



RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL SUR LA VOLATILITÉ DES PRIX DU PÉTROLE

Sous la présidence de Jean-Marie CHEVALIER

- FÉVRIER 2010 -

Le groupe de travail sur la volatilité des prix du pétrole était composé de :

- ◆ M. Jean-Marie Chevalier, professeur à l'université Paris Dauphine et directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP), président,
- ◆ M. Frédéric Baule, *General Manager Risk Management Services*, Total Oil Trading SA,
- ◆ M. Frédéric Lasserre, Responsable de la recherche matières premières, SG CIB,
- ◆ M. Ivan Odonnat, Directeur des risques des opérations, Banque de France,
- ◆ M. Edouard Viellefond, Secrétaire général adjoint, Autorité des marchés financiers,
- ◆ M. Michel Laffitte, Inspecteur des finances, rapporteur.

Le groupe a également bénéficié de la collaboration de M. Julien Chevallier, maître de conférences en sciences économiques à l'université Paris Dauphine (CGEMP/LEDA).

Le groupe de travail tient à remercier l'ensemble des personnes qu'il a rencontrées au cours de ses travaux, qui sont citées en annexe, ainsi que les services de l'Inspection générale des finances et les missions économiques à l'étranger du ministère pour l'appui technique et logistique qui a pu lui être apporté.

SYNTHESE

Depuis 2008, le pétrole attire encore une fois l'attention de la communauté internationale en raison des fortes variations affectant ses cours. Conformément à la lettre de mission, le groupe de travail s'est interrogé sur la détermination du prix du pétrole, sur les réflexions qui sont actuellement menées sur le sujet et sur des recommandations qui peuvent être faites au Gouvernement.

1. Les marchés du pétrole : volatilité, stratégies financières et prix

La volatilité du prix du brut¹, telle qu'elle s'est manifestée en 2008-2009, soulève de nombreuses questions quant à la détermination du prix du pétrole et au jeu complexe des interdépendances entre les marchés physiques et les marchés financiers.

Ces marchés ont connu une transformation radicale au cours des dix dernières années, dont les principales composantes sont les suivantes :

- ◆ la période 2000-2003 est marquée par une relative stabilité des prix à l'intérieur d'une bande de variation (22-28 dollars par baril) qui avait été décidée et mise en place par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), suite à l'effondrement des prix en 1998 (10 dollars). Cette plage de variation était considérée comme adéquate, ni trop basse pour répondre aux besoins financiers des pays exportateurs, ni trop haute pour éviter les effets négatifs sur l'économie mondiale ;
- ◆ les années 2004-2008 sont marquées par une explosion de la demande de pétrole soutenue par une forte croissance économique mondiale, tant dans les pays émergents qu'aux États-Unis. Les prix s'envolent vers les 100 dollars sans que la croissance économique mondiale n'en souffre fortement ;
- ◆ parallèlement, on assiste à une forte montée en puissance des marchés financiers, pour le pétrole, les produits pétroliers et, plus généralement, pour les *commodities*². Cette croissance rapide de la sphère financière – avec un volume de transactions qui représenterait aujourd'hui environ trente-cinq fois celui de la sphère du pétrole physique – va de pair avec une multiplication des acteurs, des produits financiers, des places de marché, les unes régulées (les marchés organisés), les autres non régulées (les marchés de gré à gré ou *over the counter* - OTC), ces dernières prenant une importance croissante.
- ◆ la période 2008-2009 pose ainsi le problème des interactions entre les éléments physiques et financiers : elle est marquée par 3 phases successives : en janvier-juillet 2008, la montée des prix à 145 dollars qui suscite rapidement des interrogations sur le rôle qu'ont pu y jouer les marchés financiers ; en juillet-décembre 2008, la chute à 36 dollars pour laquelle se conjuguent une correction financière et la baisse de la demande induite par les effets de la crise économique ; dans le courant de 2009, la remontée des prix vers 80 dollars qui paraît antinomique avec l'état des fondamentaux physiques, nonobstant les ajustements de l'offre réalisés par l'OPEP.

¹ Il serait plus exact de parler de variation de prix de grande ampleur sur une période donnée, et non de « volatilité » au sens statistique ou financier du terme. La période 2008-2009 a été marquée à la fois par des variations de prix très importantes et par une forte volatilité.

² Ce terme étant entendu au sens de matières premières agricoles (*soft commodities*), des métaux et autres produits de base – dont le pétrole – (*hard commodities*) susceptibles d'être traités sur des marchés au comptant ou à terme, sous forme « physique » ou « papier ».

Rapport

Les prix du pétrole se forment essentiellement à partir des marchés organisés de futures (WTI américain et *Brent* européen), et obéissent tant à des fondamentaux physiques que financiers. Les premiers concernent les données conduisant à l'équilibre dynamique entre l'offre et la demande, toutes deux marquées par une très faible élasticité-prix à court terme, ce qui *de facto* crée les conditions d'une forte volatilité. Les seconds dépassent le seul marché pétrolier et concourent au fonctionnement des marchés financiers dans leur ensemble où différentes classes d'actifs, dont le pétrole, sont en concurrence permanente les unes avec les autres. Ainsi, sur les marchés physiques et les marchés financiers, le pétrole engendre deux demandes distinctes : une demande de pétrole « physique » et une demande de pétrole « papier ».

Les acteurs présents sur ces marchés peuvent avoir des objectifs différents : couverture du risque de prix (*hedging*), prises de positions dans le cadre d'opérations de *trading* (spéculation), arbitrages dans le temps et entre produits, gestion de portefeuille et diversification des risques, notamment pour les fonds indexés. Ces objectifs peuvent parfois se combiner chez un même acteur.

La complexité des interactions entre le physique et le financier limite de fait toute explication univoque sur la forte variation des prix du pétrole sur la période récente. Dans l'abondante littérature consacrée au sujet il est difficile de trancher entre les tenants des fondamentaux physiques (la demande adressée des pays émergents, les craintes d'un « *peak oil* », la crise économique, etc.) et les tenants des fondamentaux financiers (le rôle des taux de change et des taux d'intérêt, la montée en puissance du pétrole « papier », l'arrivée de nouveaux intervenants tels que les fonds indexés sur les matières premières, les comportements moutonniers – *herding* – des investisseurs, le jeu des arbitragistes *spot* – *futures* et ses limites).

Les données statistiques disponibles ne permettent pas non plus d'établir clairement des liens de causalité entre les positions ouvertes des investisseurs financiers sur les marchés de *futures* et les prix observés sur le marché *spot*. *A contrario*, rien ne permet également de l'exclure. Ainsi, on peut raisonnablement avancer en conclusion :

- ◆ que le jeu de certains acteurs financiers a pu amplifier les mouvements à la hausse ou à la baisse des cours, augmentant la volatilité naturelle des prix du pétrole ;
- ◆ qu'on ne peut exclure que de tels mouvements ne se reproduisent dans les années à venir, à la volatilité naturelle s'ajoutant celle due aux comportements d'investisseurs financiers qui considèrent le pétrole (et plus généralement les matières premières) comme une classe d'actifs arbitrables par rapport à d'autres ;
- ◆ que les tensions fortes sur les cours se manifesteront en raison essentiellement de fondamentaux physiques (sous-investissement en nouvelles capacités) d'ici la fin de la décennie ;
- ◆ que le fonctionnement des marchés financiers du pétrole et la logique financière des acteurs qui les animent sont porteurs de risques difficilement contrôlables qui peuvent engendrer un risque systémique.

La question du prix du pétrole débouche ainsi sur la problématique plus générale de la régulation des marchés financiers.

2. Les réflexions et les actions en cours pour améliorer le fonctionnement des marchés pétroliers

L'ampleur des variations du prix du pétrole en 2008 et 2009 tout autant que la gravité de la crise économique issue des désordres financiers mondiaux ont amené les gouvernements à réagir vigoureusement : les articles du Président Nicolas Sarkozy et du Premier Ministre britannique Gordon Brown dans le *Wall Street Journal*³, les conférences de Djeddah et de Londres sur l'énergie⁴ et les initiatives du G8 et du G20⁵ appellent à des réflexions et des actions tant sur la question pétrolière que sur le fonctionnement des marchés financiers dans leur ensemble. A ce titre, il convient particulièrement de souligner les efforts faits en matière d'amélioration de la connaissance des fondamentaux du marché physique à travers l'initiative sur la transparence des marchés du pétrole (*Joint Oil Data Initiative*), les études menés par le Forum international de l'énergie (FIE) et les travaux en cours portant sur une amélioration de la régulation des marchés financiers, notamment de *commodities*.

2.1. L'initiative sur la transparence des données pétrolières (*Joint Oil Data Initiative* ou JODI)

Les marchés du pétrole brut et des produits raffinés sont caractérisés par une insuffisance des données de base. Pour améliorer cette situation, une initiative a été lancée en 2001 par six organisations internationales (APEC, Eurostat, IEA, OLADE, OPEC, UNSD⁶), pour la construction d'une base de données à l'échelle mondiale concernant les principales caractéristiques quantitatives (production, demande, entrées et sorties de raffineries, niveau et variation des stocks) de sept catégories de produits pétroliers (pétrole brut, GPL, essence, kérosène, gazole, fuel, autres produits issus du pétrole). Cette initiative est importante et doit être approfondie.

2.2. Les travaux du Forum international de l'énergie

Dans le cadre du dialogue entre pays producteurs et pays consommateurs de pétrole amorcé en 1991 à l'initiative de la France, le Forum international de l'énergie, créé en 2000, regroupe aujourd'hui plus de soixante pays et trente compagnies pétrolières. A la suite des conférences de Djeddah et de Londres, un groupe d'experts a été constitué pour préparer des recommandations qui doivent être présentées à la réunion ministérielle du FIE au Mexique en mars 2010⁷, avec comme objectif « de renforcer l'architecture du dialogue international, de renforcer le FIE et de réduire la volatilité sur les marchés pétroliers ». Ce groupe d'experts, qui a mené ses travaux tout au long de l'année 2009 et a rendu son rapport en décembre dernier, conclut sur trois points :

- ♦ utiliser pleinement le potentiel du FIE, seul forum regroupant aujourd'hui pratiquement tous les grands acteurs de ce secteur, afin d'améliorer le dialogue entre les producteurs et les consommateurs de produits pétroliers (et gaziers) ;

³ *Wall Street Journal* des 8 juillet et 10 décembre 2009.

⁴ *Ad hoc Ministerial Energy Meetings* des 22 juin et 19 décembre 2008.

⁵ Conclusions du G8 de l'Aquila du 8 juillet 2009 et du G20 de Pittsburg du 25 septembre 2009.

⁶ *Asia Pacific Economic Co-operation, Statistical Office of the European Communities, International Energy Agency, Latin-American Energy Organization, Organization of Petroleum Exporting Countries, United Nations Statistics Division.*

⁷ La France était représentée, avec 10 autres pays dans le *High Level Steering Group* (HLSG) du FIE qui a supervisé les travaux du groupe de sept experts internationaux. L'ancien directeur exécutif de l'AIE, Claude Mandil, a fait partie de ce groupe.

Rapport

- ◆ afin de limiter la volatilité des marchés pétroliers, progresser dans la connaissance des interactions entre les marchés physique et financier du pétrole, renforcer les obligations de transparence (notamment grâce à JODI) et renforcer la réglementation sur les limites de positions et les appels de marges des acteurs financiers (tout en restant prudent sur ce dernier point). De fait, les conclusions des experts sont assez proches de celles développées *supra* : compte tenu des données disponibles, rien ne permet d'établir de manière académique que les événements de 2008-2009 ont été de nature spéculative, mais rien ne prouve non plus le contraire ;
- ◆ favoriser à travers le FIE l'émergence d'un « consensus » sur un prix adéquat (ou une bande de variation des prix) du pétrole, sans recourir à des mécanismes contraignants qui ont peu de chance de fonctionner et qui en tout état de cause rencontreraient l'opposition de l'OPEP et des États-Unis. Les experts reconnaissent qu'aujourd'hui il existerait un consensus conjoncturel pour une plage de variation comprise entre 60 et 80 dollars par baril, sans qu'on soit toutefois assuré que cette bande permette un équilibre stable du marché.

2.3. Les réformes réglementaires aujourd'hui envisagées des marchés financiers du pétrole

Les évolutions réglementaires en cours concernant les dérivés pétroliers s'inscrivent dans le cadre plus général de la réforme globale des marchés financiers et des dérivés OTC. Cette réforme mêle des considérations de transparence (enregistrement exhaustif des transactions sur les marchés OTC, réintégration d'une partie des dérivés OTC vers les marchés organisés) et de limitation des risques de contrepartie (augmentation de la part des opérations transitant par des chambres de compensation centrales et inscription dans des registres centraux de données dans une perspective axée sur la prévention des risques systémiques).

Les États-Unis sont à cet égard largement en avance sur l'Europe, et pourraient mettre en place, courant 2010, une réglementation très développée sur les marchés dérivés, qui comportera des dispositions spécifiques concernant les dérivés de matières premières, notamment le pétrole. La *Commodity futures trading commission* (CFTC) américaine et la *Financial Services Authority* (FSA) britannique, à travers la présidence d'un groupe de travail *ad hoc* de l'OICV⁸, pilotent aujourd'hui des discussions sur les obligations de transparence, de compensation centralisée et d'enregistrement dans des registres centraux des dérivés financiers de *commodities*. Dans ce cadre, la montée en puissance sur ces sujets de l'Europe, que ce soit au niveau de la Commission, de l'ECOFIN ou du Conseil de l'Union européenne est une nécessité, car la France ne peut agir seule dans ce domaine.

3. Des recommandations pour la France

L'analyse menée ci-dessus conduit à privilégier quatre orientations stratégiques sur lesquelles la France pourrait avoir une influence significative pour approfondir la connaissance des marchés pétroliers et améliorer leur fonctionnement, que le rapport décline en 22 propositions opérationnelles reprises *infra*.

⁸ Organisation internationale des commissions de valeur (OICV) ou son acronyme anglais IOSCO.

3.1. Soutenir activement les initiatives du Forum international de l'énergie et agir en faveur d'une plus grande transparence des marchés du pétrole

Le FIE représente à l'heure actuelle le seul lieu de débat, légitimé par le G20, pour approfondir le dialogue entre les pays producteurs et les pays consommateurs d'énergie. Ce dialogue n'est pas exempt de difficultés, comme le montrent par exemple les conclusions du groupe d'experts sur la question de la bande de fluctuation des prix du pétrole. Le Forum – et son secrétariat – ont toutefois un rôle essentiel à jouer pour accélérer l'initiative JODI qui est aujourd'hui l'instrument essentiel et « partagé »⁹ pour améliorer la transparence sur les fondamentaux physiques des marchés pétroliers. Par ailleurs, dans le contexte d'une amélioration de la régulation de l'économie mondiale réclamée par la communauté internationale, le Forum peut être amené à approfondir les questions pétrolières et énergétiques dans un contexte beaucoup plus large : relations entre le prix du pétrole, les taux de change et l'inflation, organisation des flux financiers liés à l'énergie, relations entre le pétrole, l'énergie et le développement économique. De par leur position internationale, la France et la Commission européenne – qui suit par ailleurs attentivement les travaux du FIE et entretient un dialogue constructif avec l'OPEP – peuvent jouer un rôle important au sein de cette instance, et porter les réflexions qu'elle mène au niveau du Conseil de stabilité financière (CSF) et du G20.

3.2. Appliquer pleinement aux marchés financiers du pétrole les orientations globales arrêtées au niveau du G20

Les objectifs des réformes réglementaires envisagées aux États-Unis et les travaux menés au niveau international dans le cadre de l'OICV sont conformes aux orientations du G20. On ne peut toutefois sous-estimer l'influence des forces en présence qui sont réticentes à un renforcement de la réglementation des marchés financiers dérivés du pétrole : exemptions généreuses au profit des utilisateurs finaux aux États-Unis, compétition entre les places financières américaines et britanniques qui peuvent freiner l'ardeur des régulateurs. La réglementation « légère » aujourd'hui applicable aux marchés dérivés du pétrole, initialement destinés aux professionnels, doit faire place du fait de leur financiarisation croissante à une réglementation plus complète permettant de faire face aux risques traditionnels de fraude et d'abus de position dominante, mais également aux risques systémiques et aux impératifs de protection des investisseurs.

Dans la perspective de l'assainissement du système financier international et dans le cadre du G20, la France ne peut que soutenir fermement des propositions qui pourraient être de nature à réduire les éléments de volatilité des prix du pétrole et à limiter l'accumulation des risques de nature à déboucher sur une crise systémique. Ceci suppose toutefois que ces nouvelles règles puissent être appliquées de la même façon à l'ensemble des places qui constituent le système financier international. Dans une telle perspective, les travaux en cours du FMI et du CSF, et le développement d'un dialogue transatlantique sur les marchés de commodités qui ne se limite pas à un face-à-face CFTC-FSA, constituent des priorités.

3.3. Mettre en place des règles spécifiques complémentaires

Le groupe de travail estime que dans les réflexions en cours sur les marchés financiers du pétrole, plusieurs points importants n'ont pas suffisamment pris en compte :

⁹ En comparaison par exemple avec l'Agence internationale de l'énergie, qui reste très orientée vers les pays de l'OCDE, en dépit des liens qu'elle tente de développer tant avec certains grands pays consommateurs non OCDE (Chine, Inde, Russie) qu'avec l'OPEP.

Rapport

- ◆ le problème de la concentration des positions de marché entre les mains de quelques acteurs très puissants ;
- ◆ l'absence de « murailles de Chine » sur les marchés de commodities entre les activités de recherche publiée et les activités de *trading* des établissements financiers et, plus généralement, entre les opérations faites pour le compte de clients et celles faites pour compte propre ;
- ◆ le statut des intervenants de ces marchés et la question de la protection des investisseurs non professionnels.

Ces préoccupations semblent aujourd'hui partagées par l'administration américaine¹⁰ : il conviendra que les orientations nécessaires soient définies au niveau international.

3.4. Proposer une véritable « stratégie pétrolière » pour l'Union européenne.

Avec l'adoption du paquet énergie-climat en décembre 2008 sous présidence française de l'Union, l'Europe a amorcé un virage important dans la construction de son futur énergétique. Les priorités affichées sont l'efficacité énergétique, la réduction des émissions, le développement des énergies renouvelables et la sécurité des approvisionnements, notamment pour le gaz naturel. Les questions pétrolières ne sont pas abordées alors qu'une vraisemblable diminution de la demande aurait des conséquences importantes tant pour les producteurs que pour les consommateurs et que l'Europe des 27 s'achemine vers une dépendance pétrolière à 90 pour cent. La mission estime nécessaire que la Commission soit en mesure de proposer une véritable « stratégie pétrolière » pour l'Europe, qui inclurait :

- ◆ l'élaboration de scénarios de demande en produits pétroliers pour l'Union, cohérents avec les orientations énergétiques à moyen terme. ;
- ◆ un rôle actif dans la surveillance, voire la réglementation des marchés physiques du pétrole, tant pour des préoccupations de transparence et de concurrence que pour assurer une cohérence avec les actions engagés sur les marchés financiers de *commodities* ;
- ◆ une amélioration de la fiabilité et un raccourcissement des délais de publication des statistiques relatives aux stocks de produits pétroliers en Europe, avant même d'envisager une augmentation de la fréquence de cette publication ;
- ◆ une harmonisation de la fiscalité pétrolière dans le cadre de la nouvelle problématique énergie carbone ;
- ◆ une meilleure concertation des politiques nationales énergie-environnement pour gérer ensemble la construction d'un bouquet énergétique moins intense en carbone, la maîtrise de la demande en produits pétroliers devant jouer un rôle central dans ces politiques ;
- ◆ une action de coopération avec les pays du Sud qui cherchent eux-aussi à réduire leur dépendance vis-à-vis du pétrole et de la volatilité des prix.

*

Touchant tant au domaine des marchés physiques que financiers du pétrole et des produits pétroliers, ces propositions et recommandations devront être portées au niveau international, que ce soit auprès du G20, de l'Union européenne et des instances spécialisées. Pour les mettre en œuvre, il serait souhaitable que la France se dote d'une véritable « diplomatie pétrolière » associant l'ensemble des administrations et des acteurs concernés.

¹⁰ Cf. notamment les déclarations du président Obama du 21 janvier dernier sur la réforme du secteur bancaire et les interventions répétées du président de la CFTC en faveur d'un renforcement de la réglementation des produits financiers dérivés sur *commodities*.

PROPOSITIONS

1. Soutenir activement les initiatives du Forum international de l'énergie et agir en faveur d'une plus grande transparence des marchés du pétrole

Proposition n° 1 : Soutenir activement les initiatives proposées dans le cadre des travaux du groupe d'experts mandaté par le FIE, visant notamment à accroître la légitimité du Forum dans la conduite du dialogue producteurs-consommateurs et le renforcement de son action de diffusion d'une information neutre et transparente sur les fondamentaux du marché pétrolier.

Proposition n° 2 : Amener nos partenaires européens et la Commission à contribuer plus largement à l'action du FIE.

2. Appliquer pleinement aux marchés financiers de *commodities* et notamment du pétrole les orientations globales arrêtées au niveau du G20

2.1. Aux marchés de *commodities* en général

Proposition n° 3 : Définir les marchés de *commodities* financiarisés, et mettre en place pour ces marchés une approche spécifique en termes de régulation et de gouvernance.

Proposition n° 4 : Mener un effort de développement et de rationalisation, à l'échelle mondiale et notamment au niveau européen, de la régulation sectorielle et financière de ces marchés. La nouvelle autorité européenne des marchés financiers, l'ESMA, en coopération avec le SEBC, devrait avoir un rôle élargi, notamment en matière de surveillance et de contrôle du risque systémique et de protection des investisseurs (lutte contre les abus de marchés). Une nouvelle autorité trans-sectorielle en charge de la régulation et de la supervision des *commodities* devrait également être mise en place. L'articulation entre les deux autorités devrait être optimisée, au cas par cas, en fonction des *commodities* concernées (produits agricoles, matières premières, énergie, quotas CO₂, etc.).

Proposition n° 5 : Au niveau national, optimiser l'articulation entre l'Autorité des marchés financiers et le ou les régulateurs sectoriels comme la Commission de régulation de l'énergie, au plan juridique (articulation des textes) et pratique (élaboration de conventions de coopération).

Proposition n° 6 : Au niveau international, mettre en place une collaboration permanente et structurée – et non ponctuelle comme aujourd'hui – entre l'OICV et l'Agence internationale de l'énergie, au profit du Conseil de stabilité financière et *in fine* du G20.

Proposition n° 7 : Pour tous les marchés de *commodities* financiarisés, en fonction des risques associés et notamment de l'existence d'un risque systémique, leur appliquer les orientations décidées par le G20 concernant les marchés financiers en réponse à la crise, principalement en termes de transparence des transactions, de standardisation et de compensation centralisée des contrats (*cf.* mesures préconisées par la Commission européenne dans sa communication du 20 octobre 2009). Considérer la

possible extension de certaines de ces mesures au marché du physique pour les contrats les plus pertinents en termes de formation des prix, ou des dispositions équivalentes assurant un même degré de transparence.

2.2. Aux marchés du pétrole en particulier

Proposition n° 8 : Faire évoluer la directive MiFID (restriction des exemptions au statut de PSI et étude d'un éventuel statut propre aux sociétés de négoce pétrolier, extension de la définition pratique des contrats éligibles au-delà des seuls contrats financiers, etc.) en cohérence avec les orientations préconisées en matière de régulation des dérivés pétroliers de gré à gré.

Proposition n° 9 : Utiliser l'ensemble des nouvelles infrastructures de marché ainsi créées (notamment les registres centraux de transactions ou « trade repositories ») pour améliorer la transparence *post-trade* et, partant, le processus de formation des prix.

3. Mettre en place des règles spécifiques complémentaires

Proposition n° 10 : Au-delà de l'extension du champ des acteurs soumis au statut et donc au régime de PSI, tirer les conséquences spécifiques de l'arrivée d'épargnants individuels sur les marchés du pétrole et de la commercialisation active de produits financiers de ce secteur : appliquer à ces produits ainsi qu'à leur commercialisation auprès du grand public des règles exigeantes en termes de prévention des conflits d'intérêts, de conseil, de garde des actifs, de classification (en tant que produit complexe), d'information et de transparence (sur les frais, les risques, etc.).

Proposition n° 11 : Tirant les conséquences de la nature mixte du marché pétrolier, généraliser le principe des limites de positions sur les marchés de *commodities* financiarisés, dont le pétrole, comme instrument permettant, au-delà de leur rôle de prévention des manipulations de marché, de réduire également les risques macroéconomiques (mauvaise allocation du capital génératrice de volatilité excessive), voire systémiques (risque de faillite d'un acteur majeur surexposé).

Proposition n° 12 : Lancer une étude approfondie sur l'utilisation des mécanismes d'appels de marges et d'exigences en capital en tant qu'instruments incitatifs au développement de la liquidité sur les échéances les plus longues de la courbe des *futures*. Vérifier notamment que dans le secteur du pétrole la compensation par des CCP permettra d'imposer des contraintes de capital et de liquidité reflétant - ni plus, ni moins - le vrai risque.

Proposition n° 13 : Adapter la directive MAD au cas particulier des marchés pétroliers. Examiner, au vu des informations recueillies tant auprès des *trade repositories* sur les dérivés qu'en provenance des marchés physiques, la possibilité d'un renforcement des règles relatives à la lutte contre les abus de marché et les abus de positions dominantes, en associant régulateur financier, régulateur sectoriel (lorsqu'il existe) et autorité de la concurrence.

Proposition n° 14 : Mettre en place une séparation (« *chinese wall* ») entre analystes et *traders/sellers* de dérivés sur matières premières dès lors que ces analyses/recommandations sont destinées à la clientèle.

Proposition n° 15 : Imposer de façon plus générale une séparation des activités pour compte propre des activités pour le compte des clients.

4. Proposer une véritable "stratégie pétrolière" pour l'Union européenne

Proposition n° 16 : Construire des scénarios d'évolution de la demande en produits pétroliers à l'échelle européenne cohérents avec la stratégie environnementale de l'Union, qui serviront notamment à nourrir le dialogue producteurs/consommateurs.

Proposition n° 17 : Procéder au niveau européen à un examen du processus de formation des prix sur les marchés physiques des produits pétroliers. Réfléchir, en parallèle des débats sur la révision de la MiFID, au modèle économique de diffusion de l'information sur les prix.

Proposition n° 18 : Développer des obligations de transparence à l'égard des régulateurs sectoriels/financiers des opérations réalisées sur le marché directeur des barges de la zone Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA).

Proposition n° 19 : Favoriser l'émergence en Europe d'une plateforme de transactions sur les produits pétroliers physiques qui permettrait d'offrir une transparence *post-trade* adéquate tant auprès des professionnels que du public, qui soit susceptible d'être étendue ultérieurement au *pre-trade*.

Proposition n° 20 : Relancer le débat sur l'harmonisation et la mise en cohérence de la fiscalité des produits pétroliers à l'échelle européenne compte tenu des nouvelles priorités énergétiques de l'Union.

Proposition n° 21 : Améliorer la fiabilité et raccourcir les délais de publication des statistiques de stocks au niveau européen. Confier à la nouvelle autorité trans-sectorielle supervisant les *commodities* la responsabilité de coordonner puis de faire évoluer au niveau européen la publication d'informations pertinentes sur les niveaux des stocks pétroliers détenus sur le territoire de chacun des pays membres de l'Union européenne, et de contrôler le respect par chacun de ces pays de ses obligations en termes de stocks de réserve.

Proposition n° 22 : Développer une concertation approfondie, sous l'égide de la Commission européenne, des politiques énergétiques susceptibles d'affecter la demande en produits pétroliers au niveau de l'Union.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
1. LES MARCHES DU PETROLE : VOLATILITE, STRATEGIES FINANCIERES ET PRIX.....	3
1.1. Les marchés du pétrole ont connu une transformation radicale au cours des dix dernières années	3
1.1.1. <i>La période 2000-2003 est celle d'une relative stabilité des prix sous l'égide de l'OPEP.....</i>	<i>3</i>
1.1.2. <i>Les années 2004-2008 sont marquées par une explosion de la demande mondiale qui constitue un « troisième choc pétrolier ».....</i>	<i>5</i>
1.1.3. <i>Parallèlement, s'est développée une financiarisation croissante des marchés de matières premières.....</i>	<i>6</i>
1.1.4. <i>De nouveaux mécanismes de détermination du prix du pétrole se sont progressivement révélés.....</i>	<i>9</i>
1.2. Les prochaines années pourraient connaître une volatilité persistante des prix du pétrole	13
1.2.1. <i>L'accroissement de la volatilité depuis 2008.....</i>	<i>14</i>
1.2.2. <i>Les transformations des marchés financiers alimentent la volatilité naturelle des marchés pétroliers.....</i>	<i>16</i>
1.2.3. <i>Rien n'exclut que l'épisode de 2008-2009 ne se répète à l'avenir.....</i>	<i>22</i>
1.3. Mais les fondamentaux physiques demeurent les principaux déterminants des prix du pétrole à moyen et long terme.....	24
2. LES INITIATIVES EN COURS POUR AMELIORER LE FONCTIONNEMENT DES MARCHES PETROLIERS.....	27
2.1. L'action sur les marchés physiques et le dialogue producteurs-consommateurs	27
2.1.1. <i>L'initiative JODI (Joint Oil Data Initiative) connaît aujourd'hui des limites.....</i>	<i>27</i>
2.1.2. <i>Les conclusions du groupe d'experts du FIE constituent une référence pour le développement du dialogue consommateurs-producteurs.....</i>	<i>29</i>
2.1.3. <i>La publication des stocks européens est une idée intéressante, mais difficile à concrétiser.....</i>	<i>31</i>
2.1.4. <i>L'idée d'une « fourchette de prix » du pétrole à moyen terme assortie d'un mécanisme de régulation n'est guère opérationnelle et ne fait pas consensus.....</i>	<i>32</i>
2.2. L'action sur les marchés financiers du pétrole et des matières premières.....	34
2.2.1. <i>Les évolutions envisagées s'intègrent dans le cadre de la réflexion sur les marchés de produits dérivés financiers.....</i>	<i>34</i>
2.2.2. <i>Les réformes envisagées aux États-Unis orienteront largement la future réglementation à l'échelle mondiale</i>	<i>35</i>
2.2.3. <i>Les travaux menés dans le cadre de la task force de l'OICV sont essentiellement orientés vers des objectifs de transparence.....</i>	<i>39</i>
2.2.4. <i>La réflexion de la Commission européenne sur ces sujets n'est aujourd'hui qu'amorcée, mais son programme de travail est ambitieux.....</i>	<i>41</i>

3. QUELLES PROPOSITIONS POUR LA FRANCE ?	44
3.1. Soutenir activement les initiatives du Forum international de l'énergie et agir en faveur d'une plus grande transparence des marchés du pétrole	44
3.1.1. <i>Renforcer le rôle et la légitimité du Forum international de l'énergie.....</i>	<i>44</i>
3.1.2. <i>Agir plus largement pour une plus grande transparence sur l'ensemble des marchés pétroliers</i>	<i>45</i>
3.2. Appliquer pleinement aux marchés financiers de <i>commodities</i> et notamment du pétrole les orientations globales arrêtées au niveau du G20.....	48
3.2.1. <i>La problématique des marchés de commodities financiarisés.....</i>	<i>48</i>
3.2.2. <i>L'application au cas particulier des marchés pétroliers</i>	<i>52</i>
3.3. Mettre en place des règles spécifiques aux marchés financiers du pétrole	53
3.3.1. <i>Mieux assurer la protection des investisseurs.....</i>	<i>54</i>
3.3.2. <i>Se doter d'outils permettant de conforter le marché dans son rôle de révélateur des prix</i>	<i>55</i>
3.3.3. <i>Prendre en compte le degré de concentration des acteurs de marché.....</i>	<i>56</i>
3.4. Proposer une véritable « stratégie pétrolière » pour l'Union européenne	58
3.4.1. <i>Construire des scénarios cohérents d'évolution de la demande</i>	<i>59</i>
3.4.2. <i>Assurer une meilleure surveillance des marchés et des prix des produits pétroliers.....</i>	<i>59</i>
3.4.3. <i>Repenser la fiscalité des produits pétroliers dans le cadre de la nouvelle politique environnementale.....</i>	<i>60</i>
3.4.4. <i>Poursuivre l'action en faveur d'une plus grande transparence des stocks de produits pétroliers en Europe.....</i>	<i>60</i>
3.4.5. <i>Assurer la concertation des politiques énergétiques au niveau de l'Union.....</i>	<i>61</i>
CONCLUSION.....	62

INTRODUCTION

Dans la lettre de mission en date du 9 octobre 2009 adressée au groupe de travail, Madame Christine Lagarde, ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, soulève la question de la volatilité du prix du pétrole, sujet de préoccupation pour tous les gouvernements.

Dans une tribune du *Wall Street Journal* du 8 juillet 2009, le Président de la République et le Premier ministre britannique s'étaient alarmés « des variations erratiques du prix d'une des matières premières les plus cruciales au monde » qui, après avoir atteint un sommet de 145 dollars en juillet 2008, s'effondrait à 36 dollars pour rebondir ensuite à 80 dollars en 2009. Ils s'inquiétaient des effets négatifs de cette volatilité sur les producteurs et les consommateurs et appelaient à un dialogue approfondi afin de parvenir à « une vision commune à long terme d'une bande de prix (« *price range* ») qui soit cohérente avec les fondamentaux ».

Deux mois plus tard, au sommet du G20 à Pittsburgh, les chefs d'État et de gouvernement plaidaient dans leur communiqué final pour l'accroissement de la transparence des marchés de l'énergie, le renforcement du dialogue entre les producteurs et les consommateurs et l'amélioration de la surveillance de ces marchés, notamment pour prévenir une « volatilité excessive des prix ».

Depuis ces déclarations officielles, de nombreuses instances se sont mises au travail pour répondre à ces attentes. Elles confirment d'abord le caractère stratégique du pétrole qui alimente environ 36 pour cent de la consommation énergétique à l'échelle mondiale. Les pays de l'OPEP détiennent 78 pour cent des réserves mondiales de pétrole brut ; ils comptent pour 45 pour cent de la production mondiale et pour 54 pour cent des exportations. Les variations de prix ont un impact important sur les économies des pays exportateurs, souvent très dépendantes du pétrole et sur la facture pétrolière des pays importateurs, avec des conséquences parfois dramatiques pour les pays les plus pauvres. Elles se répercutent plus ou moins brutalement, en fonction du niveau de la fiscalité, sur les prix des produits raffinés. A un niveau macro-économique, les variations du prix du pétrole brut modifient les flux de transferts de richesse entre les pays importateurs et les pays exportateurs, ce qui affecte directement la formation de l'épargne mondiale. Enfin, le niveau des prix du pétrole brut et ses variations impactent le processus de décision des investissements, pour l'industrie pétrolière elle-même et pour les énergies alternatives.

Les objectifs assignés au groupe de travail sont clairement définis dans sa lettre de mission, qui pose trois questions précises :

- ◆ dans quelle mesure le développement de stratégies essentiellement financières sur les marchés pétroliers, notamment sur les produits dérivés, a pu influencer les prix du pétrole sur le passé récent ?
- ◆ quelles sont les réflexions en cours actuellement pour améliorer la réglementation des marchés de produits dérivés sur le pétrole, par exemple en matière de transparence de l'information, de compensation des échanges sur produits dérivés, de standardisation des contrats ?
- ◆ quelles recommandations ambitieuses pourraient être proposées par la France au niveau international pour faire non seulement aboutir les ébauches de réformes en cours mais en augmenter l'ampleur et l'influence sur les marchés pétroliers ?

Rapport

Ces questions appellent un plan en trois parties pour le présent rapport :

- ◆ dans une première partie seront examinés le fonctionnement des marchés pétroliers et le processus de formation des prix, les stratégies financières des différents acteurs de ces marchés, l'origine de la volatilité accrue constatée en 2008-2009 et surtout son caractère exceptionnel ou pérenne ;
- ◆ la deuxième partie permettra de faire le point sur les discussions en cours et les propositions qui sont faites à différents niveaux, notamment quant au dialogue producteurs-consommateurs et aux réformes en cours ou envisagées de la régulation des marchés de produits pétroliers dérivés, aux États-Unis et au niveau international ;
- ◆ la troisième partie présentera les recommandations du groupe de travail qui touchent aux marchés physiques et financiers du pétrole et appellent à une action déterminée de la France au niveau international, tant auprès du G20, de l'Union européenne que des instances spécialisées telles que le Forum international de l'énergie.

1. Les marchés du pétrole : volatilité, stratégies financières et prix

L'augmentation de la volatilité¹ des prix du pétrole, particulièrement depuis 2008, soulève de nombreuses questions quant à la détermination du prix du pétrole et au jeu complexe des interdépendances entre les marchés physiques et les marchés financiers, et entre leurs fondamentaux respectifs. L'intention n'est pas de se livrer ici à une analyse exhaustive de ces marchés. Les travaux de recherche sur le sujet sont inépuisables et les controverses qu'ils suscitent sans fin. La réalisation de ces études se heurte le plus souvent à une très grande opacité concernant aussi bien les données physiques que les données financières. Le champ des corrélations qui peuvent être faites à partir des prix des produits pétroliers est infini et les travaux aboutissent parfois à des résultats contradictoires.

Notre intention, dans cette première partie, est de mettre en évidence quelques points forts susceptibles d'alimenter les propositions formulées dans la troisième partie. Nous nous proposons d'analyser le fonctionnement récent des marchés pétroliers pour savoir si la volatilité des prix résulte ou non d'une transformation structurelle de ces derniers qui accordent une place grandissante à la sphère financière. Ceci nécessite de se pencher sur l'évolution des marchés pétroliers sur les dix dernières années, avant de pouvoir apprécier les risques d'une volatilité persistante dans le futur.

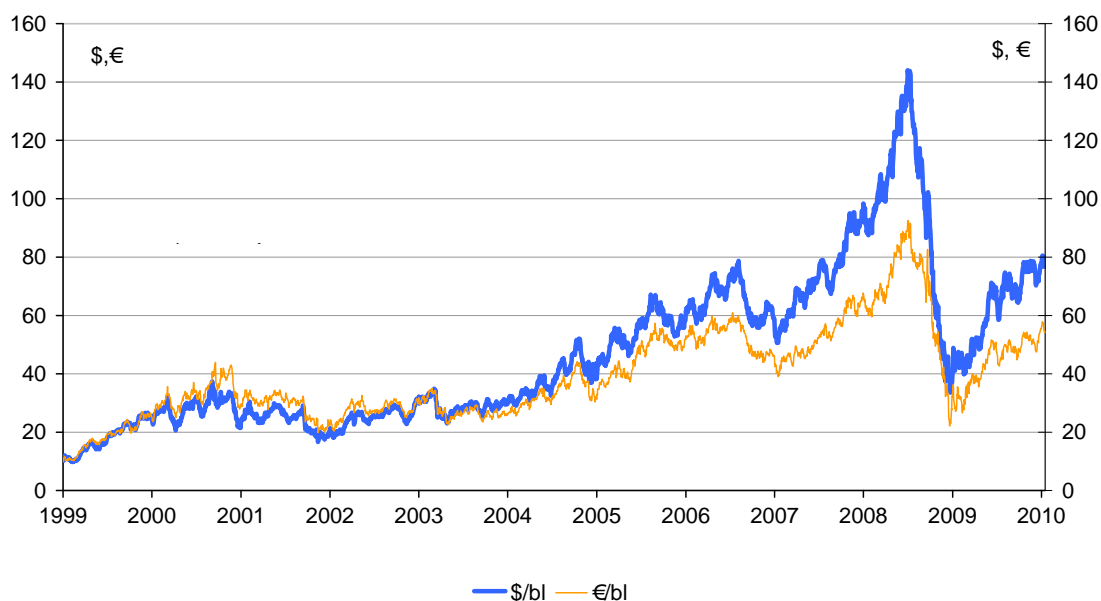
1.1. Les marchés du pétrole ont connu une transformation radicale au cours des dix dernières années

1.1.1. La période 2000-2003 est celle d'une relative stabilité des prix sous l'égide de l'OPEP

Pour comprendre l'évolution actuelle et future des marchés pétroliers, il est essentiel de revenir sur leur évolution depuis 1998, date à laquelle les prix du pétrole brut ont atteint leur plus bas niveau depuis 1971 en dollars constants : 10 dollars par baril (*cf.* graphique 1 *infra*). Ce niveau n'était pas acceptable pour les grands pays exportateurs de pétrole, ni d'ailleurs pour les producteurs marginaux américains ayant un coût de production supérieur à ce niveau. À 10 dollars par baril, la plupart des pays exportateurs ne pouvaient pas équilibrer leurs budgets et financer leurs dépenses publiques. En 1999, les pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) se réunirent et décidèrent de réduire leur production, en se donnant comme objectif de maintenir les prix du pétrole dans une fourchette de variation dont la limite supérieure serait 28 \$ le baril et la limite inférieure 22 \$. Les variations de prix devaient être contrôlées par des ajustements périodiques des quotas nationaux de production. Cette plage de variation était considérée comme « un juste prix » : ni trop bas, pour répondre aux besoins financiers des pays exportateurs (et garantir un minimum de profit aux producteurs dont le coût d'extraction est élevé), ni trop haut pour éviter des effets trop négatifs sur l'économie mondiale qui avaient été constatés après le second choc pétrolier (1979-1980) et qui avaient durement touché les pays importateurs comme les pays exportateurs.

¹ Entendu tout autant au sens d'ampleur des fluctuations des prix du pétrole sur une période donnée que dans sa définition statistique traditionnelle de valeur annualisée des écarts-type des cours quotidiens, hebdomadaires, mensuels ou annuels (*cf.* sur ce point la partie 1.2.1 de ce rapport).

Graphique 1 : Évolution des cours du pétrole brut WTI (1^{ère} échéance) depuis 1999



Source : Datastream.

Suite à cette décision, l'OPEP est parvenue à maintenir une assez grande stabilité des prix entre le dernier trimestre de 1999 et le début de 2004, même au cours de l'année 2003, qui a été l'une des années les plus heurtées de l'histoire pétrolière, marquée par trois événements politiques indépendants :

- ◆ au Venezuela, le conflit entre le président Chavez et la compagnie pétrolière d'État PDVSA, à propos de l'utilisation des revenus pétroliers, donne lieu à une longue grève qui réduit considérablement la production et les exportations de pétrole ;
- ◆ au Nigeria, l'agitation politique et sociale dans le delta du Niger autour de l'appropriation des revenus pétroliers, réduit la production et les exportations ;
- ◆ enfin, en mars 2003, la décision des États-Unis d'envahir l'Irak affecte lourdement la production de pétrole et les exportations de ce pays.

Malgré ces événements, les prix du pétrole n'ont pas atteint des sommets, parce que les pays de l'OPEP (hors Venezuela, Nigeria et Irak) ont été en mesure de mettre sur le marché les « barils manquants ». Ils avaient à cette époque une capacité de production excédentaire considérable (*spare capacity*), qui a constitué le facteur clé pour réguler l'offre et « contrôler » les prix du pétrole. Les différents acteurs du marché – pays exportateurs, pays importateurs, sociétés pétrolières et gros utilisateurs – ont trouvé dans cette fourchette OPEP un signal de prix assez satisfaisant et équilibré. De même, les marchés financiers avaient en partie anticipé ces événements dans le processus de formation des prix du pétrole à terme². Un lien peut d'ailleurs être fait entre cette période de stabilité des prix du pétrole et la longue période de prospérité économique mondiale (2004-2008) qui a suivi. Un signal prix durable est par ailleurs de nature à encourager les investissements de croissance à moyen terme.

² Notamment en ce qui concerne le déclenchement du conflit en Irak, où la principale incertitude portait sur la date du début des hostilités.

1.1.2. Les années 2004-2008 sont marquées par une explosion de la demande mondiale qui constitue un « troisième choc pétrolier »

A partir de 2004, un déséquilibre physique entre l'offre et la demande apparaît : la demande de pétrole explose, entraînée par une forte croissance économique mondiale et par l'accélération du développement des pays émergents – Chine, Inde, Brésil. Le rôle des pays émergents sur cette période doit être toutefois relativisé : la Chine, par exemple, a importé près de 3 millions de barils par jour, tandis que les États-Unis, stimulés par une croissance économique forte, en importaient environ 13 millions³. En 2004, le déséquilibre du marché s'explique par plusieurs raisons :

- ◆ la production au Venezuela, en Irak et au Nigeria n'a pas retrouvé ses niveaux antérieurs ;
- ◆ la *spare capacity* des autres pays de l'OPEP a fortement baissé. La capacité de régulation de l'OPEP est donc fortement entamée ;
- ◆ la psychologie du marché est fondamentalement haussière. Du côté de l'offre, on anticipe des ruptures géopolitiques possibles (y compris du côté de l'Iran) et le spectre du *peak oil* géologique est très présent dans les esprits. Les dégâts opérés aux États-Unis par le cyclone Katrina en 2005 montrent que des ruptures d'offre peuvent également être provoquées par des événements climatiques extrêmes. Du côté de la demande, on estime que la montée des pays émergents entretiendra durablement la croissance de la demande.

Par ailleurs, contrairement à ce qui s'était passé au moment du deuxième choc pétrolier, la croissance économique des grandes régions du monde (États-Unis, Europe et Asie) ne semble pas affectée par la hausse ininterrompue du prix. L'OPEP, dont les moyens d'action avaient été réduits, n'était pas incitée à agir puisque les ruptures de croissance qu'elle redoutait initialement ne se manifestaient pas. Trois raisons expliquent ce nouvel état de fait :

- ◆ l'économie mondiale, en 2004-2008, est beaucoup moins « intense en pétrole » qu'elle ne l'était au moment des deux premiers chocs pétroliers. En 1980, il fallait environ deux barils de pétrole pour produire 1 000 dollars de valeur ajoutée ; il en faut aujourd'hui 0,5 baril pour produire la même valeur. L'économie, et la croissance économique, sont donc moins vulnérables aux chocs pétroliers ;
- ◆ les processus d'ouverture à la concurrence et de développement des échanges ont contribué au passage d'une économie « de l'offre » à une économie « de la demande », le pouvoir des consommateurs/clients s'étant progressivement renforcé ;
- ◆ entre 1980 et 2004, la sphère financière internationale s'est beaucoup développée. Une partie des pétrodollars est dépensée dans l'économie réelle, une autre est recyclée dans les circuits financiers internationaux et nourrit la croissance financière de la planète.

