 75-102.
- CEDIGAZ, 2000, *Le gaz naturel dans le monde*, CEDIGAZ, Paris.
- DG ENVIRONMENT, EUROPEAN COMMISSION, 2001, *Economic Evaluation of Methane Emission Reduction in the Extraction, Transport and Distribution of Fossil Fuels in the EU*, disponible sur le site internet : <http://europe.eu.int/comm/environment/enveco>.
- GRUTTER J., 2001, « The GHG Market after Bonn », *Joint Implementation Quarterly*.
- HATON E., 2001, « L'engagement de BP face au changement climatique », Présentation aux *Journées de l'AFTP*, 2001, Paris.
- HOURCADE J.-C. et E. FORTIN, 2000, « Impact économique des politiques climatiques : des controverses aux enjeux de coordination », *Economie internationale*, 0(82), pp. 45-73.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2000, *World Energy Outlook*, OCDE, Paris.
- PRICEWATERHOUSECOOPERS et BP, 2000, *Credit based emissions reduction projects : Learning through practical engagement*, disponible sur le site internet : <http://www.pwcglobal.com/ghgreports>.
- PRICEWATERHOUSECOOPERS, 2000, *A business view on key issues relating to the Kyoto mechanisms*, disponible sur Internet : <http://www.pwcglobal.com/ghgreports>.
- PROTOCOLE DE KYOTO A LA CONVENTION-CADRE DES NATIONS-UNIES SUR LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES, 1997, disponible sur le site internet : <http://www.unfccc.int/resource/convkp.html>.
- PROTOTYPE CARBON FUND, 2001, *Annual Report 2001*, disponible sur le site internet : <http://www.prototypecarbonfund.org>.
- SHELL, 2000, *The Shell Clean Development Mechanism Demonstration Programme*, disponible sur le site internet : <http://www.shell.com/library/publication/>.
- SIGAUD J.-B., 2001, « Emissions de CO₂ et bilan énergétique des raffineries : la part des choses », Présentation aux *Journées de l'AFTP*, 2001, Paris.
- SNC-LAVALIN, 1999, *Analyse des coûts de la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les raffineries de pétrole*, Secrétariat national du changement climatique, Canada.

U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, OFFICE OF AIR AND RADIATION, 1999, *U.S. Methane Emissions 1990-2020 : Inventories, Projections, and Opportunities for Reductions*, disponible sur le site internet : <http://www.epa.gov/globalwarming/publications/emissions>.