L'augmentation graduelle des prix entre 2004 et 2008, que l'on peut qualifier aujourd'hui de « troisième choc pétrolier », est au départ un choc purement physique lié à un déséquilibre, réel et psychologique, entre l'offre et la demande.

³ Avec une consommation de 20,6 millions de barils par jour, les États-Unis représentent environ 25 % de la demande mondiale en pétrole. Pour la première fois cependant, la demande américaine en pétrole a baissé en 2008.

1.1.3. Parallèlement, s'est développée une financiarisation croissante des marchés de matières premières

La période 2004-2008 est marquée par une transformation structurelle fondamentale des marchés pétroliers. La sphère financière se développe avec une très grande rapidité : d'après les opérateurs, les marchés financiers du pétrole brut et des produits pétroliers pèseraient aujourd'hui environ trente cinq fois plus que les seuls marchés physiques en termes de montants de positions ouvertes. Ce développement massif s'explique par plusieurs raisons qui ne sont pas toutes liées au pétrole.

1.1.3.1. La montée en puissance des marchés de dérivés financiers liés au pétrole

Les produits dérivés ont été créés au départ comme des instruments de réponse à un besoin de couverture (*hedging*). Leur développement a été facilité tout autant par la création de bourses et plateformes d'échange que par celui des marchés d'instruments dérivés négociés de gré à gré (*over the counter* – OTC), particulièrement attractifs pour les acteurs les plus sophistiqués, mais dont la transparence reste très faible⁴. Deux autres facteurs ont également joué :

- ◆ par le jeu notamment des fonds indexés (*cf. infra*, partie 1.2.2), les dérivés de matières premières sont devenus une classe d'actifs comme une autre, les arbitrages étant désormais réalisés entre les différents marchés ;
- ◆ la faiblesse des taux d'intérêt aux États-Unis (et corrélativement du dollar) au cours de la période a renforcé le *rush* sur les *commodities*, considérées comme des produits anti-inflation et propres à offrir un rendement (ou à tout le moins une volatilité) plus avantageux que des instruments traditionnels.

Il est toutefois important de relativiser le poids des matières premières par rapport à la globalité des marchés financiers. Les deux tableaux suivants montrent que l'importance des transactions et des positions ouvertes sur les marchés de dérivés de matières premières, bien qu'en forte croissance au cours des dernières années, reste mesurée par rapport aux transactions sur les dérivés de taux d'intérêt et de taux de change.

Tableau 1 : Volume des transactions sur les marchés organisés de produits dérivés (futures et options)

(millions de contrats)	2007	2008	% Variation
Actions	9 900,2	11 999,8	+21,2
Taux d'intérêt	3 745,2	3 204,8	-14,4
Devises	459,8	577,2	+25,5
Matières premières	1 395,3	1 825,4	+30,8
Autres	26,1	45,5	+74,1
Total	15 526,6	17 652,7	+13,7

Source : *Futures Industry Association*.

⁴ Le manque de transparence à l'égard des régulateurs des marchés OTC n'est pas une caractéristique propre aux marchés dérivés sur produits pétroliers. Ceux-ci, en revanche, sont marqués par une très grande complexité, résultant des multiples possibilités d'arbitrage temporel (entre les diverses échéances des contrats à terme), géographique (en fonction des points de livraison des cargaisons) et entre les produits (pétrole brut et produits raffinés).

Rapport

Tableau 2 : Montants notionnels des positions ouvertes des établissements financiers sur les marchés de dérivés de gré à gré

(Md \$)	Décembre 2007	Décembre 2008	Juin 2009
Actions	8 469	6 159	6 619
Taux d'intérêt	393 138	385 896	437 198
Devises	56 238	44 200	48 775
Matières premières	8 455	3 820	3 729
<i>Credit default swaps</i>	58 244	41 883	36 046
Autres	71 194	65 413	72 255
Total	595 738	547 371	604 622

Source : Banque des règlements internationaux.

La montée de la sphère financière constitue bien une transformation structurelle fondamentale susceptible d'impacter l'industrie pétrolière internationale. Le troisième choc pétrolier est, par nature, différent des deux premiers chocs. Compte tenu du volume des flux financiers par rapport aux flux physiques (qui n'est toutefois pas anormal par rapport à d'autres marchés de *commodities*), on peut légitimement s'interroger sur le rôle des fondamentaux financiers, au même titre que les fondamentaux physiques, dans la formation des prix du pétrole, particulièrement depuis le milieu de l'année 2008.

1.1.3.2. La libéralisation des marchés financiers⁵

L'assouplissement de certaines réglementations a joué un rôle important dans la croissance de la sphère financière des matières premières, le point de départ étant le *Commodity Future Modernization Act* (CFMA), qui faisait lui-même suite à l'abolition en 1999 du *Glass Steagall Act*⁶. Le CFMA, approuvé par le Congrès le 15 décembre 2000 et signé par le président Clinton le 21 décembre 2000⁷, instaure une législation plus flexible que par le passé, permettant à des agents financiers nouveaux, tels que les fonds indexés sur les matières premières et les institutions financières traitant de gré à gré des instruments dérivés portant sur les prix de matières premières (*swap dealers*) d'accéder plus facilement aux marchés dérivés de pétrole. Ainsi, certaines transactions sur les marchés dérivés de pétrole se sont retrouvées en-dehors de la juridiction de la *Commodity futures trading commission* (CFTC) américaine. Le CFMA a également assoupli les règles sur les limites fixées aux prises de positions courtes ou longues, et a rendu plus difficile la tâche de la CFTC concernant la régulation des marchés à terme du pétrole.

Parallèlement à cette évolution législative, la CFTC a progressivement accepté une interprétation extensive de la règle de « *bona fide hedge* » qui initialement exemptait de limites les seules positions destinées à couvrir des opérations physiques, en l'étendant à la couverture de positions « papier » prises par des *swap dealers* sur les marchés financiers de gré à gré.

⁵ Cf. notamment sur ces différents points Medlock & Jaffe, *Who is in the oil futures market and how it has changed ?*, Working paper, Rice University, USA, 2009.

⁶ Par le Gramm-Leach-Bliley Act de novembre 1999.

⁷ Le président Clinton a signé cette loi au moment où il quittait la Maison Blanche. Notons qu'à cette date, Enron était encore une puissante force de lobbying en pleine activité qui fit faillite en 2001.

1.1.3.3. La diversification des intervenants

Une variété d'acteurs beaucoup plus large que par le passé s'est donc portée sur les marchés dérivés de *futures* et d'options : *traders* commerciaux et non commerciaux, fonds mutuels, fonds de pension, banques, compagnies d'assurance, *asset managers*, *hedge funds*, *private equity*, *swap dealers*, *index investors*, etc. L'émergence de ces nouveaux intervenants a rendu pour partie non pertinente la distinction traditionnelle faite par la CFTC entre « agents commerciaux » et agents « non commerciaux », sur la base de laquelle, jusqu'à une période très récente (août 2009), étaient publiées les statistiques d'activités des marchés américains de *futures* :

- ◆ pour la CFTC, est un agent « non commercial » un *trader* qui n'utilise pas les contrats à terme de pétrole pour couvrir une position. Les agents « commerciaux » cherchant à couvrir leur position sont typiquement des producteurs et des consommateurs de la matière première physique, qui utilisent les contrats à terme pour se prémunir contre le risque de changement de prix ;
- ◆ les agents « non commerciaux » recherchent eux le profit en prenant des positions sur le marché des *futures* et en espérant retirer des gains des changements de prix de la matière première, mais ne sont pas intéressés par sa livraison physique ;
- ◆ cette distinction recouvre en fait deux stratégies d'intervention sur le marché : l'une orientée vers la gestion du risque, l'autre à vocation spéculative. Cette catégorisation n'est pas sans soulever de difficultés :
 - d'une part, elle repose sur une approche institutionnelle, qui amène la CFTC à devoir se prononcer si tel ou tel acteur est « majoritairement » commercial ou non commercial, sans pouvoir apprécier ses motivations pour une transaction déterminée (ou l'évolution de celles-ci) ;
 - d'autre part, certains acteurs financiers comme les *swap dealers*, qui couvrent sur les marchés organisés des positions ouvertes négociées sur les marchés de gré à gré (avec des entités *corporate* ou purement financières), sont considérés comme des agents commerciaux (*cf. infra*, partie 1.2.2).

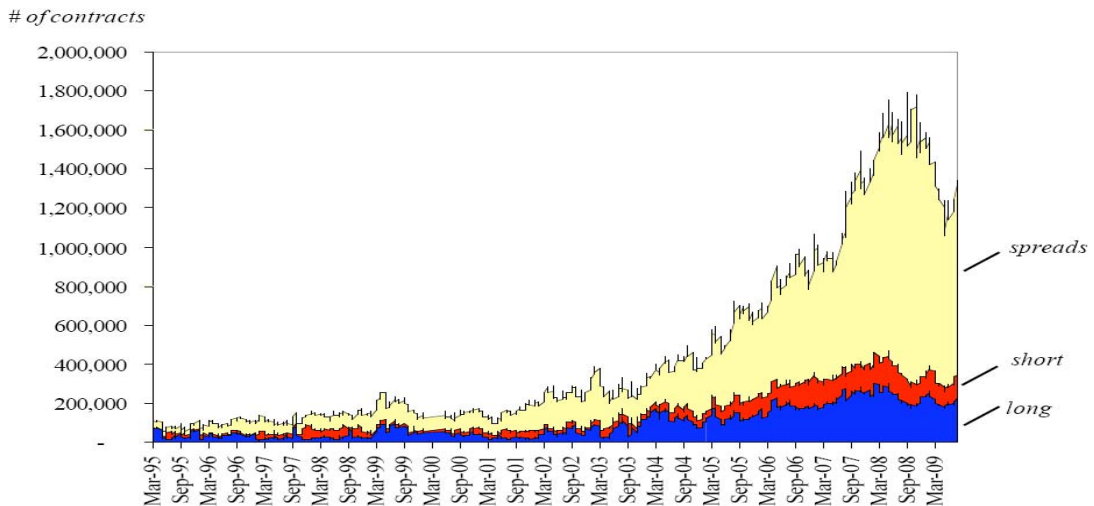
C'est ainsi que la catégorie des agents non commerciaux a connu une augmentation beaucoup plus forte de son activité sur les marchés à terme du pétrole aux États-Unis⁸ que la catégorie traditionnelle des agents commerciaux : les premiers représentaient en 2008 plus de 50 % des positions ouvertes⁹ sur les marchés futures du pétrole, contre 20 % avant 2002. Dans un raisonnement extrême, si l'on retrace ces données en agrégeant les *swap dealers* aux *hedge funds* et *floor brokers/traders*, qui sont typiquement des agents non commerciaux, cette proportion dépasse aujourd'hui 80 %. L'entrée des agents non commerciaux sur les marchés pétroliers peut ainsi expliquer le fort accroissement des positions ouvertes sur les marchés futures du pétrole. Cette entrée coïncide par ailleurs avec l'accroissement des prix du pétrole et la fin de la fameuse fourchette OPEP.

⁸ A cela peuvent s'ajouter des stratégies d'arbitrage associant prix du pétrole et taux de change du dollar, qui ont été largement facilitées par le passage des marchés de *futures* à l'électronique, permettant la mise en œuvre du *trading* algorithmique. En 2008, les importations de pétrole aux États-Unis représentaient \$331 milliards, soit 47 % du déficit commercial (contre 19 % en 2002). La corrélation entre le prix du pétrole et la valeur du dollar est passée de 0.08 durant la période 1986-2000 à 0.82 entre 2001 et 2009.

⁹ La position ouverte se définit comme la résultante du nombre de contrats ouverts (positions longues et positions courtes) caractérisés comme « actifs » à l'instant *t*.

Rapport

Graphique 2 : Positions ouvertes des agents non commerciaux sur le contrat WTI du NYMEX



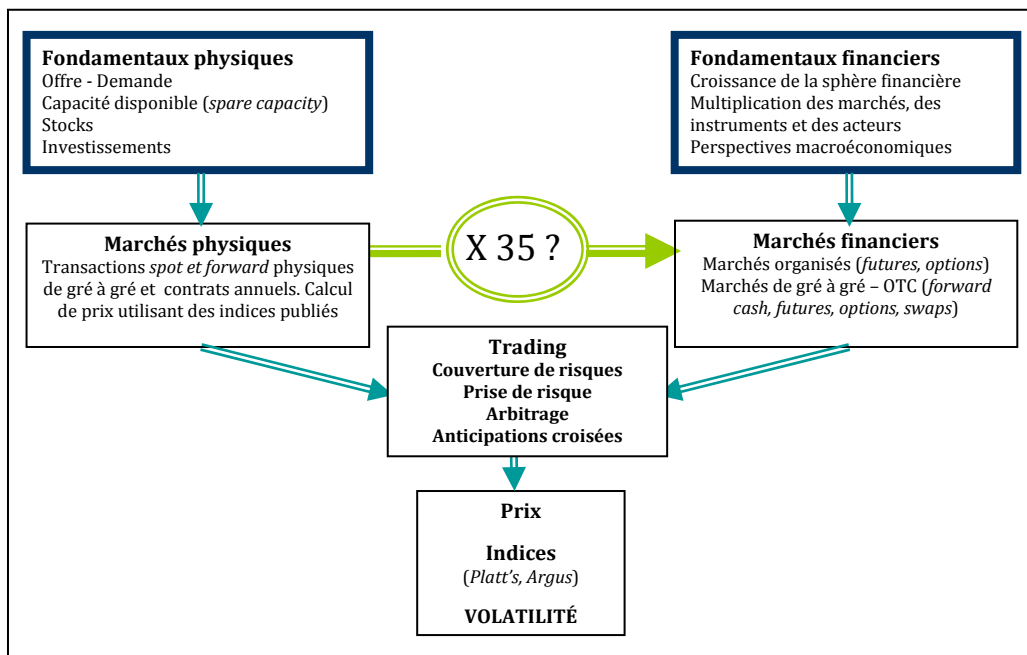
Source : Commitment of Traders Report, CFTC.

Ainsi, la sphère des marchés financiers, tous produits confondus, s'est développée très rapidement au cours des dix dernières années, mais surtout depuis 2004. La sophistication des outils disponibles, la multiplication des produits standardisés, des plateformes électroniques d'échanges, des indices et des référentiels de prix dans un contexte de déréglementation et de libéralisation ont nourri cette croissance.

1.1.4. De nouveaux mécanismes de détermination du prix du pétrole se sont progressivement révélés

Le graphique suivant constitue une tentative pour expliquer comment se détermine aujourd'hui le prix du pétrole. Deux catégories de fondamentaux doivent être distingués : ceux afférant aux marchés physiques, et ceux relevant de la sphère financière.

Graphique 3 : Les marchés du pétrole



Source : Mission.

Rapport

Les *fondamentaux physiques* concernent l'état de l'offre et la demande. Ils doivent être appréhendés en dynamique, en appréciant la situation actuelle et les perspectives d'évolution :

- ◆ du côté de l'*offre*, on s'interroge sur les conditions économiques et techniques de la production actuelle et future, sur l'état des réserves et les conditions de leur récupération, sur la capacité de production des gisements (qui est une façon de moduler l'offre comme cela a été fait entre 1999 et 2003), sur les besoins d'investissement et les flux réels. Doivent également être pris en compte la sécurité des approvisionnements et les éléments géopolitiques ou climatiques qui pourraient la perturber ;
- ◆ du côté de la *demande*, on s'interroge sur sa dynamique : la demande de produits pétroliers a peut-être déjà atteint un « *peak* » dans certains pays de l'OCDE mais quelle sera la dynamique de la demande des pays émergents qui surmontent plus rapidement la crise ? Comment la prise en compte croissante des facteurs d'environnement et de réchauffement climatique peut-elle modifier la dynamique de la demande mondiale ? Ceci explique que les pays de l'OPEP soient de plus en plus concernés par la sécurité de la demande qui leur est adressée ;
- ◆ la question des *stocks* doit enfin être examinée. Comment les mesure-t-on ? Quelle est leur utilité économique et géostratégique ? Comment sont-ils financés ?

Sur tous ces éléments physiques, l'information est très incomplète et parfois biaisée. La bonne connaissance des fondamentaux physiques peut être un atout pour certains acteurs, dans une situation générale d'asymétrie d'information¹⁰.

Les *fondamentaux financiers* dépassent bien largement les marchés du pétrole puisque ce sont ceux des marchés dans leur ensemble. Ils sont de plusieurs ordres :

- ◆ les déterminants financiers traditionnels, appréciés en dynamique également : taux d'intérêt, taux de change, niveau des liquidités internationales, etc. ;
- ◆ la multiplication des instruments utilisables sur les marchés financiers et la diversification des acteurs ;
- ◆ le comportement de ces acteurs dont les profits résultent de la découverte des prix, de la volatilité et des *spreads* ;
- ◆ l'interdépendance croissante entre les différents marchés et les différentes classes d'actifs, les acteurs jouant sur des différences de valorisation qui sont à la fois spatiales et temporelles, et qui conduit à ce qu'aujourd'hui, les marchés du pétrole constituent des classes d'actifs mises en concurrence avec toutes les autres classes d'actifs ;
- ◆ de fait, une corrélation croissante entre les différents marchés financiers liée notamment aux stratégies d'allocation des gestionnaires d'actifs (*cf. infra* partie 1.2.2), même si le niveau (ou le sens) de ces corrélations peut varier avec le temps¹¹.

Les fondamentaux physiques et financiers donnent naissance à deux types de marchés : les marchés physiques et les marchés financiers. Les premiers fonctionnent à la vitesse d'un tanker (sauf à l'occasion de changements brutaux des anticipations, comme au second semestre 2008), les seconds à la nanoseconde :

¹⁰ Cf. sur ce point le projet *Joint Oil Data Initiative* (JODI) abordé dans la deuxième partie du rapport.

¹¹ Comme dans le cas du taux de change du dollar et du prix du pétrole.

Rapport

- ◆ *Les marchés physiques.* Ils concernent les achats/ventes de pétrole brut de différentes qualités et de produits raffinés, conclus de gré à gré. Ils sont constitués par des transactions négociées au jour le jour pour livraison *spot*¹², ou *forward*¹³ et des contrats à terme pour des durées variables (souvent un an) qui reposent sur des formules de prix dépendant de l'évolution des conditions de marché sur une période de référence convenue contractuellement (*market related price formula*)¹⁴. Les contrats de ce type concernent principalement les opérateurs pétroliers pour leurs opérations de production, de raffinage et de distribution ainsi que les sociétés industrielles et commerciales achetant des produits pétroliers. Le volume de ces marchés physiques correspond à peu près à la production/consommation annuelle de pétrole, environ 85 millions de barils par jour en 2009. Une partie de ces transactions physiques sur pétrole brut est connue et alimente les éditeurs de type *Platt's* ou *Petroleum Argus* en informations leur permettant d'évaluer les qualités de pétrole brut négociées par rapport aux contrats de *futures* sur le *Brent* ou le *WTI*. S'agissant des produits raffinés, le marché directeur est en Europe celui des barges négociées dans la zone Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA), dont les cotations, également établies par *Platt's* ou *Argus*, servent de référence aussi bien à la détermination des prix physiques qu'à celle d'instruments dérivés.
- ◆ *Les marchés financiers.* Ils portent sur les produits dérivés (*futures, options, swaps*) et les transactions se font sur des marchés, soit organisés, soit de gré à gré (OTC). Les deux principaux contrats à terme standards offerts par les marchés organisés sont ceux sur le brut léger de type *WTI* (*West Texas Intermediate*) et le *Brent*¹⁵. Le fonctionnement des deux principaux marchés organisés est placé sous le contrôle de la CFTC américaine et de la *Financial Services Authority* (FSA) britannique :
 - les contrats à terme sur le *WTI* sont cotés depuis 1978 au *New York Mercantile Exchange* (NYMEX), devenu une division du *Chicago Mercantile Exchange* (CME). C'est de loin le marché le plus liquide avec 134 millions de contrats de 1 000 barils échangés en 2008 contre 71 millions en 2006 ;
 - les contrats à terme sur le *Brent* étaient historiquement cotés à Londres sur l'*International Petroleum Exchange* (IPE) qui a été racheté par le marché électronique d'Atlanta *Intercontinental Exchange* (ICE). L'ICE propose également des contrats sur le *WTI*.

Tableau 3 : Évolution du nombre de contrats traités sur les marchés organisés de dérivés pétroliers

(en milliers de contrats)	2004	2008
Chicago Mercantile Exchange (CME)		
▪ Pétrole WTI	52 883	134 673
▪ Gaz naturel US	17 442	38 731
▪ Fuel domestique	12 885	19 553
▪ Essence sans plomb	-	20 523

¹² Un contrat *spot* est un achat d'une certaine quantité de produits livrée à un lieu donné, à une date donnée dans le mois et à un prix convenu.

¹³ Un contrat *forward* est un achat à terme d'une quantité physique de produits. C'est notamment ce type de contrat qui permet de faire le lien avec les contrats de *futures* financiers qui, sauf exception, ne se dénouent pas en nature.

¹⁴ Les formules de prix font généralement référence à une cotation *spot* de type *Platt's* sur le produit de référence le plus proche (*dated Brent* ou *cash BFOE* en Europe, *cash WTI*, *Light Louisiana Sweet* ou *Mars* aux États-Unis), à laquelle est ajoutée un différentiel dépendant du produit lui-même et de son lieu de livraison.

¹⁵ Le *West Texas Intermediate* est un pétrole brut américain léger ; le *Brent* est un gisement de Mer du Nord dont le pétrole est représentatif des bruts produits dans cette région. Notons que les quantités de *WTI* et de *Brent* réellement produites sont dérisoires par rapport au volume des transactions. Ces deux cotations sont en fait des marqueurs (*benchmarks*) pour les autres transactions sur d'autres qualités de pétrole brut.

Rapport

(en milliers de contrats)	2004	2008
Intercontinental Exchange (ICE)		
▪ Pétrole Brent	25 458	68 368
▪ Pétrole WTI	-	51 092
▪ Gasoil	9 358	28 805
▪ Gaz naturel Europe	619	1 263
Japon		
▪ Essence	15 870	1 746
▪ Kérosène	15 455	1 431
Shanghai		
▪ Fuel oil	5 637	61 121

Source : Rapport CycloPe 2009 sur les marchés de matières premières, éditions Economica.

Après une tentative infructueuse de contrat de *future* sur le brut de Dubaï, (*IFE Dubai contract* – printemps 1990), le *Dubai Mercantile Exchange*, avec le support de pays producteurs du Golfe, s'efforce de donner vie à un contrat de *future* faisant référence au pétrole brut d'Oman.

Les marchés organisés assurent la centralisation des transactions. Ils se caractérisent notamment par la transparence des prix.

A côté des marchés organisés, des transactions sur instruments dérivés sont conclus dans le cadre de négociations privées de gré à gré qui ont pour objet une couverture plus fine du risque. Ce marché s'est considérablement développé depuis dix ans. Le développement des marchés OTC introduit de nouvelles complexités qui posent la question de leur articulation avec les marchés organisés. Cette articulation s'opère en particulier par le développement des activités des *swap dealers* (*cf. infra*, partie 1.2.2).

Marchés physiques et marchés financiers se combinent pour donner lieu à des échanges (*trading*) qui sont à la fois physiques et financiers avec, depuis quelques années, une très forte domination quantitative du financier. Les très nombreux acteurs présents sur ces marchés peuvent avoir des objectifs différents que l'on peut ranger en plusieurs catégories :

- ◆ le besoin de couverture (*hedging*) pour des agents « commerciaux » qui veulent se prémunir contre les risques de variation des prix ;
- ◆ les prises de positions des *floor traders/brokers* ou des *hedge funds* : définies généralement comme des opérations financières ou commerciales qui consistent à profiter des fluctuations du marché en anticipant l'évolution des prix pour réaliser une plus-value, elles ont toujours été inhérentes aux marchés. Elles supposent donc une prise de risques. On peut parler, sans connotation négative, d'une « spéculation naturelle » ;
- ◆ l'arbitrage, qui reflète la recherche systématique de différences de valorisation dans l'espace, dans le temps et entre différents produits ;
- ◆ la diversification des risques de portefeuille qui amènent certains investisseurs, notamment à travers les produits indexés (*index funds*)¹⁶ à prendre durablement des positions longues, dites *long only* sur des paniers de matières premières.

¹⁶ Les deux principaux index sur matières premières sont le *Goldman Sachs Commodity Index* (GSCI) publié par Standard & Poors et le *Dow Jones-AIG Commodity Index*.

Rapport

Ces différents objectifs ont comme dénominateur commun l'utilisation des instruments financiers disponibles, la création de nouveaux outils pour parvenir de la meilleure façon aux objectifs recherchés qui combinent de façon plus ou moins sophistiquée risques et profits : en fait, « l'intelligence des marchés ». La frontière entre les différents objectifs, si elle est claire pour les acteurs concernés, ne l'est pas forcément pour les entités chargées de les réguler, d'autant que les marchés financiers du pétrole sont connectés à ceux des autres matières premières et à toutes les autres classes d'actifs. Par ailleurs, la distinction entre opérateurs commerciaux et non commerciaux faite par la CFTC prête à discussion : pour le pétrole par exemple, certains acteurs purement financiers n'ont pas hésité à se doter de capacités physiques de stockage à terre, ou même en mer lorsque les taux d'affrètement sont bas ; à l'inverse, certains grands négociants sur le « physique » prennent des positions sur les marchés dérivés allant bien au-delà de la seule couverture de leurs besoins au titre de la gestion des risques.

Aujourd'hui, le prix mondial du pétrole *spot* se forme à partir du prix du WTI et plus marginalement du *Brent* sur les marchés de *futures*. Le déterminant principal du prix est l'anticipation que se font professionnels et investisseurs de ce que seront demain les équilibres entre l'offre et la demande sur le marché du pétrole. Ces anticipations sont compliquées par les relations physiques complexes entre la qualité des pétroles bruts disponibles, la structure de la demande finale (essence, gasoil), la flexibilité du raffinage, le niveau des stocks. Le comportement des acteurs sur ces marchés est fondé sur la couverture des risques, mais aussi la découverte des prix et de la volatilité dans une approche spéculative. Il ne s'agit pas de porter un jugement sur cette spéculation mais de constater qu'elle est liée à la structure même des marchés qui sont eux même porteurs de volatilité.

La question est ensuite de savoir à partir de quand et pour qui cette volatilité peut être bonne ou mauvaise et comment on pourrait être amené à agir.

1.2. Les prochaines années pourraient connaître une volatilité persistante des prix du pétrole

La notion de volatilité doit être définie avec soin : elle peut être déterminée sur une base intra-journalière, inter-journalière, hebdomadaire, mensuelle ou annuelle (que ce soit explicitement à partir de données historiques ou implicitement à partir du prix des options). Dans la problématique de ce rapport, la volatilité est examinée à deux niveaux : son rôle dans l'articulation entre les marchés physiques et les marchés financiers ; son ampleur, reflétée par la fluctuation des prix internationaux, lorsque cette ampleur paraît impacter fortement l'économie mondiale et interpeler les gouvernements.

Encadré 1 : Définitions de la volatilité

La volatilité peut être définie de différentes façons. La notion la plus simple est celle de volatilité historique. Celle-ci est calculée sur la base des fluctuations de cours passés, sur une certaine période de temps. En présence d'options activement négociées, il est possible de calculer une autre volatilité, habituellement appelée volatilité implicite. Celle-ci correspond à l'écart-type des fluctuations de prix permettant d'égaliser le prix de marché de l'option et son prix théorique (issu d'un modèle).

Alors que la volatilité historique n'incorpore que l'information passée, la volatilité implicite révèle les attentes des opérateurs quant à la volatilité future, conditionnellement à l'information disponible à un moment donné. Cette information est essentielle car elle donne une estimation de la façon dont les opérateurs apprécient les risques (présents et futurs) associés aux positions détenues sur le marché »¹⁷.

¹⁷ Source : Lautier et Simon, *Les marchés dérivés énergétiques*, Les nouveaux défis de l'énergie, Economica, 2009.

Rapport

Dans cette partie, nous nous attacherons à montrer à partir de l'examen des événements de la période 2008-2009 comment la financiarisation des marchés pétroliers conduit à ce que les nouveaux mécanismes de détermination des prix débouchent sur une volatilité persistante.

Cette volatilité n'est toutefois pas indépendante des fondamentaux physiques. Elle peut être également affectée par des phénomènes de pouvoir de marché liés à la très forte concentration des acteurs¹⁸.

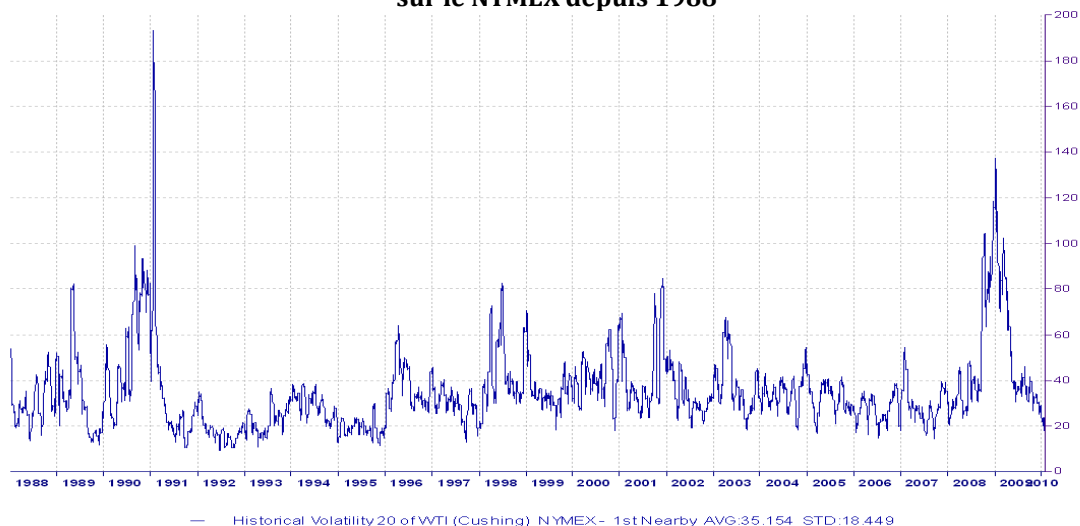
1.2.1. L'accroissement de la volatilité depuis 2008

La série des prix du pétrole WTI coté sur le NYMEX est caractérisée par une très grande volatilité sur la période récente, comme le montre le graphique 4 ci-dessous. La rupture de tendance identifiée entre les mois de mars et d'août 2008, le retournement de marché intervenu sur le second semestre 2008 et la remontée progressive des cours à partir de février 2009 ont fait l'objet d'une attention toute particulière des analystes, les seuls fondamentaux physiques ne paraissant pas *a priori* de nature à expliquer pleinement ces évolutions.

Alors que le prix moyen du baril¹⁹ sur la période 1988-2009 était de 32 \$, celui-ci a atteint un maximum de 145 \$ le 3 juillet 2008, pour retomber à 36 \$ en décembre 2008, et progresser ensuite à un niveau de 70-80 \$ en fin d'année 2009.

La volatilité à 20 jours s'est pour sa part maintenue au-dessus de 80 % sur toute la période, avec de nombreux pics supérieurs à 100 %. Un tel niveau avait néanmoins déjà été atteint en 1986 (lors de l'abandon des systèmes de prix administrés du brut) ou en 1991 lors de la première guerre du Golfe.

Graphique 4 : Volatilité historique à 20 jours du prix pétrole brut WTI (1^{ère} échéance) sur le NYMEX depuis 1988



Source : Mission.

Une autre manière d'apprécier cette volatilité, cette fois-ci à très court terme, est d'observer tant les variations absolues des cours du WTI d'un jour à l'autre que l'ampleur des fluctuations *intraday* : la période 2008-2009 apparaît à cet égard exceptionnelle²⁰.

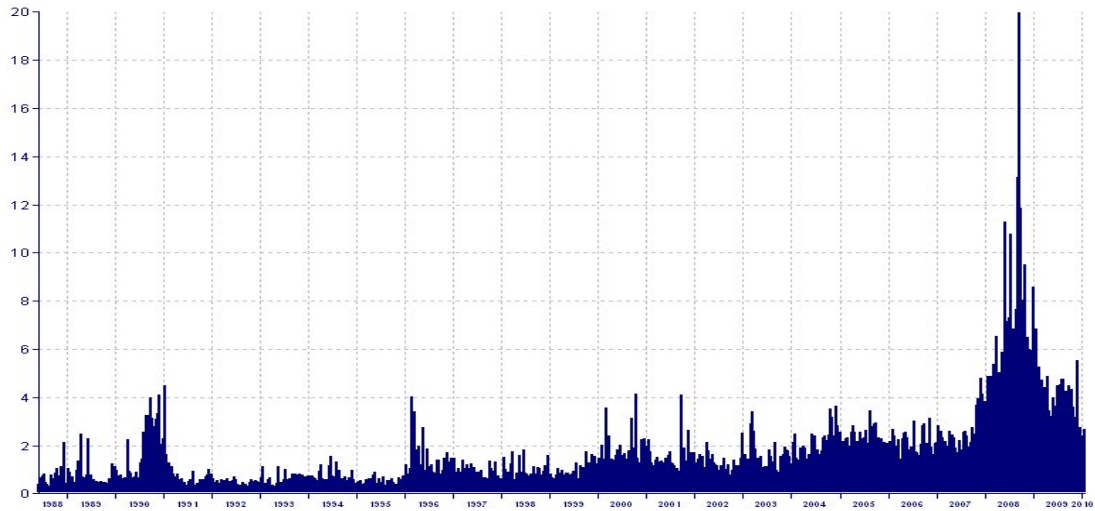
¹⁸ Cf. sur ce point la troisième partie du rapport.

¹⁹ Cotation WTI Nymex, 1^{ère} échéance.

²⁰ L'annexe III au rapport développe plus avant ces analyses. En particulier, elle montre que jamais la volatilité « conditionnelle » des prix du pétrole brut (la volatilité à une date *t* est supposée conditionnée par la volatilité des

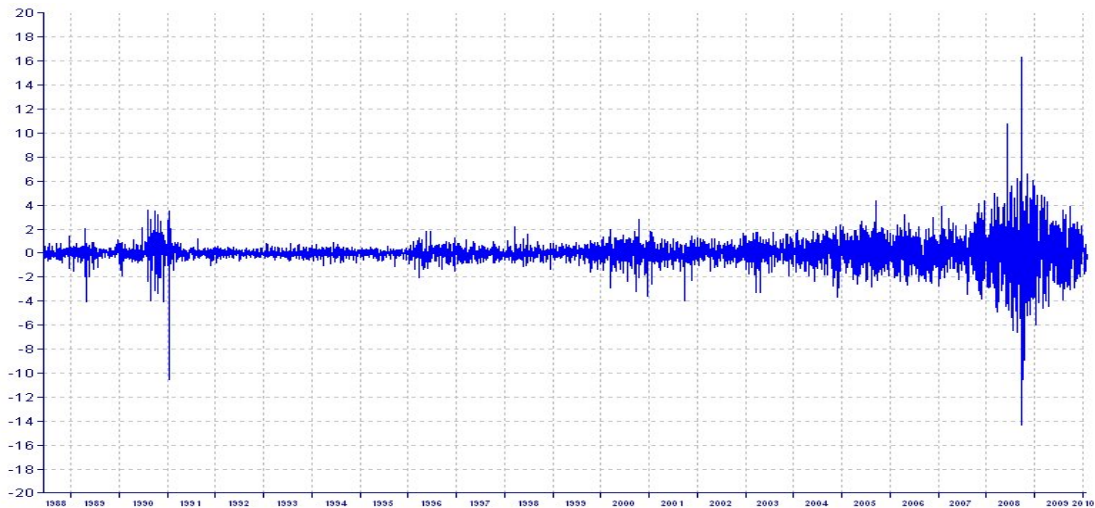
Rapport

Graphique 5 : Variation quotidienne des cours de clôture du pétrole brut WTI (1^{ère} échéance) sur le NYMEX depuis 1988 (en \$/baril)



Source : Mission.

Graphique 6 : Plage de fluctuation journalière des prix du pétrole brut WTI (1^{ère} échéance) sur le NYMEX depuis 1988 (en \$/baril)



Source : Mission.

Faut-il pour autant parler d'une volatilité « excessive » des marchés pétroliers au regard des critères habituellement retenus en matière d'analyse financière ? Rien ne permet de l'affirmer.

prix aux dates antérieures, ce qui permet d'analyser les ruptures de tendance) n'a été aussi élevée qu'en 2008-2009.

Encadré 2 : La volatilité « excessive »

La notion de volatilité « excessive » est difficile à utiliser en finance, car elle sous-entend que l'on puisse établir un scénario de référence par rapport auquel la fluctuation du cours d'un actif apparaît « normal ». L'étude réalisée par Dumas, Kurshev et Uppal²¹ examine cette question à la lumière des marchés d'actions aux États-Unis. Dans ce cadre de la finance comportementale, la fluctuation excessive d'un actif peut être causée par des « sentiments » de marché irrationnels. Mis à part la contribution initiale de Shiller²², il n'existe pas de corpus théorique expliquant quelle serait la meilleure réponse de la part d'investisseurs rationnels concernant l'allocation de leur richesse. L'étude précitée identifie une autre catégorie d'investisseurs : des investisseurs « irrationnels » qui seraient responsables de la volatilité « excessive » de l'actif considéré. En étudiant les performances historiques de l'actif, les investisseurs peuvent identifier des périodes de volatilité excessive au cours desquelles ils adapteront rationnellement leurs anticipations : on peut ainsi mettre en évidence des effets d'apprentissage (*learning*) rationnel identifiés notamment par Timmermann²³. Ainsi, seuls les agents dont les anticipations sont les plus précises « survivent » (dans l'optique d'accumuler des richesses) dans le long terme. L'étude conclut que les investisseurs rationnels finissent par écartier du marché les investisseurs irrationnels, mais que ce phénomène s'inscrit dans un processus de temps assez long.

Il n'en demeure pas moins que la période 2008-2009 est singulière à bien des égards :

- ◆ jamais les cours du pétrole n'avaient connu de mouvement directionnel d'une aussi grande ampleur sur une période aussi courte ;
- ◆ alors que les épisodes précédents de forte volatilité avaient été associés à des transformations structurelles majeures ou des chocs géopolitiques, tel n'a pas été le cas en 2008-2009, bien que cette période ait coïncidé avec une fragilité accentuée des principales places financières.

1.2.2. Les transformations des marchés financiers alimentent la volatilité naturelle des marchés pétroliers

Depuis les travaux initiaux réalisés par le FMI en 2008 à la demande du G20 et ceux menés par la *task force* inter-agences américaine (IATF) pilotée par la CFTC²⁴, qui concluaient tous deux à l'absence de causalité (et non de corrélation) entre la croissance des volumes sur les marchés dérivés de produits pétroliers et la volatilité des prix, de très nombreuses études, y compris émanant de banques d'investissement ou d'opérateurs pétroliers, ont émis des opinions nettement plus nuancées sur cette question.

De fait, l'émergence de nouveaux intervenants sur les marchés pétroliers, le développement très rapide des volumes traités sur les marchés à terme de matières premières, la place croissante des transactions réalisées de gré à gré évoqués *supra* constituent des éléments susceptibles d'amplifier la volatilité « naturelle » des prix du pétrole telle qu'elle ressort de la dynamique des fondamentaux physiques.

²¹ Dumas, Kurshev et Uppal, *What can rational investors do about excessive volatility and sentiment fluctuations ?* Swiss Finance Institute Research Paper, 2006.

²² Robert J. Shiller, *Do stock prices move too much to be justified by subsequent changes in dividends ?*, *American Economic Review*, vol. 71/31, 1981.

²³ Cf. notamment Timmermann, *How learning in financial markets generates excess volatility and predictability in stock prices*, *Quarterly Journal of Economics*, 1993.

²⁴ Cf. notamment le *World Economic Outlook* du FMI d'octobre 2008 et l'*Interim report on crude oil* de l'IATF de juillet 2008.

Rapport

1.2.2.1. L'augmentation des positions ouvertes et l'allongement de la maturité des contrats permettent l'intégration dans les prix spot des anticipations de long terme

L'étude la mieux documentée à ce jour est celle commanditée par la CFTC en 2008 auprès de chercheurs qui ont eu accès à une base de données non publique sur les positions des différents types d'intervenants sur les marchés réglementés de *futures* et d'options sur produits pétroliers²⁵.

Cette étude identifie une évolution structurelle dans la relation entre les contrats à terme du marché du pétrole aux différentes maturités qu'elle associe à des changements :

- ◆ de fondamentaux,
- ◆ dans la structure par échéance,
- ◆ dans la diversification des acteurs opérant sur les marchés à terme.

Elle fait apparaître une croissance très significative des positions ouvertes (longues et courtes) sur les contrats de futures assis sur le WTI du NYMEX, qui ont cru en moyenne de 10 % par an entre 1995 et 2008. En agrégeant ces positions avec celles enregistrées sur les contrats WTI et *Brent* de l'ICE, le total des positions ouvertes sur les *futures*, valorisées au prix *spot* (et non au prix notionnel des contrats), a dépassé 200 Md\$ en juin 2008, et 430 Md\$ en y ajoutant les options traitées sur ces mêmes contrats. Ces montants représentent environ 5 % de la production annuelle mondiale de pétrole brut (contre 2 % en 2000).

Tableau 4 : Total des positions ouvertes sur les marchés à terme de pétrole brut

	Futures		Futures et options	
	(en M barils)	(en Md\$)	(en M barils)	(en Md\$)
Juin 2000	517	16,0	724	22,5
Juin 2004	761	28,1	1 163	42,9
Juin 2008	1 441	202,5	3 068	431,2
Décembre 2008	1 374	58,5	n.d.	n.d.

Source : Études précitées de Büyüksahin et Parsons.

Comme indiqué *supra*, les positions ouvertes sur les marchés organisés ne représentent qu'une partie de l'exposition des intervenants sur les marchés pétroliers, compte tenu de l'importance des opérations menées de gré à gré. Un facteur multiplicateur de trois ou quatre apparaît selon plusieurs opérateurs vraisemblable pour apprécier le volume total des positions ouvertes²⁶.

Au-delà de l'augmentation du volume des positions ouvertes, le fait le plus marquant est l'allongement significatif de la structure par terme des contrats à terme, avec la connexion progressive entre contrats de *futures* de différentes maturités, alors que jusqu'en 2001-2004 ces contrats étaient valorisés et échangés comme sur des marchés segmentés :

- ◆ alors qu'en 2000, le volume des contrats sur le WTI du NYMEX pour les échéances à trois ans et plus (*futures* et options) ne dépassait pas 3 % du total des positions ouvertes, il est aujourd'hui supérieur à 6 % ;

²⁵ Büyüksahin et alii, *Fundamentals, Trader activity and derivative pricing*, SSRN working paper, 2008. Cette étude, qui a été complétée par les travaux de Parsons (*Black gold & fool's gold, speculation in the oil futures market*, CEEPR MIT, 2009) a servi de base au rapport de l'IATF précité.

²⁶ Soit donc un montant total des positions ouvertes de l'ordre de 600 à 800 Md\$. Ce chiffre est globalement cohérent avec celui donné par la BRI pour la valorisation aux prix du marché des dérivés sur matières premières, estimée à 2 200 Md\$ à la mi-2008. Or on estime que les dérivés sur pétrole représentent de l'ordre de 40 % de ce total.

Rapport

- ◆ bien que les positions ouvertes sur les échéances longues aient crû deux fois plus rapidement que sur les courtes, l'essentiel des volumes reste toutefois concentré sur les échéances inférieures à un an (plus de 70 % des positions ouvertes).

Tant cette croissance du montant des positions ouvertes que l'allongement des maturités traitées ont contribué à assurer la diffusion des évolutions des anticipations des intervenants de marché sur l'ensemble de la courbe des *futures* : alors que jusqu'à peu, la volatilité sur les échéances les plus lointaines n'affectait que marginalement les prix des échéances les plus proches, tel n'est plus le cas aujourd'hui²⁷.

1.2.2.2. Les stratégies des swap dealers et des fonds indexés ont accentué la volatilité tout au long de la courbe des futures

La place croissante prise par les intervenants financiers sur les marchés à terme de matières premières depuis le début de la décennie a été évoquée *supra* (cf. partie 1.1.3). Les stratégies développées par les principaux d'entre eux sur les marchés dérivés du pétrole se présentent comme suit :

- ◆ les *swap dealers* sont le plus souvent des banques d'investissement qui se posent comme contrepartie, sur les marchés de gré à gré, à des *corporates* qui cherchent à couvrir leur exposition au pétrole « physique »²⁸ ou à des investisseurs financiers qui prennent une position directionnelle, généralement longue, sur toutes les échéances de la courbe des *futures*. Ils couvrent eux-mêmes leur position, soit auprès d'intervenants « commerciaux » traitant des produits pétroliers physiques²⁹, soit auprès d'autres investisseurs financiers (des *hedge funds* qui mènent des stratégies *long/short*), et pour le solde, sur les marchés organisés pour les échéances les plus proches qui offrent la plus grande liquidité. Ceci explique que la CFTC ait admis que les *swap dealers* soient considérés comme des intervenants « commerciaux » et soient donc exemptés des limites de transactions sur les marchés organisés³⁰ : en effet, du strict point de vue de leur livre d'ordres, ils assurent des opérations de couverture pour des tiers. En revanche, du point de vue du marché, les positions qu'ils prennent sont spéculatives ;
- ◆ la catégorie des *hedge funds* regroupe des intervenants très diversifiés dont l'identification par la CFTC³¹ demeure peu claire. Ils constituent aujourd'hui d'importants pourvoyeurs de liquidité sur les marchés à terme, en détenant près de 23 % des positions ouvertes en 2008, contre moins de 6 % en 2000. Bien que les données publiées par la CFTC ne permettent pas d'apprécier leur position nette sur les marchés (longue ou courte), leur stratégie est généralement *long/short* (d'où leur rôle essentiel dans le *spread trading*) et leurs interventions réparties sur l'ensemble de la courbe des *futures* ;

²⁷ Cf. études de Lautier et Parsons précitées.

²⁸ Typiquement, une compagnie aérienne qui souhaite acheter une position papier « longue ».

²⁹ Par exemple un producteur de pétrole indépendant ou un négociant prêt à prendre une position papier « courte ».

³⁰ Cette exemption est en discussion depuis le 24 mars 2009 d'après la communication de la CFTC intitulée « *Concept release on whether to eliminate the bona fide hedge exemption for certain swap dealers and create a new limited risk management exemption from speculative position limits* ». Les nouvelles règles proposées par la CFTC à ce titre le 14 janvier dernier (cf. parties 2 et 3 du rapport) y répondent en partie.

³¹ Au sein de son système d'identification propriétaire *Large Traders Reporting System* (LTRS).

Rapport

- ◆ l'importance croissante prise par les fonds indexés sur les marchés à terme de matières premières (dont le pétrole) est la principale novation des dernières années, et a largement contribué à faire d'un investissement sur ces marchés une classe d'actifs au même titre que les obligations ou les actions. Cette évolution, utilisant le support des indices GSCI et DJ-AIGCI précités, résulte au premier chef d'une volonté des gestionnaires de portefeuilles de diversifier leurs investissements sur un large spectre d'actifs, afin de maximiser leur rendement tout en minimisant leurs risques à travers cette diversification. Conçue au départ comme une stratégie passive³², la gestion indexée a pu prendre au cours des dernières années une dimension active, particulièrement sur les marchés pétroliers, la pondération des diverses matières premières composant l'indice pouvant varier en fonction des anticipations sur les rendements offerts³³ ;
- ◆ une mention particulière doit être réservée aux fonds indiciels traités en continu sur les marchés financiers (*exchange traded funds* – ETF et *exchange traded notes* - ETN) qui se sont développés sur la période récente sur les marchés de matières premières, en permettant désormais à de petits investisseurs, et donc à des particuliers, d'y investir de façon simple et à peu de prix, mais non sans risque³⁴ ;

Le volume investi par les fonds indexés sur les marchés pétroliers reste toutefois difficile à apprécier. Il a été estimé à 51 Md\$ par la CFTC en juin 2008 sur le contrat WTI du NYMEX (soit 28 % du total des positions ouvertes) et à 120 à 130 Md\$ par d'autres sources³⁵ sur les contrats WTI et *Brent* du NYMEX et d'ICE (soit 62 % des positions ouvertes sur les seuls *futures*, ou 30 % en y ajoutant la composante optionnelle). A fin 2008, selon LCM Commodities, ces montants avaient été ramenés à environ 20 Md\$, sous l'effet tant de la chute des prix du pétrole que des désinvestissements réalisés par ces fonds, estimés à 50 Md\$.

À cet égard, une étude très documentée³⁶ a examiné le processus de « financiarisation » des marchés de matières premières précipité par la croissance rapide des fonds indexés depuis les années 2000. Ses auteurs mettent en évidence la relation entre la présence croissante des investisseurs sur de tels indices et les chocs auxquels ont été soumis les marchés de matières premières, au premier rang desquels se trouve le marché du pétrole. Ils révèlent que les interactions entre les marchés financiers et les marchés de matières premières deviennent de plus en plus importantes, et que la récente crise financière a largement contribué à augmenter la volatilité du prix des matières premières en 2008, et ce à plusieurs niveaux :

- ◆ la sensibilité des indices tels que le GSCI ou le DJ-AIGCI à des chocs liés aux marchés d'actions et au taux de change du dollar a significativement augmenté après 2004 ;
- ◆ l'exposition croissante des secteurs énergie tels que le pétrole à ces mêmes chocs (marché d'actions, taux de change dollar/euro) est reliée de façon statistiquement significative à la présence de fonds indexés de matières premières ;

³² Au sens où le gestionnaire ne se préoccupe pas de savoir si le prix du sous-jacent est trop ou pas assez élevé, mais recherche simplement une exposition au prix du marché.

³³ A cet égard, la situation des marchés à terme pétroliers est singulière : jusqu'à fin 2004, ceux-ci étaient en déport (*backwardation*), le prix à terme étant inférieur au prix au comptant. Ceci permettait à un gestionnaire d'actifs qui « roulait » la position d'un investisseur mois après mois de réaliser un gain, même en cas d'évolution négative du prix *spot*. Ceci explique le succès initial des fonds indexés sur les produits pétroliers.

³⁴ A titre d'exemple, le rapport du groupe d'experts du FIE cite le cas de l'*United States Oil Fund* (USO), le plus important ETF investi sur le pétrole WTI, qui entre son lancement en avril 2006 et octobre 2009, a perdu 60 % de sa valeur, alors même que le prix du brut, sur la même période, est passé de 68 à 78 \$ par baril.

³⁵ Étude de Parsons précitée, travaux de Master et White « *The accidental hunt brothers – how institutional investors are driving up food and energy prices* », 2008, données statistiques de LCM Commodities.

³⁶ Tang et Xiong, « *Index investing and the financialization of commodities* », Princeton University, 2009.

Rapport

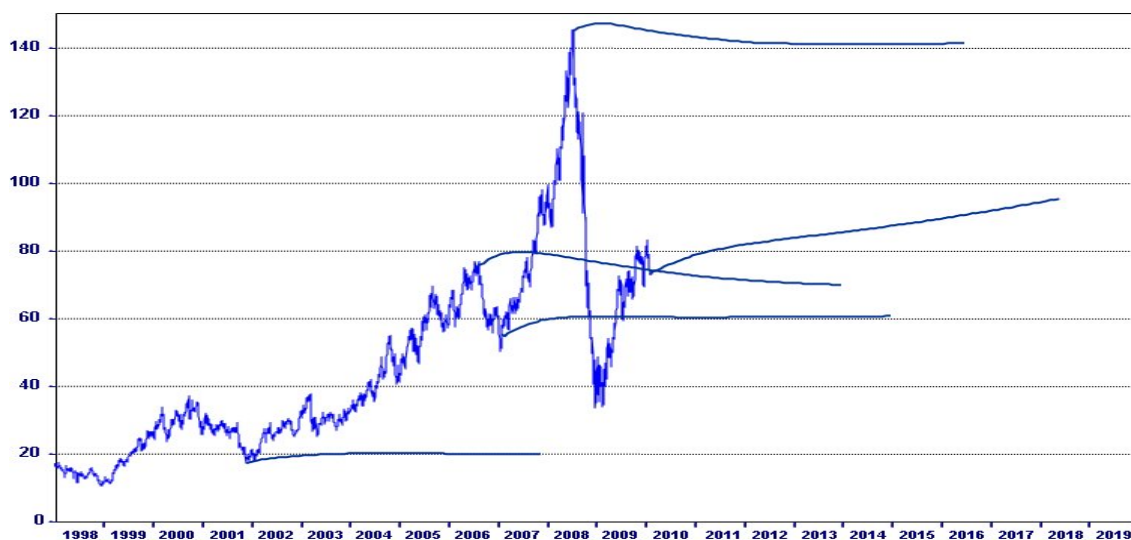
- ◆ les chocs affectant les marchés de matières premières autres que le pétrole sont directement reliés aux évolutions des marchés des actions et du pétrole, donnant lieu à des effets de réaction en chaîne (*spillover*).

Le marché « papier » du pétrole a ainsi, au cours des dernières années, perdu sa spécificité première d'instrument de couverture de professionnels pour devenir un marché financier comme les autres.

Quel que soit le volume précis des interventions sur les marchés à terme du pétrole (réglementés ou OTC) des *swap dealers*, *hedge funds* et autres fonds indexés, ceux-ci ont largement contribué à nourrir la liquidité du marché sur la période récente. Par les positions qu'ils ont prises sur l'ensemble de la courbe des futures, ils ont pu contribuer à alimenter la volatilité sur les échéances les plus éloignées, qui s'est surajoutée à la volatilité des *futures* à court terme, et à celle des prix *spot*³⁷.

L'observation des déformations intervenues au cours de la période récente sur la courbe des *futures* est à cet égard éclairante, comme le montre le graphique ci-dessous : l'exceptionnelle volatilité des anticipations à long terme des prix du pétrole (rationnelles ou non) a pu accentuer, par le jeu des mécanismes décrits plus haut, les variations des prix *spot*.

Graphique 7 : Évolution des cours du pétrole brut WTI (1^{ère} échéance) et positionnement de la courbe des futures (en \$/baril)



Source : Mission.

1.2.2.3. Les arbitragistes ont assuré dans une certaine limite le lien avec les marchés physiques

Bien que de nombreuses institutions financières soient activement présentes sur le marché physique des produits pétroliers en contrôlant des installations de stockage, voire de transport, la voie la plus naturelle pour un spéculateur d'investir sur cette classe d'actifs est de le faire à travers des marchés de *futures* ou d'options, qui ne se traduisent pas par une livraison du produit lui-même. Les positions longues qu'ils prennent doivent être *in fine* couvertes, soit par des détenteurs de produits pétroliers, ce qui est le cas le plus général, soit par des arbitragistes.

³⁷ Cf. notamment sur ce point l'étude de J. Parsons précitée.

Rapport

Ces derniers, qui n'ont pas de position spéculative dans l'absolu, tirent partie de la différence entre le prix spot et le prix à terme en achetant le produit physique et en le stockant, et en vendant un contrat à terme aux investisseurs. Dès lors que les charges d'intérêt, les coûts de stockage et la prime d'assurance sont inférieurs au différentiel entre le prix à terme et le prix *spot*, l'arbitragiste peut en effet espérer réaliser un profit.

Encadré 3 : Liens entre prix à terme et prix au comptant

Pour une marchandise servant de sous-jacent à un contrat de *future*, prix à terme et prix au comptant sont étroitement liés. Le contrat de *future* initialisé à la date doit donner lieu à la livraison d'une quantité de matières premières (sous-jacent). En théorie, pour être en mesure de livrer le sous-jacent à l'échéance, le vendeur à terme emprunte la somme nécessaire à l'achat de celui-ci et la rembourse à l'échéance. La détention physique du sous-jacent induit un coût de stockage mais aussi un rendement mesurant un gain lié à l'opportunité de stocker alors que l'équilibre offre-demande est incertain. Si le marché anticipe une offre suffisamment abondante à l'échéance, ce rendement tend vers zéro. En l'absence d'opportunité d'arbitrage, la valeur du contrat, qui correspond à la somme qu'il reçoit pour la vente du sous-jacent, est telle qu'elle couvre le remboursement du principal et des intérêts de l'emprunt ainsi que les frais de stockage diminués du rendement de détention. Ainsi, dans la mesure où cette relation est satisfaite, les facteurs qui influencent les cours à terme affectent aussi le prix au comptant de l'actif sous-jacent³⁸.

Depuis 2005, et plus particulièrement aux premiers semestres 2008 et 2009, les marchés pétroliers ont été marqués par un fort effet de report ou « contango », les prix sur les échéances de un à six mois étant notablement plus élevés que les prix *spot*. Dès lors, les arbitragistes ont pu offrir du pétrole papier aux investisseurs, en permettant d'éviter une envolée massive des prix sur les échéances les plus courtes des contrats de *futures*. Ce phénomène a été accentué sur la période la plus récente par une baisse des taux de fret permettant la mise en œuvre de capacités de stockage flottant significatives sur le marché : on a pu estimer que plus de 130 millions de barils de pétrole brut et produits pétroliers étaient aujourd'hui conservés en mer, et qu'une capacité additionnelle de stockage de 180 millions de barils serait disponible à court terme³⁹.

Les statistiques de stocks physiques au niveau mondial, incomplètes et connues avec retard, ne permettent toutefois pas d'identifier clairement ce qui, notamment au cours du premier semestre 2008, ressortait de la stratégie des arbitragistes, de celle des producteurs qui pouvaient souhaiter conserver une partie de leur pétrole « sous terre » (*hoarding*) ou de celle des pays consommateurs (pays membres de l'OCDE et Chine notamment) dont les stocks ont commencé à progresser à partir du deuxième trimestre de 2008.

Le rôle stabilisateur sur les marchés organisés des arbitragistes et plus généralement des acteurs commerciaux ayant accès au « physique » trouve toutefois sa limite dans leur capacité à financer, non seulement l'achat du pétrole sur le marché *spot*, mais également les appels de marge du NYMEX et de l'ICE sur les contrats de *futures* qu'ils vendent, dès lors que les prix continuent à progresser. On peut ainsi penser que le pic atteint par le cours du brut en juillet 2009 est en partie dû aux contraintes de bilan de ces opérateurs, qui ne pouvaient plus se porter contrepartie des investisseurs financiers désireux de détenir des positions longues⁴⁰. Un phénomène identique a pu être observé en 2009, les capacités de stockage nouvelles, notamment en mer, ayant permis d'en limiter les effets.

³⁸ En pratique, la livraison de l'actif sous-jacent intervient rarement et le dénouement des opérations s'effectue le plus souvent par un règlement en numéraire.

³⁹ Source : Deutsche Bank, « *The peak oil market* », octobre 2009.

⁴⁰ Cf. sur ce point l'analogie avec la situation observée sur le marché américain du coton, étudiée par la CFTC (*Staff report on cotton futures and option market activity during the week of March 3, 2008*, publié en janvier 2010).

1.2.3. Rien n'exclut que l'épisode de 2008-2009 ne se répète à l'avenir

1.2.3.1. Les mécanismes à l'œuvre sur les marchés à terme expliquent en partie les événements de 2008-2009

Les éléments mentionnés *supra* montrent que le débat sur le lien entre l'action des investisseurs financiers sur les marchés pétroliers et les mouvements des prix sur ces mêmes marchés est loin d'être aussi tranché que ne l'estimaient les premières études de la CFTC ou du FMI, qui concluaient à l'absence de causalité de ces interventions sur la volatilité. Outre les études de Parsons, de Master & White et de Tang & Xiong précitées, des travaux économétriques approfondis apportent en effet un éclairage nouveau sur cette question⁴¹ :

- ◆ Hamilton⁴² met l'accent sur le rôle de la spéculation dans l'explication du choc de 2008 sur le prix du pétrole, et la forte chute des prix qui s'ensuit. En prenant une position longue sur les contrats de *futures* et en les revendant quelques semaines avant leur expiration, une stratégie spéculative consiste à réutiliser ces gains sur une séquence de positions successives. Lorsque les prix des matières premières augmentent, cette séquence est bénéfique à l'investisseur, qui n'a pas à se préoccuper de la délivrance physique des contrats. Lorsque l'achat de contrats à terme excède la revente des contrats arrivés à expiration, cette « financiarisation » du marché du pétrole conduit à la formation d'une bulle spéculative, avec un accroissement du prix des *futures* et du prix *spot* sous-jacent ;
- ◆ la CNUCED dans un rapport récent⁴³ et en suivant un raisonnement proche de celui de Tang & Xiong a montré les fortes interactions existant aujourd'hui entre des marchés *a priori* non corrélés tels que les matières premières ou les actions qu'elle attribue à l'action des fonds indexés. Elle en conclut que du fait du volume de leurs interventions au regard de la taille des marchés de matières premières concernés, ces fonds qui ne prennent pas leurs décisions en fonction d'un équilibre anticipé de l'offre et de la demande ne permettent plus à ces marchés à terme d'œuvrer de manière efficiente en concourant au processus de « découverte des prix ». De fait, ces investisseurs contribueraient à l'accroissement d'une volatilité qui est préjudiciable aux acteurs traitant le physique qui pourraient ne plus trouver à se couvrir dans des conditions acceptables ;
- ◆ un rapport de la Banque d'Angleterre⁴⁴ a fourni une analyse statistique complète et récente des causes potentielles de la crise de mars-août 2008 sur le marché du pétrole. Ce rapport part des données publiques de la CFTC sur la position longue des agents non commerciaux sur les périodes 2003-2006 et 2006-2008 pour conclure de façon très prudente qu'il n'est pas possible d'éliminer l'hypothèse de bulle spéculative dans l'explication de la dynamique du prix du pétrole en 2008, et met en avant les limites inhérentes à l'utilisation des données publiques de la CFTC. Cette étude souligne donc très clairement l'intérêt d'accéder aux données confidentielles de la Commission⁴⁵ sur les positions des investisseurs, permettant une identification plus précise des flux émanant des différents agents ;

⁴¹ L'annexe IV au rapport présente ces études dans le détail.

⁴² Hamilton, « *Causes and consequences of the oil shock 2007-2008* », Brookings papers on economic activity, 2009.

⁴³ CNUCED-UNCTA « *The global economic crisis : systemic failures and multilateral remedies* », Chapitre III, 2009.

⁴⁴ Saporta, Trott et Tudela, « *What can be said about the rise and fall in oil prices ?* » Bank of England Research and Analysis Report, 2009.

⁴⁵ Par ailleurs, ses auteurs mentionnent une note du Cabinet Office (2008) britannique, qui suggère qu'« *en l'absence de larges flux financiers sur les marchés futures du pétrole, il est possible que les prix n'auraient pas connu une telle ampleur haussière puis baissière en 2008* ».

Rapport

- ◆ une étude de la Deutsche Bank⁴⁶ conclut pour sa part à un lien de causalité entre la position nette des acteurs non commerciaux sur le marché à terme WTI du NYMEX et le prix du pétrole brut sur le marché *spot*, tant avant qu'après la crise de 2008, sans pour autant se prononcer sur les motivations des spéculateurs dans l'accumulation de telles positions ;
- ◆ enfin, et en lien avec les réflexions du groupe de travail, une étude de Total Trading⁴⁷ fait apparaître un lien de causalité entre les variations des positions hebdomadaires des institutions financières sur le contrat WTI du NYMEX et les prix sur ce même marché, en dépit du caractère limité des sources statistiques disponibles.

De ces diverses études, on peut raisonnablement conclure que les investisseurs financiers, et notamment les fonds indexés sur les matières premières agissant de manière passive, ont contribué par le volume de leurs interventions à accentuer la volatilité tout au long de la courbe des futures, cette volatilité s'étant répercutée des échéances les plus proches sur le prix *spot* avec l'ingénierie des *swap dealers*, le jeu des arbitragistes et la contribution des éditeurs de cotations « physiques ».

1.2.3.2. Ils pourraient contribuer à accentuer la volatilité naturelle des marchés pétroliers dans le futur

Les liens apparus au cours des dernières années entre les divers marchés financiers et les corrélations nouvelles qui apparaissent sont amenés à durer : l'exemple le plus récent est la progression au premier semestre 2009 des prix du brut, que de très nombreux intervenants ont expliqué par la faiblesse de la monnaie américaine, et que l'on peut apprécier sous deux angles :

- ◆ un dollar faible signifie un pétrole meilleur marché en Europe, accroissant ainsi la demande (jouant ainsi sur les fondamentaux physiques) ;
- ◆ à l'inverse, les craintes d'inflation aux États-Unis (qui affaiblissent le dollar) peuvent encourager les achats de pétrole par les investisseurs (dans un but spéculatif ou de couverture contre l'inflation).

De même, la progression des prix du brut en 2009 peut s'expliquer par celle des marchés actions (facteur spéculatif facilité par un retour progressif à une prise de risques dans un contexte d'abondante liquidité), tout comme par la perception d'un retour rapide à une sortie de crise (facteur fondamental).

Le jugement que l'on peut porter sur le caractère exceptionnel ou non des événements de 2008 dépend en fait de l'analyse des motivations des investisseurs financiers, qui, parce qu'ils sont libres de toute contrainte liée au marché physique, sont donc les seuls à pouvoir intégrer dans les cours du pétrole une information sur le futur qui est également indispensable aux acteurs physiques⁴⁸ :

⁴⁶ Deutsche Bank Research, « *Do speculators drive crude oil prices* », décembre 2009.

⁴⁷ Bouallai et Baule, « *With the CFTC publication of disaggregated commitments of traders report are we in a position to better assess whether specific categories of oil futures market participants did cause the oil price moves we witnessed in recent years ?* », décembre 2009.

⁴⁸ Comme le souligne l'étude de la Société Générale « *La spéculation au microscope* » de juin 2008, les producteurs comme les consommateurs, sauf à prendre des positions purement spéculatives, ne peuvent modifier leurs décisions de couverture en fonction de leurs anticipations de long terme : leur action consiste à se couvrir contre la volatilité des prix plutôt que contre la tendance.

Rapport

- ♦ soit les investisseurs financiers se déterminent rationnellement en fonction de ce qu'ils estiment être l'équilibre à long terme de l'offre et de la demande : en faisant augmenter les prix aujourd'hui parce qu'ils anticipent une pénurie demain, ils donnent en effet aux producteurs et aux consommateurs les moyens d'éviter cette pénurie. Dans ce sens, leur rôle est « sain » ;
- ♦ soit, lorsqu'ils investissent dans un seul souci de diversification de leurs portefeuilles, sans prendre de vue sur la direction du marché et donc sans rationalité propre aux marchés pétroliers, ou lorsqu'ils suivent une tendance à la hausse comme à la baisse (stratégie passive amplifiant un mouvement qui peut déboucher sur une bulle spéculative), la volatilité qu'ils génèrent du fait des volumes de leurs interventions peut être « nuisible », surtout lorsqu'elle est facilitée par des liquidités abondantes ;
- ♦ ces investisseurs peuvent certes trouver sur le marché « papier » une contrepartie avec les arbitragistes, mais dont on a souligné *supra* les limites d'intervention : ceux-ci ne peuvent « rouler » indéfiniment leurs positions courtes, ni faire face à la demande excédentaire de positions longues, sans tirer à la hausse les cours *spot* du brut.

Il est probable qu'au cours des prochaines années, continueront de cohabiter sur les marchés de matières premières et notamment des produits pétroliers ces deux catégories d'investisseurs. L'absence sur les marchés de *futures* des vendeurs naturels que sont les grands producteurs mondiaux pour équilibrer la demande des investisseurs financiers pose dès lors un réel problème, qui conduit à penser que la volatilité des marchés de *futures* et du marché *spot* ne pourra que s'accroître.

1.3. Mais les fondamentaux physiques demeurent les principaux déterminants des prix du pétrole à moyen et long terme

Nous avons vu que le comportement des marchés financiers pouvait avoir une influence sur la formation des prix *spot*. La situation du début de l'année 2009 en fournit une illustration intéressante puisque le niveau des prix était soutenu alors que les fondamentaux physiques étaient considérés comme mauvais : niveau exceptionnellement élevé des stocks et de la capacité de production disponible (*spare capacity*), dynamique de la demande plutôt faible et incertaine.

Une telle distorsion est possible sur une période assez courte mais, à terme, les fondamentaux physiques reprennent leurs droits car l'équilibre réel entre, d'une part l'offre de pétrole brut et de produits raffinés et, d'autre part la demande de pétrole brut et de produits raffinés, dépend en dernier ressort de la production, de la dynamique de la demande et de l'état des stocks.

Dans la réalisation de cet équilibre à terme, une variable joue un rôle absolument majeur : le niveau et le calendrier des investissements d'exploration-production. En effet, dans l'industrie pétrolière internationale, il convient de distinguer la question du volume des réserves de pétrole prouvées et récupérables et, d'autre part, le problème de la transformation de ces réserves en capacité de production. Cette transformation dépend directement du niveau des investissements qui seront effectués. La crise économique a eu un impact très négatif sur le montant des investissements dans le développement des hydrocarbures et elle a exacerbé les incertitudes que l'on pouvait avoir sur l'évolution attendue de la demande pour le pétrole et les produits pétroliers. Par ailleurs, l'accélération de la prise de conscience des problèmes liés au réchauffement climatique apporte des incertitudes additionnelles. Sur les marchés financiers, dont les courbes à terme sont censées refléter l'équilibre physique à terme du marché, la complexité des incertitudes et des interdépendances sont donc maintenant de nature à compliquer cette relation.

Rapport

*

Cette première partie ne prétendait pas présenter une analyse complète du fonctionnement des marchés pétroliers. Il existe encore des zones d'ombre liées à la très grande complexité des mécanismes, à l'opacité des données, à la très grande difficulté d'établir des relations quantitatives robustes et durables.

On peut néanmoins estimer que sur la période 2008-2009, les fondamentaux financiers tout autant que les fondamentaux physiques expliquent les fortes variations des prix du pétrole. Cette part prise par les facteurs financiers n'est pas pour autant nuisible en soi ; elle n'est pas forcément durable car les fondamentaux physiques devraient jouer comme une force de rappel : insuffisance de l'offre physique face à une demande en forte croissance ou bien inversement limites physiques en matière de capacités de stockage ou de capacité de production inutilisée. Il existe bien une relation dialectique complexe entre le physique et le financier.

Pendant, la volatilité croissante des cours apparaît inhérente au fonctionnement des marchés pétroliers, et il y a lieu de penser que cette volatilité est mécaniquement persistante, d'autant qu'elle constitue le fonds de commerce des agents opérant sur les marchés financiers. Cette volatilité, d'une ampleur parfois imprévisible, paraît en revanche dommageable, tant pour les pays exportateurs que pour les pays importateurs. Elle peut avoir pour effet d'augmenter l'incertitude et le risque, et donc de réduire les flux d'investissements consacrés au secteur énergétique, investissements purement pétroliers, ou investissements dans des énergies alternatives. Ceci conforte le sentiment général selon lequel les prix du pétrole sont orientés à la hausse :

- ◆ les pays exportateurs se caractérisent par une part importante du pétrole dans leurs recettes budgétaires, leurs exportations et leur produit intérieur brut. Ils sont ainsi confrontés à la volatilité de leurs recettes d'exportation qui rend très difficile leurs prévisions budgétaires. Ils ont à gérer à la fois la volatilité du prix du pétrole et la volatilité des taux de change. Il peut en résulter une incertitude croissante pour les investisseurs, empêchant la conduite d'une politique budgétaire équilibrée et freinant la croissance économique. Leurs moyens de réponse sont à court terme l'élaboration de budgets conservateurs, la mise en réserve d'excédents permettant d'amortir les incidences des fluctuations des cours et, à plus long terme, la diversification de leur économie ;

Tableau 5 : Part du pétrole et du gaz dans les recettes budgétaires, les exportations et le PIB des pays exportateurs (en %)

	Algérie	Arabie Saoudite	Iran	Koweït	Lybie	Nigéria	Norvège	Russie	UEA	Venezuela
Recettes budgétaires	76,3	89,4	64,1	77,2	86,5	65,9	18,4	49,3	66,3	50,0
Exportations	98,3	89,5	83,2	83,3	95,7	97,3	45,5	61,1	37,3	89,6
PIB	45,1	45,2	24,9	52,6	67,1	44,6	23,4	20	31,5	24,6

Source : FMI, Banque mondiale et sources nationales.

Rapport

- ◆ les pays importateurs rencontrent également des difficultés macroéconomiques face à la volatilité des cours du pétrole Celle-ci affecte le processus de formation des prix internes, accroît leur vulnérabilité externe et pèse sur leur demande intérieure et leur activité. Ces effets sont particulièrement prononcés pour les pays les plus pauvres, dont l'exposition est d'autant plus forte qu'ils subventionnent souvent les prix des produits pétroliers. Les réponses de politique économique des pays importateurs sont les taxes qui amortissent les chocs de prix et, à plus long terme, la diversification de leurs systèmes énergétiques pour réduire leur dépendance vis-à-vis des hydrocarbures.

La consommation de pétrole dans nos économies génère finalement différents types de risques. Il y a d'abord les risques physiques de rupture des approvisionnements ; il y a ensuite les risques liés aux chocs de prix ; il y a enfin les risques associés à l'importance de la sphère financière, qu'ils soient microéconomiques – comme ceux liés à la protection des investisseurs – macroéconomiques ou systémiques dès lors que la défaillance d'une institution peut entraîner des conséquences très défavorables pour un grand nombre d'autres institutions (*cf. infra*, partie 3). La crise des *subprimes* et ses conséquences macroéconomiques ont rappelé comment des bulles pouvaient se former, entraîner une raréfaction de la liquidité de marché, déboucher sur des phénomènes de contagion et nourrir un dérèglement de l'ensemble du système économique : la maîtrise de la volatilité des prix du pétrole renvoie ainsi non seulement à la régulation des marchés du pétrole mais, plus largement, à celle des marchés financiers.

2. Les initiatives en cours pour améliorer le fonctionnement des marchés pétroliers

Au-delà de la seule question de la volatilité des prix du pétrole, de nombreuses initiatives ont été lancées au cours des derniers mois pour améliorer le fonctionnement des marchés pétroliers, principalement à la demande du G8 et, plus récemment, du G20. Elles touchent tant au marché du « physique » qu'au marché des dérivés financiers. Elles couvrent un large champ de préoccupations, allant de la transparence aux actions destinées à réduire la volatilité des prix ou à la prévention des risques systémiques.

Sur ces différentes questions, les États-Unis ont l'avantage de l'antériorité de la réflexion, mais le débat est aujourd'hui largement porté au niveau international, et l'Europe y prend progressivement sa part.

2.1. L'action sur les marchés physiques et le dialogue producteurs-consommateurs

Les fluctuations importantes des prix du pétrole sur la période 2008-2009 ont relancé le débat sur les actions à entreprendre au niveau des marchés physiques pour réduire cette volatilité et aider à la formation d'anticipations rationnelles sur les prix à moyen terme.

Certaines de ces actions sont déjà anciennes, comme l'initiative JODI ou le dialogue producteurs-consommateurs au sein du Forum international de l'énergie (FIE). D'autres répondent aux préoccupations du moment, comme la question de la publication hebdomadaire des stocks européens ou celle d'une fourchette de prix pour le pétrole⁴⁹.

2.1.1. L'initiative JODI (*Joint Oil Data Initiative*) connaît aujourd'hui des limites

La recherche d'une meilleure information sur les fondamentaux physiques des marchés pétroliers sous-tend le *Joint Oil Data Exercise* lancé en avril 2001 par six organisations internationales (APEC, Eurostat, IEA, OLADE, OPEC, UNSD⁵⁰) afin d'évaluer le manque de transparence en matière de données pétroles. En 2002, cet exercice de collecte a été pérennisé et renommé *Joint Oil Data Initiative* (JODI). Une base de données mensuelle regroupant de façon cohérente l'information ainsi collectée a ensuite été créée. En 2005, la coordination de JODI a été confiée au secrétariat du FIE et la même année la décision a été prise d'ouvrir la base de données au public.

Cette base de données couvre aujourd'hui plus de 90 pays (représentant plus de 90 % de l'offre et de la demande mondiale de produits pétroliers) et s'étend de janvier 2002 au dernier mois écoulé. Les données se rapportent à six flux : production, demande, intrants de raffinage, production de raffinage, niveau des stocks, variation des stocks. Ces flux, exprimés en barils, tonnes et litres, concernent sept catégories de produits : pétrole brut, GPL, essence, kérosène, gazole, fuel, tous produits pétroliers hors brut.

⁴⁹ On peut également mentionner l'initiative EITI (*Extractive Industries Transparency Initiative*) sur la transparence des revenus et des paiements liés à l'industrie extractive dans les pays riches en ressources naturelles, qui vise à en améliorer la gouvernance. Cette initiative politique, soutenue par la France, ne ressort pas directement de la problématique de la mission et n'a donc pas été étudiée plus avant.

⁵⁰ *Asia Pacific Economic Co-operation, Statistical Office of the European Communities, International Energy Agency, Latin-American Energy Organization, Organization of Petroleum Exporting Countries, United Nations Statistics Division.*

Graphique 8 : Extrait de la base JODI

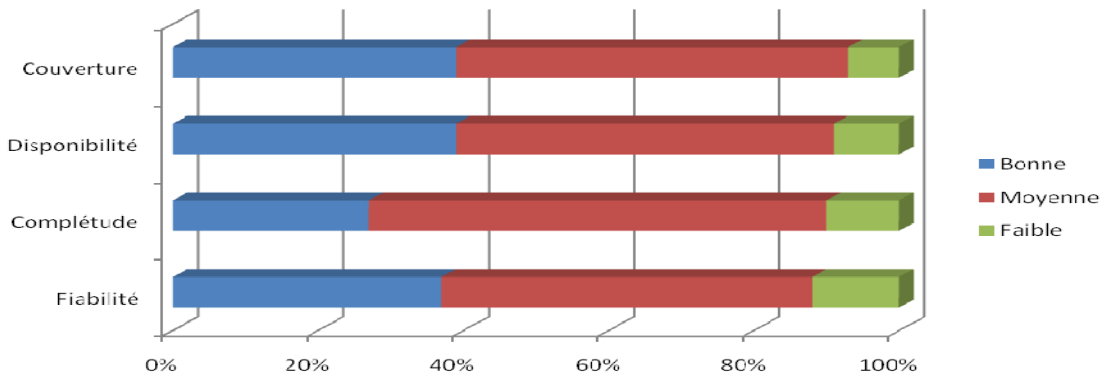
Country	Jan2006	Feb2006	Mar2006	Apr2006	May2006	Jun2006	Jul2006	Aug2006	Sep2006	Oct2006	Nov2006	Dec2006	Jan2007	Feb2007	Mar2007	Apr2007	May2007	Jun2007	Jul2007	Aug2007
Algeria	1,420	1,440	1,430	1,440	1,467	1,400	1,410	1,400	1,460	1,450	1,390	1,410	1,410	1,380	1,380	1,390	1,410	1,410	1,420	1,390
Angola	0	0	0	0	0	0	0	0	1,461	1,397	1,474	1,493	1,583	1,638	1,658	0	0	0	0	0
Argentina	648	629	659	659	668	674	671	664	677	674	623	657	646	648	651	656	652	645	622	0
Australia	296	380	358	345	360	345	471	499	483	503	462	491	427	489	374	463	429	470	471	454
Austria	16	16	16	16	17	17	17	17	16	17	16	17	17	18	17	17	17	17	17	17
Azerbaijan	489	1,109	1,551	2,149	2,632	3,235	3,774	4,486	5,339	6,118	6,598	7,016	808	859	863	810	876	881	895	883
Bahrain	265	270	270	238	262	268	270	270	268	267	256	227	256	226	269	259	269	268	264	266
Bolivia	42	43	43	33	40	42	42	43	43	43	38	38	0	0	0	0	0	0	0	0
Brazil	1,672	1,695	1,700	1,742	1,753	1,635	1,730	1,707	1,737	1,766	1,770	1,789	1,740	1,762	1,773	1,743	1,729	1,787	1,777	0
Brunei Darussalam	217	223	242	218	220	206	210	221	231	229	220	204	202	206	183	183	183	161	166	170
Canada	2,122	2,085	2,061	2,113	1,856	1,897	2,081	2,082	2,030	2,098	2,183	2,246	2,155	2,122	2,222	2,201	2,195	2,170	2,170	2,156
Chile	6	7	2	7	0	2	0	4	4	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0
China	3,703	3,672	3,711	3,836	3,712	3,737	3,716	3,670	3,659	3,660	3,682	3,601	3,800	3,749	3,695	3,759	3,791	3,836	3,653	3,757
Colombia	522	533	535	536	541	541	541	509	528	530	541	517	523	517	515	525	523	524	0	0
Croatia	19	19	19	20	19	16	18	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Czech Republic	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Denmark	348	357	351	328	362	340	369	326	268	348	352	346	302	316	308	310	308	310	369	320
Ecuador	553	551	528	546	547	536	543	544	536	523	515	519	0	0	0	0	0	0	0	0
Egypt (Arab Rep.)	645	650	617	655	647	643	624	616	635	632	621	622	626	630	647	630	632	631	0	0

Source : <http://www.jodidata.org/>

D'après l'enquête utilisateurs conduite en 2009, l'initiative JODI a gagné en notoriété. Un nombre croissant d'utilisateurs consulte la base de données plus régulièrement et plus fréquemment. Signe de confiance accrue des utilisateurs, un nombre croissant d'entre eux proviennent de l'industrie et d'organismes de recherche, avec une majorité d'analystes en énergie. La multiplication des échanges entre compagnies pétrolières, pays et organisations internationales paraît avoir contribué à une plus grande harmonisation des statistiques pétrolières.

Cependant, seule une minorité d'utilisateurs jugent suffisantes la couverture, l'actualité, la complétude et la fiabilité des données JODI. Les progrès sont lents, car la constitution de la base de données implique un grand nombre d'acteurs. De fait, les taux de réponse sont insuffisants (seule une part de l'information est renseignée), les délais de disponibilité trop longs (souvent supérieurs à un mois), le champ couvert et les révisions de données fortes. Ces lacunes concernent notamment les données suivantes : flux de pétrole brut, stocks (niveau et variation), commerce extérieur (importations et exportations), demande des pays émergents (notamment Chine, Inde et Russie). En outre, les métadonnées (description du contenu des données) ne paraissent pas suffisamment précises.

Graphique 9 : Résultats de l'enquête de satisfaction des utilisateurs de JODI



Source : Enquête de satisfaction des utilisateurs de JODI, juin 2009.

Rapport

Partageant les opinions des utilisateurs, le groupe d'experts mandaté par le FIE à la suite des conférences de l'énergie de Djeddah et de Londres (*cf. infra*, partie 2.1.2) concluait dans son rapport qu'afin d'accroître la transparence du marché physique et contribuer à une diminution de la volatilité des prix des produits pétroliers, il était non seulement nécessaire que les pays fournissent dès que possible les informations requises⁵¹, mais également que le secrétariat du FIE soit en mesure de collecter des données prévisionnelles, qu'il puisse se livrer à des comparaisons de ses propres données avec celles collectées par d'autres organismes publics (FMI, OPEP, Agence internationale de l'énergie - AIE) ou privés (*BP Statistical Review of World Energy*) et qu'il complète sa base de données d'éléments ayant trait aux subventions aux consommateurs finaux, à l'intensité énergétique ou à l'efficacité énergétique⁵².

Une des caractéristiques de JODI est en effet que ne figurent dans la base que les données statistiques fournies par les États et les industriels, que ceux-ci considèrent parfois confidentielles, et que le secrétariat du FIE s'interdit de compléter de ses propres estimations, contrairement aux travaux réalisés par d'autres organismes internationaux. On atteint ici les limites d'un exercice de transparence qui repose essentiellement sur le bon vouloir des détenteurs de l'information de base.

2.1.2. Les conclusions du groupe d'experts du FIE constituent une référence pour le développement du dialogue consommateurs-producteurs

Dans le cadre du dialogue entre pays producteurs et pays consommateurs de pétrole amorcé en 1991 au moment de la guerre du Golfe, le Forum international de l'énergie, créé en 2000, regroupe aujourd'hui plus de soixante pays et trente compagnies pétrolières. Cette instance se caractérise par son caractère informel (pas de traité constitutif), une structure aujourd'hui légère (secrétariat permanent basé à Riyad) et un rythme de travail marqué par des conférences ministérielles biennuelles, la prochaine devant se dérouler au Mexique en mars 2010.

Deux conférences *ad hoc*, tenues pour la première à Djeddah en juin 2008 et pour la seconde à Londres en décembre 2008, se sont penchées sur la question de la volatilité des prix du pétrole :

- ◆ dans un contexte de forte hausse du prix du brut, le sommet de Djeddah a été marqué par un rapport de forces entre pays producteurs et pays consommateurs, les premiers soulignant le rôle de la spéculation financière dans l'envolée des cours, les seconds arguant d'une insuffisance d'offre ;
- ◆ devant faire le point des chantiers ouverts à Djeddah (notamment en termes de transparence et de régulation des marchés), le sommet de Londres s'est tenu à un moment où les cours du brut étaient retombés à 30\$/baril. La problématique n'était plus dans ces conditions d'enrayer la hausse des cours, mais de tirer les leçons des amples fluctuations observées en 2008 et d'examiner les moyens de les réduire.

⁵¹ En particulier s'agissant des stocks, la diffusion de données au-delà d'un mois perdant une large part de son utilité.

⁵² On notera que le principe d'une extension de l'initiative JODI au gaz naturel a été acté dans son principe à l'occasion du sommet de Saint-Pétersbourg de 2006 sur la sécurité énergétique mondiale.

Rapport

C'est le mandat qui a été donné à un groupe de sept experts⁵³ supervisé par un groupe de pilotage (*High Level Steering Group* – HLSG)⁵⁴, chargé en avril 2009 de préparer des recommandations qui doivent être présentées à la conférence ministérielle de mars 2010, avec comme objectif « de renforcer l'architecture du dialogue international, de renforcer le FIE et de réduire la volatilité sur les marchés pétroliers ». L'importance des travaux de ce groupe d'experts a été signalée dans le communiqué du G20 de Pittsburgh.

Les conclusions et les recommandations des experts ont été rendues en décembre dernier et ont été examinées par le HLSG, qui n'y a apporté que des modifications mineures. L'analyse extrêmement fouillée du fonctionnement des marchés pétroliers et des variations observées sur la période 2008-2009 rejoint celle développée dans la première partie du présent rapport. Elle souligne l'interaction des fondamentaux physiques et financiers dans la détermination des prix, sans toutefois se prononcer sur les raisons précises ayant conduit aux fortes fluctuations constatées. D'une certaine manière, les experts, s'ils ne se prononcent pas clairement sur le rôle qu'ont pu jouer les investisseurs financiers au cours de cette période, ne rejettent pas pour autant l'idée d'une bulle spéculative.

Leurs recommandations s'inscrivent autour de trois grands axes :

- ◆ l'architecture du dialogue entre producteurs et consommateurs à travers un renforcement du FIE et de ses objectifs clés (aplanir les différences d'appréciation entre les parties prenantes, faire valoir l'intérêt commun de mener des politiques énergétiques concertées et viables sur le long terme, définir et assurer le suivi des projets en matière de dissémination d'informations de type JODI), la mise en œuvre d'un processus de dialogue plus soutenu (par la multiplication des analyses, des rencontres d'experts ou de ministres, des projets d'assistance technique), une structuration et une gouvernance plus claire du FIE, un renforcement des moyens de son secrétariat et une collaboration plus étroite tant avec les autres organisations internationales qu'avec les industriels ;
- ◆ l'amélioration de la qualité et de l'exhaustivité des informations fournies dans le cadre de l'initiative JODI (*cf. supra*) ;
- ◆ enfin, les mesures à prendre pour tenter de réduire la volatilité des cours du pétrole, pour lesquelles les experts prônent avant tout la transparence des opérations de marché et des mécanismes de formation des prix et la dissémination large d'informations complètes et à jour sur les fondamentaux physiques. A cet effet, les experts recommandent :
 - de progresser dans la compréhension des relations entre le marché physique du pétrole et celui des *futures* ;
 - de permettre au secrétariat du FIE de produire et de publier des analyses sur les fondamentaux du marché et leur évolution future, en collaboration avec l'AIE, l'OPEP et d'autres institutions de recherche. De par le positionnement unique du FIE, ces analyses pourraient être de nature à contribuer à la stabilisation des marchés ;
 - de mettre en place une régulation des marchés financiers du pétrole qui permette au prix de mieux refléter l'état des fondamentaux, à travers notamment une plus grande transparence des opérations. Les experts reconnaissent l'intérêt que peuvent avoir des mécanismes de limites de positions ou d'appels de marges renforcés pour limiter la volatilité des cours, mais soulignent que la mise en œuvre de ces mécanismes doit également prendre en considération la nécessaire liquidité du marché et ne doit pas provoquer un débouclage désordonné des positions des différents acteurs.

⁵³ Dont fait partie Claude Mandil, l'ancien directeur exécutif de l'AIE entre 2003 et 2007.

⁵⁴ Où la France est représentée par la direction générale de l'énergie et du climat.

Rapport

Si les recommandations des experts mandatés par le FIE semblent pertinentes, leur mise en œuvre, particulièrement sur les aspects institutionnels, pourrait rencontrer quelques difficultés et dépendra très largement de contingences diplomatiques (relations États-Unis - Arabie Saoudite notamment). Elle pose également en creux la question du positionnement de l'AIE, qui dispose d'une légitimité et d'une expérience historique dans la production d'études prospectives sur les marchés de l'énergie, et notamment du pétrole. Il est symptomatique à cet égard que les États-Unis aient fortement encouragé au cours des dernières années l'ouverture de l'Agence vers les grands pays consommateurs hors OCDE (Chine, Inde notamment) et qu'ils s'appuient sur elle pour le lancement de nouveaux projets⁵⁵. L'évolution du G8 vers le G20 peut être également de nature à légitimer l'AIE en tant qu'organisme de soutien du G20 pour l'énergie. *A contrario*, l'appui de nombre d'États au FIE reste mesuré⁵⁶, bien que ce forum constitue un lieu unique de dialogue entre producteurs et consommateurs.

A terme, et au-delà de la seule question des prix du pétrole, de nouveaux sujets de préoccupation devraient être abordés par le FIE tels que le changement climatique, la fiscalité sur les produits pétroliers (taxes et subventions), les marchés de permis d'émission, les objectifs du Millénaire, etc. Ils donneront lieu vraisemblablement à d'âpres débats.

2.1.3. La publication des stocks européens est une idée intéressante, mais difficile à concrétiser

L'initiative concernant la publication hebdomadaire des stocks commerciaux européens, à l'ordre du jour de l'ECOFIN depuis 2005, répond à un objectif de transparence du marché physique en Europe et vise à faire pendant aux dispositifs existant tant aux États-Unis qu'au Japon (publications mensuelles et hebdomadaires de production, d'importation et de stocks de produits pétroliers), qui constituent une des rares sources d'informations disponibles sur les évolutions à court terme des marchés du pétrole.

L'Union européenne ne publie aujourd'hui ses stocks qu'avec une fréquence mensuelle, avec un délai de deux mois de retard. Les marchés ont donc une information incomplète et ont tendance à baser leurs anticipations sur les variations des stocks pétroliers américains qui ne reflètent pas l'évolution des stocks mondiaux⁵⁷. Dès lors, on peut trouver un intérêt objectif en termes de transparence du marché et de contribution à la formation des prix des produits pétroliers à ce que l'Europe s'engage dans une telle voie. C'est la position qu'a soutenue la France pendant sa présidence de l'Union en juillet 2008, alors que les prix du pétrole étaient au plus haut. Cette proposition n'a pas rencontré un accueil favorable de nos partenaires : alors même que le principe d'une publication hebdomadaire des stocks commerciaux avait été inscrit dans les premiers projets de révision de la directive sur les stocks stratégiques en décembre 2008, le texte finalement adopté le 12 juin 2009 ne fait plus référence qu'à une publication mensuelle des 27, confirmant simplement les dispositions actuelles⁵⁸.

De fait, trois raisons expliquent les réticences des autres États européens :

⁵⁵ Cf. notamment la lettre du 19 octobre 2009 du président Obama au directeur exécutif de l'AIE sur les travaux à mener à la suite du sommet de Pittsburg sur les subventions aux produits pétroliers.

⁵⁶ A ce jour, seuls 40 des 90 États participant aux travaux du FIE et à l'initiative JODI sont à jour de leurs contributions financières au fonctionnement du secrétariat.

⁵⁷ De nombreuses sociétés de service pallient ce manque d'information et fournissent aux gros opérateurs, à un coût élevé, une estimation de ces données (certains à partir de l'observation des mouvements des tankers, ou des cuves de la région de Rotterdam).

⁵⁸ La seule novation concernant la publication mensuelle de statistiques agrégées par la Commission. Cette disposition permettrait en théorie la collecte directe par les autorités européennes des données auprès des industriels (*two tier system*).

Rapport

- ◆ le peu d'empressement des industriels à fournir des informations qu'ils considèrent comme propriétaires alors même que les grands opérateurs disposent tous d'un suivi des cargaisons et des stocks qu'ils utilisent pour leurs propres opérations de *trading* ;
- ◆ le coût de mise en place d'un tel dispositif, qui se rajouterait à celui existant aujourd'hui ;
- ◆ l'impact limité d'une telle publication sur la volatilité des cours pétroliers, certains États membres considérant même que des données trop fréquentes contribueraient à l'accroître, ne fût-ce que de manière temporaire.

En outre, la position française est fragilisée par le fait que les données détaillées relatives à la production et aux stocks des raffineries ne sont diffusées qu'après un délai de six mois depuis juin 2007, pour des raisons tenant au droit de la concurrence, ce qui contraint en partie la diffusion de données agrégées.

La Commission, qui a soutenu jusqu'à aujourd'hui la position française, a commandé une étude de faisabilité et d'impact sur cette question, un rapport provisoire ayant été remis en décembre 2009. Ce rapport fait apparaître :

- ◆ la quasi-impossibilité de mettre en place au niveau des 27 un système aussi complet que celui existant aux États-Unis, qui a pour lui l'avantage de l'antériorité et d'une grande fiabilité ;
- ◆ un coût incrémental d'une publication hebdomadaire estimé à environ 6 M€/an ;
- ◆ comme on pouvait s'y attendre, un effet non avéré de la publication de statistiques hebdomadaires sur la réduction de la volatilité des prix du pétrole, sur la base d'une étude de corrélation avec les données américaines ;
- ◆ la confirmation des réticences des industriels et des autorités nationales des pays membres, même si les *traders* et les analystes de marché y voient un intérêt.

Il paraît peu probable, dans ces conditions, qu'une telle mesure voit le jour à court terme, sauf à s'inscrire dans le cadre d'une politique pétrolière cohérente au niveau communautaire (*cf. infra*, partie 3.4).

2.1.4. L'idée d'une « fourchette de prix » du pétrole à moyen terme assortie d'un mécanisme de régulation n'est guère opérationnelle et ne fait pas consensus

L'idée d'une fourchette de prix du pétrole à moyen terme n'est pas nouvelle, si l'on fait référence au mécanisme mis en place par l'OPEP en mars 2000, officiellement abandonné en février 2005, mais qui opérationnellement n'a fonctionné que jusqu'au début de 2004 (*cf.* partie 1.1.1). Le discours du Président de la République à Abou Dhabi (26 mai 2009), ses déclarations en marge du sommet franco-britannique d'Évian (6 juillet 2009) et sa tribune commune avec le Premier ministre britannique parue dans le *Wall Street Journal* (8 juillet 2009)⁵⁹, qui ont appelé à ce qu'un consensus puisse se former entre pays producteurs et consommateurs sur la détermination d'une fourchette de prix du pétrole qui serait cohérente avec les fondamentaux, ont relancé ce sujet.

De fait, tout dispositif efficace de régulation des prix du brut⁶⁰ suppose que l'on soit en mesure :

- ◆ d'évaluer un prix fondamental à partir d'un modèle incluant des éléments exhaustifs d'offre et de demande à moyen terme, ce qui semble aujourd'hui très difficile compte

⁵⁹ *Wall Street Journal*, "We Must Address Oil-Market Volatility".

⁶⁰ On fait ici abstraction du fait que l'intérêt des pays consommateurs n'est pas en tant que tel sur le pétrole brut, mais sur les produits raffinés qui en découlent, dont les prix (hors taxes) peuvent dériver significativement par rapport aux *benchmarks* WTI et Brent.

Rapport

tenu de l'absence de consensus sur ces éléments et du manque d'informations disponibles ;

- ◆ de définir les bornes d'une fourchette dont l'ampleur ne soit pas trop large pour qu'elle garde un sens, qui permette des ajustements conjoncturels et qui soit révisée périodiquement ;
- ◆ de prévoir un mécanisme régulateur s'appuyant sur des stocks effectifs (stratégiques⁶¹ ou commerciaux) ou des *spare capacities* supplémentaires, ce qui pose la question de leur financement.

Trois études se sont penchées sur cette question :

- ◆ celle produite par l'ENI en mai 2009⁶², qui prévoyait la mise en œuvre progressive d'une fourchette de prix et d'un mécanisme régulateur sous l'égide d'une agence mondiale de l'énergie regroupant producteurs et consommateurs et financée par eux. Tout en soulignant les avantages de long terme d'une telle réforme, l'ENI n'en cachait cependant pas les grandes difficultés ;
- ◆ celle réalisée à la demande des autorités britanniques par le cabinet Deloitte en novembre 2009⁶³, qui s'était penchée sur les conditions d'élaboration d'un consensus sur une « bande de variation » des prix du pétrole, en excluant toutefois le recours à des mécanismes régulateurs ;
- ◆ celle enfin résultant des travaux du groupe d'experts mandaté par le FIE.

Cette dernière étude, dont les conclusions résultent d'un consensus difficilement acquis entre les experts et qui n'a pas été remis en question par le HLSG, fait état des points suivants :

- ◆ la probabilité faible que des mécanismes d'annonce d'une fourchette de prix pour le pétrole ou de mise en place d'un fonds de stabilisation destiné à maintenir les cours à l'intérieur de cette fourchette puissent fonctionner dans les conditions actuelles des marchés pétroliers ;
- ◆ la convergence actuelle des préférences de prix tant des producteurs que des consommateurs dans une bande comprise entre 60 et 80 \$/baril⁶⁴ ;

⁶¹ Comme cela avait été le cas ponctuellement aux États-Unis entre septembre 2000 et novembre 2001 (cf. sur ce point l'étude de R. Bamberger, *Strategic Petroleum Reserve*, Congressional Research Service, octobre 2002).

Le groupe de travail n'a pas conduit de réflexion spécifique sur la question régulièrement évoquée de l'utilisation des stocks stratégiques de l'OCDE à des fins de « stabilisation » des cours du pétrole ou de réduction de la volatilité, et ce pour trois raisons essentielles :

- la très grande difficulté de faire émerger une vision partagée sur l'utilisation de ces réserves à des fins autres que la protection contre les ruptures d'approvisionnement ;
- les mécanismes de constitution et de gestion de ces stocks, qui diffèrent sensiblement suivant les pays, allant de la détention physique directe par l'État aux obligations de stockage imposées aux industriels ;
- les doutes que l'on peut avoir sur l'effet de telles interventions, compte tenu de la disproportion entre les marchés « physique » et « papier » du pétrole.

Toutefois, la forte demande des investisseurs d'une exposition au pétrole – qui explique en partie les événements de la période récente – peut amener à relancer la réflexion sur les modalités de financement de ces stocks.

⁶² ENI, *"A Blue Print for Oil Stabilization"*, 25 mai 2009.

⁶³ Deloitte, rapport pour le DECC, *"Reducing oil price volatility, developing a framework for determining an oil reference price"*, novembre 2009.

⁶⁴ C'est ainsi que du côté des producteurs, le Président russe Medvedev déclarait à la réunion du G8 de l'Aquila en juillet 2009, qu'un bon prix serait entre 70 et 80 dollars. Le Ministre de l'énergie du Venezuela en avril 2009 estimait souhaitable de mettre en place un système d'encadrement du prix qui assure sécurité et stabilité pour les producteurs et les consommateurs. En décembre 2008, le roi d'Arabie Saoudite avait lui-même considéré le prix de 75 \$/baril comme un prix juste et raisonnable (*fair price*). Le ministre de l'énergie du royaume, Ali Naimi, justifiait ce prix comme étant le prix dont les producteurs marginaux ont besoin pour maintenir un niveau d'investissement qui permette de répondre aux besoins du futur. Du côté des consommateurs, l'étude de l'ENI faisait état d'une fourchette comprise entre 60 et 70 \$/baril.

Rapport

- ◆ le rôle que peut jouer le FIE en tant qu'institution de dialogue pour promouvoir cette convergence de vues, servir de forum pour l'expression de cette convergence et diffuser des informations clés sur les fondamentaux prospectifs du marché permettant de faciliter cette stabilisation ;
- ◆ l'accroissement de la coordination et du dialogue sur les réactions possibles tant des producteurs (politique d'investissement) que des consommateurs (mesures relatives à la demande, politique de substitution, efficacité énergétique) aux évolutions des signaux de prix afin de contribuer à leur stabilisation ;
- ◆ des prises de positions des parties prenantes sur les évolutions des prix du pétrole qui soient plus réservées et n'exacerbent pas la volatilité des marchés, et pour lesquelles le secrétariat du FIE pourrait servir de canal de communication informel.

La prudence des conclusions des experts tient également à deux raisons majeures :

- ◆ les États-Unis, premier consommateur de pétrole au monde, sont opposés à toute idée de fourchette de prix ou de mécanisme de régulation organisé ;
- ◆ l'OPEP elle-même n'y est pas favorable, son comportement depuis 2004 ayant toujours été d'alimenter le marché (y compris en prenant le relais des pays hors OPEP) pour satisfaire la demande physique et sans chercher à peser sur les cours, alors même qu'elle se montre prête (comme elle l'a fait fin 2008) à réduire sa production pour contrecarrer une trop forte baisse.

Il semble donc qu'en la matière, les conclusions du groupe d'experts mandatés par le FIE constituent le plus grand dénominateur commun à attendre sur cette question.

2.2. L'action sur les marchés financiers du pétrole et des matières premières

S'inscrivant dans le cadre de la réforme des institutions et des marchés financiers au plan mondial, les propositions pour améliorer le fonctionnement des marchés financiers de matières premières et notamment du pétrole trouvent aux États-Unis leur plus grand degré d'avancement. Les travaux en cours de l'OICV sont plus orientés sur les questions de transparence, alors que l'Europe n'est qu'au début de sa réflexion, même si son programme de travail est ambitieux.

2.2.1. Les évolutions envisagées s'intègrent dans le cadre de la réflexion sur les marchés de produits dérivés financiers

Les réflexions aujourd'hui menées au niveau international sur les améliorations à apporter au fonctionnement des marchés financiers du pétrole s'inscrivent dans le cadre plus général de la réforme des marchés de dérivés financiers, dont l'objectif majeur est la prévention des risques systémiques. Le marché « papier » du pétrole présente toutefois des spécificités, dues notamment au jeu des interactions avec le marché physique et à la présence d'intervenants diversifiés (comme d'ailleurs pour tous les marchés de commodités) qui peuvent justifier d'un traitement *ad hoc*.

Les grandes orientations des réformes à venir ont été définies dans le cadre des G8 et G20 successifs, et ont été rappelées lors du sommet de Pittsburgh, qui constitue la feuille de route des travaux actuels :

Rapport

- ◆ en ce qui concerne l'amélioration des marchés de gré à gré de produits dérivés : « *Tous les contrats de produits dérivés de gré à gré normalisés devront être échangés sur des plateformes d'échanges ou via des plates-formes de négociation électronique et compensés par des contreparties centrales d'ici la fin 2012 au plus tard. Les contrats de produits dérivés de gré à gré doivent faire l'objet d'une notification aux organismes appropriés («trade repositories»). Les contrats n'ayant pas fait l'objet de compensation centrale devront être soumis à des exigences en capital plus élevés. Nous demandons au conseil de stabilité financière (FSB) et à ses membres d'évaluer régulièrement la mise en œuvre de ces mesures et déterminer si elles sont suffisantes pour améliorer la transparence sur les marchés de produits dérivés, atténuer les risques systémiques et assurer une protection contre les abus des marchés » ;*
- ◆ s'agissant plus spécifiquement des dérivés financiers du pétrole : « *Nous prenons collectivement et individuellement l'engagement [...] d'améliorer le contrôle réglementaire des marchés à terme de l'énergie en mettant en œuvre les recommandations de l'Organisation internationale des commissions de valeurs (OICV) sur les marchés à terme des produits de base et en appelant nos autorités de régulation à collecter des données sur les fortes concentrations de positions des négociants sur le pétrole et sur nos marchés à termes des produits de base. Nous demandons à nos autorités de régulation compétentes de faire état des progrès réalisés en la matière lors de notre prochaine réunion. Nous appellerons en outre nos autorités de régulation compétentes à collecter des données connexes sur les marchés du pétrole de gré à gré et à prendre des mesures pour lutter contre la manipulation des marchés qui entraîne une volatilité excessive des prix. Nous souhaitons que soient précisées et améliorées les informations sur les marchés des produits de base, notamment au moyen de la publication de données plus détaillées et désagrégées, bénéficiant dans toute la mesure du possible d'une coordination à l'échelle internationale. Nous demandons à l'OICV d'aider les gouvernements nationaux à concevoir et à mettre en œuvre ces politiques, à approfondir les analyses dans ce domaine, notamment en ce qui concerne la volatilité excessive, à formuler des recommandations spécifiques et à faire régulièrement état de nos progrès ».*

Les déclarations officielles conjuguent donc des préoccupations de transparence, de prévention des risques et de lutte contre les abus ou les manipulations de marché, mais également, s'agissant du pétrole, de la volonté d'établir des conditions de marché qui permettent de lutter contre une « volatilité excessive ». De fait, la déclinaison de ces orientations est à un stade d'avancement très varié suivant les pays.

2.2.2. Les réformes envisagées aux États-Unis orienteront largement la future réglementation à l'échelle mondiale

2.2.2.1. Des projets de texte dont il est difficile aujourd'hui de connaître l'issue

Compte tenu à la fois de leur antériorité historique sur les marchés de *futures* de matières premières, de l'existence aux États-Unis d'un régulateur spécifique de ce secteur, la CFTC, et de la sensibilité des consommateurs aux prix des produits pétroliers⁶⁵, les autorités américaines se sont, dès avant la crise financière, préoccupées des raisons de la forte volatilité des cours du pétrole et des moyens d'y remédier. En témoignent les nombreuses auditions organisées par le Congrès sur le sujet et les études académiques mentionnées *supra*.

⁶⁵ Notamment compte tenu de la – relative – faible taxation de ces produits pour le consommateur, qui génère immédiatement des signaux de prix forts en cas de variation des cours du brut.

Rapport

Jusqu'en 2008, la CFTC considérait qu'il fallait laisser le marché pétrolier s'autogérer dans le cadre largement dérégulé par le CFMA de décembre 2000. Sous l'administration Bush, la CFTC a produit un certain nombre de rapports démontrant d'une part l'absence de manipulation des marchés de l'énergie et d'autre part l'absence de lien entre position financière et formation du prix pétrolier⁶⁶. Le choc de juillet 2008 a obligé à remettre en cause politiquement cette position.

La nouvelle administration américaine, en nommant Gary Gensler à la tête de la CFTC, a montré son souhait de mener une politique de réglementation plus volontariste.

Dans ce cadre, la CFTC a transformé le dispositif d'information sur les marchés à terme et accéléré la mise en place de la coopération sur la surveillance des marchés avec le marché londonien entamée par l'accord d'échange d'informations signé en 2006, mais qui ne portait que sur les risques d'abus de marché ou de manipulation de cours. Comme rappelé *supra* (cf. partie 1.1.3), elle publie depuis septembre 2009 des statistiques désagrégées sur les positions ouvertes des intervenants sur le NYMEX et assure un suivi des transactions OTC sur instruments dérivés se rapportant au marché américain.

Finalement, la CFTC, la SEC et le Trésor américain ont travaillé à la mise en œuvre d'une législation nouvelle pour améliorer la surveillance des marchés de produits dérivés. La réforme des marchés financiers souhaitée par l'administration Obama intègre des éléments qui devraient améliorer la transparence des marchés et pourrait rendre le signal prix du pétrole plus significatif.

Après l'examen par la Chambre des Représentants de multiples projets de textes portant sur les divers aspects de la réforme de la régulation financière américaine⁶⁷, le « *Wall Street Reform and Consumer Protection Act* » (HR 4173) a finalement été adopté par cette assemblée le 11 décembre dernier. Son titre III renouvelle fondamentalement le cadre législatif actuel du « *Commodities Act* » et du « *Securities Act* » auxquels il intègre la réglementation des marchés de produits dérivés sur les marchés de gré à gré.

Ses principales caractéristiques sont les suivantes :

- ◆ au plan institutionnel, la SEC s'occupe des opérations sur les produits dérivés dont l'actif sous-jacent est financier (*Credit default swaps*, dérivés actions). La CFTC est responsable des dérivés sur matières premières, change⁶⁸ et taux d'intérêt ;
- ◆ les transactions dont le volume est suffisamment important ont vocation à être standardisées et être traitées en post-marché par une chambre centrale de compensation (*Central Counterparty - CCP*) ;
- ◆ trois catégories d'intervenants sont définies :
 - les *swap dealers* qui ont l'obligation de passer par des CCP ;
 - les *non-dealers* qui correspondent peu ou prou aux producteurs ou utilisateurs finaux de produits pétroliers et qui en sont de facto exemptés⁶⁹, sauf à relever de la catégorie suivante ;

⁶⁶ Dont l'étude de Büyüksahin & alii déjà citée (cf. partie 1.1.3).

⁶⁷ Six projets de loi différents avaient été adoptés par le *House Financial Services Committee* à fin décembre 2009.

⁶⁸ Il est possible que les *swaps* de change soient *in fine* exclus de la nouvelle réglementation.

⁶⁹ Suite à l'amendement Peterson-Franck dans le texte voté à la Chambre des représentants, les utilisateurs commerciaux et industriels depuis les compagnies aériennes jusqu'aux raffineurs et aux producteurs de gaz sont exemptés de l'obligation d'utilisation de marchés avec chambre de compensation et de celles portant sur les apports collatéraux en *cash* en contrepartie de leurs opérations de couverture. En effet, ils sont vus comme ne posant pas de risque majeur pour le système financier.

Rapport

- les *major swap participants* qui détiendraient des positions ouvertes « substantielles » (hors opérations de couverture) et « qui créeraient un risque significatif de contrepartie qui pourrait avoir des effets néfastes importants sur la stabilité du système bancaire ou des marchés financiers américains », et qui se verraient imposer un passage par les CCP ;
- ◆ dès lors que le passage en chambre de compensation serait requis, la réalisation des transactions sur une plateforme d'exécution (*swap execution facility - SEF*) ou un marché réglementé serait également obligatoire (sauf à ce qu'aucune n'accepte de traiter le contrat correspondant). Les transactions réalisées hors SEF seraient soumises à des obligations de *reporting* renforcées ;
- ◆ l'enregistrement post-marché dans des *trade repositories* des transactions non admises en CCP serait également obligatoire (donc aujourd'hui l'essentiel des opérations de gré à gré), la CFTC devant rendre publiques les statistiques agrégées correspondantes ;
- ◆ les *swap dealers* et les *major swap participants* doivent se faire enregistrer auprès de la SEC ou de la CFTC ou bien les deux suivant les marchés sur lesquels ils opèrent. Le régulateur aurait compétence pour fixer le niveau des appels de marge correspondants. Par ailleurs ils se verraient imposer des contraintes en capital et en appels de marge plus fortes pour les opérations de *swaps* non admises en CCP⁷⁰ ;
- ◆ pour limiter les risques de concentration ou les risques systémiques, la participation au capital d'une bourse, d'un SEF ou d'un CCP par un opérateur de marché serait limitée à 20 % ;
- ◆ la CFTC se voit reconnaître des pouvoirs nouveaux en matière de fixation de limites de positions pour les intervenants de marché, étendues aux opérations OTC (*cf. infra*, partie 2.2.2) ;
- ◆ enfin, la CFTC et la SEC sont tenues de se coordonner avec les régulateurs des marchés étrangers pour échanger les informations pertinentes pour l'application de la législation américaine et établir des règles cohérentes au niveau mondial qui minimisent les possibilités d'arbitrage réglementaire. Le projet de loi donne également la possibilité aux régulateurs américains d'interdire toute opération de swap sur le territoire américain à une entité dont le pays d'origine appliquerait une réglementation qui pourrait présenter un risque systémique pour le marché financier américain.

Cet ensemble législatif très complet est le fruit de compromis résultant d'intenses actions de lobbying des professionnels du secteur. De fait, il est en retrait par rapport aux intentions initiales de la présidence américaine. Plusieurs points méritent d'être soulignés à ce stade :

- ◆ les utilisateurs finaux (*non-dealers*) sont très largement exemptés des contraintes de la nouvelle réglementation. De même, la définition de « *major swap participant* » laisse un grand champ d'appréciation au régulateur ;
- ◆ le projet de législation américaine établit un lien direct entre enregistrement d'une opération en CCP et exécution de cette transaction sur une plateforme d'échanges, montrant l'importance que les autorités attachent à la transparence des opérations de marché⁷¹, alors qu'en Europe, l'accent semble plutôt mis sur la prévention des risques systémiques à travers la compensation centralisée (*cf. infra*, partie 2.2.4) ;
- ◆ les préoccupations de concurrence par rapport aux autres places financières sont prises en compte, de même que la possibilité pour les régulateurs d'appliquer des mesures d'extra-territorialité au cas où la réglementation étrangère ne serait pas aux « standards » ou présenterait un risque pour le système financier américain ;

⁷⁰ Un amendement étendant ces contraintes renforcées aux *non-dealers*, présenté par le président du *HFS Committee*, a été rejeté car susceptible d'entraîner des coûts additionnels pour les utilisateurs finaux.

⁷¹ *Cf.* sur ce point, entre autres, l'audition de Gary Gensler devant la Commission de l'agriculture, de l'alimentation et de la forêt du Sénat en date du 17 novembre 2009 et ses interventions publiques des 12, 27 et 29 janvier 2010.

Rapport

- ◆ les discussions que la mission a pu avoir au Congrès ont montré que ce texte pouvait largement évoluer lors de son examen par le Sénat, notamment sur la définition des major *swap participants* ou la question technique – mais lourde financièrement – du niveau et de la ségrégation des marges initiales des contrats. De même, la question de l'adoption d'une loi unique (portant sur l'ensemble de la réforme du secteur financier) ou de deux textes distincts, dont l'un porterait sur les seuls marchés dérivés, n'est toujours pas tranchée ;
- ◆ le président de la CFTC, dans ses dernières interventions⁷², se montre très critique à l'égard de certains aspects du projet de loi actuel (régime des exemptions au profit des *non-dealers*, dérogations à l'obligation de passage en SEF) dont il considère qu'ils maintiendront l'opacité du marché de gré à gré. Gary Gensler apparaît clairement en pointe dans la nouvelle politique de régulation financière défendue par l'administration américaine ;
- ◆ enfin, les annonces récentes de la présidence américaine sur la régulation du secteur bancaire sont susceptibles d'impacter le calendrier du texte de loi dans son ensemble, même si l'architecture générale de son titre III ne devrait pas en être bouleversée.

2.2.2.2. Le débat sur les limites de positions

La mise en œuvre par le régulateur des marchés de commodités américains de limites aux positions ouvertes des intervenants sur ces marchés est ancienne, puisqu'elle fut autorisée par le *Commodity Exchange Act* (CEA) de 1936⁷³ toujours en vigueur aujourd'hui. De fait, comme rappelé *supra* (cf. partie 1.1.3), la CFTC, qui avait initialement établi des limites de positions fédérales sur les marchés agricoles, a largement délégué par la suite aux marchés eux-mêmes (CME et NYMEX) le soin de fixer leurs règles en la matière. La distinction s'est ensuite progressivement faite entre les limites absolues qu'un intervenant ne peut dépasser et les seuils de surveillance (*position accountability levels*) qui peuvent justifier une intervention du marché réglementé ou de la CFTC elle-même. Le CFMA de décembre 2000 a ouvert la possibilité à tous les marchés de fixer des seuils de surveillance sans requérir préalablement l'autorisation de la CFTC. Par ailleurs, par une interprétation extensive de la règle de *bona fide hedge* inscrite à la section 4a du CEA, les opérations de couverture sur des marchés réglementés de positions prises par les *swaps dealers* sur les marchés OTC ont été exemptées des limites de position ou des seuils de surveillance.

De fait, pour les dérivés financiers du pétrole traités sur le NYMEX, seuls existaient jusqu'à présent des seuils de surveillance portant essentiellement sur les contrats de *futures* les plus proches de la livraison, avec des seuils tous mois confondus nettement plus élevés.

La dynamique créée par la nouvelle administration américaine et la nomination de Gary Gensler à la tête de la CFTC ont amené une évolution significative de l'approche en la matière, qui s'est traduite sur trois points :

- ◆ l'ouverture en mars 2009 d'une concertation sur une proposition visant à limiter, pour les *swap dealers*, le bénéfice de l'exemption au titre du *bona fide hedge* et à définir de nouvelles limites de positions au titre de la gestion des risques ;

⁷² Notamment celle du 29 janvier précitée.

⁷³ Cf. section 4a du CEA : "*Excessive speculation in any commodity under contracts of sale of such commodity for future delivery made on or subject to the rules of contract markets causing sudden or unreasonable fluctuations or unwarranted changes in the price of such commodity, is an undue and unnecessary burden on interstate commerce in such commodity. For the purpose of diminishing, eliminating, or preventing such burden, the commission shall, from time to time, after due notice and opportunity for hearing, by order, proclaim and fix such limits on the amount of trading under contracts of sale of such commodity for future delivery on or subject to the rules of any contract market which may be done by any person as the commission finds is necessary to diminish, eliminate, or prevent such burden*".

Rapport

- ◆ l'extension rappelée *supra* par le projet de loi HR 4173 des pouvoirs de la CFTC de fixer des limites de positions pour certaines opérations de swaps qui concourent ou peuvent affecter significativement le processus de découverte des prix, en agrégeant les positions sur les marchés réglementés et de gré à gré ;
- ◆ enfin, l'annonce le 14 janvier 2010 de l'ouverture d'une concertation avant la mise en œuvre, sous trois mois, de limites de positions absolues sur les contrats énergie du NYMEX qui n'existaient pas jusqu'à aujourd'hui, accompagnées de nouvelles règles relatives aux exemptions au titre du *bona fide hedge*.

Ces points constituent des avancées importantes des autorités américaines pour se doter des instruments leur permettant de faire face à une spéculation qui peut être jugée excessive, et qui sont dans la droite ligne du dispositif historique de 1936. Ils ne signifient pas pour autant que la CFTC, qui disposera toujours d'un large pouvoir d'exemption et de marges de manœuvre importantes dans la fixation des limites, les appliquera sans discernement.

De facto, les nouvelles limites fédérales pour les contrats de *futures* du NYMEX, si elles avaient été appliquées en 2008-2009, n'auraient en effet affecté que 23 intervenants du marché, dont 16 auraient pu bénéficier d'exemptions. La CFTC estime à une dizaine les intervenants qui seraient contraints dans le futur par ces nouvelles règles⁷⁴. On peut donc penser, comme certains intervenants du marché, que ces nouvelles règles ne changeront guère la physionomie du marché⁷⁵.

Les positions exprimées par certains commissaires de la CFTC reflètent à cet égard des préoccupations qui rejoignent celles des membres du Congrès : les nouvelles règles n'apportent pas de réponse claire au traitement à réserver aux fonds indexés et elles ne prennent pas en compte – à ce stade – l'ensemble des positions sur les marchés OTC ; *a contrario*, elles peuvent susciter des craintes de délocalisation d'activités sur des marchés moins régulés.

2.2.3. Les travaux menés dans le cadre de la *task force* de l'OICV sont essentiellement orientés vers des objectifs de transparence

Suite à la demande formulée par les ministres des finances du G8 lors du sommet d'Osaka en juin 2008, l'OICV a mis en place une *task force* sur les marchés financiers de commodités, co-présidée par la CFTC et la FSA. Cette *task force* a examiné les questions ayant trait à la volatilité et au rôle des nouveaux entrants sur ces marchés, à la transparence et à la surveillance, aux enjeux de la réglementation et au renforcement de la coopération internationale. Tout en soulignant que de nombreuses études suggéraient fortement que les fondamentaux économiques, plus que des activités spéculatives, étaient à l'origine des fortes fluctuations des prix des produits de base, son rapport remis en mars 2009 suggère de suivre attentivement les évolutions futures des marchés, et formule les recommandations suivantes :

- ◆ les autorités de marché devraient avoir accès aux données permettant d'identifier les concentrations de positions et la composition générale du marché ;
- ◆ les programmes de surveillance des marchés devraient être mis à niveau ;
- ◆ les autorités de marché devraient échanger les données pertinentes entre elles et, le cas échéant, avec les autorités chargées des marchés sous-jacents.

⁷⁴ Les plus importants dans le secteur pétrolier étant vraisemblablement Goldman Sachs et l'*United States Oil Fund* (USO).

⁷⁵ Cf. notamment l'article de R. Kakadia et Clay Seigle « *Proposed new US energy trading limits : status quo continues* », IHS CERA, 15 janvier 2010.

Rapport

Comme rappelé *supra* (cf. partie 2.2.1), le sommet de Pittsburgh a enjoint l'OICV de poursuivre ses analyses et de formuler des recommandations plus précises, notamment sur la transparence des marchés de produits de base, prenant en compte par ailleurs les orientations arrêtées sur les marchés de dérivés financiers en général. La *task force* de l'OICV a donc repris ses travaux en décembre 2009, en prévoyant le programme de travail suivant :

- ◆ dresser un bilan de mise en œuvre des conclusions du rapport de mars 2009 ;
- ◆ s'agissant de la transparence sur les marchés de gré à gré, approfondir les conditions de développement d'un *trade repository*, au premier chef pour les contrats sur produits pétroliers et la mise au point de lignes de conduite avec les institutions financières correspondantes ;
- ◆ dans l'attente de la création de ce *trade repository*, examiner les possibilités d'une généralisation des demandes d'information aux intermédiaires financiers sur les opérations OTC, sur le modèle du *special call* de la CFTC, et obtenir de la Banque des règlements internationaux (BRI) des statistiques désagrégées sur les transactions OTC sur matières premières, notamment le pétrole⁷⁶ ;
- ◆ s'agissant des obligations de déclaration des positions les plus importantes des intervenants sur les marchés réglementés et leur diffusion, examiner la mise en œuvre sur les principales places financières d'un système proche de celui mis en place par la CFTC (*Commitment of Traders Report*), sur la base d'une méthodologie et de catégories harmonisées ;
- ◆ enfin, la *task force* examinera plus en détail la question de l'opportunité et des objectifs d'une éventuelle réglementation des rediffuseurs d'informations sur les transactions physiques (Platts, Argus), dont la représentativité peut être sujette à caution.

Si l'on excepte les interrogations – légitimes – de la *task force* sur les mécanismes de formation sur les marchés *spot* et *forward*, son programme de travail ne comporte donc pas de novations significatives. Plus intéressants sont les éléments absents ou sous-jacents au débat, et en particulier :

- ◆ sur le plan de la réglementation, la question des limites de positions sur les marchés dérivés du pétrole, alors même que les États-Unis renforcent leurs règles dans ce domaine. Contrairement à la CFTC, la FSA n'est pas sensible à problématique des prix et considère que son mandat est d'assurer que le marché qu'elle régule (ici, l'ICE) fonctionne de manière satisfaisante (*fair and orderly*). La FSA ne s'intéresse pas tant aux motivations des intervenants – ce qui explique que jusqu'à présent, elle ait jugée peu pertinente les distinctions opérées par la CFTC entre les différents acteurs du marché – mais à la manière dont leur comportement est compatible avec les règles du marché. Comme la CFTC, la FSA encourage la fixation par l'ICE d'*accountability limits* à des fins de prévention d'abus de marché, mais compte tenu de son mandat, elle s'interdit d'intervenir à travers des limites fixes de positions qui affecteraient les prix ;
- ◆ la question de l'unicité et de la localisation du *trade repository* sur les dérivés pétroliers, où les enjeux industriels, de gouvernance et d'accès à l'information des différents régulateurs sont primordiaux.

⁷⁶ On peut toutefois se montrer dubitatif sur la qualité des données obtenues à ce titre, les statistiques de la BRI résultant de contributions volontaires des banques. Par ailleurs, la catégorisation des transactions OTC par la BRI reste imprécise et les données recueillies pas forcément homogènes.

2.2.4. La réflexion de la Commission européenne sur ces sujets n'est aujourd'hui qu'amorcée, mais son programme de travail est ambitieux

Au cours de l'année 2009, l'Union européenne s'est dotée d'un nouveau cadre de supervision des activités financières destiné notamment à prévenir la survenance de crises systémiques et à favoriser une meilleure surveillance des institutions et des marchés financiers : le rapport Larosière remis en février 2009 a ouvert la voie à la création d'un système européen de surveillance financière (SESF) organisé autour de trois nouvelles instances européennes de régulation, dont l'ESMA (*European Securities and Markets Authority*) ; lors de ses réunions des 18 et 19 juin et du 2 décembre dernier, le Conseil européen a approuvé les grandes orientations de cette réforme, puis les textes permettant sa mise en œuvre ; enfin, l'examen par le Parlement européen de ces textes au premier semestre de cette année devrait permettre à l'ESMA d'être opérationnelle au 1^{er} janvier 2011.

Au niveau européen, les travaux sur l'amélioration du fonctionnement et de la surveillance des marchés de dérivés financiers ont en revanche été moins rapides, la Commission ayant été surtout observatrice des développements intervenus par ailleurs (travaux du FSB ou de l'OICV, projets de réformes américains) avant de soumettre ses propres propositions.

Deux communications de la Commission, parues en octobre dernier, ont toutefois ouverts le débat sur ce sujet :

- ◆ celle relative aux lignes d'action permettant de se doter de marchés de dérivés financiers robustes, sûrs et efficaces⁷⁷, qui résulte elle-même d'une première consultation lancée au printemps 2009 ;
- ◆ celle sur les marchés dérivés de produits agricoles⁷⁸, qui fait elle-même suite à une première communication de décembre 2008 sur les prix alimentaires en Europe.

Si le second document ne concerne qu'incidemment les marchés dérivés de l'énergie, le premier permet à la Commission de proposer un cadre général sur les marchés dérivés dans leur ensemble qui s'appliquerait *de facto* au marché du pétrole et qui est cohérent avec les orientations du G20 :

- ◆ traitement du risque de contrepartie à travers la création de chambres de compensation soumises à une réglementation commune à l'échelle européenne qui traiteront des contrats standardisés ; renforcement des exigences de collatéralisation pour les contrats compensés en bilatéral ; traitement différencié au titre des charges en capital pour les contrats admis en CCP ou non, afin tant de prévenir les risques systémiques que d'inciter à une compensation centrale ;
- ◆ réduction du risque opérationnel à travers une plus grande standardisation des contrats, notamment sur le plan juridique ;
- ◆ augmentation de la transparence des marchés dérivés à travers l'instauration de *trade repositories* pour les contrats non traités en CCP, l'exécution sur des marchés organisés des opérations standardisées et admises en CCP, le renforcement des obligations au titre du pré-marché et du post-marché ;
- ◆ au titre de l'intégrité et de la surveillance des marchés, prise en compte des problématiques propres aux marchés de dérivés financiers à l'occasion des revues prévues en 2010 de la directive sur les services d'investissement (MiFID) et de celle sur les abus de marché (MAD) ;
- ◆ enfin, mise en œuvre d'une législation commune sur les limites de positions⁷⁹.

⁷⁷ COM(2009) 563/4 *Ensuring efficient, safe and sound derivatives markets : Future policy actions*, 20 octobre 2009.

⁷⁸ SEC(2009) 1447 *Agricultural commodity derivative markets : the way ahead*, 28 octobre 2009.

Rapport

Les premières réactions à cette communication sont révélatrices des enjeux qu'elle soulève :

- ◆ le rapport élaboré par la FSA et le Trésor britannique⁸⁰, bien que globalement en accord avec la communication de la Commission, prend ses distances avec elle sur la question de la réglementation et du contrôle des CCP et des *trade repositories*, celle des appels de marge applicables pour les opérations admises en compensation ou non et enfin, sur l'imposition de limites de positions, conformément à son approche traditionnelle (*cf. supra*, partie 2.2.3) ;
- ◆ l'*International Swaps and Derivatives Association* (ISDA), qui regroupe les principaux intervenants des marchés financiers de gré à gré, mène actuellement une importante action de lobbying pour limiter les implications de la nouvelle réglementation sur les activités de ses membres⁸¹ ;
- ◆ l'association européenne des trésoriers d'entreprises (*European Association of Corporate Treasurers* - EACT) s'est fortement émue des coûts du passage en CCP des opérations de gré à gré traitées aujourd'hui en bilatéral et de ses implications pour la liquidité des entreprises non-financières⁸².

Ces remarques n'ont en soi rien d'étonnant : elles reflètent les mêmes préoccupations que celles qui sont apparues aux États-Unis dans le cadre du débat au Congrès sur le projet de loi HR 4173 (*cf. supra*, partie 2.2.2).

Même si la Commission n'est qu'au début de sa réflexion, le programme de travail qu'elle s'est fixée pour 2010 est ambitieux, puisqu'il concerne à la fois :

- ◆ la mise en œuvre d'une législation *ad hoc* sur les CCP et les *trade repositories* (directive *post-marché*) ;
- ◆ la révision de la directive sur les fonds propres des banques (CRD) pour y introduire des charges en capital différenciées pour les dérivés admis ou non en CCP, majorer les appels de marge sur ces produits et mieux prendre en compte les risques opérationnels sur les transactions ;
- ◆ l'introduction dans le cadre de la revue de la MiFID de nouvelles obligations de transparence pour les opérations pré- et post-marché sur produits dérivés, et la modification des exemptions aujourd'hui applicables aux produits dérivés sur matière premières et aux institutions qui les traitent ;
- ◆ l'extension de la directive MAD aux opérations sur marché OTC et l'introduction de limites de positions.

*

Ainsi, de nombreuses initiatives ou réflexions ont été lancées pour améliorer le fonctionnement des marchés pétroliers. Elles touchent tant au marché du « physique » qu'au marché des dérivés financiers. Elles couvrent un large champ de préoccupations, allant de la transparence aux actions destinées à réduire la volatilité des prix ou à la prévention des risques systémiques. Elles dépassent de beaucoup la seule question pétrolière.

⁷⁹ Les raisons données par la Commission dans sa communication à cette mesure sont éclairantes : "*The Commission intends to propose rules to give regulators the possibility to set position limits to counter disproportionate price movements or concentrations of speculative positions*".

⁸⁰ *Reforming OTC Derivative Markets, a UK perspective*, décembre 2009.

⁸¹ Tant auprès de la Commission que des Parlementaires européens ou nationaux.

⁸² Lettre ouverte de l'EACT aux Commissaires de l'Union européenne, 6 janvier 2010.

Rapport

Le groupe des experts du Forum international de l'énergie a mené une réflexion poussée sur le fonctionnement des marchés. Le diagnostic est très proche de celui exposé dans la première partie de ce rapport. Si les recommandations des experts semblent pertinentes, leur mise en œuvre, particulièrement sur les aspects institutionnels, pourrait rencontrer quelques difficultés et dépendra largement de contingences diplomatiques. Quant à la question de l'établissement d'une fourchette qui encadre les variations du prix du pétrole, elle a été examinée par plusieurs instances mais elle paraît pour l'instant irréaliste, notamment en raison d'une opposition forte de la part de l'OPEP et des États-Unis.

En ce qui concerne les réformes des marchés financiers, les grandes orientations ont été définies dans le cadre des G8 et G20 successifs, et ont été rappelées lors du sommet de Pittsburgh. Sur les objectifs et les modalités des réformes, les États-Unis ont l'avantage de l'antériorité de la réflexion, mais le débat est loin d'être clos. La nouvelle administration américaine, en nommant Gary Gensler à la tête de la CFTC, a montré son souhait de mener une politique de réglementation plus volontariste. Des discussions sont en cours au Sénat sur un projet de loi portant notamment sur la réglementation des marchés de dérivés financiers, sans que l'on puisse savoir, en février 2010, quel type de législation sera voté et l'impact qu'auront sur ce point les déclarations du président Obama sur le système financier du 21 janvier dernier.

En Europe, la Commission européenne a amorcé une réflexion sur ces sujets et a publié sa feuille de route en octobre 2009. Elle s'inscrit dans les orientations données par le G 20.

Au niveau international, et au-delà de la mise en œuvre des orientations décidées par le G20, les débats font apparaître des divergences dans la conception et la mise en œuvre des réformes réglementaires des marchés de dérivés de matières premières, où les préoccupations de concurrence entre places financières sont présentes.

La question majeure aujourd'hui est celle de la régulation mondiale et harmonisée des marchés de produits dérivés et, plus largement des marchés financiers. C'est un chantier long et difficile et on peut douter qu'à lui seul, il ait pour effet une limitation significative des risques de volatilité, notamment pour le pétrole. En tout état de cause, les risques macroéconomiques et systémiques demeurent.

3. Quelles propositions pour la France ?

Sur un marché mondial comme celui du pétrole, qu'il s'agisse du pétrole « physique » ou du pétrole « papier », toute action visant à favoriser une meilleure convergence de vues sur la connaissance et l'évolution des fondamentaux physiques qui participent à l'équilibre de l'offre et de la demande ou à conforter le marché dans sa fonction de formation des prix à court ou à long terme ne peut se concevoir qu'à un niveau international.

La France ne peut agir seule dans ce domaine, où les responsabilités sont largement partagées et le succès des mesures qui peuvent être proposées résultent avant tout d'une vision, d'une volonté et d'une mise en œuvre communes.

Les initiatives en la matière sont très nombreuses, comme on l'a vu *supra*, et le champ des « souhaitables » et des « possibles » a déjà été largement exploré.

Le groupe de travail a en conséquence orienté ses recommandations dans quatre domaines, cohérents avec les constats auxquels il a pu procéder, en associant des initiatives existantes et des propositions plus novatrices que la France pourrait porter au niveau international, que ce soit auprès du G20 ou de l'Union européenne :

- ◆ le soutien actif aux initiatives du Forum international de l'énergie et l'action en faveur d'une plus grande transparence des marchés du pétrole,
- ◆ l'application aux marchés financiers du pétrole des orientations décidées au niveau du G20 sur la régulation des marchés dérivés ;
- ◆ la mise en œuvre de règles spécifiques et novatrices aux marchés pétroliers ;
- ◆ la proposition d'une véritable « stratégie pétrolière » pour l'Union européenne.

Ces quatre orientations majeures sont déclinées en 22 propositions opérationnelles détaillées *infra*.

3.1. Soutenir activement les initiatives du Forum international de l'énergie et agir en faveur d'une plus grande transparence des marchés du pétrole

3.1.1. Renforcer le rôle et la légitimité du Forum international de l'énergie

Le FIE représente à l'heure actuelle le seul lieu de débat, légitimé par le G20, pour approfondir le dialogue entre les pays producteurs et les pays consommateurs d'énergie et favoriser la formation d'un consensus (*consensus building*) qui puisse déboucher sur une convergence de vues. Ce dialogue, comme on l'a vu *supra* (*cf.* partie 2.1.1), n'est pas exempt de difficultés, comme le montrent par exemple les conclusions du groupe d'experts sur la question de la bande de fluctuation des prix du pétrole. Le Forum – et son secrétariat – ont toutefois un rôle essentiel à jouer pour accélérer l'initiative JODI qui est aujourd'hui l'instrument essentiel et « partagé »⁸³ pour améliorer la transparence sur les fondamentaux physiques des marchés pétroliers.

Par ailleurs, dans le contexte d'une amélioration de la régulation de l'économie mondiale réclamée par la communauté internationale, le Forum peut être amené à approfondir les questions pétrolières et énergétiques dans un contexte beaucoup plus large : relations entre le prix du pétrole, les taux de change et l'inflation, organisation des flux financiers liés à l'énergie, relations entre le pétrole, l'énergie et le développement économique.

⁸³ En comparaison avec l'AIE, qui reste très orientée vers les pays de l'OCDE, en dépit des liens qu'elle tente de développer tant avec certains grands pays consommateurs non OCDE (Chine, Inde, Russie) qu'avec l'OPEP.

Rapport

La réflexion de haut niveau menée par le groupe d'experts a abouti à un ensemble de propositions cohérentes, portant tant sur les objectifs du Forum que sur sa gouvernance ou les instruments d'information dont il dispose. Sauf à imaginer une hypothétique agence mondiale de l'énergie qui disposerait de moyens d'intervention directe sur les marchés (suivant le schéma développé par exemple par l'ENI dans ses propositions), on ne voit guère à ce jour d'autre enceinte où pourrait se développer un « consensus » sur une bande de prix adéquate pour le pétrole qui permettrait de mieux ancrer les anticipations à long terme.

Le fil directeur des propositions aujourd'hui avancées est celui de la recherche d'une plus grande transparence des fondamentaux physiques du marché et de l'utilisation du FIE et de son secrétariat comme vecteur de diffusion d'une information « neutre ». Ceci suppose que le Forum soit légitimé dans ce rôle :

- ◆ au plan politique, aux côtés de l'AIE et de l'OPEP et avec le soutien des industriels du secteur, en tâchant de dépasser les oppositions diplomatiques qui peuvent se manifester aujourd'hui ;
- ◆ au plan technique, en accroissant la capacité du secrétariat du FIE à mener ses missions de collecte des données et de partage de l'information. Le champ d'action est suffisamment large dans ce domaine pour ne pas avoir à se poser *a priori* la question d'une hypothétique redondance des attributions par rapport à d'autres organismes internationaux.

La France est à l'origine du FIE et a accompagné son développement, notamment lors du lancement de l'initiative JODI. Le groupe de travail estime qu'elle a un rôle important à jouer dans ce domaine, en collaboration avec la Commission européenne, qui suit par ailleurs attentivement les travaux du FIE et entretient un dialogue constructif avec l'OPEP (y compris en menant avec cette dernière des études conjointes) et nos principaux partenaires de l'Union⁸⁴.

Proposition n° 1 : Soutenir activement les initiatives proposées dans le cadre des travaux du groupe d'experts mandaté par le FIE, visant notamment à accroître la légitimité du Forum dans la conduite du dialogue producteurs-consommateurs et le renforcement de son action de diffusion d'une information neutre et transparente sur les fondamentaux du marché pétrolier.

Proposition n° 2 : Amener nos partenaires européens et la Commission à contribuer plus largement à l'action du FIE.

3.1.2. Agir plus largement pour une plus grande transparence sur l'ensemble des marchés pétroliers

La question de la transparence est au cœur du débat sur la réglementation des marchés. En effet, le degré de transparence d'un marché définit l'information à laquelle les participants ont accès au cours du processus de négociation. Les modifications apportées à ce degré de transparence affectent donc le comportement optimal des participants de marché et influencent le processus de formation des prix.

⁸⁴ A cet égard, une des retombées positives *a minima* que l'on puisse attendre du dialogue franco-britannique sur la volatilité des prix du pétrole serait un soutien conjoint de nos deux pays aux propositions des experts. Il convient toutefois de noter la prudence du Royaume-Uni en la matière, l'étude de Deloitte commanditée par le ministère de l'énergie et du changement climatique ne faisant à aucun moment mention du FIE, et se référant uniquement à un « forum des marchés pétroliers » (*Oil Markets Forum*).

Rapport

On peut plaider que l'absence de transparence permet aux participants de marché de mieux tolérer les situations de forte volatilité et de faible liquidité, voire permet à certains d'entre eux d'intervenir à contre-courant quand les prix varient et à fournir la liquidité supplémentaire aidant à stabiliser les marchés. Une transparence excessive pourrait même décourager la fourniture de liquidité par les opérateurs car les risques auxquels ils sont exposés s'accroissent dès que les transactions sont connues de leurs concurrents.

Cependant, la transparence du processus de négociation est préférable car elle permet de réduire les asymétries d'information. Ces asymétries exposent en effet les opérateurs à deux difficultés : la sélection adverse et l'aléa moral⁸⁵. Une plus grande transparence établit un accès plus équitable des différents opérateurs à l'information la plus récente et la plus précise, accroît leur capacité à comparer les prix et à valoriser les transactions de façon plus réaliste.

La transparence améliore également le processus de découverte des prix en permettant une diffusion et une intégration plus rapide des signaux de prix. Elle accroît la liquidité en permettant à tous les acteurs d'être informés de façon comparable sur les conditions de marché et en réduisant les coûts de transactions.

Au cas particulier des marchés pétroliers, cette transparence peut être appréhendée sous plusieurs angles (*cf.* tableau *infra*) :

- ◆ en distinguant celle afférente au marché physique du pétrole et au marché financier et les données les plus pertinentes pour pouvoir l'adresser : on peut ainsi plaider que pour le processus de formation des prix, il est plus important aujourd'hui de disposer des statistiques de stocks chinoises ou des encours des fonds d'investissement sur les marchés de *futures* réglementés ou OTC que de l'évolution hebdomadaire des stocks européens ou de celle des positions ouvertes totales sur le NYMEX ou l'ICE ;
- ◆ en appréciant les instruments (tant en termes d'adéquation que de qualité) permettant d'atteindre cette transparence, qui ont été évoqués précédemment ;
- ◆ en s'interrogeant sur les objectifs et les destinataires des informations révélées : le marché (dans le cadre du processus de formation des prix et de décision d'investissement physique ou financier), l'autorité de la concurrence ou le régulateur financier, pour faire face à des risques micro-économiques (abus de position dominante, manipulation de cours), macro-économiques ou systémiques⁸⁶. Le degré de transparence exigible n'est pas le même dans les trois cas.

On peut également s'interroger sur les liens entre transparence et volatilité, et sur l'influence stabilisatrice – ou non – des informations ainsi révélées sur le processus de formation des prix. La réponse à cette question n'est pas triviale, et la problématique est proche de celle à laquelle est confronté le régulateur financier lorsqu'il définit les obligations de transparence auxquelles sont soumises les sociétés faisant appel public à l'épargne :

- ◆ les déclarations sur les prix du pétrole d'un ministre de l'énergie d'un grand pays producteur ou celle d'une banque d'investissement ayant d'importantes activités de *trading* pour compte propre participent au processus de formation des prix mais ne sont pas forcément stabilisatrices, d'où l'importance attachée par les experts mandatés par le FIE dans leurs propositions à une communication « coordonnée » sur ces sujets ;

⁸⁵ *Cf.* Mishkin, Frederic S., "Financial Instability and the Federal Reserve as a Liquidity Provider", allocution présentée au Musée de la finance américaine sur la commémoration de la panique de 1907, New York, 26 octobre 2009.

⁸⁶ *Cf. infra*, partie 3.2.1 pour la définition précise de ces risques, ainsi qu'en annexe V au présent rapport.

Rapport

- ◆ *a contrario*, l'absence de prise de position publique de tel ou tel grand pays consommateur sur les mesures qu'il entend prendre pour réagir à son niveau (contrainte sur la demande, développement d'énergies alternatives) aux variations des cours du brut ou des produits raffinés est de nature à laisser perdurer la volatilité, alors même qu'une telle communication serait souhaitable pour éclairer les fondamentaux à long terme.

C'est dans ce cadre que doivent être appréciées les propositions suivantes du groupe de travail.

Tableau 6 : Problématique de la transparence des marchés pétroliers

	Données	Segments de marché	Instruments	Destinataires et objectifs
Fondamentaux physiques	Stocks (États-Unis, Europe, pays émergents) Consommation (pays avancés, pays émergents) Capacités de production (OPEP, hors OPEP)		<i>Joint Oil Data Initiative (JODI)</i>	Gouvernements et banques centrales : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prévisions macroéconomiques ▪ Définition de la politique économique
Marchés physiques	Volumes en transit Références de prix (<i>spot</i> , <i>forward</i>) Évolutions prévisionnelles à court terme (offre, stockage, demande)	Transactions OTC et contrats annuels sur : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pétrole brut ▪ Produits raffinés 	Publications sectorielles (AIE, OPEP, <i>Energy Information Administration</i> , etc.) Dialogue consommateurs-producteurs Publication de stocks (mensuels, hebdomadaires, stratégiques et commerciaux) Cotations <i>Platt's</i> et <i>Argus</i>	Marché : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Formation des anticipations et des prix ▪ Décisions d'investissement physique Autorité de la concurrence : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lutte contre les abus de position dominante et manipulations de cours ▪ Prévention des entraves à la concurrence Régulateur financier : non compétent <i>a priori</i>

Rapport

	Données	Segments de marché	Instruments	Destinataires et objectifs
Fondamentaux financiers	<p>Croissance de la sphère financière</p> <p>Multiplication des marchés, des instruments et des acteurs</p> <p>Perspectives macroéconomiques</p>			<p>Gouvernements et banques centrales :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Prévisions macro-économiques ▪ Définition de la politique économique
Marchés financiers	<p>Volumes par acteur/support/horizon de placement</p> <p>Positions par acteur/support/horizon de placement</p> <p>Références de prix (<i>futures</i>, options, <i>swaps</i>)</p> <p>Autres déterminants (change \$/€, taux d'intérêt, liquidité des marchés, etc.)</p>	<p>Marchés réglementés (MR) : NYMEX, ICE</p> <p><i>Multilateral trade facilities</i> (MTF)</p> <p>Marchés OTC « purs »</p>	<p>Transparence <i>pre-trade</i> :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Carnet d'ordres sur les MR et les MTF <p>Transparence <i>post-trade</i> :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ CCP, <i>trade repositories</i> ▪ Publications sur les positions par acteurs de type <i>CoT report</i>, <i>CIT report</i> ▪ Sources agrégées (banques centrales, BRI, etc.) 	<p>Marché :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Formation des anticipations et des prix ▪ Décisions d'investissement financier <p>Régulateur financier :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Lutte contre les abus de position dominante et manipulations de cours ▪ Protection des investisseurs ▪ Prévention des risques macro-économiques et systémiques <p>Autorité de la concurrence : non compétente</p>

Source : Mission.

3.2. Appliquer pleinement aux marchés financiers de *commodities* et notamment du pétrole les orientations globales arrêtées au niveau du G20

3.2.1. La problématique des marchés de *commodities* financiarisés

Toute régulation des marchés de matières premières suppose que soient préalablement définies les missions et les fonctions qu'on souhaite leur voir jouer. Dans le cadre de marchés ayant une vocation globale, comme celui du pétrole, cela suppose également une convergence de vue des régulateurs nationaux ou régionaux sur le rôle dévolu aux marchés de *commodities* « financiarisés » :

- ◆ que ces marchés fonctionnent le mieux possible à court terme pour assurer l'allocation efficiente de ressources essentielles à l'économie (formation du capital, transfert de risques, allocation optimale des moyens de production, etc.) est évidemment consensuel ;

Rapport

- ◆ en revanche il existe des ambiguïtés non tranchées sur d'une part la volonté de faire jouer à moyen terme, via un signal-prix vécu comme moyen d'optimisation et non comme but en soi, certains de ces marchés – comme celui du CO₂ – comme outil de transition vers des modes de production moins polluants⁸⁷ et, d'autre part, sur l'acceptation de l'évolution de ces marchés initialement de couverture entre professionnels vers des marchés d'investissement (ou de « spéculation ») de plus en plus ouverts à des investisseurs particuliers et de surcroît exposés à des mouvements corrélés voire similaires à ceux observés sur les marchés actions (fortes variations à la hausse ou à la baisse en fonction des anticipations collectives, bulles, etc.)⁸⁸.

En fonction de ces missions, les risques associés doivent être gérés :

- ◆ le risque macro-économique (i.e. le risque que la fonction d'allocation optimale des ressources de ces marchés dysfonctionne au détriment de l'économie mondiale) est une préoccupation ancienne, qui doit être traitée notamment par l'amélioration de la connaissance des fondamentaux pour alimenter en information pertinente le marché et optimiser la formation des prix ;
- ◆ le risque systémique au sens où la sphère financière le comprend, i.e. le risque de disruption majeure du système financier, devient clairement présent sur les marchés de *commodities* financiarisés et doit désormais également être contrôlé ;
- ◆ enfin les risques plus « microéconomiques », en termes de protection des investisseurs et notamment des épargnants individuels (risque d'abus de position dominante, manquement d'initié, fausse information, manipulation de cours, etc.), doivent d'autant plus être traités qu'historiquement ces marchés réservés aux professionnels ne faisaient pas l'objet de régulations aussi pointues que sur les marchés d'instruments financiers accessibles aux particuliers, typiquement les marchés actions.

Il faut définir ce qu'est un marché de *commodities* financiarisé. Tous les marchés de *commodities* ne sauraient être qualifiés de financiarisés. En revanche, ceux qui le sont par exemple par le volume respectif des instruments dérivés ou des instruments financiers traités par rapport au sous-jacent (critères à définir sachant qu'une appréciation qualitative sera toujours nécessaire, dans un cadre évolutif) doivent faire l'objet d'une régulation harmonisée voire centralisée, de façon à ce qu'il n'y ait pas de « faille » entre autorité de marché et (éventuelle) autorité sectorielle. Ceci est vrai au niveau national, au niveau européen et au niveau international. Parmi les marchés clairement financiarisés ou en cours de l'être, on peut citer le pétrole, le gaz, l'électricité, le charbon, certains métaux, les gros marchés agricoles, les quotas de CO₂, etc.

Proposition n° 3 : Définir les marchés de *commodities* financiarisés, et mettre en place pour ces marchés une approche spécifique en termes de régulation et de gouvernance.

Une fois ces marchés définis il faut créer une gouvernance adaptée, principalement au niveau européen. La difficulté principale vient de ce que, juridiquement et culturellement, les régulateurs de marché et les autorités de la concurrence (ou les régulateurs sectoriels lorsqu'ils existent) ont des missions et des compétences extrêmement différentes quoique par endroits redondantes. Il faut donc d'une part organiser la coopération entre ces autorités et, d'autre part, définir entre elles une ligne de démarcation robuste juridiquement et efficace en pratique. C'est ainsi qu'à titre d'exemple :

⁸⁷ Se pose par exemple la question de la cohérence de la politique énergétique – notamment pétrolière - avec la politique en matière de régulation des émissions de CO₂ pour laquelle le marché des quotas et de ses dérivés a précisément pour objectif de réduire lesdites émissions.

⁸⁸ Autant la corrélation des marchés pétroliers avec les autres marchés financiers et la conjoncture économique au sens large semble depuis le début des années 2000 démontrée, autant la question de savoir si cette corrélation a des causes fondamentales (anticipations sur la demande de pétrole) ou financières (phénomène de cycle confiance/défiance des investisseurs) n'est pas tranchée (cf. sur ce point la partie 1.2.3 du présent rapport).

Rapport

- ◆ les autorités financières (banques centrales et régulateurs de marché) resteraient compétentes pour la surveillance du risque systémique et pour la lutte contre les abus de marché ;
- ◆ les autorités sectorielles – lorsqu’elles existent, ce qui n’est pas le cas dans tous les secteurs – devraient se concentrer sur le suivi et lorsque pertinent la surveillance des fondamentaux, la promotion de la concurrence au sens large, etc.

En tout état de cause il convient de mettre un terme, pour ces marchés, au « trou » culturel et juridique qui existe entre autorités. Ceci est évidemment central au niveau européen car le besoin d’harmonisation est crucial. Le groupe de travail considère en conséquence souhaitable la création d’une autorité trans-sectorielle pour l’Union européenne en charge de la supervision des marchés de *commodities*, qui se consacrerait à l’harmonisation des réglementations applicables au niveau national sur les marchés physiques, à l’amélioration du fonctionnement et de la transparence de ces mêmes marchés et aux problèmes de concurrence qui pourraient se poser.

Proposition n° 4 : Mener un effort de développement et de rationalisation, à l’échelle mondiale et notamment au niveau européen, de la régulation sectorielle et financière de ces marchés. La nouvelle autorité européenne des marchés financiers, l’ESMA, en coopération avec le SEBC, devrait avoir un rôle élargi, notamment en matière de surveillance et de contrôle du risque systémique et de protection des investisseurs (lutte contre les abus de marchés). Une nouvelle autorité trans-sectorielle en charge de la régulation et de la supervision des *commodities* devrait également être mise en place. L’articulation entre les deux autorités devrait être optimisée, au cas par cas, en fonction des *commodities* concernées (produits agricoles, matières premières, énergie, quotas CO₂, etc.).

Proposition n° 5 : Au niveau national, optimiser l’articulation entre l’Autorité des marchés financiers et le ou les régulateurs sectoriels comme la Commission de régulation de l’énergie, au plan juridique (articulation des textes) et pratique (élaboration de conventions de coopération).

Proposition n° 6 : Au niveau international, mettre en place une collaboration permanente et structurée – et non ponctuelle comme aujourd’hui – entre l’OICV et l’Agence internationale de l’énergie, au profit du Conseil de stabilité financière et *in fine* du G20.

En termes de contenu de la régulation, en fonction des missions attribuées et des risques afférents à ces marchés, il faut ensuite leur appliquer les orientations décidées au niveau international suite à la crise financière de 2008. Il s’agit notamment de réguler le triptyque structures – acteurs – produits consubstantiel à ces marchés. Il convient donc :

- ◆ de réguler tous les acteurs : banques, mais aussi *hedge funds* et, dans certains cas, les acteurs non financiers (*cf. infra*, partie 3.2.2 au cas particulier des marchés pétroliers) ;
- ◆ de développer et réguler les infrastructures de marché et de post-marché pertinentes (marchés réglementés et plateformes organisées, CCP, *trade repositories*, etc.) ;
- ◆ enfin de réguler les dérivés OTC en imposant à leurs utilisateurs une obligation de transparence exhaustive vis-à-vis des autorités financières, en imposant au maximum l’électronisation et de façon générale la robustesse opérationnelle et juridique des contrats, en incitant voire en imposant une standardisation maximale de nature à permettre leur compensation par contrepartie centrale (CCP) et en incitant également à la mise en place la plus large possible de marchés organisés (MTF) ou réglementés (MR), sur le modèle NYMEX ou ICE.

Rapport

Au niveau européen, ces orientations conduisent à appliquer aux marchés de *commodities* financiarisés portant en germes un risque systémique l'intégralité des mesures proposées au niveau mondial et notamment caractérisées par la Commission européenne dans sa communication du 20 octobre 2009⁸⁹ et les décisions du conseil des gouverneurs de la Banque centrale européenne relatives aux contreparties centrales :

- ◆ assurer une transparence totale des dérivés OTC via la création d'au moins une *trade repository* au niveau européen, voire de la zone euro. Utiliser cette *trade repository* à des fins de surveillance systémique, de lutte contre les abus de marché (principalement manipulation de cours) et, le cas échéant, de contribution à l'information *post-trade* pour optimiser la formation des prix ;
- ◆ procéder à une analyse fine des contrats dérivés OTC de toute nature (*forward cash, futures, swaps, options, etc.*) éligibles à la standardisation et à la compensation par contrepartie centrale et aux transactions via des MTF voire des MR ;
- ◆ pousser, sous le contrôle des pouvoirs publics et des régulateurs, à une standardisation maximale techniquement accessible aux dérivés OTC sur *commodities* pour leur imposer la compensation centralisée via au moins une chambre établie en zone euro pour les instruments libellés en euro⁹⁰ ;
- ◆ promouvoir le développement de plateformes organisées voire de marchés réglementés pour les dérivés OTC pertinents ;
- ◆ pour les exceptions éventuellement admissibles (dérivés OTC non standardisables, exemptions éventuelles pour le secteur non financier, etc.) imposer, au-delà de la transparence vis à vis des régulateurs, des règles en termes de gouvernance, de *due diligence*, de collatéralisation, de charge de capital différentielle, d'électronisation, etc.

Dans l'attente de la mise en place des *trade repositories*, il conviendra d'obtenir des acteurs de marché les meilleures informations disponibles sur les transactions OTC, de procéder à une catégorisation homogène à l'échelle internationale de ces acteurs et de publier les données agrégées correspondantes⁹¹.

Il serait également souhaitable que soit étudiée la possibilité d'élargir à certains contrats du « monde physique » des *commodities* (contrats *forward* physique, notamment) l'inscription en *trade repository*, dès lors ces contrats présenteraient une homogénéité et une liquidité suffisante. A défaut de faisabilité d'une telle extension, il conviendrait d'étudier des pistes offrant un degré de transparence équivalent (données issues des administrations douanières ou fiscales, notamment).

⁸⁹ La communication du 20 octobre de la Commission européenne n'exclut pas les matières premières de son périmètre.

⁹⁰ Comme rappelé par le Conseil des Gouverneurs le 16 juillet 2009, l'Eurosystème soutient de manière constante une politique de localisation des infrastructures de compensation traitant des produits libellés en euro. L'établissement de la chambre au sein de la zone euro est une condition nécessaire pour autoriser son accès aux facilités de banque centrale qui peut notamment être déterminant pour la bonne gestion de la défaillance d'un participant. Il permet en effet la surveillance directe et efficace de l'organisation et du fonctionnement de ces chambres de compensation, qui est le corollaire de l'accès à la monnaie de banque centrale.

⁹¹ La *task force* sur les *commodities* de l'OICV (cf. *supra* partie 2.2.3) se penche actuellement sur le traitement de cette phase transitoire.

Proposition n° 7 : Pour tous les marchés de *commodities* financiarisés, en fonction des risques associés et notamment de l'existence d'un risque systémique, leur appliquer les orientations décidées par le G20 concernant les marchés financiers en réponse à la crise, principalement en termes de transparence des transactions, de standardisation et de compensation centralisée des contrats (*cf.* mesures préconisées par la Commission européenne dans sa communication du 20 octobre 2009). Considérer la possible extension de certaines de ces mesures au marché du physique pour les contrats les plus pertinents en termes de formation des prix, ou des dispositions équivalentes assurant un même degré de transparence.

L'importance de ces propositions est d'autant plus grande que compte tenu de la persistance, malgré la crise que nous traversons, de très importants déséquilibres des flux d'épargne à l'échelle mondiale, un nouveau report sur les marchés de *commodities* des liquidités à la recherche d'une meilleure rémunération que celle aujourd'hui offerte par les titres souverains ne peut absolument pas être exclu.

3.2.2. L'application au cas particulier des marchés pétroliers

Les marchés pétroliers (brut et produits raffinés) peuvent clairement être qualifiés de « marchés de *commodities* financiarisés » : dès lors, les mesures mentionnées *supra* doivent leur être appliquées.

Au cas particulier du pétrole, toutefois, ces orientations impliquent en retour une double réflexion :

- ◆ la première sur la notion de « produit financier » : en effet, la notion juridique d'instrument financier définie au niveau européen dans la MiFID fait que, par exemple, un *future* sur pétrole livrable en *cash* sera considéré comme un contrat financier entrant dans la compétence de l'AMF, alors qu'un *forward* livrable physiquement ne le sera pas. La proximité des deux instruments et les possibilités d'arbitrage de l'un à l'autre pourraient amener à revisiter ces règles ;
- ◆ la seconde sur celle d'« acteur financier » : les banques sont évidemment considérées comme des entités régulées, mais d'autres acteurs (*hedge funds*, parfois les filiales de *trading* des grandes *utilities* ou les grands négociants sur produits pétroliers) ne le sont pas.

A cet égard, la situation prévalant sur les marchés pétroliers en Europe doit amener à considérer très sérieusement l'application à ce secteur des recommandations faites par le CESR et le CEBS⁹² sur les exemptions au statut de prestataire de services d'investissement (PSI) :

- ◆ seules les entités travaillant pour leur compte propre devraient être exemptées, les dérogations actuelles fondées sur le statut (*corporate* ou financier) ou les volumes d'activité (caractère accessoire de l'activité sur les produits dérivés) n'étant plus pertinentes ;
- ◆ dès lors qu'une entité, financière ou non financière, entretient des relations contractuelles avec des clients, quel que soit leur statut, en tant que conseil, vendeur de produits financiers ou apporteur de liquidité, elle doit être soumise au statut de PSI avec toutes les conséquences qui en découlent ;

⁹² Committee of European Securities Regulators et Committee of European Banking Supervisors.

Rapport

- ◆ en revanche, il existe bien une ligne de démarcation entre entités commercialisant (de façon active) des produits financiers auprès du grand public, et entités se limitant à des relations interprofessionnelles. Pour les premières, un durcissement des règles de conduite doit être envisagé, au-delà des règles entourant les produits eux-mêmes (ETF, obligations structurées, etc.).

Par ailleurs, on pourrait s'interroger sur la création d'un éventuel statut spécifique aux négociants de matières premières.

La rationalisation de la réglementation au cas particulier des matières premières et notamment du pétrole nécessite, sinon une redéfinition des instruments financiers, du moins une certaine souplesse en pratique pour définir les acteurs, les structures et les produits éligibles à la « régulation financière » évoquée *supra*, qui devra être prise en considération dans le cadre de la révision de la MiFID⁹³.

Proposition n° 8 : Faire évoluer la directive MiFID (restriction des exemptions au statut de PSI et étude d'un éventuel statut propre aux sociétés de négoce pétrolier, extension de la définition pratique des contrats éligibles au-delà des seuls contrats financiers, etc.) en cohérence avec les orientations préconisées en matière de régulation des dérivés pétroliers de gré à gré.

Sans entrer dans le débat évoqué *supra* (*cf.* partie 3.1) sur la transparence des fondamentaux (stocks, raffineries, etc.) il convient de noter que la sphère financière peut, à transparence sur les fondamentaux donnée, contribuer à une meilleure formation des prix. C'est déjà le cas par construction des marchés dérivés eux-mêmes : au-delà, il faut réfléchir à une approche holistique visant à améliorer la formation des prix et, pour ce faire, utiliser les infrastructures nouvellement créées dans le cadre de la réforme (*trade repositories*, CCPs, MTFs, MRs). L'information post-marché rendue possible par les *trade repositories* pourrait jouer un rôle essentiel dans la mise en place de références de prix plus transparentes.

Proposition n° 9 : Utiliser l'ensemble des nouvelles infrastructures de marché ainsi créées (notamment les registres centraux de transactions ou « trade repositories ») pour améliorer la transparence *post-trade* et, partant, le processus de formation des prix.

3.3. Mettre en place des règles spécifiques aux marchés financiers du pétrole

Au-delà de l'application aux marchés de dérivés financiers du pétrole des orientations d'ores et déjà décidées par le G20, qui répondent pour l'essentiel à des préoccupations de transparence et de prévention du risque systémique, le groupe de travail estime nécessaire d'agir dans trois domaines qui, tout en concernant les marchés de *commodities* dans leur ensemble, trouvent une application directe au secteur pétrolier : la protection des investisseurs, le renforcement du marché dans son rôle de formation des prix et la prise en compte du degré de concentration des acteurs.

Ces trois points n'ont jusqu'à présent qu'éte peu soulevés au niveau international⁹⁴ : ils revêtent néanmoins une particulière importance, et pourraient être mis en avant par notre pays dans le cadre des discussions du G20 et au niveau européen. Là encore, la France ne saurait agir seule, et devra mobiliser ses partenaires à cette fin.

⁹³ Tout en tenant compte des orientations envisagées par le groupe de travail de Pierre Fleuriot en charge des réflexions sur la révision de la MiFID.

⁹⁴ Mais font pour certains d'entre eux l'objet d'un vif débat aux États-Unis, notamment à l'initiative de Gary Gensler (*cf.* partie 2 du rapport).

3.3.1. Mieux assurer la protection des investisseurs

Les dernières années ont vu le développement important de fonds indexés sur les marchés de dérivés de matières premières et notamment du pétrole, destinés tant à des investisseurs professionnels – fonds de pension, *hedge funds*, etc. – qu'à des épargnants plus modestes – petits investisseurs, particuliers – via notamment les ETF, produits complexes par nature (cf. partie 1.2.2). Le coût d'entrée relativement limité pour les investisseurs sur ces marchés spécifiques de dérivés⁹⁵ a par ailleurs facilité ce *rush for commodities*.

Les performances mitigées qu'ont pu rencontrer certains de ces fonds amènent naturellement à se poser la question du degré de protection qui doit être assuré pour des investisseurs non avertis.

Du point de vue des autorités de marché et des pouvoirs publics, l'évolution des produits pétroliers vers des classes d'actifs « standard », avec des conséquences macroéconomiques (risque de mouvements corrélés à mesure que la part des investisseurs augmente) et microéconomiques (arrivée modeste mais croissante d'épargnants sur ces marchés) milite pour en tirer les conséquences réglementaires. Toute la difficulté provient de l'équilibre à atteindre entre la protection d'investisseurs de moins en moins professionnels et donc non avertis, et l'efficacité d'un marché entre professionnels destiné à optimiser les intérêts de consommateurs, d'industriels, de producteurs, etc.

Sans aller jusqu'à l'interdiction pure et simple de la commercialisation de ces produits⁹⁶, déjà largement répandus aux États-Unis et dont on il paraît très difficile de restreindre l'accès en Europe, il convient de s'assurer que ceux-ci ressortent bien d'une classification au titre de la MiFID qui assure une protection étendue pour les investisseurs, et que l'intégralité des règles prévues dans ce cadre sont bien respectées.

Au niveau européen, et pour les PSI susceptibles de commercialiser de façon active des produits financiers dérivés du pétrole auprès du grand public, les règles de conduite applicables concernent notamment :

- ◆ l'information donnée au client sur les risques, les coûts et les frais divers⁹⁷ ;
- ◆ les obligations relatives au conseil lorsque celui-ci existe ;
- ◆ la prévention et la gestion des conflits d'intérêts, notamment entre les activités pour compte propre d'une part et les activités pour compte de tiers d'autre part. Ceci inclut l'obligation de "meilleure exécution" en faveur du client et le "*chinese wall*" entre les analystes dont les publications et recommandations ont vocation à être publiques ;
- ◆ la protection des actifs (via un dépositaire).

Proposition n° 10 : Au-delà de l'extension du champ des acteurs soumis au statut et donc au régime de PSI, tirer les conséquences spécifiques de l'arrivée d'épargnants individuels sur les marchés du pétrole et de la commercialisation active de produits financiers de ce secteur : appliquer à ces produits ainsi qu'à leur commercialisation auprès du grand public des règles exigeantes en termes de prévention des conflits d'intérêts, de conseil, de garde des actifs, de classification (en tant que produit complexe), d'information et de transparence (sur les frais, les risques, etc.).

⁹⁵ Typiquement, les appels de marge initiaux sur l'achat de *futures* sur matières premières dépassent rarement 8 à 10 % du notionnel du contrat. Sur les marchés actions, le dépôt initial peut atteindre 50 %. La prise en considération du différentiel de risque ne justifie pas un tel écart.

⁹⁶ La même question se pose par exemple pour les quotas de CO₂ ; les deux questions devront être traitées de façon cohérente.

⁹⁷ Avec par exemple la mise en place d'un « *Key Information Document* » de 2 ou 3 pages pour informer sur le degré de risque du produit, à mettre en place dans le cadre de la réflexion sur les *Package Retail Investment Products* au niveau européen.

3.3.2. Se doter d'outils permettant de conforter le marché dans son rôle de révélateur des prix

On rejoint dans ce domaine le débat ouvert largement aux États-Unis sur le rôle des limites de positions et celui des appels de marges, que ce soit sur les dérivés traités sur les marchés réglementés ou sur les marchés de gré à gré. Il semble à cet égard au groupe de travail que ces instruments ne peuvent être vus sous les seuls angles de la prévention des abus de marché ou de la prévention contre les risques de contrepartie, systémiques ou non.

La philosophie qui anime les autorités américaines (*cf. supra*, partie 2.2.2) depuis l'origine est que dans le cas particulier des dérivés de matières premières et compte tenu de l'importance qu'elles revêtent pour l'économie réelle, les limites de positions sont également destinées à lutter contre une « spéculation excessive », entendue aujourd'hui comme génératrice de fluctuations de prix de grande ampleur qui peuvent éloigner le marché de ses fondamentaux. On dépasse là la conception traditionnelle d'un régulateur de marché dont le rôle se limite à ce que celui-ci fonctionne de manière *fair and orderly*. Dès lors, les limites de positions absolues⁹⁸ ont leur justification, sans qu'il soit besoin pour autant de démontrer explicitement que telle ou telle catégorie d'acteurs de marché est susceptible d'avoir fait dévier les cours de leurs fondamentaux. On notera à cet égard que pour les marchés actions la question des limites ne se pose pas, puisqu'elle est en réalité traitée par les divers seuils (déclarations de franchissement, déclarations d'intention, offres obligatoires).

Le niveau et la mise en œuvre de ces limites de positions est alors plus affaire d'expérience que de science exacte, mais le principe doit demeurer, ne serait-ce que pour deux raisons :

- ◆ pouvoir jouer un rôle potentiellement dissuasif à l'égard d'investisseurs longs qui ne se préoccuperaient nullement du niveau des prix dans leur stratégie d'investissement, ou pour lutter contre des comportements de *herding* ;
- ◆ avoir une réglementation qui soit cohérente avec celle développée outre-Atlantique, sauf à voir développer par les autorités américaines des stratégies d'interventions extraterritoriales destinées pour une part à enrayer des délocalisations d'activités sur d'autres places financières.

Proposition n° 11 : Tirant les conséquences de la nature mixte du marché pétrolier, généraliser le principe des limites de positions sur les marchés de *commodities* financiarisés, dont le pétrole, comme instrument permettant, au-delà de leur rôle de prévention des manipulations de marché, de réduire également les risques macroéconomiques (mauvaise allocation du capital génératrice de volatilité excessive), voire systémiques (risque de faillite d'un acteur majeur surexposé).

S'agissant des appels de marge et obligations en capital qui pourraient être imposées aux investisseurs en dérivés de matières premières, notamment le pétrole, un raisonnement proche, quoiqu'indirect, peut être tenu :

- ◆ un des enseignements des événements de 2008-2009 est que face au désir d'investisseurs institutionnels de prendre des positions spéculatives sur les prix du pétrole à long terme, la liquidité sur les échéances les plus éloignées de la courbe des futures n'était pas suffisante pour satisfaire la demande ; en conséquence, ces derniers ont pris des positions là où était la liquidité, sur les maturités les plus courtes, qui induisent pour partie les prix du pétrole physique⁹⁹ ;

⁹⁸ Et non uniquement les *position accountability levels* qui ne sont que des seuils d'alerte.

⁹⁹ Il convient cependant d'observer que pour les ETF qui tirent l'essentiel de leur rendement du renouvellement des positions lorsque le marché est en situation de déport (soit 70 % du temps), l'investissement sur les échéances courtes semble davantage être un choix qu'une contrainte. Ceci explique *a contrario* que lorsque le marché est en report (comme en 2009), les performances de ces fonds soient médiocres.

Rapport

- ◆ la valeur « intrinsèque » du prix spot qui devrait résulter d'un équilibre offre-demande (aux effets de stocks près) pourrait donc avoir été affectée par l'anticipation de situations fondamentales ne devant se développer que dans plusieurs années ;
- ◆ on peut dans ces conditions s'interroger sur le rôle que peuvent jouer les appels de marge et obligations en capital pour permettre une réorientation de la liquidité tout au long de la courbe des maturités ouvertes à la négociation, en modulant leur niveau de manière progressive plus on se rapproche de l'échéance de livraison afin d'assurer *in fine* la convergence physique-terme.

La mise en œuvre d'un mécanisme de ce type n'est pas simple¹⁰⁰, sachant qu'il convient de tenir compte dans la détermination des appels de marge initiaux et des exigences en capital de la volatilité des prix à court et à long terme. Le groupe de travail est néanmoins d'avis que des travaux complémentaires soient lancés sur ce point.

Proposition n° 12 : Lancer une étude approfondie sur l'utilisation des mécanismes d'appels de marges et d'exigences en capital en tant qu'instruments incitatifs au développement de la liquidité sur les échéances les plus longues de la courbe des futures. Vérifier notamment que dans le secteur du pétrole la compensation par des CCP permettra d'imposer des contraintes de capital et de liquidité reflétant – ni plus, ni moins – le vrai risque.

3.3.3. Prendre en compte le degré de concentration des acteurs de marché

L'un des enjeux majeurs de la réflexion sur les nouvelles régulations des marchés financiers porte sur les moyens de circonscrire le risque systémique. En effet, à l'occasion de la faillite de l'assureur américain AIG, le système financier international a probablement flirté avec ce risque ultime comme rarement dans son histoire récente. Il est inquiétant d'avoir à reconnaître que la faillite d'un seul acteur a pu faire courir un risque systémique à l'ensemble du système financier simplement en raison de son poids dans le marché des *Credit Swap Derivatives* (CDS), c'est-à-dire des dérivés de crédit servant à couvrir les risques de défaut des entreprises sur leurs dettes. En réalité, les CDS sont utilisés tant par les banques que par les entreprises pour couvrir des risques globaux de contrepartie bien au-delà d'un strict risque de défaut de remboursement de la dette.

D'évidence, dans une optique de risque systémique, la nature même de ces instruments et par suite de leur utilisation les rend sans doute différents de n'importe quel autre type de produits dérivés. On peut s'interroger sur le fait que tel ou tel marché de matières premières soit ou non susceptible de faire courir au système financier international le même type de risque (d'où les propositions avancées *supra* sur l'identification des marchés les plus financiarisés). Pourtant, il est essentiel de reconnaître que le risque systémique sur les CDS est né plus d'un effet de surconcentration des expositions à ces instruments sur un nombre trop restreint d'acteurs de marché que d'un dysfonctionnement du marché des CDS eux-mêmes. Et dans cette optique, il devient alors légitime de s'interroger sur les phénomènes de surconcentration sur les marchés de dérivés des matières premières.

¹⁰⁰ D'un point de vue opérationnel, l'existence de contreparties centrales pourrait faciliter la mise en œuvre de mesures incitatives de ce type portant sur les appels de marges. Les CCP centralisant les appels de marge, il serait donc plus aisé de leur imposer ce type de pratiques. D'un point de vue financier, il faudrait toutefois bien mesurer les impacts de ces incitations sur le profil de risque global de la chambre.

Rapport

Le manque de données détaillées sur les expositions, les volumes traités en OTC, et les risques de contreparties sur matières premières rend toute estimation de la notion de concentration trop discutable pour porter un jugement définitif. Toutefois, les acteurs du marché semblent s'accorder sur le fait que les 3 ou 4 plus grandes banques d'investissement actives sur ce marché concentreraient peut-être les deux tiers voire les trois quarts des parts de marché sur certains segments (indices matières premières, *hedging* pour les entreprises, exposition sur les *hedge funds* de matières premières, etc.). Plus globalement, toutes les études de consultants tendent à confirmer le caractère très pyramidal du marché et surtout que l'écart entre les banques les plus importantes et leurs challengers s'accroît au fil du temps plutôt qu'il ne se réduit.

La création de *trade repositories* dans lesquelles seront enregistrées toutes les transactions OTC, y compris celles qui ne feront pas l'objet d'une compensation par contrepartie centrale, constitue donc un préalable indispensable à toute formulation de critères pertinents pour évaluer le risque de concentration. D'évidence, ces critères devront prendre en compte les expositions liées aux transactions OTC compensées et non compensées, mais également les expositions aux marchés de *futures* et surtout aux marchés physiques. En effet, les mêmes banques qui concentrent aujourd'hui les expositions les plus importantes sur les marchés dérivés ont également développé des activités de négoce sur le marché physique du pétrole, faisant d'elles parfois les principaux fournisseurs de certaines entreprises consommatrices.

Finalement, il apparaît que si l'imposition de limites de positions sur les marchés de *futures* ou l'obligation de compenser les transactions OTC les plus standardisables sont bien des mesures qui réduisent le risque de contrepartie, elles ne suffisent pas à couvrir le champ complet du risque de concentration. Le suivi de critères mesurant le risque de concentration est la seule forme de contrôle permettant de garantir que les marchés dérivés des matières premières ne sont pas porteurs d'un risque systémique de type macro-financier, ou que des acteurs n'y fassent pas le jeu de la concurrence.

Ceci suppose vraisemblablement une réflexion spécifique sur le périmètre et l'application de la directive sur les abus de marchés (*Market Abuse Directive – MAD*) au secteur pétrolier.

Proposition n° 13 : Adapter la directive MAD au cas particulier des marchés pétroliers. Examiner, au vu des informations recueillies tant auprès des *trade repositories* sur les dérivés qu'en provenance des marchés physiques, la possibilité d'un renforcement des règles relatives à la lutte contre les abus de marché et les abus de positions dominantes, en associant régulateur financier, régulateur sectoriel (lorsqu'il existe) et autorité de la concurrence.

Dans l'immédiat, une réforme parfaitement envisageable et signalée à de nombreuses reprises à la mission serait la mise en place de « *chinese walls* » entre analystes et *traders/sellers* sur les marchés de matières premières, afin notamment d'éviter des situations de conflits d'intérêts pour les grandes institutions, financières ou non, qui pratiquent également à une large échelle des opérations pour compte propre (*proprietary trading*) et qui, sans qu'une telle pratique ne soit juridiquement répréhensible sur les marchés de matières premières, se livrent à du *front running*¹⁰¹.

¹⁰¹ Cette pratique consiste pour un *trader* à prendre une position sur le marché sur la base d'informations figurant dans une note d'analyse destinée aux investisseurs, avant que celle-ci ne soit diffusée, ou à passer un ordre pour compte propre avant celui du client externe pour en tirer avantage. Quand l'établissement concerné est un des principaux intervenants du marché, le *front running* peut être critiqué à tout le moins au titre de l'éthique. Cette pratique est prohibée sur les marchés actions.

Rapport

Une réforme plus ambitieuse serait la séparation totale, qui existe déjà dans certaines banques, entre les activités sur matières premières (et notamment le pétrole) exécutées pour compte propre et celles réalisées au bénéfice de clients externes, comme l'a très récemment proposé le président de la CFTC¹⁰².

Le groupe de travail considère que ces mesures, qui lui semblent indispensables dès lors que les institutions concernées commercialiseraient des produits auprès du grand public (*cf. supra*, partie 3.3.1), gagneraient à être étendues à l'ensemble des acteurs des marchés pétroliers.

Proposition n° 14 : Mettre en place une séparation (« *chinese wall* ») entre analystes et traders/sellers de dérivés sur matières premières dès lors que ces analyses/recommandations sont destinées à la clientèle.

Proposition n° 15 : Imposer de façon plus générale une séparation des activités pour compte propre des activités pour le compte des clients.

A cet égard, on ne peut que noter que ces propositions, adaptées au marché financier du pétrole, sont dans la droite ligne de celles avancées par le président américain le 21 janvier dernier pour l'ensemble du système bancaire.

3.4. Proposer une véritable « stratégie pétrolière » pour l'Union européenne

Avec l'adoption du paquet énergie-climat en décembre 2008 sous présidence française de l'Union européenne, l'Europe a amorcé un virage important dans la construction de son futur énergétique. Les priorités affichées, concentrées dans la formule des « Trois vingt pour 2020 », sont l'efficacité énergétique (amélioration de 20 pour cent d'ici 2020), la réduction des émissions de CO₂ (réduction de 20 pour cent d'ici 2020 par rapport au niveau de 1990) et le développement des énergies renouvelables (dont la part devrait être portée à 20 pour cent en 2020). Par ailleurs, la sécurité des approvisionnements est une préoccupation stratégique et prioritaire, pour le gaz naturel et l'électricité. Au-delà de cette vision, on s'achemine lentement vers la définition d'une politique européenne de l'énergie et cela sans que les questions pétrolières ne soient abordées.

L'Europe est une importante plaque tournante pour le pétrole brut et les produits pétroliers. L'Union européenne produit 105 millions de tonnes de pétrole brut (2008, essentiellement le Royaume Uni, le Danemark et l'Italie) ; elle en importe 627 millions et en exporte 60 millions. Par ailleurs, l'Union importe 299 millions de tonnes de produits raffinés et en exporte 289 millions. Tous les pays européens ne présentent pas la même dépendance par rapport au pétrole. Si l'on considère la consommation totale d'énergie primaire, le pétrole compte par exemple pour 53 pour cent en Espagne et 35 pour cent en France.

Le secteur pétrolier européen, qui était très fortement contrôlé par les États dans certains pays, a été totalement libéralisé dans les années 80. Aujourd'hui, la problématique pétrolière européenne est en train de changer. Dans le cadre des objectifs du paquet énergie-climat, l'Europe pourrait être confrontée à une diminution de la demande, à un accroissement de la dépendance pétrolière vis-à-vis de l'extérieur et à une augmentation de la proportion de produits raffinés dans les importations. Les problèmes posés par la dépendance pétrolière portent à la fois sur la sécurisation des flux physiques (de pétrole brut et de produits) et sur la volatilité des prix.

¹⁰² Cf. l'intervention de Gary Gensler au *Fordham University College of Business Administration*, le 27 janvier 2010.

Il y a donc là un chantier européen dont l'ouverture pourrait être suggérée et activée par la France. En effet, une réponse structurelle et durable à la volatilité des prix consiste à réduire notre dépendance globale par rapport au pétrole. Dès lors, la mission estime nécessaire que la Commission soit en mesure de proposer une véritable « stratégie pétrolière » pour l'Europe, et que ses services soient mobilisés à cette fin.

3.4.1. Construire des scénarios cohérents d'évolution de la demande

Une démarche préalable consiste à construire des scénarios pour savoir quels pourraient être les effets du paquet énergie-climat sur l'évolution de la demande européenne de produits pétroliers. Dans le contexte actuel, l'évolution de la demande sera étroitement liée aux politiques énergétiques mises en place par les États dans une souhaitable concertation. Une telle démarche pourrait par ailleurs nourrir utilement le dialogue producteurs-consommateurs.

Proposition n° 16 : Construire des scénarios d'évolution de la demande en produits pétroliers à l'échelle européenne cohérents avec la stratégie environnementale de l'Union, qui serviront notamment à nourrir le dialogue producteurs/consommateurs.

3.4.2. Assurer une meilleure surveillance des marchés et des prix des produits pétroliers

Derrière les flux physiques de pétrole brut et de produits raffinés mentionnés *supra*, il y a des marchés et des prix. Entre le prix du pétrole brut F.O.B. et le prix de l'essence à la pompe se succèdent une longue série de segments de marché – et un processus industriel de transformation – qui contribuent chacun à la formation du prix final. Un exemple de ces marchés intermédiaires est celui des barges de produits négociés pour livraison dans la zone Anvers – Rotterdam – Amsterdam (« ARA »). On a pu constater que la volatilité des prix des produits raffinés en Europe ne suit pas exactement la volatilité des prix du pétrole brut. On peut même avancer que certains mécanismes peuvent exacerber sur les marchés des produits des hausses de prix observées sur le marché du brut.

De manière générale, le processus de formation des prix sur le marché des pétroles bruts et des produits raffinés est aujourd'hui infiniment moins transparent que celui des contrats de *futures* pétroliers mis en œuvre par des marchés réglementés tels que le NYMEX ou l'ICE. L'annexe VI au présent rapport dresse un bilan de la situation prévalant aujourd'hui en Europe, et des mesures envisageables pour améliorer le fonctionnement et la régulation des marchés correspondants.

L'organisation et le fonctionnement de ces marchés et les modalités de fixation des prix (rôle des agences d'édition comme *Platt's* et *Petroleum Argus*) mériteraient donc un examen attentif.

La Commission pourrait jouer un rôle actif dans la surveillance, voire la réglementation des marchés physiques du pétrole susceptibles de relever de sa compétence « territoriale », tant pour des préoccupations de transparence et de concurrence que pour assurer une cohérence avec les actions engagés sur les marchés financiers de *commodities*.

Proposition n° 17 : Procéder au niveau européen à un examen du processus de formation des prix sur les marchés physiques des produits pétroliers. Réfléchir, en parallèle des débats sur la révision de la MiFID, au modèle économique de diffusion de l'information sur les prix¹⁰³.

¹⁰³ La réflexion devrait porter sur les avantages et inconvénients respectifs du modèle actuel (prestataire de services payants librement établi par le marché) et d'un modèle plus encadré par les régulateurs.

Proposition n° 18 : Développer des obligations de transparence à l'égard des régulateurs sectoriels/financiers des opérations réalisées sur le marché directeur des barges de la zone Anvers-Rotterdam-Amsterdam (ARA).

Proposition n° 19 : Favoriser l'émergence en Europe d'une plateforme de transactions sur les produits pétroliers physiques qui permettrait d'offrir une transparence *post-trade* adéquate tant auprès des professionnels que du public, qui soit susceptible d'être étendue ultérieurement au *pre-trade*.

3.4.3. Repenser la fiscalité des produits pétroliers dans le cadre de la nouvelle politique environnementale

La fiscalité pétrolière européenne présente de très grandes disparités. La plupart des produits peuvent être négociés entre professionnels *duty free*, sous douane, mais certains – en particulier lorsqu'ils comportent des composants bio – ne peuvent l'être sans prise en compte de la TVA. Les prix TTC du gazole varient de 1 à 1,5, les prix du fioul domestique de 1 à 2. La fiscalité pétrolière européenne doit être aujourd'hui repensée et harmonisée dans le cadre de la nouvelle problématique énergie-carbone. C'est un chantier particulièrement délicat qui devrait être toutefois l'une des priorités de la nouvelle Commission. Les taxes devraient refléter le contenu carbone des différentes formes d'énergie et inciter fortement les consommateurs à une meilleure efficacité énergétique.

Proposition n° 20 : Relancer le débat sur l'harmonisation et la mise en cohérence de la fiscalité des produits pétroliers à l'échelle européenne compte tenu des nouvelles priorités énergétiques de l'Union.

3.4.4. Poursuivre l'action en faveur d'une plus grande transparence des stocks de produits pétroliers en Europe

La question de la publication hebdomadaire des stocks de produits pétroliers européens a été évoquée *supra* (cf. partie 2.1.3), de même que le peu d'intérêt que nos partenaires semblent aujourd'hui porter à cette initiative soutenue par la France et la Commission. Les résultats de l'étude d'impact commandée par la Commission européenne devraient être déterminants : si celle-ci ne conclut pas à l'utilité d'une telle publication, ou ne se prononce pas, il y a peu de chance que cette mesure se matérialise. Du point de vue du groupe de travail, la problématique a semble-t-il été mal posée dès le départ : il ne s'agit pas de savoir si une publication, quelle que soit sa fréquence, est de nature à réduire la volatilité des prix des produits pétroliers à elle seule (la réponse est bien évidemment non dans ce cas), mais que tous les acteurs du marché (et pas seulement certains) puissent disposer d'une information fiable et publiée rapidement qui soit susceptible d'aider à la formation des prix, comme cela est le cas aux États-Unis. Par ailleurs, dans le cadre de l'initiative JODI, l'Europe se doit d'être exemplaire.

Or, le constat est qu'en pratique, aucune instance européenne n'assume réellement aujourd'hui la responsabilité de la mise en œuvre des obligations déclaratives mensuelles (27 systèmes statistiques différents) ni même le contrôle de l'existence de stocks de réserve au niveau effectivement attendu en zone OCDE. Avant que de vouloir passer à des déclarations hebdomadaires - dont l'utilité fait débat - il conviendrait donc de privilégier l'organisation d'un suivi des stocks au niveau européen, avec une publication intervenant avec un délai inférieur aux deux mois actuels, quitte à ce que dans un deuxième temps – i.e. quand les 27 pays "performeront" de façon avérée – la fréquence des déclarations soit augmentée.

Proposition n° 21 : Améliorer la fiabilité et raccourcir les délais de publication des statistiques de stocks au niveau européen. Confier à la nouvelle autorité trans-sectorielle supervisant les *commodities* la responsabilité de coordonner puis de faire évoluer au niveau européen la publication d'informations pertinentes sur les niveaux des stocks pétroliers détenus sur le territoire de chacun des pays membres de l'Union européenne, et de contrôler le respect par chacun de ces pays de ses obligations en termes de stocks de réserve.

3.4.5. Assurer la concertation des politiques énergétiques au niveau de l'Union

Les politiques énergétiques doivent être maintenant étroitement associées à la lutte contre le réchauffement climatique et se définir par rapport au paquet énergie-climat. L'évolution de la demande de produits pétroliers sera très fortement influencée par les politiques de transport qui seront mises en place et qui impliquent une concertation européenne. Par ailleurs, des actions de maîtrise de la demande seront nécessairement encouragées. Parmi ces actions, la flexibilité de la demande constitue un axe important : des installations bi-énergie (fioul - gaz naturel) permettent des substitutions économiquement intéressantes surtout à un moment où le prix du gaz naturel pourrait se déconnecter temporairement du prix du pétrole.

Cette mise en cohérence dynamique des politiques qui affectent la demande et la production d'énergie sous toutes ses formes au niveau de l'Union est aujourd'hui une nécessité.

Proposition n° 22 : Développer une concertation approfondie, sous l'égide de la Commission européenne, des politiques énergétiques susceptibles d'affecter la demande en produits pétroliers au niveau de l'Union.

CONCLUSION

La détermination des prix du pétrole et des produits pétroliers résulte d'une interaction complexe entre les fondamentaux physiques et financiers qui est créatrice de volatilité intrinsèque. Les différentes réformes de la régulation qui sont aujourd'hui en cours d'élaboration, notamment en ce qui concerne les marchés dérivés de *commodities*, ne paraissent pas de nature à réduire considérablement cette volatilité devenue croissante au fil du temps. Par ailleurs, ces réformes se heurtent à des difficultés techniques, mais également à des résistances souvent fortes de la communauté financière, alors que les risques de marché et les risques systémiques demeurent. Dans un tel contexte, et à un moment où la communauté internationale demande une meilleure régulation de l'économie mondiale, il paraît important, sur ces sujets, de donner une place importante au dialogue, à la négociation et à la concertation entre acteurs pour mieux gérer ces risques et la volatilité des prix.

Les recommandations du groupe de travail tendent à privilégier trois axes : le renforcement du dialogue producteurs-consommateurs, le renforcement de la régulation des marchés de produits dérivés (mais également des marchés physiques) et l'amorce d'une véritable stratégie pétrolière européenne. Ces orientations impliquent que la France se dote d'une véritable « diplomatie pétrolière » à un moment particulièrement critique de l'Histoire de l'énergie puisqu'il faut à la fois produire davantage d'énergie, notamment pour le développement économique des plus pauvres, et en même temps réduire nos émissions de gaz à effet de serre.

Cette diplomatie pétrolière doit être développée à plusieurs niveaux : nos partenaires du G20, les pays producteurs exportateurs, nos partenaires européens et les pays en développement importateurs de pétrole.

- ◆ Des discussions approfondies avec nos partenaires du G20 sont nécessaires pour faire avancer les travaux en cours. La question de la volatilité des prix du pétrole a été posée au sein du G20, en partie à l'initiative de la France, qui a mandaté sur cette question le Forum international de l'énergie, le Fonds monétaire international et le Conseil de stabilité financière. La question pétrolière rejoint le problème de la réforme des marchés financiers. Il est donc important que nos partenaires soient acquis à l'idée de maintenir la pression sur ces sujets.
- ◆ Vis-à-vis des pays exportateurs de pétrole, le dialogue existe déjà mais il doit être renforcé avec une présence plus active de la France au sein du Forum international de l'énergie et dans le cadre du dialogue entre l'Union européenne et l'Organisation des pays exportateurs de pétrole. Des échanges bilatéraux avec quelques pays ciblés peuvent déboucher, au-delà du pétrole, sur des questions de politique énergétique.
- ◆ Au niveau européen, la question pétrolière est peu présente alors que le pétrole demeure la première de nos énergies primaires. Des discussions avec nos partenaires aideraient à intégrer davantage le pétrole dans la problématique énergétique de l'Union.
- ◆ De nombreux pays en développement sont confrontés eux aussi à la question de la dépendance pétrolière. A un moment où la Banque mondiale redéfinit sa stratégie énergétique vis-à-vis de ces pays, la France a un rôle à jouer, non seulement en ce qui concerne la dépendance pétrolière mais aussi sur la coopération et les principes stratégiques de cette politique.

ANNEXES

LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE 1 :** LETTRE DE MISSION
- ANNEXE 2 :** LISTE DES PERSONNES RENCONTREES
- ANNEXE 3 :** SPECULATION ET MARCHES DERIVES DU PETROLE : ELEMENTS D'ANALYSE ECONOMIQUE ET STATISTIQUE
- ANNEXE 4 :** ETUDES ECONOMETRIQUES RECENTES REALISEES A PARTIR DES DONNEES DE LA CFTC
- ANNEXE 5 :** LA REGULATION DES MARCHES DERIVES DU PETROLE
- ANNEXE 6 :** LA REGULATION DES MARCHES PHYSIQUES DU PETROLE

ANNEXE I

Lettre de mission

Annexe I



LE MINISTRE

Paris, le 09 OCT 2009

Clw Monsieur le Professeur,

L'augmentation de la volatilité des prix du pétrole depuis quelques années, et singulièrement depuis 2008, soulève des problèmes économiques que les pouvoirs publics ne peuvent plus ignorer.

L'apparition d'acteurs non commerciaux sur les marchés de produits dérivés associés au pétrole est souvent invoquée pour expliquer certains dysfonctionnements récents des marchés pétroliers. Les logiques d'investissement de ces nouveaux acteurs, leur influence éventuelle sur les stratégies des producteurs et des consommateurs, ainsi que le manque de transparence de ces marchés dérivés fonctionnant encore souvent de gré à gré, ont pu modifier les conditions d'équilibre du marché physique du pétrole et l'éloigner de ses déterminants fondamentaux.

Cette volatilité et ce manque de transparence ont pu rendre plus difficile et plus coûteuse la couverture du risque de variation de cours pour les acteurs commerciaux. Elles pourraient peser sur le volume d'investissements nécessaires dans le secteur énergétique au niveau mondial, compte-tenu de l'incertitude et du risque qu'elles occasionnent. Au niveau macroéconomique, elles génèrent des pertes de bien-être en soumettant nos économies à des chocs qui sollicitent à l'excès la capacité d'adaptation de nos marchés et de nos industries.

Dans le contexte actuel de la réforme du capitalisme financier mondial, je souhaite pouvoir disposer non seulement d'une expertise fiable sur ces nouveaux problèmes, mais aussi être en mesure de formuler des propositions novatrices au niveau international pour que des dispositifs réglementaires renforcés et pertinents voient le jour et limitent les excès enregistrés sur le passé récent.

C'est pourquoi je souhaite vous confier la présidence d'un groupe de travail chargé de me rendre un rapport sur les sujets suivants :

- dans quelle mesure le développement de stratégies essentiellement financières sur les marchés pétroliers, notamment sur les produits dérivés, a pu influencer les prix du pétrole sur le passé récent ?

Monsieur le Professeur Jean-Marie CHEVALIER
Centre de Géopolitique de l'Energie
et des Matières Premières (CGEMP)
Université Paris Dauphine
Place du Maréchal de Lattre de Tassigny
75775 Paris Cedex 16



Annexe I

- quelles sont les réflexions en cours actuellement pour améliorer la réglementation des marchés de produits dérivés sur le pétrole, par exemple en matière de transparence de l'information, de compensation des échanges sur produits dérivés, de standardisation des contrats ?
- quelles recommandations *ambitieuses* pourraient être proposées par la France au niveau international pour faire non seulement aboutir les ébauches de réformes en cours mais en augmenter l'ampleur et l'influence sur les marchés pétroliers ?

Pour mener à bien cette mission, vous pourrez compter sur les expertises de M. Frédéric Lasserre (Société Générale), M. Edouard Vieillefond (Autorité des marchés financiers), M. Ivan Odonnat (Banque de France) et M. Frédéric Baule (Total Oil trading SA), qui composeront le groupe de travail dont vous assurerez la présidence. Les services du Ministère seront naturellement à votre disposition pour votre mission qui bénéficiera de l'appui d'un inspecteur de l'Inspection générale des finances.

Je souhaite que votre rapport me soit remis avant la mi-janvier 2010.

Je vous prie de croire, Monsieur le Professeur, à l'assurance de ma haute considération.

Bien à vous


Christine LAGARDE

ANNEXE II

Liste des personnes rencontrées

Annexe II

- ◆ **Cabinet du ministre de l'économie, de l'industrie et de l'emploi**
 - Christophe Bonnard, directeur adjoint du cabinet
 - Frédéric Gonand, conseiller
 - Bertrand Dumont, conseiller
 - Arnaud Le Foll, conseiller
- ◆ **Direction générale du Trésor et de la politique économique**
 - Benoît Coeuré, directeur général adjoint
 - Arnaud Buissé, sous-directeur PREV
 - Clotilde L'Angevin, chef du bureau PREV2
 - Catherine Hagège, bureau PREV2
 - Marie Albert, bureau PREV2
 - Gilles Petit, bureau FINENT1
- ◆ **Direction générale de l'énergie et du climat**
 - Pierre-Marie Abadie, directeur de l'énergie
 - Philippe Guillard, directeur adjoint de l'énergie
 - Julien Tognola, chef du bureau 2B
- ◆ **Direction générale de la mondialisation, du développement et des partenariats**
 - Christian Masset, directeur général
 - Jean Lamy, sous-directeur du climat et de l'énergie
- ◆ **Autorité des marchés financiers**
 - Wayne Smith, direction de la régulation et des affaires internationales
- ◆ **Institut français du pétrole**
 - Olivier Appert, président
- ◆ **Forum international de l'énergie**
 - Saïd Nchet, directeur
 - Claude Mandil, membre du groupe d'experts de haut niveau
- ◆ **Agence internationale de l'énergie**
 - Didier Houssin, directeur, chargé du marché pétrolier et des mesures d'urgence
 - David Fyfe, chef économiste
- ◆ **Fonds de réserve des retraites**
 - Antoine de Salins, membre du directoire
- ◆ **CALYON**
 - Christophe Barret, analyste pétrole
- ◆ **Universités et instituts de recherche**
 - Yannick Marquet, professeur à l'université Montesquieu – Bordeaux IV
 - Yves Simon, professeur à l'université Paris-Dauphine
 - Delphine Lautier, professeur à l'université Paris-Dauphine
 - Robert Mabro, président honoraire de l'*Oxford Institute for Energy Studies*

Annexe II

Déplacement à Alger

◆ **Ministère de l'énergie et des mines**

- Hamid Dahmani, directeur général de la stratégie, de l'économie et de la réglementation
- Mabrouk Aïb, directeur stratégies et prospectives
- Nabila Cheraft, direction des relations extérieures

◆ **Ambassade de France**

- Marc Bouteiller, chef du service économique régional

Déplacement à Londres

◆ **Financial Services Authority**

- David Lawton, head of market infrastructure and policy
- Gavin Hill, manager
- Jonathan Hill, technical specialist
- Christian Winkler, technical specialist, economics and regulation
- Jon Farrimond, associate

◆ **Department of energy and climate change**

- Chris Barton, director, international energy security
- Andrew Dobbie, assistant director, international energy security
- Joe Cranston-Turner, international energy security
- Lynsey Tinios, senior economist, oil & gas markets

◆ **Cabinet Office**

- Jonathan Portes, chief economist (oil team), European and global issues

◆ **HM Treasury**

- Paula Haunit, economist, international energy markets

◆ **Bank of England**

- Mark Cornelius, head of international economic analysis division
- Merxe Tudela, senior economist, international economic analysis division
- Darren Pain, manager, foreign exchange division

◆ **Morgan Stanley**

- Jérôme Fossy, vice-president commodities

◆ **Ambassade de France**

- Jean-Pierre Laboureix, ministre conseiller, chef du service économique régional
- Yann Pouëzat, conseiller financier
- Romaric Roignan, conseiller

Déplacement à Washington

◆ **Commodity Futures Trading Commission**

- Jacqueline Hamra Mesa, director, international affairs
- Robert Rosenfeld, deputy director, international affairs
- Eric Juzenas, senior counsel (office of chairman Gensler)
- James Moser, senior financial economist (office of chief economist)
- Nela Richardson, research economist

Annexe II

- Stephen Sherrod, senior economist (office of market oversight)
- Rafael Martinez, senior economist
- Gregory Kuserk, senior economist
- Jordon Grimm, surveillance economist
- ◆ **US Treasury**
 - Sandra Cvitan, economist
- ◆ **US Department of State**
 - Douglas Hengel
- ◆ **PFC Energy**
 - Roger Diwan, partner, head of financial advisory
- ◆ **Board of Governors of the Federal Reserve System**
 - Trevor Reeve, deputy associate director, international finance
 - Patricia White, senior associate director, research and statistics
- ◆ **Energy Information Administration**
 - Howard Gruenspecht, deputy administrator
 - Bob Ryan, industry economist, energy markets and contingency information
- ◆ **Congressional Research Service**
 - Robert Pirog, specialist in energy economics, resources, science and industry
 - Rena Miller, specialist in financial economics, government and finance
- ◆ **US Senate**
 - Cory Claussen, professional staff member, committee on agriculture, nutrition and forest
 - Patrick McCarty, professional staff member
 - Mark Jickling, professional staff member, committee on banking, housing and urban affairs
- ◆ **US Department of Energy**
 - Carmen Difulio, deputy assistant secretary for policy analysis
- ◆ **Center for Strategic & International Studies**
 - Guy Caruso, senior advisor, energy and national security
- ◆ **Deutsche Bank**
 - Adam Sieminski, chief energy economist
 - George Kramer, director, head of securities regulatory affairs
- ◆ **IHS Cambridge Energy Research Associates**
 - Daniel Yergin, chairman
 - Bhustan Bahree, senior director, global oil
 - Ruchir Kadakia, director, global oil
 - Mary Lashley Bercella, director, global gas
 - Levi Tillemann-Dick, associate
- ◆ **International Monetary fund**
 - Dominique Strauss-Kahn, managing director
 - Thomas Helbling, head of research and commodities surveillance unit, research department
 - Matthew Jones, deputy division chief, monetary and capital markets department
 - Randall Dodd, senior financial expert, monetary and capital markets department

Annexe II

- Ana Fiorella Carvajal, senior financial sector expert, monetary and capital markets department
- ◆ **World Bank**
 - Paulo de Sa, sector manager, energy & mining
 - Shane Streifel, senior energy economist, development prospects group
 - Masami Kojima, lead energy specialist, oil, gas & mining policy
 - Robert Bacon, consultant, oil, gas & mining policy
- ◆ **Ambassade de France**
 - Jean-Christophe Donnellier, ministre conseiller, chef du service économique régional
 - Christophe Destais, conseiller financier
 - Maxime Schenckery, conseiller, industries du pétrole et de l'énergie
 - Cameron Griffith, chargé des relations avec le Congrès
- ◆ **Bureau de l'administrateur auprès du FMI et de la Banque mondiale**
 - Jean-Guillaume Poulain, conseiller principal
 - Roland Lhomme, conseiller

Déplacement à Bruxelles

- ◆ **Commission européenne**
 - Hannes Huhtaniemi (DG MARKT, G3)
 - Alexandre Mathis (DG MARKT, H4)
 - Peer Ritter (DG MARKT, G2)
 - Joan Canton (DG ECFIN, B4)
 - Asa Johannesson Linden (DG ECFIN, B4)
 - Jan Panek (DG TREN, C3)
 - Eero Ailio (DG TREN , C3)
 - Klaus-Dietman Jacobi (DG TREN, C3)
 - Marcus Lippold (DG TREN, C4)
 - Malcolm Mcdowell (DG TREN, C4)
 - Zslot Tasnadi (DG TREN, C3)
 - Adam Szolyak (DG TREN , C3)
- ◆ **Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne**
 - Lise Deguen, conseillère pour l'industrie
 - Pierre Pontet, conseiller pour les services financiers
 - Alexandre Roesch, chargé de mission

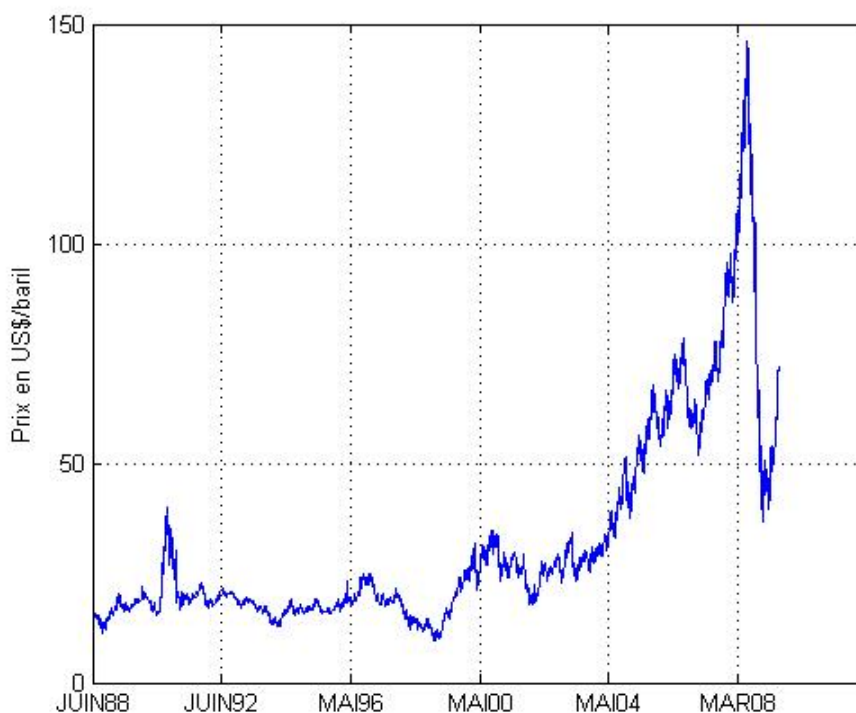
ANNEXE III

Spéculation et marchés dérivés du pétrole Éléments d'analyse économique et statistique¹

¹ Par Julien Chevallier, maître de conférences en sciences économiques à l'université Paris Dauphine (CGEMP/LEDa).

1. Un marché volatil...

Figure 1 : Prix du pétrole NYMEX en base quotidienne du 24 juin 1988 au 12 juin 2009



Source : Datastream.

La série du prix du pétrole (*New York Mercantile Exchange* – NYMEX – en US\$/baril) est caractérisée par une très grande volatilité, comme l'indique la figure 1 ci-dessus. La rupture de tendance identifiée entre les mois de mars et d'août 2008 fait l'objet d'une attention toute particulière, car celle-ci serait due non aux fondamentaux bien connus du marché du pétrole (détaillés ci-après), mais à un pur phénomène de spéculation financière. Examinons plus précisément les propriétés statistiques de la série de prix du pétrole NYMEX :

Tableau 1 : Statistiques descriptives de la série de prix du pétrole *futures* NYMEX (en base quotidienne du 24 juin 1988 au 12 juin 2009)

	WTI
Mean	32.05290
Median	21.37000
Maximum	146.0800
Minimum	9.640000
Std. Dev.	23.67598
Skewness	2.019925
Kurtosis	7.137078
Jarque-Bera	7408.817
Probability	0.000000
Observations	5 318

Source : calculs de l'auteur.

Annexe III

Les statistiques descriptives de la série de prix du pétrole NYMEX révèlent que la valeur moyenne du baril sur la période 1988-2009 est de \$32 US. Nous pouvons remarquer graphiquement cette tendance (Figure 1), que le changement structurel de mars-août 2008 vient perturber : le prix du baril de pétrole a ainsi atteint un **maximum de \$146 le 3 juillet 2008**, pour retomber à \$30 en décembre 2008, pour augmenter à nouveau à \$70 en 2009. De plus, nous remarquons que la série de prix du pétrole NYMEX n'est pas normalement distribuée, ce qui est caractéristique des séries temporelles financières.

Dans la Figure 2, nous détectons plus précisément l'origine du changement structurel à l'aide du test de racine unitaire avec rupture de tendance endogène de Zivot-Andrews (1992). Ce test détecte par estimation récursive la présence d'une racine unitaire dans la série, tout en autorisant une rupture de tendance à une date inconnue. D'après ce test, la **date potentielle de changement structurel** est le **22 août 2007**. En appliquant ce test sur la transformation logarithmique du prix du pétrole, nous identifions une **deuxième date potentielle de changement structurel le 25 septembre 2008** (à une période où le baril de pétrole se trouve aux alentours de US\$100). Par ailleurs, nous trouvons que la série de prix du pétrole est intégrée d'ordre 1 ($I(1)$).

Encadré 1 : Les mesures de la volatilité

Le terme volatilité étant polysémique, les définitions suivantes sont couramment admises parmi les praticiens de la finance :

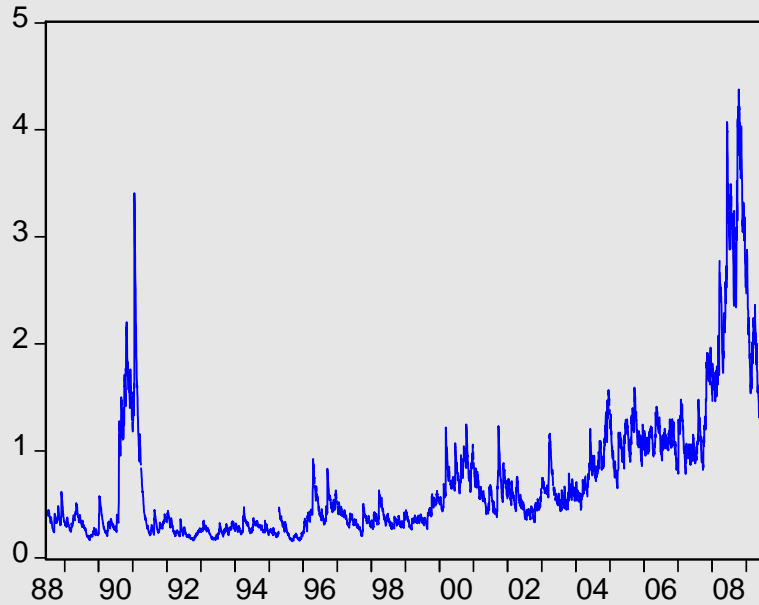
- Volatilité extraite d'un modèle GARCH(p,q) (Bollerslev (1986)) en fréquence quotidienne :

$$Y_t = \theta X_t' + \epsilon_t$$

$$\sigma_t^2 = \omega + \sum_{i=1}^p \alpha_i \epsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^q \beta_j \sigma_{t-j}^2$$

avec σ_t^2 la variance conditionnelle, qui est fonction du terme constant ω , du coefficient ARCH ϵ_{t-i}^2 , et du coefficient GARCH σ_{t-j}^2 . L'estimation d'un modèle classique GARCH(1,1) sur la série WTI transformée en différences premières conduit au graphique:

Annexe III



— Conditional Standard Deviation

- Volatilité basée sur les écarts intra-quotidiens de prix entre l'ouverture et la fermeture du marché par Parkinson (1980) :

$$\hat{\sigma}_P^2 = \frac{1}{4n \ln 2} \sum_{i=1}^n (u_i - d_i)^2$$

avec $\hat{\sigma}_P^2$ la volatilité de l'actif financier à mesurer, n le nombre de périodes quotidiennes, u_t la valeur de prix haute normalisée, d_t la valeur de prix basse normalisée ;

ou celle de Garman et Klass (1980) qui est plus efficiente car elle repose sur l'hypothèse de variance minimale:

$$\hat{\sigma}_{GK}^2 = \frac{0.511}{n} \sum_{i=1}^n (u_i - d_i)^2 - \frac{0.019}{n} \sum_{i=1}^n [c_i(u_i + d_i) - 2u_i d_i] - \frac{0.383}{n} \sum_{i=1}^n c_i^2$$

avec c_t le prix de clôture de la journée t .

- Volatilité extraite des prix d'options, obtenue en inversant numériquement la formule de Black-Scholes (1976) :

$$\min_{\sigma} (C(\tau, K)_{obs} - C(\tau, K, \sigma)_{BS})^2$$

avec $C(\tau, K)_{obs}$ le prix observé de l'option d'achat (*call*), $C(\tau, K, \sigma)_{BS}$ le prix Black-Scholes calculé en utilisant la volatilité implicite σ . Par définition, $C(\tau, K)_{obs} = C(\tau, K, \sigma)_{BS}$.

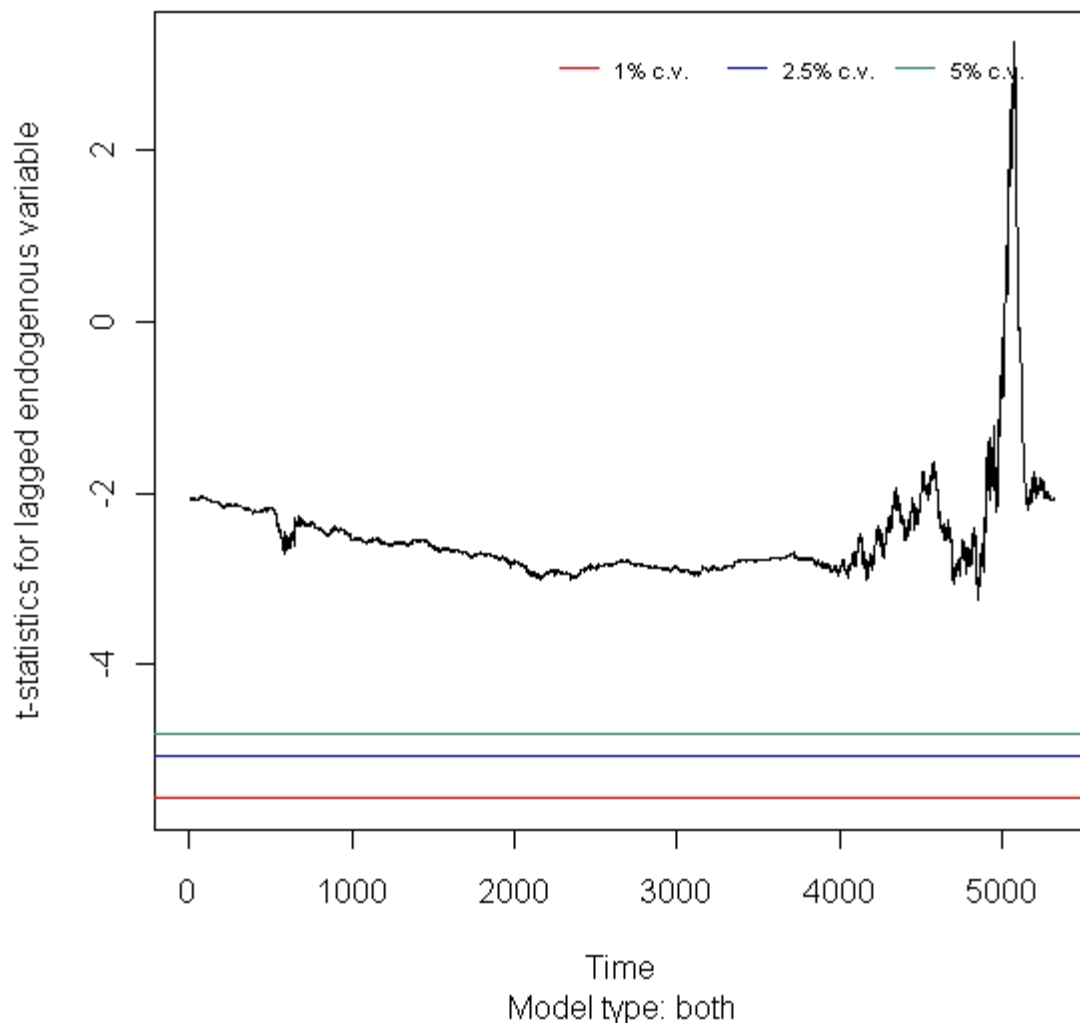
- Volatilité « réalisée » (*realized volatility* (RV) en anglais) extraite de données intra-quotidiennes à haute fréquence :

Annexe III

$$RV_{t+1}(\Delta) \equiv \sum_{j=1}^{1/\Delta} r_{t+j\Delta, \Delta}^2$$

avec p_t le prix de l'actif considéré à l'instant t , r_t le rendement, et Δ la période de temps telle que $r_{t, \Delta} \equiv p(t) - p(t - \Delta)$.

Figure 2 : Test de racine unitaire avec détection endogène de rupture de tendance de Zivot-Andrews (1992) appliqué à au prix du pétrole futures NYMEX en base quotidienne du 24 juin 1988 au 12 juin 2009



Source : calculs de l'auteur.

Encadré 2 : La notion de volatilité « excessive »

La notion de volatilité « excessive » est difficile à mobiliser en finance, car elle sous-entend que l'on puisse établir un scénario de référence par rapport auquel la fluctuation du cours d'un actif apparaît « normal ». Dumas et al. (2006) examinent cette question à la lumière des marchés d'action aux Etats-Unis. Dans ce cadre de la finance comportementale, la fluctuation excessive d'un actif peut être causée par des « sentiments » de marché irrationnels. Mis à part la contribution initiale de Shiller (1981), il n'existe pas de corpus théorique expliquant quelle serait la meilleure réponse de la part d'investisseurs rationnels concernant l'allocation de leur richesse. Dumas et al. (2006) identifient une autre catégorie d'investisseurs : des investisseurs « irrationnels » qui seraient responsables de la volatilité « excessive » de l'actif considéré. En étudiant les performances historiques de l'actif, les investisseurs peuvent identifier des périodes de volatilité excessive au cours desquelles ils adapteront rationnellement leurs anticipations : on peut ainsi mettre en évidence des effets d'apprentissage (*learning*) rationnel (Timmermann (1993, 1996)). Ainsi, seuls les agents dont les anticipations sont les plus précises « survivent » (dans l'optique d'accumuler des richesses) dans le long terme. Dumas et al. (2006) concluent que les investisseurs rationnels écartent du marché au final les investisseurs irrationnels, mais que ce phénomène s'inscrit dans un processus de temps assez long.

2. Aux fondamentaux pourtant bien identifiés...

Le prix mondial du pétrole se forme à partir du prix *West Texas Intermediate* (WTI) côté depuis 1978 au NYMEX, et plus marginalement du Brent. Des marchés spots physiques existent pour différents bruts, avec en lien des cotations de gré-à-gré, où le risque de contrepartie est beaucoup plus important. Il est raisonnable de penser que le prix mondial du pétrole se fixe sur les plates-formes d'échange électronique du *Chicago Mercantile Exchange* (CME, dont le NYMEX est une division) et de l'*Intercontinental Futures Exchange* (ICE) basé à Atlanta, proposant également un contrat très liquide sur le WTI, sous le contrôle réglementaire de la *Commodities Futures Trading Commission* (CFTC) américaine. Le déterminant principal du prix est l'anticipation que se font professionnels et investisseurs de ce que seront demain les équilibre entre offre et demande sur le marché du pétrole.

Canaux de transmission de chocs sur le marché du pétrole

D'après Hamilton (1983, 1996), les chocs de prix du pétrole sont liés aux contexte macroéconomique global à travers :

1. l'état des stocks,
2. l'utilisation des capacités de production,
3. les indicateurs macroéconomiques (inflation, taux d'intérêt, bons au Trésor),
4. les disruptions dans l'approvisionnement physique en pétrole.

Hamilton soutient ainsi la thèse selon laquelle en présence de chocs sur le marché du pétrole (telles que les guerres du Golfe, entraînant des disruptions dans l'approvisionnement mondial en pétrole), la demande pour des indicateurs clés de biens de consommation et d'investissement chute et entraîne une récession.

D'après Blanchard et Gali (2007), les chocs sur le marché du pétrole des années 2000 (avant 2008) coïncident avec des chocs plus larges ayant eu lieu, par exemple, sur les autres marchés de matières premières. Les conséquences sont moins fortes sur les prix, les salaires, l'activité économique et l'emploi que dans les années 1970 grâce à une moindre rigidité du salaire réel.

Annexe III

Une autre raison peut être trouvée dans la plus grande crédibilité de la politique monétaire : la réponse de l'inflation anticipée aux chocs sur le marché du pétrole est beaucoup plus faible. Enfin, une raison pour expliquer la moindre incidence des chocs du marché du pétrole sur l'activité économique réside dans la diminution de la part du pétrole dans la consommation et la production.

Blanchard et Riggi (2009) révèlent deux autres changements dans la structure de l'économie qui peuvent avoir un effet explicatif sur la transmission des chocs du marché du pétrole : (i) la disparition de l'indexation des salaires, et (ii) l'amélioration de la crédibilité de la politique monétaire.

Encadré 3 : Elasticité prix de la demande de pétrole

L'élasticité-prix de la demande mesure le changement (en pourcentage) de la quantité demandée divisée par le changement (en pourcentage) du prix au fur et à mesure d'une courbe de demande. Hamilton (2008) documente que l'élasticité prix de la demande en essence est de **-0.25 à court-terme** et comprise entre **-0.50 et -0.75 à long-terme**. Si le pétrole brut représente la moitié du coût de l'essence mise en vente dans le commerce, une augmentation de 10% du prix du brut correspond ainsi à une augmentation de 5% du prix de l'essence. Dahl (1993) et Cooper (2003) estiment que l'élasticité de long-terme de la demande en pétrole brut oscille autour de [-0.2 ; -0.3], tandis que l'élasticité de court-terme se trouve en-dessous de -0.1.

La Banque d'Angleterre (BOE, 2008) a par ailleurs livré ses propres estimations, en comparaison avec les valeurs publiées par l'Agence Internationale de l'Energie :

Table 1 IEA price and income elasticity of oil demand

	Advanced economies	Developing Asia	Oil exporters	Latin America	Rest of the world
Price elasticity					
Short run	-0.02	-0.03	0.05	-0.03	-0.03
Long run	-0.12	-0.11	-0.25	-0.21	-0.28
Income elasticity					
Short run	0.04	0.14	0.08	0.09	0.09
Long run	0.22	0.49	0.39	0.73	0.94

Note: Based on annual data from 1979 to 2005.

Source: IEA *World Energy Outlook*, 2006.

Table 2 Bank price and income elasticity of oil demand

	Advanced economies	Developing Asia	Oil exporters	Latin America	Rest of the world
Price elasticity					
Short run	-0.02	-0.04	0.01	-0.11	-0.05
Long run	-0.12	-0.13	0.04	-0.24	-0.06
Income elasticity					
Short run	0.05	0.17	0.09	0.16	0.13
Long run	0.27	0.56	0.50	0.33	0.16

Source: Bank calculations.

Source : BOE (2008)

Annexe III

Hamilton (2008) distingue les facteurs explicatifs des chocs affectant le marché du pétrole sur la période 1970-1997 et ceux des années 2000. Durant 1970-1997, la **faible élasticité-prix à la demande et l'offre de court-terme, la vulnérabilité aux disruptions dans l'approvisionnement en pétrole et le pic de la production de pétrole américaine** peuvent être avancés comme les principaux facteurs explicatifs du comportement du prix du pétrole. Dans les années 2000, un profond changement de la demande provenant des pays nouvellement industrialisés et la reconnaissance de la dimension finie de la ressource pétrole semblent offrir une explication plausible aux récents développements du prix du pétrole. D'après Hamilton (2008), la **rente de rareté de la ressource pétrole** – chère aux économistes de l'environnement – pourrait ainsi devenir un élément d'explication central des évolutions *futures* du prix du pétrole.

Kilian (2008a) étudie la transmission des chocs exogènes du marché du pétrole sur l'économie américaine. Contrairement à Bernanke, Gertler et Watson (1997), il identifie une forte chute du PIB réel cinq trimestres après un choc exogène sur l'offre de pétrole, et un pic dans l'inflation du *Consumer Price Index* (CPI) trois trimestres après un choc. Plus que la production physique de pétrole, l'auteur souligne le rôle joué par les anticipations des agents concernant les craintes de *futures* ruptures d'approvisionnement en pétrole dans la formation de ces chocs.

Kilian (2008b) compare les effets de chocs exogènes dans la production mondiale de pétrole sur l'activité économique et l'inflation des pays du G7. Ses résultats indiquent qu'une disruption dans l'approvisionnement en pétrole entraîne une réduction temporaire du PIB réel, l'effet étant plus fort lors de la seconde année après le choc. Les réponses du taux d'inflation sont plus diverses, et leur pic se trouve après trois/quatre trimestres. L'auteur montre que des chocs exogènes en approvisionnement en pétrole ne génèrent pas nécessairement une situation d'inflation ou de stagflation. Ces effets peuvent également transiter par une baisse du salaire réel, des taux d'intérêt de court-terme plus élevés, et une dépréciation de la monnaie nationale par rapport au dollar.

Kilian (2009) estime les effets dynamiques de trois types de chocs sur le prix réel du pétrole : *(i)* des chocs sur l'offre de pétrole, *(ii)* des chocs sur la demande globale de matières premières dans l'industrie, et *(iii)* des chocs de demande spécifiques au marché du pétrole (tels qu'une demande de précaution plus élevée liée à des craintes de raréfaction future des ressources pétrolières). Cette étude révèle des changements dans la composition des chocs affectant le marché du pétrole. Le principal résultat souligne que les accroissements de prix du pétrole (hors crise spéculative) sont liés principalement à des **chocs de demande globale**, et non à des disruptions dans l'approvisionnement en pétrole ou à une demande de précaution pour les ressources pétrolières non anticipée.

Kilian (2010) analyse plus précisément les déterminants de la demande en essence aux États-Unis. Il identifie parmi ces déterminants l'influence *(i)* des chocs de demande positifs et répétés sur les marchés globaux de matières premières (dans la mesure où les économies développées ont connu une croissance forte et que les pays émergents s'intègrent progressivement dans l'économie globale), et *(ii)* des chocs de demande spécifique au marché du pétrole et ceux affectant l'offre dans le secteur américain de la raffinerie. A partir de mai 2008, le renversement des anticipations concernant les prévisions de conjoncture économique a conduit à une forte chute des prix de l'essence, suite à la forte chute dans la demande de pétrole qui a perduré en 2008. Kilian (2010) souligne donc essentiellement que les causes des augmentations et des chutes de prix de l'essence aux États-Unis peuvent être d'origine différente. L'explication de telles asymétries fait l'objet de recherches en cours.

Selon Dvir et Rogoff (2009), il apparaît essentiel d'adopter une vision de long terme pour comprendre les effets dynamiques de chocs du marché du pétrole sur l'activité économique. Les chocs sur le marché du pétrole ont des effets très différents sur le prix réel du pétrole, non en vertu de leur origine (offre ou demande), mais selon l'(in)**capacité des acteurs de marché à restreindre l'accès à l'offre de pétrole**. Lorsque des restrictions existent sur l'accès aux excès d'offre, les chocs sur le marché du pétrole génèrent des chocs sur les niveaux de prix à la fois persistant et très volatiles. Sans ces restrictions, des chocs sur le marché du pétrole sont rapidement absorbés, et ne conduisent pas forcément à une plus grande persistance ou volatilité du prix.

3. Remis en cause par la crise de 2007-2008.

3.1. Les réformes institutionnelles des années 2000

La CFTC (2008) définit par agent non-commercial un trader qui n'utilise *pas* les contrats *futures* de pétrole pour couvrir une position. Les agents cherchant à couvrir leur position sont typiquement des producteurs et des consommateurs de la matière première physique, qui utilisent les contrats *futures* pour se prémunir contre le risque de changement de prix. Les agents non-commerciaux eux recherchent le profit en prenant des positions sur le marché *futures*, et en espérant retirer des gains des changements de prix de la matière première, mais ne sont pas intéressés par sa livraison physique.

Medlock et Jaffe (2009) rapportent que cette dernière catégorie d'agents –suspectés d'être les « spéculateurs » - a connu une augmentation beaucoup plus forte de son activité sur les marchés *futures* de pétrole aux États-Unis² que la catégorie traditionnelle des acteurs de marché « physiques ». En effet, les agents non-commerciaux représentent plus de 50% des agents possédant une position ouverte³ sur les marchés *futures* du pétrole, contre 20% avant 2002. L'entrée des agents non-commerciaux sur les marchés pétrole peut ainsi expliquer le fort accroissement des positions ouvertes sur les marchés *futures* du pétrole. Cette entrée est par ailleurs fortement corrélée avec l'accroissement des prix du pétrole. Ces changements sont dus d'après Medlock et Jaffe (2009) aux réformes institutionnelles des années 2000 aux États-Unis, et plus précisément au *Commodity Future Modernization Act* (CFMA).

² A cela peuvent s'ajouter des stratégies de *trading* associant prix du pétrole et taux de change du dollar. En 2008, les importations de pétrole aux États-Unis représentaient \$331 milliards, soit 47% du déficit commercial (contre 19% en 2002). La corrélation entre le prix du pétrole et la valeur du dollar est passée de 0.08 durant 1986-2000 à 0.82 durant 2001-2009.

³ La position ouverte se définit comme le nombre de contrats ouverts caractérisés comme « actifs » à l'instant t .

Annexe III

D'après l'*U.S. Government Accountability Office* (2007), cette nouvelle législation a permis aux agents financiers de s'affranchir des limites de spéculation, et a rendu plus difficile la tâche de la CFTC concernant la régulation des marchés *futures* du pétrole. D'après la CFTC (2008), seules **les positions dénommées « bona fide hedges » sont exemptes de limites de transactions**. Nous détaillons les suites données à ces exemptions dans la section suivante. Le **CFMA**, approuvé par le Congrès américain le 15 décembre 2000 et signé par le Président Clinton le 21 décembre 2000, instaure une **législation plus flexible** que par le passé, permettant à des agents financiers nouveaux (tels que les fonds d'index de matières premières et les agents « swappant » (échangeant) des matières premières) d'accéder aux marchés dérivés de pétrole. Ainsi, **certaines transactions sur les marchés dérivés de pétrole se sont retrouvées en-dehors de la juridiction de la CFTC** (voir Medlock et Jaffe (2009) pour plus de détails). Il est important de noter également que le CFMA a retiré les **transactions « swap »** des limites de spéculation établies par la CFTC, et favorisé l'émergence de « **contrats de différences** » (voir Medlock et Jaffe (2009) pour plus de détails).

3.2. La connexion progressive entre contrats *futures* de différentes maturités et le développement des *traders* financiers

Büyüksahin et al. (2008) identifient une rupture structurelle dans la relation entre les contrats *futures* du marché du pétrole de différentes maturités qu'ils associent à des changements :

- ◆ (i) de fondamentaux,
- ◆ (ii) dans la structure par terme,
- ◆ (iii) dans la **composition des *traders* opérant sur le marché *futures***.

Basé sur une base de données unique en terme de positions des *traders* sur les marchés options et *futures* de pétrole, leurs résultats illustrent le rôle joué par l'accroissement de l'activité des agents « swappant » (échangeant) des matières premières, par les *hedge funds* et d'autres *traders* financiers, dans le lien entre contrats *futures* de différentes maturités.

La contribution de Büyüksahin et al. (2008) illustre sans doute le mieux le rôle joué par les *traders* dans possible formation d'une « bulle » spéculative entre mars et août 2008. Pour comprendre l'ampleur de cette crise, les contrats WTI de pétrole (*crude oil*) enregistraient une position ouverte de \$322 milliards sur le NYMEX fin août 2008. Ce chiffre correspond à une multiplication par quinze des positions ouvertes sur les marchés dérivés de pétrole (*futures* et options) entre 2000 et 2008. Cette situation peut s'expliquer : 1) par un rallongement considérable de la structure par terme des contrats *futures* (avec la connexion progressive entre contrats *futures* de différentes maturités, alors que jusqu'en 2001-2004 les contrats *futures* de pétrole étaient valorisés et échangés comme sur des marchés segmentés), 2) par des changements dans la composition des *traders* opérant sur leur activité sur les marchés pétrole.

Concernant ce dernier point, Büyüksahin et al. (2008) utilisent dans leur étude une base de données non publique de la *Commodity Futures Trading Commission's* (CFTC) américaine enregistrant les positions individuelles quotidiennes des *traders* selon plusieurs maturités de contrats *futures* WTI, et selon une classification par type d'activité. Parmi celles-ci, on peut distinguer les catégories :

- ◆ « commerce traditionnel » : producteurs, manufacturiers, intermédiaires, marchands,
- ◆ « non commerciales » : *brokers*, *traders*, *hedge funds*, participants non-enregistrés,

Annexe III

- ◆ agents « swappant » (échangeant) des matières premières⁴.

Ainsi, les liens entre contrats *futures* de maturité à un et deux ans ont été développés par les *traders* financiers (dont les hedge-funds), tandis que les agents « swappant » des matières premières ont assuré le lien entre les contrats les plus proches (ce qui constitue leur cœur de métier). **La participation des *traders* financiers et des agents « swappant » des matières premières sur le marché du pétrole a ainsi contribué à l'accroissement de l'activité de marché sans précédent de mars-août 2008** (voir Figures 3,4,5), qui s'est ensuite effondrée suite à une baisse de la demande et une augmentation simultanée des capacités de production de réserve (*spare capacity*). Les conclusions de Büyüksahin et al. (2008) sont étayées par les faits suivants : (i) les positions ouvertes à plus d'un an ont crû deux fois plus rapidement que les positions ouvertes sur des maturités plus courtes entre 2000 et 2008, (ii) la part de marché des agents « swappeurs » de matières premières a crû de façon exponentielle dans les années 2002-2003 sur fond de boom des investissements dans les index de matières premières, (iii) la part de marché des « commerçants traditionnels » a diminué de moitié depuis 2000, tandis que les *traders* financiers étendaient leur activité sur le marché pétrole⁵.

Cette analyse est partagée par d'autres études, parmi lesquels nous pouvons citer la Banque d'Angleterre (BOE, 2008), Hamilton (2009), Parsons (2009), Tang et Xiong (2009).

Le rapport "*What can be said about the rise and fall in oil prices?*" (BOE, 2008), préparé par Saporta, Trott et Tudela, consiste en une analyse statistique complète et récente des causes potentielles de la crise de mars-août 2008 sur le marché du pétrole. Les auteurs utilisent les données publiques de la CFTC sur la position longue des agents non-financiers pour mettre en œuvre leur propre analyse statistique (basée sur des modèles vectoriels autorégressifs) sur les échantillons 2003-2006 et 2006-2008 du prix du pétrole. Ils concluent de façon très prudente qu'il n'est pas possible d'éliminer complètement l'hypothèse de bulle spéculative (engendrée par les agents non-commerciaux) dans l'explication de la dynamique du prix du pétrole en 2008, et mettent en avant les limites inhérentes à l'utilisation des données publiques de la CFTC. Saporta, Trott et Tudela (BOE, 2008) soulignent donc très clairement l'intérêt d'accéder aux données confidentielles de la CFTC⁶ sur les positions des investisseurs, permettant une identification plus précise des flux émanant des « spéculateurs », auxquelles Büyüksahin et al. (2008) ont eu accès pour mener l'étude détaillée précédemment.

⁴ Ces derniers effectuent des « swaps » de transaction de gré-à-gré avec des entités commerciales, des fonds indexant diverses matières premières, ou d'autres investisseurs financiers.

⁵ La part de marché des *traders* financiers a plus que doublé, passant de moins de 20% à plus de 40% des positions ouvertes en *futures* et options entre 2000 et 2008.

⁶ Par ailleurs, Saporta, Trott et Tudela (BOE, 2008) mentionnent une note du Cabinet Office (2008) Britannique, qui suggère qu'« en l'absence de larges flux financiers sur les marchés futures du pétrole, il est possible que les prix n'auraient pas connu une telle ampleur haussière puis baissière en 2008 ».

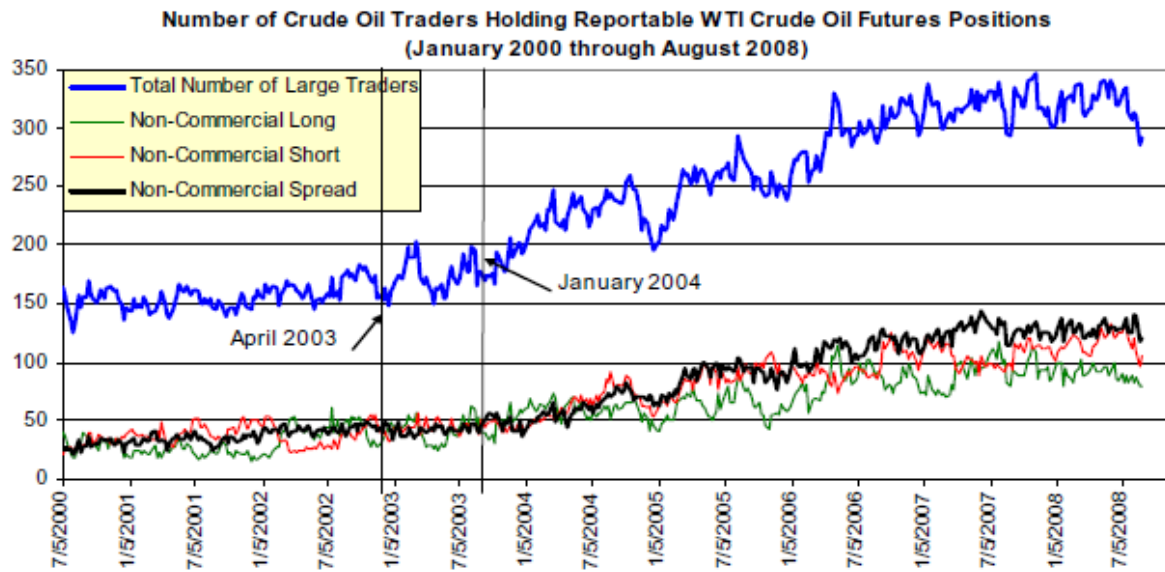
Annexe III

Hamilton (2009) explore les causes et les conséquences du choc ayant impacté le marché du pétrole en 2007-2008. Il oppose pour cela les précédents chocs historiques dus à des disruptions physiques dans l'approvisionnement en pétrole, et la forte augmentation des prix enregistrée en 2007-2008 dans un contexte de forte demande et de production mondiale stagnante. Hamilton met l'accent sur le rôle de la spéculation dans l'explication de ce choc sur le prix du pétrole, et la forte chute des prix qui s'ensuit. Cet épisode ressemble à la formation d'une bulle spéculative : les investisseurs achètent du pétrole non en tant que matière première mais en tant qu'actif financier. **En prenant une position longue sur les contrats futures et en les revendant quelques semaines avant leur expiration, une stratégie spéculative consiste à réutiliser ces gains sur une séquence des positions longues (toujours pour des contrats futures proches de leur date d'expiration).** Lorsque les prix des matières premières augmentent, le prix de vente est supérieur au prix d'achat, ce qui explique pourquoi cette séquence est bénéfique à l'investisseur. Celui-ci accumule en effet des positions longues synthétiques sur le marché du pétrole, sans jamais avoir à se préoccuper de la délivrance physique des contrats. Lorsque l'achat de contrats futures excède la revente des contrats arrivés à expiration, cette « financiarisation » du marché du pétrole conduit à la formation d'une bulle spéculative, avec un accroissement du prix futures et du prix spot sous-jacent.

Tang et Xiong (2009) examinent le processus de « financiarisation » des marchés de matières premières précipité par la croissance rapide des index d'investissement dans les matières premières depuis les années 2000. Les auteurs mettent en évidence la relation entre la présence croissance des investisseurs sur de tels index, et les chocs auxquels ont été soumis les marchés de matière première, au premier rang desquels se trouve le marché du pétrole. Les 2 indices les plus populaires, le Goldman Sachs Commodity Index (GSCI) et le Dow-Jones AIG Commodity Index (DJ-AIG), sont caractéristiques de ces mouvements prononcés sur les marchés de matières premières. Tang et Xiong (2009) révèlent que les interactions entre les marchés financiers et les marchés de matières premières deviennent de plus en plus importantes, et que la récente crise financière a largement contribué à augmenter la volatilité du prix des matières premières en 2008. Cette analyse est très documentée. Par exemple, Tang et Xiong (2009) révèlent que la valeur totale des échanges de matières premières par l'intermédiaire des fonds d'index pour les investisseurs institutionnels est passée de \$15 milliards en 2003 à \$200 milliards mi-2008. Basé sur un modèle de régression linéaire, les auteurs montrent tout d'abord que l'exposition d'index tel que le GSCI à des chocs liés aux marchés d'actions et au taux de change du dollar U.S. a significativement augmenté après 2004. Ils vérifient ensuite dans un modèle avec régressions roulantes que l'exposition croissante de secteurs énergie tel que le pétrole à ces mêmes chocs (marché d'actions, taux de change U.S.\$) est reliée de façon statistiquement significative à la présence des fonds d'index de matières premières. Puis, les auteurs analysent la relation entre les prix des matières premières et les flux d'investissement dans les fonds d'index. Leur analyse, basée sur un modèle vecteur autorégressif et les fonctions d'impulsion réponse associées, démontre le très fort pouvoir prédictif des flux d'investissement dans les fonds d'index en fonction d'autres variables liées aux marchés financiers et aux marchés de matières premières. Ce dernier résultat illustre plus précisément l'intégration croissante des 2 sphères. Enfin, les auteurs s'attachent à expliquer la volatilité du prix du pétrole à partir de l'activité des fonds d'index de matières premières. Les résultats de leurs régressions illustrent de façon statistique le lien entre le fort accroissement de la volatilité sur les marchés de matières premières en 2008 (dont le prix du pétrole) et l'activité des fonds d'index, donnant lieu à des effets de contagion.

Annexe III

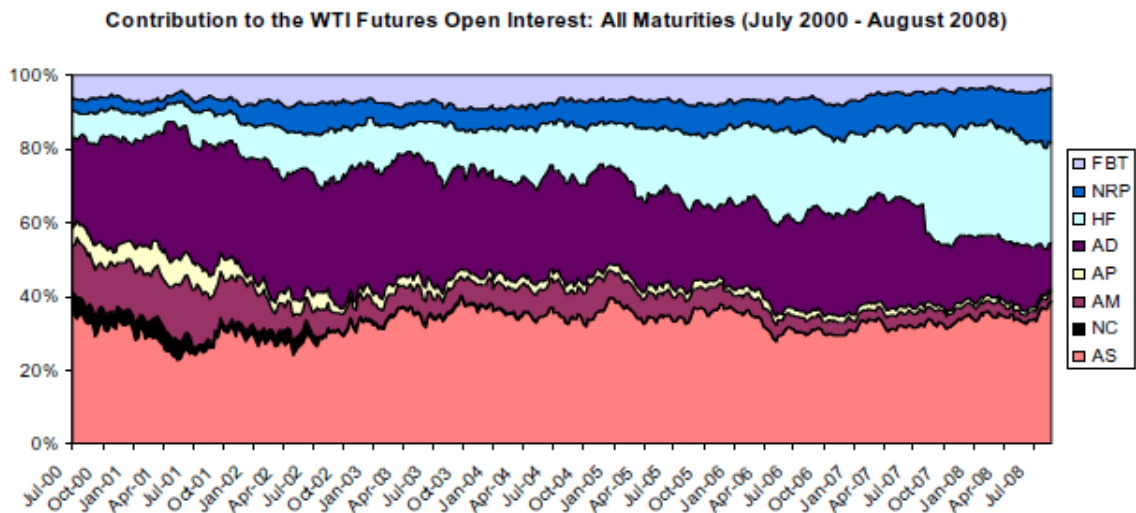
Figure 3: Number of Large Traders



Notes: Figure 3 shows the total number of NYMEX traders reporting positions to the CFTC for its weekly Commitment of Traders Reports, between July 5 2000 and August 26 2008 (blue time series). The figure provides details for non-commercial traders, showing the number of non-commercials holding long (green time series), short (red time series) or spread positions (black time series). The number of non-commercial spread traders doubled between May 2001 and January 2004, and tripled again between February 2004 and July 2007.

Source: Büyüksahin et al. (2008).

Figure 4: Market Shares

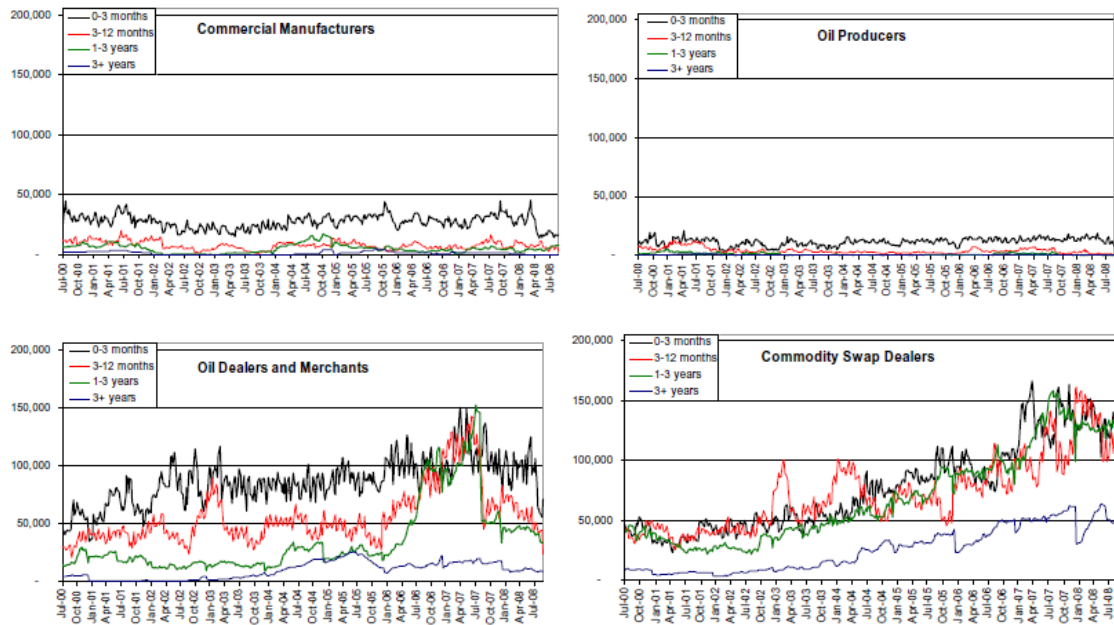


Notes: Figure 4 compares the contributions to the WTI futures open interest of eight types of large traders between July 5 2000 and August 26 2008. Commercial types include “Dealers/Merchants” (AD), “Manufacturers” (AM), “Producers” (AP), and “Commodity Swaps/Derivatives Dealers” (AS). Non-commercial types are “Hedge Funds” (HF), “Floor Brokers & Traders” (FBT), and “Non-Registered Participants” (NRP). Prior to August 2003, the “NC” category sums the positions of presently inactive commercial traders.

Source: Büyüksahin et al. (2008).

Annexe III

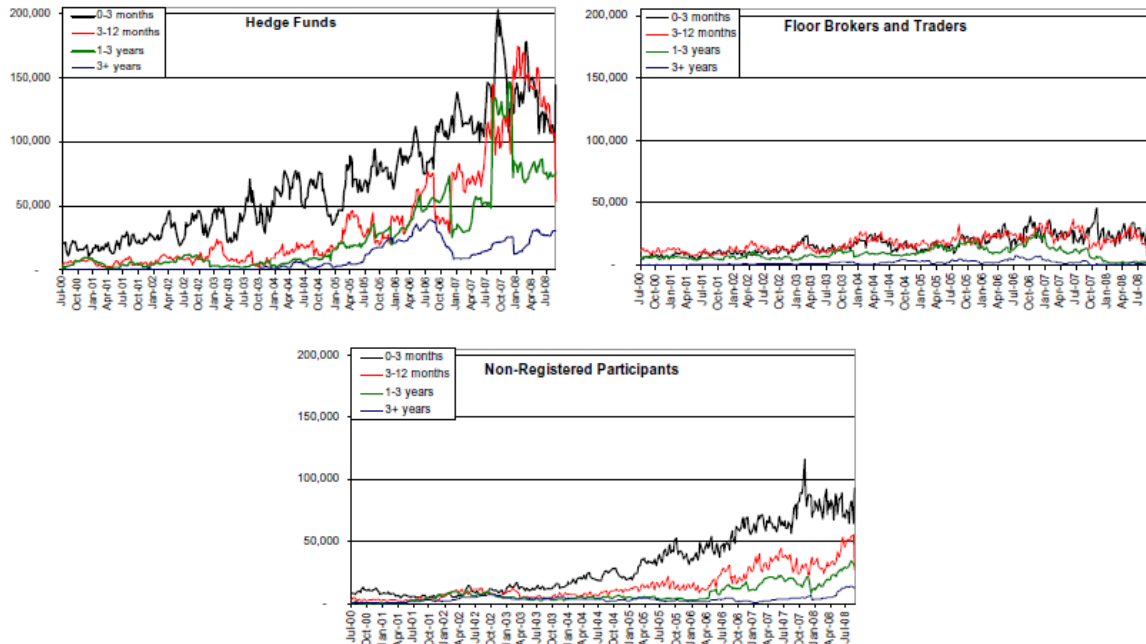
Figure 5a: Daily Open Positions of the Major Commercial Trader Types, July 2000 to August 2008



Notes: Figure 5a shows the open positions, by contract maturity, of the four most important commercial crude oil futures trader types: AD = Dealer/Merchant, AM = Manufacturer, AP = Producer, and AS = Commodity Swaps/Derivatives Dealer (which includes FS = Financial Swaps / Derivatives Dealer and FA = Arbitrageur or Broker/Dealer). Every Tuesday between July 2000 and August 2008, for each trader and each futures delivery month, we measure the trader's open interest in that contract as the average of the trader's long and short positions. The open interests of all reporting traders in a given category are then summed up appropriately (e.g., for all contracts with less than 3 months until maturity, etc.), and the Tuesday figures are then plotted. The graphs are scaled to allow for easy comparisons of the relative sizes of the open positions held by different trader categories. Figure 5a is directly comparable to Figure 5b below.

Source: Büyüksahin et al. (2008).

Figure 5b: Daily Open Positions of the Major Non-Commercial Trader Types, July 2000 to August 2008



Notes: Figure 5b shows the open positions, by contract maturity, of the three most important non-commercial crude oil futures trader types: HF = Hedge Fund, and FBT = Floor Broker/Floor Trader. Every Tuesday between July 2000 and August 2008, for each trader and each futures delivery month, we measure the trader's open interest in that contract as the average of the trader's long and short positions. The open interests of all reporting traders in a given category are then summed up appropriately (e.g., for all contracts with less than 3 months until maturity, etc.), and the Tuesday figures are then plotted. The graphs are scaled to allow for easy comparisons of the relative sizes of the open positions held by different trader categories. Figure 5b is directly comparable to Figure 5a above.

Source: Büyüksahin et al. (2008).

3.3. Un manque de transparence concernant les échanges de produits dérivés hors places de marché et le contrôle des « swap dealers »

Parsons (2009) fournit des statistiques détaillées sur la position ouverte en contrats *futures* pétrole NYMEX, qui confirment l'analyse de Büyüksahin et al. (2008). De plus, il souligne que l'activité des « swap traders » de matières premières ne passe pas forcément par des places de marché telle que le NYMEX et ne sont pas forcément enregistrées par la CFTC, ce qui conduit à sous-estimer la vraie taille de la position ouverte sur les marchés *futures* de pétrole. Ses estimations, étayées par celles de la Bank for International Settlements (BIS, 2009), ne permettent cependant pas de fournir des informations plus précises. Le Staff Report on Commodity Swap Dealers and their positions de la CFTC (CFTC, 2008) n'a par ailleurs pas été rendu public. Parsons (2009) reporte que la CFTC n'a pas fixé de limites aux « swap traders » quant à leur position ouverte sur les marchés *futures* pétrole⁷. A partir de l'étude de Büyüksahin et al. (2008), l'auteur estime que la position ouverte moyenne des agents commerciaux a augmenté de 63% au cours des 8 dernières années, tandis que celle des agents non commerciaux (« swap dealers », hedge funds, autres agents non commerciaux) a augmenté de près de 600%. Toujours à partir de l'analyse de Büyüksahin et al. (2008), Parsons (2009) estime que la position ouverte des agents commerciaux sur les contrats de maturité longue (3 années ou plus) a augmenté de 72% au cours des 8 dernières années, tandis que celle des agents non-commerciaux a augmenté de plus de 1200%. A partir de la Figure 4 présentée ci-dessus, Parsons (2009) remarque que les agents non-commerciaux représentent plus de 90% des positions ouvertes sur les marchés futures de pétrole en 2008 (dont 59% pour les « swap dealers » et 24% pour les hedge funds).

3.4. Le succès croissant des index de matières premières

En s'appuyant sur la méthodologie de Masters et White (2008), Parsons (2009) estime que \$130 milliards (soit 64%) des positions ouvertes sur les marchés *futures* de pétrole (NYMEX + ICE) auraient transité par les index de matières premières *Goldman Sachs Commodity Index* (GSCI) et *Dow Jones-AIG Commodity Index* (DJ-AIGCI) mi-2008⁸. La CFTC (2008) fournit des estimations beaucoup plus faibles (\$51 milliards pour le seul NYMEX), mais ne documente ni sa méthodologie, ni les données utilisées pour effectuer ces estimations. D'après les rapports des index de matières premières, Parsons (2009) note que ceux-ci ont également décalé leur exposition sur les marchés *futures* de pétrole vers des maturités de contrats plus longues.

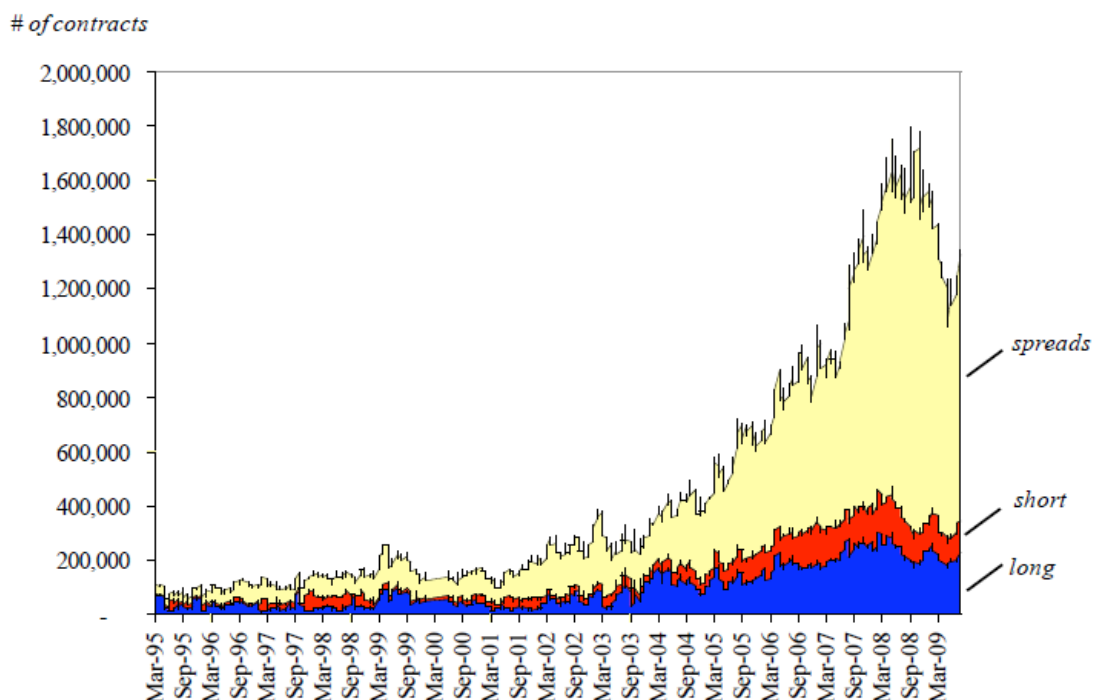
3.5. Les agents non-commerciaux au cœur de la hausse des prix du pétrole

D'après Medlock et Jaffe (2009), la position ouverte des agents non-commerciaux a atteint 55% du total des positions ouvertes à son maximum en 2008, ce qui a coïncidé avec le pic de prix du pétrole. Leur activité est notamment caractérisée par l'échange d'écart de prix entre différents contrats (« spread trading ») comme l'illustre la Figure 6.

⁷ Cette exemption est en discussion depuis le 24/03/09 d'après la communication de la CFTC intitulée « *Concept Release on Whether To Eliminate the Bona Fide Hedge Exemption for Certain Swap Dealers and Create a New Limited Risk Management Exemption From Speculative Position Limits* ».

⁸ Voir également la déclaration de Masters (2008) devant le Sénat Américain.

Figure 6 : Position ouverte des agents-non commerciaux par type de contrats

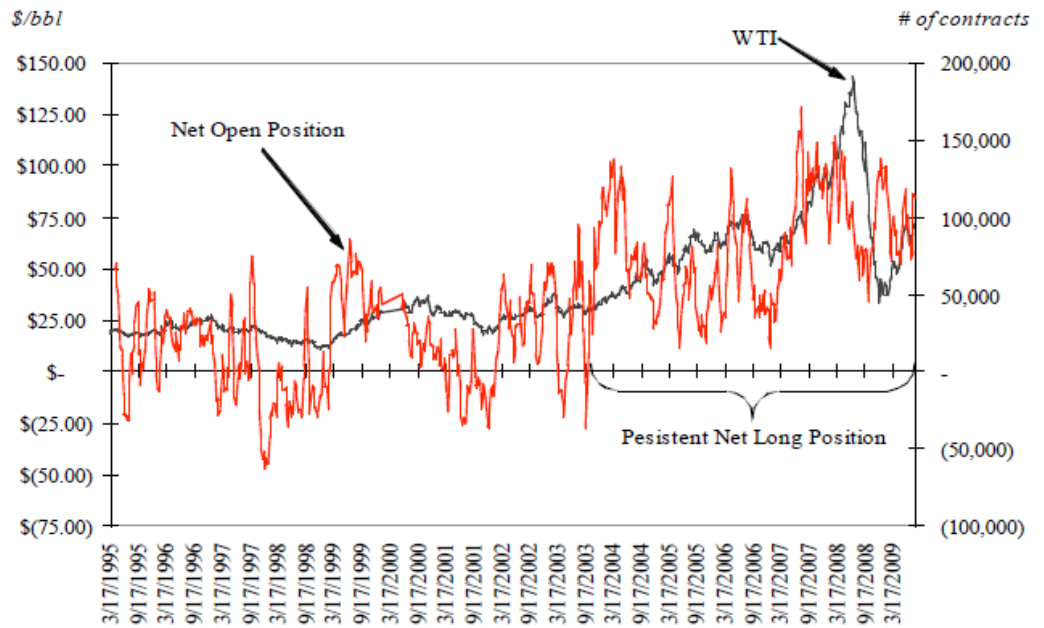


Source: CFTC Commitment of Traders Reports

Source :Medlock et Jaffe (2009).

Entre 2006 et 2008, Medlock et Jaffe (2009) rapportent que la position ouverte des agents non-commerciaux est devenue un indicateur leader de la formation du prix. Cette situation a pu conduire à une « prophétie auto-réalisatrice » d’une hausse continue du prix du pétrole, au moins sur une courte période de temps. Enfin, leur position ouverte coïncide de façon remarquable avec l’évolution du prix du pétrole lui-même, comme nous pouvons le voir dans la Figure 7.

Figure 7 : Position ouverte des agents-non commerciaux et prix du pétrole WTI



Source: Energy Information Administration, CFTC Commitment of Traders Reports

Source : Medlock et Jaffe (2009).

Medlock et Jaffe (2009) reportent que la CFTC ne prend en compte ni les changements de composition des *traders* opérant sur le marché, ni les changements d'anticipations agrégées des agents, pour déterminer des variations anormales du prix du pétrole, ou si le comportement d'un groupe particulier de trader peut s'avérer problématique. **Les auteurs concluent qu'il est impossible d'ignorer les tendances dans les positions ouvertes des agents non-commerciaux et la variabilité du prix du pétrole, qui ont atteint des niveaux records depuis les réformes institutionnelles du CFMA.**

3.6. Déconnexion entre les flux financiers et la réalité physique du marché du pétrole ?

Les échanges de contrats *futures* sur le NYMEX correspondent à 600 millions de barils, soit sept fois plus que le volume quotidien de demande en pétrole (Medlock et Jaffe (2009)). En 2007, les positions ouvertes sur les contrats futures de pétrole (NYMEX + ICE) correspondaient à environ 5% de la production totale annuelle de pétrole, 5% des réserves américaines prouvées, et un dixième de pourcentage des réserves totales prouvées (Parsons, 2009). L'extension de cette analyse à l'épisode de mars-août 2008 est rendue difficile par l'opacité concernant l'état des réserves (leur définition même), et la capacité des agents financiers tels que les « *swap dealers* » à manipuler les prix des cours de matières premières (voir Parsons (2009) pour plus de détails).

3.7. Qui souffre de la spéculation ?

Hamilton (2009) établit que dans un contexte de hausse des prix de l'essence et de chute du pouvoir d'achat, la crise sur le marché du pétrole a profondément impacté l'économie américaine, avec par exemple 125,000 demandeurs d'emplois supplémentaires enregistrés dans le secteur automobile entre les mois de juillet 2007 et août 2008⁹.

Rogoff (2006) établit que les économies en voie de développement souffrent particulièrement des chocs sur le marché du pétrole, tandis que les économies développées telles que les Etats-Unis en souffrent de façon indirecte par le creusement de leur déficit courant qui pose de sérieux problèmes de vulnérabilité de long-terme. L'auteur ajoute que les économies actuelles sont moins sensibles aux chocs sur le marché du pétrole qu'auparavant grâce à une meilleure efficacité énergétique, une plus grande concentration de la consommation de pétrole sur la demande finale, une politique monétaire mieux ancrée, des marchés financiers plus développées (plus profonds), et des marchés du travail plus flexibles. Rogoff (2006) note que la volatilité du prix du pétrole à court et long terme constitue un problème important pour les pays producteurs. Tandis que la volatilité de court terme peut être partiellement neutralisée en utilisant des stock « tampon » de pétrole plus grands, la volatilité de long terme peut être réduite par une plus grande transparence de l'industrie pétrolière et par une plus grande flexibilité des taux de change dans les pays touchés par la volatilité du prix du pétrole.

3.8. Épisode de mars-août 2008: bulle spéculative ou non ?

Il convient d'apporter une réponse nuancée à cette question. Caballero et al. (2008) placent la présence d'une « bulle spéculative » sur les marchés des matières premières (pas uniquement pétrole) dans le contexte global de crise financière durant l'été 2008, qui a particulièrement freiné la croissance économique mondiale. Ce ralentissement de l'économie permettrait d'expliquer le retournement de la situation sur les marchés des matières premières, détruisant *in fine* la possible « bulle » sur ces marchés.

En référence aux analyses développées précédemment, la présence de nombreux acteurs non-professionnels, donc spéculatifs, donne au marché la liquidité nécessaire pour qu'à chaque instant un producteur/négociant/consommateur puisse trouver la contrepartie nécessaire au bouclage/débouclage d'une opération. La présence spéculative est donc nécessaire pour donner au marché la profondeur nécessaire. Pour considérer l'efficacité d'un marché à terme, un ratio physique susceptible d'être arbitré/papier de 5 est un minimum à considérer. Il faut cependant remarquer que l'arrivée massive des agents non-financiers sur les marchés futures du pétrole suite aux réformes institutionnelles des années 2000 aux États-Unis a profondément changé la donne, et laisse à penser que la spéculation doit être encadrée.

Les analyses de Büyükşahin et al. (2008) et Parsons (2009) révèlent que **de fortes présomptions (taille des positions ouvertes, allongement des maturités des contrats futures, influence prépondérante des agents non-financiers (« swap dealers », hedge funds), lacunes de régulation par la CFTC, manque de transparence des échanges hors places de marché, déconnexion apparente avec la production physique) existent pour caractériser l'épisode de mars-août 2008 de « bulle spéculative ».**

⁹ Hamilton (2009) identifie la crise sur le marché du pétrole comme l'une des variables explicatives de la récession globale de l'économie américaine, parmi les principales explications liées à la bulle immobilière, à la chute de la vente de voitures et plus généralement un comportement de consommation se détériorant.

Annexe III

Hamilton (2009), lui, conclut que la faible élasticité prix de la demande en essence de l'économie américaine et l'incapacité de la production physique de pétrole à augmenter dans un contexte de forte demande en produits pétroliers constituent deux pistes d'explication plus cohérentes que la spéculation *per se*. Dans un article antérieur, Hamilton (2008) reconnaissait que **parmi les principales explications possibles de cet épisode (spéculation sur les marchés de matières premières, forte demande mondiale, limitations temporelles ou géologiques à l'accroissement de la production, détermination monopolistique du prix par l'OPEP, rôle croissant de la rente de rareté de la ressource pétrole), il faut reconnaître un élément de vérité à chacune d'entre elles, plutôt que de chercher à mettre en avant une explication plutôt qu'une autre.**

Ainsi, (i) la faible élasticité de la demande, (ii) la forte croissance de la demande en provenance de Chine, du Moyen-Orient, et des pays nouvellement industrialisés, et (iii) l'incapacité à accroître la production globale seraient les principales causes¹⁰ derrière la pression à la hausse du prix du pétrole qui ont ensuite favorisé l'émergence d'une spéculation plus large sur les marchés de matières premières.

Dans des analyses économétriques récentes, Kaufmann et Ullman (2009) identifient que la relation de long-terme entre les prix spot et *futures* du pétrole a changé après septembre 2004. Ils suggèrent que les fondamentaux de marché ont initié une tendance haussière sur le long-terme des prix du pétrole, qui a été exacerbée par les spéculateurs, qui avaient eux-mêmes anticipé la probabilité élevée que les prix du pétrole croissent dans le temps. Cifarelli et Paladino (2010), eux, concluent qu'il est difficile de prouver que la spéculation a un effet sur le prix du pétrole, car ceux-ci évoluent également en fonction des fondamentaux propres au marché pétrole. Cependant, les auteurs notent que de fortes hausses/baisses quotidiennes du prix *futures* du pétrole telles que l'on peut les observer sur le NYMEX ne correspondent pas à des changements de fondamentaux, mais bien à des échanges de matières premières énergétique à but spéculatif.

Notons enfin que la spéculation peut aussi être profitable aux pays producteurs tels que l'Arabie Saoudite : de faibles déclins de production accroissent les revenus courants et entrent dans leur stratégie de long-terme, à mesure que la rente de rareté s'inscrit comme un élément permanent de la détermination du prix du pétrole.

LIMITES DES ANALYSES ACTUELLES

- 1. Nous n'avons pas accès aux données non-publiques de la CFTC pour mener une contre-expertise.**
- 2. Nous n'avons pas accès aux volumes échangés sur les marchés options pour étudier la liquidité/l'étendue de la spéculation sur les marchés dérivés pétrole.**
- 3. Aucune analyse académique ne porte sur l'étude des données de volatilité intra-quotidienne durant l'épisode de mars-août 2008, qui correspondent pourtant plus à la réalité des mécanismes de trading.**

¹⁰ C'est aussi la thèse que soutient Krugman (2008) dans sa chronique du *New York Times*.

3.9. Quels instruments de politique économique mettre en œuvre ?

- ◆ Le gouvernement américain aurait pu **vendre du pétrole à partir de ses réserves stratégiques**, au moment où les ventes correspondaient avec l'expiration des contrats *futures* NYMEX (Hamilton (2009), Medlock et Jaffe (2009)). De façon similaire, les pays développés peuvent s'entendre pour une utilisation coordonnée des **réserves stratégiques de pétrole de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE)**.

Encadré 4 : Les politiques mises en œuvre aux États-Unis

Dans les années 1990, l'administration Clinton a indiqué publiquement aux marchés du pétrole et à l'OPEP qu'elle utiliserait les réserves stratégiques américaines pour limiter le prix du baril de pétrole à \$40. Cette stratégie a découragé les opérateurs sur les marchés *futures* à prendre des positions longues au-delà de \$39.

Une politique inverse a été menée en 2007-2008, conduisant à augmenter les réserves stratégiques de pétrole des États-Unis, ce qui a signifié aux opérateurs de marché et à l'OPEP que les États-Unis n'utiliseraient pas leurs réserves stratégiques de pétrole pour encadrer les fluctuations de prix sur les marchés. Ce comportement a pu nourrir le comportement de spéculation en prenant des positions longues sans crainte de perte en cas d'utilisation surprise des réserves stratégiques de pétrole des États-Unis ou de l'AIE.

- ◆ L'utilisation des « *spare capacities* » des producteurs de pétrole peut également servir à encadrer le prix du pétrole lors d'épisodes de forte volatilité similaires à la période de mars-août 2008 (Medlock et Jaffe (2009)), et lors d'asymétries entre l'offre et la demande de pétrole.
- ◆ La **re-régulation des marchés futures de pétrole** (et notamment les conséquences peut être non intentionnelles du CFMA) apparaît comme un élément central. Il s'agit de repenser le fonctionnement des marchés, et **l'influence des fonds d'index de matières premières et des agents « swappant » des matières premières sur ces marchés**. L'intervention physique des gouvernements apparaît également nécessaire dans des circonstances extrêmes (Medlock et Jaffe (2009)). Cifarelli et Paladino (2010) concluent leur étude en demandant un renforcement de la restriction sur le comportement de spéculation sur les marchés *futures* du pétrole par la CFTC.
- ◆ De façon plus conventionnelle, la **politique monétaire** permet d'encadrer les flambées des prix des matières premières (Hamilton (2009)). Cependant, cet outil de politique économique doit être mobilisé avec une grande prudence. Bernanke, Gertler, Watson (1997) montrent en effet qu'une politique monétaire systématique peut être responsable de la transmission des chocs du marché du pétrole sur l'activité économique, plus que les changements du prix du pétrole *per se*. L'économie américaine a en effet enregistré un très rapide déclin des taux d'intérêt à court terme durant le premier trimestre 2008. Ce type d'intervention invite à repenser l'action de la *Federal Reserve*, comme Ben Bernanke (le *Chairman*) lui-même le suggère dans ses déclarations datées de janvier 2009.
- ◆ Fattouh et Allsopp (2009) suggèrent l'utilisation d'un autre instrument de politique économique non conventionnel : l'instauration d'une **bande de prix du pétrole explicite** et basée sur les fondamentaux *attendus* du marché du pétrole (détaillés précédemment). Cette solution a pour avantage de fournir aux opérateurs de marché une fourchette au sein de laquelle les prix du pétrole fluctuent (ou ont fluctué de façon implicite dans le passé), mais nécessite dans le même temps l'implication des gouvernements dans une « diplomatie du pétrole » difficile à mettre en œuvre.

Annexe III

- ◆ Enfin, de façon générale, la littérature académique souligne le besoin d'une **plus grande transparence** de l'industrie pétrolière concernant l'état des réserves, l'accès aux stocks excédentaires de pétrole, les échanges hors place de marché, et la régulation des agents non-commerciaux sur les marchés dérivés pétrole (« swap dealers », hedge funds) (Büyükhahin et al. (2008)).

Bibliographie

- ◆ Bank for International Settlements, 2009, *Semi-annual OTC Derivatives Statistics At End-June 2008*, Table 19, www.bis.org/statistics/derstats.htm.
- ◆ Bernanke, B.S., Gertler, M., Watson, M. 1997. Systematic Monetary Policy and the Effects of Oil Price Shocks, *Brookings Papers on Economic Activity* 1, 91-157.
- ◆ Blanchard, O.J., Gali, J. 2007. The Macroeconomic Effects of Oil Price Shocks: Why are the 2000s so different from the 1970s? *NBER Working Paper* #0517
- ◆ Blanchard, O.J., Riggi, M. 2009. Why are the 2000s so different from the 1970s? A structural interpretation of changes in the macroeconomic effects of oil prices. *NBER Working Paper* #15467
- ◆ BOE, 2008. What can be said about the rise and fall in oil prices? *Bank of England Research and Analysis Report*, préparé par Saporta, V., Trott, M., et Tudela, M. 215-225
- ◆ Bollerslev, T., 1986. Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of Econometrics* 31, 307-327.
- ◆ Büyükşahin, B., Haigh, M.S., Harris, J.H., Overdahl, J.A., and Robe, M.A. 2008. Fundamentals, Trader Activity and Derivative Pricing. *SSRN Working Paper* #966692.
- ◆ Caballero, R., Farhi, E., Gourinchas, P. 2008, Financial Crash, Commodity Prices and Global Imbalances. *Brookings Papers on Economic Activity* (2), 1-55.
- ◆ Cabinet Office. 2008, The rise and fall in oil prices: analysis of fundamental and financial drivers, *UK Cabinet Office*, Global Energy Team.
- ◆ Cifarelli, G., Paladino, G. 2010. Oil price dynamics and speculation: a multivariate financial approach. *Energy Economics*, à paraître.
- ◆ CFTC, 2008, *Staff Report on Commodity Swap Dealers and Index Traders with Commission Recommendations*, Commodities Futures Trading Commission, Washington D.C., USA.
- ◆ Cooper, J.C.B. 2003. Price Elasticity of Demand for Crude Oil: Estimates for 23 Countries, *OPEC Review* 27(1), 1-8.
- ◆ Dahl, C.A. 1993. A Survey of Oil Demand Elasticities for Developing Countries, *OPEC Review* 17, 399-419.
- ◆ Dvir, E., Rogoff, K.S. 2009. The Three Epochs of Oil, *Working Paper*, Harvard University, USA.
- ◆ Dumas, B., Kurshev, A. et Uppal, R. 2006. What Can Rational Investors Do About Excessive Volatility and Sentiment Fluctuations? *Swiss Finance Institute Research Paper Series* #06 19.
- ◆ Fattouh, B. et Allsopp, C. 2009. *The Price Band and Oil Price Dynamics*. Oxford Institute for Energy Studies.
- ◆ Garman, M., et Klass, M. 1980. On the estimation of security price volatilities from historical data. *Journal of Business* 53, 67-78.
- ◆ Hamilton, J.D. 1983. Oil and the Macroeconomy since World War II, *Journal of Political Economy* 91(2), 228-248.
- ◆ Hamilton, J.D. 1996. This is what happened to the oil-price macroeconomy relationship, *Journal of Monetary Economics* 38(2), 215-220.
- ◆ Hamilton, J.D. 2008. Understanding Crude Oil Prices. *Working Paper*, University of California, San Diego, USA.
- ◆ Hamilton, J.D. 2009. Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08. *Brookings Papers on Economic Activity* 1, 215-261.
- ◆ Kaufmann, R.K., Ullman, B. 2009. Oil prices, speculation, and fundamentals: Interpreting causal relations among spot and futures prices. *Energy Economics* 31, 550-558.

Annexe III

- ◆ Kilian, L. 2008a. Exogenous Oil Supply Shocks: How Big Are They and How Much Do They Matter for the U.S. Economy? *Review of Economics and Statistics* 90(2), 216-240.
- ◆ Kilian, L. 2008b. A Comparison of the Effects of Exogenous Oil Supply Shocks on Output and Inflation in the G7 Countries, *Journal of the European Economic Association* 6(1), 78-121.
- ◆ Kilian, L. 2009. Not All Oil Price Shocks Are Alike: Disentangling Demand and Supply Shocks in the Crude Oil Market, *American Economic Review* 99(3), 1053-1069.
- ◆ Kilian, L. 2010. Explaining Fluctuations in Gasoline Prices: A Joint Model of the Global Crude Oil Market and the U.S. Retail Gasoline Market. *Energy Journal* 31(2), 105-130.
- ◆ Krugman, P. 2008. The oil nonbubble, *The New York Times*, 12 Mai 2008, disponible à l'adresse: www.nytimes.com/2008/05/12/opinion/12krugman.html.
- ◆ Masters, M.W. 2008. *Testimony before the Committee of Homeland Security and Governmental Affairs United States Senate*, disponible à l'adresse: www.hsgac.senate.gov/public/files/052008Masters.pdf.
- ◆ Masters, M.W. and White, A.K., 2008, *The Accidental Hunt Brothers—How Institutional Investors Are Driving Up Food and Energy Prices*, at www.accidentalthuntbrothers.com.
- ◆ Medlock III, K.B., Jaffe, A.M. 2009. Who is in the oil futures market and how has it changed? *Working Paper*, Rice University, USA.
- ◆ Parkinson, M. 1980. The extreme value method for estimating the variance of the rate of return. *Journal of Business* 53, 61-68.
- ◆ Parsons, J.E. 2009. Black Gold & Fool's Gold: Speculation in the Oil Futures Market. *MIT CEEPR Working Paper #09-013*.
- ◆ Rogoff, K.S. 2006. Oil and the Global Economy. *Working Paper*, Harvard University, USA.
- ◆ Shiller, R. J., 1981, Do Stock Prices Move Too Much to be Justified by Subsequent Changes in Dividends?, *American Economic Review* 71, 421-36.
- ◆ Tang, K., Xiong, W. 2009. Index Investing and the Financialization of Commodities. *Working Paper*, Princeton University, USA.
- ◆ Timmermann, A., 1996, Excess Volatility and Predictability of Stock Prices in Autoregressive Dividend Models with Learning, *Review of Economic Studies* 63, 523-57.
- ◆ Timmermann, A. G., 1993, How Learning in Financial Markets Generates Excess Volatility and Predictability in Stock Prices, *Quarterly Journal of Economics* 108, 1135-45.
- ◆ U.S. Government Accountability Office, 2007. Trends in Energy Derivatives Markets Raise Questions about CFTC Oversight. U.S. Government Accountability Office, *GAO 08-25*, disponible à l'adresse suivante : <http://www.gao.gov/products/GAO-08-174T>
- ◆ Zivot, E., and Andrews, D.W.K. 1992. Further evidence on the Great Crash, the Oil-Price Shock, and the Unit-Root Hypothesis. *Journal of Business & Economic Statistics* 10(3), 251-270.

ANNEXE IV

Études économétriques récentes réalisées à partir des données de la CFTC¹

¹ Par Julien Chevallier, maître de conférences en sciences économiques à l'université Paris Dauphine (CGEMP/LEDa).

Annexe IV

Depuis le 4 septembre 2009, la *Commodity futures trading commission* (CFTC) rend publique plus de trois années d'historique de données désagrégées incluses dans le rapport hebdomadaire '*Commitments of Traders*' (CoT). Concernant le marché du pétrole, ces données concernent notamment le contrat de *future NYMEX Light Sweet Crude Oil*, et complètent celles qui étaient précédemment disponibles sur le site de la CFTC.

L'intérêt de disposer de données CFTC désagrégées consiste dans la distinction entre agents « commerciaux » et « non-commerciaux ». La frontière cependant entre ces types d'agents se révèle très tenue. De nombreuses incertitudes existent concernant la classification effectuée par la CFTC en fonction des données brutes dont elle dispose. La CFTC établit le type de chaque agent comme étant « principalement » commercial ou non-commercial selon ses propres critères. Ces reclassements à partir des données brutes échappent cependant à la sphère publique, et il n'est pas possible pour la communauté académique par exemple de retravailler sur ces classifications.

En conséquence, les études statistiques actuelles portant sur les données publiques CFTC sont limitées par la qualité des données elles-mêmes. La liste suivante – volontairement non-exhaustive – couvre des études parues en 2008-2009. Cette revue nous pousse à conclure sur les mêmes lignes que le FMI dans son rapport « *Global Financial Stability : Financial Stress and Deleveraging, Macro-Financial Implications and Policy* » daté du 1^{er} octobre 2009 qu'il n'existe pas de lien fort entre positions spéculatives et prix du pétrole, sans pouvoir toutefois écarter formellement l'hypothèse de manipulation du prix par certains acteurs.

1. Publication de la Deutsche Bank

La note de la Deutsche Bank « *Do speculators drive crude oil prices?* » datée du 15 décembre 2009 s'intéresse au rôle joué par les agents non-commerciaux sur le marché futures WTI. Möbert teste l'impact de la position longue/courte des agents non-commerciaux sur le prix du pétrole en fréquence hebdomadaire de 1992 à 2009 dans le cadre d'un modèle à correction d'erreurs emprunté à l'économétrie des séries temporelles. L'auteur ne peut pas identifier de relation de co-intégration entre la position longue/courte des agents non-commerciaux sur le prix du pétrole. Par contre, l'auteur identifie une relation de co-intégration entre la position longue et la position courte des agents non-commerciaux. Ce résultat conduit à tester la relation entre la position nette (long-court) et le prix du pétrole, qui se révèle être statistiquement significative.

L'auteur conclut que la position des agents non-commerciaux a une influence sur le prix du pétrole, avec un sens de causalité au sens de Granger allant de la position nette (long-court) vers le prix WTI. Lorsque l'auteur répète cette analyse sur des valeurs retardées (dans le temps) des positions longues, il confirme son analyse précédente.

Enfin, Möbert étudie l'influence de la position nette (long-court) des agents non-commerciaux sur la volatilité du prix du pétrole dans le cadre d'un modèle GARCH, qui est couramment utilisé en finance. L'auteur conclut à nouveau à un impact statistiquement significatif et positif de la position nette (long-court) des agents non-commerciaux sur la volatilité du prix du pétrole.

Nous pouvons critiquer ce travail sur de nombreux points (manque de statistiques descriptives, de détails sur les transformations de variables étudiées, de tests de robustesse plus poussés, etc.). C'est surtout l'absence de nuances dans les conclusions de l'auteur qui apparaît le plus troublant, étant donné l'imperfection des classifications de la CFTC expliquée précédemment. Enfin, il apparaît évidemment un problème d'endogénéité dans la relation empirique testée (comment sont prises en compte les autres influences macroéconomiques et des fondamentaux physiques ?) qui n'est pas du tout adressée par l'auteur.

2. Publication de *Commodity Watch*

La note de *Commodity Watch*² “*Speculation and oil prices : has anything changed ?*” datée du 23 décembre 2009 infirme la thèse selon laquelle les flux financiers provenant des agents non-commerciaux ont un impact sur le prix du pétrole, différent des fondamentaux physiques :

- ◆ premièrement, l’hypothèse selon laquelle l’arrivée massive de flux financiers (appelée « *wall of money* ») sur le marché futures du pétrole aurait un impact sur les prix *spot*³ ne peut exister en raison de la condition d’arbitrage qui réunit prix spot et futures. En cas d’imperfection sur le marché futures éloignant le prix spot de ses fondamentaux, les arbitrageurs profitent immédiatement de cette divergence, la faisant ainsi disparaître ;
- ◆ deuxièmement, *Commodity Watch* note que la part des investisseurs d’index de matières premières reste relativement faible sur le marché du pétrole (12 % pour Goldman Sachs et Barclays Capital), et que leur position n’est pas corrélée avec les changements de prix. La position nette longue des ‘*swap dealers*’ (banque d’investissement) est relativement stable depuis 2006 (aux alentours de 4 % d’après les données CFTC) ;
- ◆ troisièmement, *Commodity Watch* note que ces flux sont censés apporter de la liquidité au marché de *futures*.

Ces arguments tendent à démontrer que les flux financiers ne créent pas forcément de distorsions sur le marché du pétrole. L’explication de la brutale montée du prix du pétrole en 2008 reste pour *Commodity Watch* principalement liée aux fondamentaux (rôle de l’OPEC et de la Chine du côté de l’offre et de la demande, respectivement). Cette analyse, discutable sur le fonds quant à l’explication des phénomènes réels ayant conduit à la forte volatilité du prix du pétrole en 2008, semble assez conservatrice sur la forme dans son utilisation des données CFTC, et reste mesurée sur leur potentiel explicatif.

3. Étude de Bouallai et Baule

La note de Bouallai et Baule « *Oil Futures Markets – With the CFTC Publication of a Disaggregated Commitments of Trader Report are we in a position to better assess whether specific categories of Oil Futures Market Participants did cause the Oil Price moves we witnessed in recent years ?* » datée du 1^{er} décembre 2009 utilise les données désagrégées de la CFTC dans la perspective d’identifier des liens de causalité avec les changements de prix du pétrole.

Les auteurs pointent un certain nombre de contradictions dans la définition des catégories d’agents non-commerciaux, dont le retraitement n’est pas possible pour le public. Les auteurs regrettent également la publication de ces données en fréquence hebdomadaire (au lieu d’une fréquence quotidienne, voire intra-quotidienne). Enfin, les auteurs remettent en question l’*open interest* comme variable d’intérêt pour évaluer le rôle des agents non-commerciaux, étant donné le développement de routines de *trading* basées sur des algorithmes.

Bouallai et Baule calculent ensuite l’indice spéculatif de Working (1960) appliqué au marché de *futures* du pétrole. Les auteurs trouvent une corrélation positive entre le prix du WTI et l’indice de Working calculé. Cependant, aucune conclusion forte sur l’excès de spéculation ne peut être tirée, étant donné les contradictions précédemment soulevées dans le traitement des données désagrégées par la CFTC.

² Détenue par Rivington Street Holdings Plc.

³ L’arrivée massive de flux financiers sur les marchés de *futures* affecte indirectement le prix *spot* à travers un changement d’anticipations des agents.

Annexe IV

Enfin, les auteurs appliquent des tests de causalité linéaires au sens de Granger entre les changements de prix du WTI et les changements de positions des agents non-commerciaux d'après les données désagrégées CFTC. Bouallai et Baule trouvent que les changements de position nette des institutions financières (*Large Investors + Swap Dealers*) causent au sens de Granger les changements de prix du pétrole NYMEX à un seuil statistiquement significatif. Ces résultats sont cependant en contradiction avec ceux de la CFTC « *Interagency Task Force Interim Report on Crude Oil* » publiés en 2008, qui ne pouvaient pas identifier d'effet statistiquement significatif avec une classe particulière d'agent.

Bouallai et Baule concluent prudemment que leur étude ne permet pas de rejeter l'absence de causalité entre changement de prix du pétrole et changement de position nette des agents non-commerciaux, sans refaire les mêmes tests que la CFTC avec des données plus exhaustives.

4. Étude de Till

La note de Till « *Has There Been Excessive Speculation in the US Oil Futures Markets? What Can We (carefully) Conclude from New CFTC Data?* » datée du 1^{er} novembre 2009 s'intéresse à la question de « spéculation excessive » sur le marché du pétrole en calculant aussi l'indice de Working (1960), et en suivant l'analyse effectuée par Sanders, Irwin, et Merrin (2008).

L'auteur conclut que pour les futures NYMEX « *heating oil* » et « *gasoline* », les indices de Working calculés se trouvent dans la moyenne des autres marchés de *futures* agricoles, sur lesquels la spéculation n'est pas qualifiée d'« excessive » pour autant. Ces conclusions sont également valides pour les contrats de *futures* ICE, limités par un échantillon de données plus court.

Entre l'été 2007 et l'été 2008, et en incluant les prix d'options, Till indique que le marché du futures NYMEX WTI est devenu plus spéculatif, même si les données n'indiquent pas que celle-ci aient atteint un seuil « excessif » tel que le définissent Working (1960) et Sanders, Irwin et Merrin (2008). L'auteur précise qu'en retirant les données options, les données sur *futures* prises en isolé pourraient indiquer un excès de spéculation sur marché de *futures* du pétrole aux États-Unis.

Cependant, Till reste très prudent quant aux conclusions de son étude : il faudrait l'étendre par exemple au *futures spreading* pour pousser plus loin l'analyse de mesure de spéculation excessive sur la période allant du 13/06/06 au 20/10/08 à l'aide de l'indice de Working (1960).

5. Publication de Goldman Sachs

La note de Goldman Sachs « *Speculators, Index Investors, and Commodity Prices* » datée du 29 juin 2008, traite du rôle des agents financiers sur le marché du pétrole, en répondant de façon didactique à une série de questions. Les données CFTC sont utilisées pour appuyer l'idée selon laquelle les spéculateurs apportent une information nécessaire à la formation du prix des *futures*, notamment concernant l'offre et la demande anticipée sur le marché du pétrole.

Annexe IV

Greely et Currie remarquent que la position nette des agents non-commerciaux suit des indicateurs macroéconomiques de croissance, tel que le *Goldman Sachs Global Leading Indicator*, et fournit donc des informations utiles sur les anticipations des agents dans l'économie. Les auteurs différencient ensuite le rôle joué par les spéculateurs⁴ à proprement parler des investisseurs dans les index de matières premières (dont dérivés pétrole). En effet, les investisseurs dans des fonds d'index sont caractérisés par une couverture passive du risque sur les marchés de matières premières. Les décisions d'achat/vente d'actifs sont principalement liées à des choix d'allocation d'actifs, à des rebalancements de portefeuille, et à la forme de la courbe *forward* de la matière première durant la période de « roll ». Ces acteurs n'influencent donc pas les prix des matières premières de la même façon que les spéculateurs.

Les auteurs cherchent ensuite à valider empiriquement l'hypothèse selon laquelle les prix du pétrole varient avec les changements de position nette des spéculateurs, et non avec celle des investisseurs dans des fonds d'index.

Nous pouvons critiquer la dernière partie de cette étude sur de nombreux points :

- ◆ premièrement, les auteurs ne détaillent pas la catégorisation qu'ils font des agents spéculateurs d'après les données CFTC ;
- ◆ deuxièmement, les auteurs utilisent des prix mensuels (qui sont en fait des moyennes de prix de fréquences plus élevées) pour effectuer leurs régressions sur la période Janvier 2006-Mai 2008 ;
- ◆ troisièmement, la méthode retenue pour mesurer la part des investisseurs dans des fonds d'index est critiquable, car elle a tendance à surestimer la part des marchés de l'énergie ;
- ◆ enfin, les résultats des régressions ne nous apparaissent pas interprétables tel quel, comme le font les auteurs, en l'absence de tests statistiques de validation et de plus de détails sur les transformations effectuées sur les données.

Au total, cette étude empirique n'apparaît pas recevable.

6. Publication de la Société Générale

La note de Lasserre « *La spéculation au microscope* » datée du 27 juin 2008 cherche à relativiser le rôle de la spéculation sur les marchés dérivés de matières premières, dont le marché de *futures* du pétrole. L'auteur précise que les injections nettes de capitaux des fonds d'index de matières premières entre fin 2004 et mai 2008 sont de 121 Md\$, et non 230 Md\$, comme cité le plus souvent. Il faut en effet retrancher à ce chiffre la l'accroissement de valorisation mécaniquement créé, et la performance cumulée de l'index concerné (le S&P GSCI). De plus, l'auteur rappelle que les transactions sur indice se font principalement de gré-à-gré. Les montants cités le plus souvent ne capturent donc pas l'ensemble des transactions réellement effectuées, et les marchés de *futures* sont utilisés pour externaliser le risque résiduel que les banques d'investissement ne peuvent pas conserver lors des opérations de *swaps* avec les fonds de pension, par exemple. Enfin, l'auteur critique l'agrégation qui est faite des données CFTC pour qualifier les « spéculateurs », soit en ajoutant la part des agents non-commerciaux dans le total des positions ouvertes et la part des banques d'investissement.

⁴ Nous définissons simplement la spéculation comme le fait de placer des fonds tout en comprenant que cette activité est caractérisée par un haut niveau de risque. Les spéculateurs quant à eux se basent principalement sur des anticipations de changement de prix pour effectuer des profits.

Annexe IV

Lasserre conclut que les banques ne peuvent pas être considérées comme des spéculateurs sur le marché de *futures* du pétrole NYMEX, puisqu'elles assurent essentiellement des opérations de couverture des risques pour leurs clients (producteurs ou consommateurs de pétrole). Les études de corrélation entre position ouverte des agents non-commerciaux et prix du WTI ne sauraient non plus être reçues telles quelles comme une preuve irréfutable que les spéculateurs ont un effet sur le prix du pétrole, les fonds étant majoritairement des suiveurs de tendance. Les *time-spread* effectués par les banques entre les échéances courtes/longues expliquent que le solde net des positions des banques sur le NYMEX est en fait quasiment neutre : les banques sont donc directionnellement neutres.

7. Publication de J.P. Morgan

La note de J.P. Morgan « *Commodity Prices and Futures Position* » datée du 16 décembre 2009 étudie la relation entre prix des matières premières et positions des agents sur les marchés de *futures* à la lumière des données désagrégées publiées par la CFTC.

Ribeiro, Eagles et Von Solodkoff additionnent les positions nettes des *swap dealers* et des *money managers* en tant que mesure de positions spéculative, et trouvent que de larges changements de positions de ces agents ont un effet sur le prix du pétrole, seulement si des justifications économiques tangibles existent pour expliquer cet effet fort. Plus généralement, les auteurs montrent que les positions nettes des spéculateurs et les prix de matières premières sont dues aux changements de conditions macroéconomiques.

Les auteurs parlent explicitement de variables omises suite à une régression liant prix des matières premières (dont pétrole) et changement de positions nettes des agents, et reconnaissent que d'autres variables ont un potentiel explicatif potentiel, tel que l'état des réserves. Ils incluent donc des variables supplémentaires dans leur analyse, tel que le cours du dollar, un *spread* différentiel qui prend en compte les contraintes de saturation dans les raffineries, et l'état des réserves.

Ces tests conduisent aux résultats suivants : le cours du dollar et le *spread* différentiel ont un effet statistiquement significatif, ce qui diminue mécaniquement le pouvoir explicatif des positions longues des agents non-commerciaux considérés.

Cette analyse dans un cadre de régression multiple est ensuite étendue à un modèle VAR, avec les mêmes variables explicatives. Les résultats montrent que 96 % de la variance du prix hebdomadaire du pétrole est dû à des chocs concernant l'état des réserves, tandis que les changements de position nette des spéculateurs semblent influencer la volatilité du prix du pétrole, mais seulement à court terme.

Les auteurs complètent cette analyse avec de courts exercices de prévision, et concluent comme les autres études qu'il n'existe pas de lien de causalité entre les changements de position nette des agents non-commerciaux et le prix des matières premières (dont marché du pétrole).

Références

- ◆ Bouallai, N. et Baule, F. 2009. *"Oil Futures Markets – With the CFTC Publication of a Disaggregated Commitments of Trader Report are we in a position to better assess whether specific categories of Oil Futures Market Participants did cause the Oil Price moves we witnessed in recent years ?"*, Note pour le groupe de travail.
- ◆ Commodity Watch. 2009. *"Speculation and oil prices : has anything changed ?"*, Research Note No. 7, International Economic Analysis Division.
- ◆ Greely, D. et Currie, J. 2008. *"Speculators, Index Investors and Commodity Prices"*, Goldman Sachs Commodities Research Note.
- ◆ Lasserre, F. 2008. « La spéculation au microscope », Société Générale Commodities Research Note.
- ◆ Möbert, J. 2009. *"Do speculators drive crude oil prices ? Dispersion in beliefs as a price determinant"*, Deutsche Bank Research Note.
- ◆ Ribeiro, R., Eagles, L., Von Solodkoff, N. 2009. *"Commodity Prices and Futures Positions"*, J.P. Morgan Global Asset Allocation & Alternative Investments Research Note.
- ◆ Sanders, D.R., Irwin, S.H. et Merrin, R.P. 2009. *"The adequacy of speculation in agricultural futures markets : Too much of a good thing ?"* Research Report 2008-02, University of Illinois.
- ◆ Till, H. 2009. *"Has There Been Excessive Speculation in the US Oil Futures Markets ? What Can We (Carefully) Conclude from New CFTC Data ?"* Working Paper. EDHEC Risk Institute.
- ◆ Working, H. 1960. *"Speculation in hedging markets"*, Food Research Institute Series 1, Stanford University.

ANNEXE V

La régulation des marchés dérivés du pétrole¹

¹ Document émanant de la Direction de la régulation et des affaires internationales (E. Vieillefond et W. Smith) de l'Autorité des marchés financiers (AMF).

1. Des marchés de *commodities* en général

La financiarisation croissante des marchés de *commodities* amène à se poser la question de la régulation conjointe des marchés de produits de base et de leurs marchés dérivés associés. Ceci est vrai pour certains marchés de produits agricoles, de matières premières comme le pétrole, probablement à l'avenir de plus en plus pour l'énergie (électricité, gaz...), les quotas de CO₂, etc.

De façon générale deux évolutions plaident pour considérer de façon globale certains marchés de *commodities* et leurs marchés dérivés :

- ◆ d'abord, bien entendu, les marchés de *commodities* se « financiarisent » c'est-à-dire que les dérivés, grâce à l'innovation financière et la montée en puissance des besoins des utilisateurs financiers et non-financiers, prennent une part de plus en plus importante en termes de volume, d'influence (formation du prix), de risques... Alors que traditionnellement les dérivés sont considérés comme assis sur les marchés « sous-jacents », la croissance rapide des dérivés depuis plusieurs années signifie que les conditions de négociation sur les marchés dérivés rétroagissent de plus en plus fortement sur les conditions en vigueur sur les marchés physiques ;
- ◆ ensuite, encore plus récemment, les marchés de *commodities*, qui étaient—outre leur rôle dans la découverte des prix—des marchés de couverture des risques d'acteurs professionnels (entreprises non financières souhaitant se couvrir contre des fluctuations de prix de produits de base, banques souhaitant à leur tour réduire leur exposition nette suite à l'attribution de ces couvertures à leurs clients) sont devenus de plus en plus des marchés d'investissement (souvent appelés « de spéculation ») dont les actifs sont arbitrés entre eux et contre d'autres actifs financiers, non seulement au profit d'acteurs professionnels souhaitant désormais s'exposer à ces marchés (banques, *hedge funds*, filiales de *trading* des grands groupes du secteur de l'énergie) mais aussi au profit d'investisseurs non professionnels (via par exemple des *Exchange Traded Funds* - ETF). Cette « démocratisation » ou ouverture croissante de certains marchés de *commodities* à une population plus hétérogène très peu au fait des risques spécifiques inhérents aux marchés physiques incite à intégrer ces derniers dans une surveillance plus holistique que par le passé.

Cette double évolution, notamment vue des autorités de marchés financiers, doit conduire à se poser la question des risques qu'il convient de traiter. Les risques que présentent les marchés de *commodities* et leurs marchés dérivés peuvent être classés comme suit :

- ◆ les risques « microéconomiques » pesant sur les participants pris individuellement, notamment les consommateurs de *commodities* et les investisseurs dans les marchés de *commodities*. A cet égard existent (i) un souci de protection du consommateur et des conditions d'une concurrence loyale d'une part, et (ii) un souci de bon fonctionnement des marchés et de lutte contre les abus de marché (manipulation, diffusion de fausse information, comportement d'initié). Historiquement, les fonctions (i) et (ii) ont pu être largement séparées entre les autorités de la concurrence et les autorités de marché dont les cadres juridiques et les cultures de supervision divergent fortement ;

Annexe V

- ◆ les risques « macroéconomiques » pesant sur les acteurs et l'économie dans son ensemble. Fondamentalement, ces marchés permettent d'une part l'allocation efficiente des ressources concernées, d'autre part le transfert des risques associés à ces ressources dans de bonnes conditions. Si ces deux fonctions essentielles ne sont pas remplies, les dysfonctionnements subis réduiront dans des proportions plus ou moins fortes la contribution de ces marchés aux performances de l'économie ;
- ◆ enfin les risques « systémiques » que l'on entend ici comme ceux pouvant conduire à une disruption majeure du système financier, avec les conséquences immédiates et profondes que l'on sait pour l'économie mondiale. Ce risque de « système » comme son nom l'indique pourrait se rattacher à la catégorie macroéconomique mais vu sa spécificité, son impact lorsqu'il se réalise et surtout les méthodes spécifiques pour le surveiller et le traiter, nous le classons dans une catégorie séparée.

En termes de gouvernance, les pouvoirs publics dans le monde, notamment dans les pays développés dans lesquels les marchés financiers sont très présents, sont confrontés aux problématiques liées à la conjonction des marchés de *commodities* et des marchés financiers. Aux États-Unis, le débat porte sur une meilleure harmonisation et délimitation de prérogatives entre deux institutions, la *Securities and Exchange Commission* (SEC) et la *Commodity futures trading commission* (CFTC), disjointes pour des raisons historiques. Dans la plupart des autres pays en revanche, et tant aux niveaux européen que mondial, la séparation institutionnelle entre autorités chargées des marchés financiers et marchés de *commodities* est assez marquée. En France par exemple, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est bien en charge des marchés à la fois physiques et dérivés (concomitamment avec l'AMF pour ces derniers) de l'énergie comme le gaz et l'électricité, mais sa pratique de supervision, en cohérence avec les missions conférées par les textes libéralisant le secteur en Europe, se concentre sur les questions de concurrence, et la situation de l'autorité britannique homologue (OFGEN) est comparable (même si la *Financial Services Authority* – FSA - est seule compétente pour les dérivés). En revanche pour les autres produits de base il n'y a pas en règle générale d'autorité de marché nationale à proprement parler² en charge de la supervision active des marchés. En France notamment, il n'y a de structure dédiée de surveillance ni pour les produits agricoles ni pour les produits pétroliers, malgré la très grande importance de ces produits pour la vie économique.

² Il existe pourtant dans la plupart des pays des autorités, souvent des administrations, en charge de la répression des fraudes et la compilation de données statistiques afin d'éclairer le décideur public, mais le plus souvent il n'y a pas d' « autorité indépendante » chargée de la surveillance de ces marchés au quotidien.

Annexe V

Certes, l'AMF est compétente sur l'ensemble des « instruments financiers » au sens de la directive MiFID, mais ceci signifie par exemple une compétence juridique sur les marchés financiers (actions, obligations, dérivés sur ces mêmes marchés) et les dérivés sur produits agricoles (négociés sur le MATIF) mais pas leurs sous-jacents³. Par exemple dans le secteur pétrolier les contrats à terme de gré à gré (OTC) dénouables en *cash* sont dans le champ de supervision de l'AMF, mais pas ceux qui le sont physiquement. Cette segmentation issue de la définition même des instruments financiers en vertu de la directive MiFID va prochainement faire l'objet d'un débat concernant les quotas de CO₂, l'Union européenne étant appelée à se prononcer rapidement à la fois sur des questions de fond (risques en présence sur les marchés de quotas, règles de fonctionnement des marchés de quotas, application ou non des directives financières classiques, etc.) et sur des questions d'architecture institutionnelle (autorités nationales ou européenne compétentes) pour un actif dont on peut considérer qu'il se situe justement à la frontière entre *commodity* et instrument financier.

Nous reviendrons en troisième partie sur la question de la gouvernance de la régulation des marchés pétroliers et leurs marchés dérivés, ainsi que les compétences sans doute élargies dont les autorités compétentes devraient être dotées afin de surveiller efficacement les marchés concernés.

2. Du marché du pétrole en particulier

Les marchés pétroliers sont aujourd'hui au croisement de deux préoccupations majeures :

- ◆ premièrement, l'approvisionnement en pétrole présente depuis longtemps des risques pour la stabilité et le développement des pays consommateurs, et il en va de même pour les prix pratiqués sur les marchés pétroliers internationaux, à la fois pour les pays consommateurs et les pays producteurs ;
- ◆ deuxièmement, les intervenants sur les marchés pétroliers présentent des risques croissants pour la stabilité et le bon fonctionnement des systèmes financiers, à tel point que le risque peut sans ambiguïté être qualifié de systémique.

Les problématiques de risques tant macroéconomiques que financiers ressortent avec force dans un environnement où les variations importantes de prix à court et moyen terme et le rôle dominant d'acteurs privés de très grande taille⁴ font craindre l'apparition de nouveaux développements dont la réalisation serait de nature à atteindre par « onde de choc » des secteurs éloignés de l'origine du risque⁵. Il faut en conséquence mieux maîtriser ces risques afin d'assurer la stabilité et la prospérité des économies et les meilleurs investissements à moyen et long termes.

³ Encore faut-il ajouter que :

a/ la compétence de l'AMF sur les produits dérivés peut elle-même être divisée en deux catégories : il existe des dérivés « à compétence forte », par exemple sur les dérivés listés (compétence à la fois large juridiquement et en pratique) ou sur les dérivés dont le sous-jacent est listé sur un marché réglementé (la compétence étant étendue au plan juridique notamment concernant les abus de marchés) ; dès lors que les dérivés sont des dérivés OTC dont le sous-jacent n'est lui-même pas coté sur un marché réglementé la compétence est beaucoup plus restreinte.

b/ cette compétence ne s'applique qu'à des instruments financiers, i.e. soit des titres soit des contrats financiers. Or, les contrats OTC sont dans la plupart des cas des contrats financiers mais pas toujours (contrats forward livrables en physique).

⁴ Malgré la présence, bien entendu, d'acteurs étatiques très importants.

⁵ Bien entendu, ces risques affectent plus globalement tous les grands marchés de produits de base (gaz...).

Annexe V

Cette maîtrise améliorée des risques exige notamment une réflexion approfondie sur le périmètre de la régulation financière, sur le renforcement des infrastructures de marché (compensation multilatérale, centrales de données...), sur la transparence des différents segments de marché et sur le dispositif institutionnel nécessaire à une surveillance efficace de ces différents segments afin d'en assurer le bon fonctionnement et l'intégrité.

Elle exige également une impulsion et une coordination fortes des instances internationales, non seulement l'Organisation internationale des commissions de valeurs (OICV) mais aussi le Conseil de la stabilité financière (CSF), l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et le Forum international de l'énergie (FIE).

Parmi les différents marchés de produits de base, les marchés pétroliers sont emblématiques, notamment sur le plan des risques encourus, en raison non seulement de leur taille et leur impact sur l'économie, mais aussi de leur financiarisation poussée.

Le degré de financiarisation d'un marché physique peut s'apprécier à l'aune d'un faisceau de critères tels que :

- ◆ la valeur des positions et le volume des transactions de nature financière (instruments dérivés) par rapport aux positions (stocks) et volumes enregistrés sur le marché physique,
- ◆ la multiplication de produits financiers référencés sur le produit de base considéré (*futures*, options, *swaps*, produits structurés, ETF),
- ◆ l'importance des acteurs de la sphère financière sur les marchés concernés (banques, fonds de pension, *hedge funds*, autres investisseurs...),
- ◆ ou encore l'influence plus ou moins grande des perspectives d'évolution macroéconomique ou de facteurs *a priori* exogènes au produit de base concerné (marchés boursiers) sur la performance du marché de *commodity* et ses marchés dérivés.

Bien entendu, l'impact des « *drivers* » de nature financière sur un marché de *commodity* variera selon les époques et les sous-segments du marché. Pour le pétrole brut, si les critères financiers ne sont pas prédominants en permanence, le degré de financiarisation atteint semble bel et bien exiger la mise en œuvre à brève échéance d'un régime permanent de nature à permettre une meilleure maîtrise des risques identifiés.

2.1. Les risques pour le système économique

Quels que soient les efforts consacrés par les pays exportateurs et importateurs à la réduction de leur dépendance à l'égard du pétrole, cette dépendance ne pourra s'atténuer de façon significative qu'à moyen terme. Alors que les prix pétroliers devraient logiquement augmenter de façon importante sur le long terme, il paraît impossible d'établir des projections fiables sur les évolutions des prix dans l'intervalle étant donné notamment les nombreuses incertitudes, dans une certaine mesure inévitables⁶, relatives à l'évolution de l'offre et de la demande.

Dans ces conditions, les acteurs du marché, qu'il s'agisse des pays importateurs ou exportateurs ou des consommateurs (industriels, ménages...), se trouvent soumis à des aléas de grande amplitude qui sont susceptibles de compromettre la stabilité économique, voire politique, d'un grand nombre de pays et de nuire au développement des échanges internationaux.

⁶ Étant donné les délais de mise en production de tout nouveau gisement par exemple, mais aussi les chocs exogènes (politiques, économiques...).

Annexe V

Chaque fois que cela est possible pour un horizon et un volume donnés, les acteurs qui en ont les moyens sont conduits à gérer leurs risques en s'adressant aux marchés financiers. Ceux-ci toutefois sont peu compréhensibles et souvent insuffisamment accessibles aux intervenants non sophistiqués. En outre, ils apparaissent de moins en moins sûrs et transparents compte tenu de la forte croissance du segment des dérivés OTC.

2.2. Les risques pour le système financier

La crise a démontré que les marchés et notamment les marchés dérivés sont porteurs de risques d'une importance cruciale pour la stabilité financière, et que la déstabilisation de la sphère financière peut gravement porter atteinte à l'économie réelle.

La question centrale porte certes sur les dispositions applicables aux établissements financiers réglementés, mais le périmètre des entités soumises à la réglementation financière doit également être examiné à la lumière des risques en présence.

La Commission européenne a proposé, dans sa communication du 20 octobre 2009, une série de mesures destinées à sécuriser les opérations dérivées OTC. Il est prévu notamment de rendre obligatoire la compensation multilatérale des dérivés OTC standardisés⁷, de renforcer les pratiques en matière de gestion du collatéral et les charges en capital pour les opérations sur dérivés OTC qui demeureront bilatérales (ce qui favorisera les incitations à la standardisation⁸) et de rendre obligatoire la déclaration de ces dernières à un *trade repository*. Ces dispositions, qui doivent être soutenues, ont vocation à s'appliquer semble-t-il surtout aux établissements financiers régulés⁹.

Or, l'importance des établissements non soumis à la réglementation financière n'a cessé de croître. Il s'agit essentiellement des filiales de *trading* des grands groupes énergétiques qui interviennent massivement sur les marchés dérivés liés à leur métier de base. Il faut rappeler néanmoins que certaines structures d'investissement sous forme de *hedge fund* notamment ont atteint une telle dimension que leur importance potentiellement systémique est aujourd'hui largement reconnue (*cf.* la défaillance d'Amaranth en 2006¹⁰). Les projets de nature législative actuellement en cours tant aux États-Unis que dans l'Union européenne (*cf.* par exemple directive AIFM) répondent à cette préoccupation d'un périmètre réglementaire élargi.

⁷ Il faudra bien entendu que les contrats soient jugés éligibles (compte tenu notamment de la disponibilité de prix observables et fiables) par l'autorité compétente à l'admission aux opérations de la chambre de compensation qui doit pouvoir gérer les risques afférents, mais un grand nombre de types de contrats à sous-jacent pétrolier sont d'ores et déjà compensables par ICE Clearing et NYMEX Clearport.

⁸ La standardisation est un objectif en soi dans la mesure où elle permet d'atteindre plusieurs objectifs importants à savoir sécuriser les traitements opérationnels, compenser multilatéralement le plus grand nombre possible d'instruments et rendre comparables les informations publiées sur les transactions réalisées.

⁹ L'une des questions importantes non tranchées à ce jour est celle de l'inclusion ou non des entreprises non financières, notamment celles qui ont recours aux marchés dérivés OTC uniquement dans un but de couverture de leurs risques, dans le champ de tout ou partie des réglementations nouvelles envisagées. À cet égard, le projet de loi adopté outre-Atlantique par la Chambre des représentants le 11 décembre dernier prévoit l'application de ce type de mesures aux « *swap dealers* » (entités régulées) et aux « *major swap participants* » (entités non régulées mais dont le défaut pourrait porter préjudice à la stabilité financière) mais aussi aux entreprises non financières qui ne sont pas en mesure de démontrer leur capacité d'honorer leurs engagements bilatéraux envers leurs contreparties OTC.

¹⁰ Cette défaillance, si elle n'a eu que peu d'impact sur les marchés financiers, aurait augmenté la facture énergétique des consommateurs américains de 18 milliards de dollars.

Annexe V

Quant aux grandes structures de *trading* sur les marchés dérivés de produits de base, la directive MiFID (2004/39) prévoit une exemption large d'agrément pour les entités qui n'appartiennent pas à un groupe financier¹¹. Or ces entités sont devenues, pour une partie d'entre elles, des acteurs majeurs sur les marchés financiers. Dans le même temps, l'ensemble des grands acteurs - groupes financiers et non financiers - ont eu tendance à se concentrer, créant des liens d'interdépendance qui seront porteurs de chocs en cas de défaillance d'un maillon dans un contexte de croissance soutenue des volumes négociés sur ces marchés¹².

Le régime d'exemption de la directive MiFID sera réexaminé par la Commission européenne au cours de l'année 2010, au vu de l'avis rendu par le CESR et le CEBS¹³ en octobre 2008 et l'appel du G20 en faveur de réflexions renouvelées sur la frontière entre les univers régulé et non régulé. S'il est exact que la défaillance d'Enron en 2001 n'a pas créé de choc systémique au sens étroit (impact majeur et durable sur le système financier), elle a néanmoins gravement perturbé le marché mondial du gaz pendant plusieurs mois, et des acteurs encore plus importants échappent à la réglementation aujourd'hui.

C'est à la lumière des défaillances mentionnées mais surtout de la croissance continue des marchés dérivés et de la concentration des grands acteurs, et en raison des problématiques de protection des clients des intermédiaires actifs sur les marchés dérivés de *commodities* que le CEBS et le CESR ont proposé un rétrécissement sensible du champ des exemptions d'agrément prévues par la directive MiFID. En effet, l'avis transmis à la Commission européenne préconise de supprimer l'élément de l'exemption fondé sur l'appartenance à un groupe non financier d'une part, et de donner une portée sensiblement plus réduite à l'élément fondé sur le caractère accessoire des activités de dérivés exercées d'autre part. Si ces propositions sont retenues, seules les entreprises intervenant exclusivement pour leur compte propre (sans être teneurs de marché) et celles qui fournissent dans des proportions limitées des produits dérivés à leur clientèle sur produits physiques, continueraient à bénéficier de l'exemption d'agrément, qu'elles appartiennent à groupe financier ou non.

Ainsi, il importe que non seulement les entités agréées en qualité de prestataires de services d'investissement aujourd'hui mais aussi celles qui demain devront adopter ce statut et le corpus de règles qui l'accompagne soient tenues de respecter les obligations proposées par la Commission européenne dans sa communication. En outre, étant donné l'importance des marchés pétroliers et des risques associés, il convient de donner une priorité élevée à la compensation multilatérale des dérivés pétroliers standardisés et à la déclaration de tous les dérivés pétroliers à un *trade repository* chargé de fournir les données requises, en tant que de besoin, aux régulateurs, aux participants aux marchés et au public. Alors que des données agrégées, y compris les positions importantes détenues par catégorie d'opérateur (financier, non financier...), devraient être rendues publiques, les régulateurs concernés devraient avoir accès aux transactions individuelles afin de jouer leur rôle de surveillance de l'intégrité des marchés.

¹¹ En outre, la directive CRD sur les fonds propres (2006/49) prévoit une exemption large des exigences en fonds propres pour les établissements agréés dont l'activité principale porte sur les produits de base et leurs dérivés. On peut penser que les questions principales relatives à la conception d'un dispositif réglementaire adapté pour ces structures, notamment celles de taille moyenne, concernent l'adéquation du capital (et accessoirement, les normes comptables) davantage que la gestion des risques ou les exigences issues de la directive MiFID, en raison de la prédominance des actifs physiques dans le bilan de ces structures.

¹² Étant rappelé qu'aujourd'hui, en dehors des transactions prises en charge par une contrepartie centrale, c'est au moyen des contrats cadre ISDA et des conventions de collatéralisation que les risques sont gérés.

¹³ *Committee of European Securities Regulators et Committee of European Banking Supervisors.*

Annexe V

A cette occasion, il sera par ailleurs nécessaire d'envisager un élargissement du concept d'instruments financiers au sens de la directive MiFID afin de capter, dans toute la mesure du possible, les contrats les plus importants dont l'économie, la structure ou les risques les rendent équivalents aux contrats déjà admis aux opérations d'une contrepartie centrale et/ou négociés sur des marchés organisés.

2.3. Les facteurs communs aux risques identifiés et les pistes de solutions pour y faire face

Outre la problématique du périmètre des entités soumises à la régulation financière et des transactions soumises à des mesures de réduction des risques, deux approches additionnelles devront être envisagées afin d'améliorer le fonctionnement des marchés pétroliers, au comptant et à terme, afin de diminuer les risques systémiques au sens large.

La relative opacité de fonctionnement des marchés pétroliers constitue sans doute la problématique essentielle¹⁴. L'opacité peut être considérée comme un facteur de risque systémique en ce qu'elle favorise des mouvements erratiques voire irrationnels des marchés, une formation du prix non optimale des actifs et des obligations, et la dissimulation du niveau de concentration des risques. En outre, elle rend extrêmement difficile la surveillance du marché par les régulateurs.

Tout d'abord, il convient de renforcer la transparence des fondamentaux des marchés pétroliers. Il s'agit des capacités de production, des réserves et des stocks, ainsi que d'autres éléments éventuels sensibles pour le marché. Une information plus complète et plus homogène sur ces éléments, diffusée plus rapidement, accroîtrait l'efficacité des mécanismes de formation des prix tout en réduisant les asymétries d'information qui pénalisent certains acteurs.

Ensuite, la transparence des marchés physiques - surtout pour le pétrole brut - laisse à désirer. Comme pour les fondamentaux, une information plus complète et plus prompte, notamment sur les contrats de gros d'une taille significative, pourrait contribuer au bon fonctionnement du marché¹⁵.

¹⁴ Le terme « opacité » ne signifie pas absence totale d'informations. Beaucoup d'informations sont disponibles, mais elles ne sont ni exhaustives (loin s'en faut), ni promptes, ni aisément accessibles ou intelligibles pour la majorité des acteurs.

¹⁵ Sans doute faut-il se pencher sur les insuffisances des diffuseurs de prix (« cotations ») comme Platt's et envisager l'encadrement réglementaire de cette activité oligopolistique et pourtant cruciale pour le bon fonctionnement des marchés.

Annexe V

Enfin, la transparence des marchés dérivés, notamment des marchés dérivés OTC, doit être améliorée. Il est généralement admis que les dérivés pétroliers OTC représentent plusieurs fois les montants relatifs aux contrats à terme négociés sur les marchés réglementés. La transparence de ce segment du marché vis-à-vis des régulateurs (et du marché lui-même dans la mesure du possible) suppose, comme l'a proposé la Commission européenne dans sa communication du 20 octobre dernier, la déclaration des opérations dérivées OTC à un *trade repository* par les contreparties à l'opération¹⁶. En outre, idéalement, le plus grand nombre possible d'opérations sur les instruments dérivés devrait s'effectuer sur un marché organisé, ce qui faciliterait la transparence des prix, volumes et positions. Bien entendu, l'admission des opérations à une chambre de compensation, comme évoquée ci-dessus, même sans négociation sur un marché organisé, peut également contribuer grandement à la transparence des opérations sur dérivés OTC, surtout vis-à-vis des régulateurs.

La Commission entend par ailleurs, à juste titre, prévoir la transparence des positions par catégorie d'opérateur (financier, non financier...), et notamment les positions les plus importantes, étant donné la concentration croissante des positions et des risques dans les marchés¹⁷. Il pourrait en outre s'avérer opportun (après analyse des comportements) de plafonner ces positions, lorsqu'elles ne sont pas prises dans un but de couverture des positions sur les marchés physiques, afin de freiner la spéculation.

Au-delà de la transparence des marchés, une seconde problématique concerne le champ de la surveillance. Sans doute faudrait-il réfléchir aux moyens nécessaires, notamment en termes de structures et de compétences, pour surveiller les marchés pétroliers au comptant¹⁸. Cette surveillance doit avoir pour objet essentiel de garantir l'intégrité du fonctionnement des marchés (en empêchant par exemple toute tentative de manipulation qui s'appuierait sur les dérivés et le marché *cash* simultanément), et de prévenir la spéculation excessive¹⁹. L'approche « globale » des marchés, par opposition à la surveillance des seuls marchés de futures organisés, telle que mise en œuvre par la CFTC américaine ou dans une certaine mesure la FSA britannique, mériterait sans aucun doute d'être prise en considération.

Une telle vision serait néanmoins réductrice si elle se bornait au niveau national. Aujourd'hui, les problématiques de surveillance des grands marchés, financiers et non financiers, doivent aussi intégrer pleinement leur dimension mondiale, sans oublier, au niveau de l'Union européenne, l'organisation communautaire. Il s'agit toutefois de bien séparer d'une part ce qui relève de la régulation des marchés, financiers ou non, de ce qui relève de la connaissance et de la transparence des fondamentaux ou d'autres missions (concurrence...); d'autre part, les marchés éligibles à une telle « intégration » de la régulation et de la supervision devraient clairement être limités à ceux réellement interconnectés à la sphère financière, ce qui est incontestablement le cas des marchés pétroliers et leurs marchés dérivés.

¹⁶ Certains considèrent que les opérations admises à une chambre de compensation ou négociées sur un marché organisé n'ont pas besoin d'être déclarées au *trade repository*. Sans doute cela sera fonction du caractère détaillé ou non des données conservées par ces différents infrastructures.

¹⁷ Cf. la mise en œuvre récente par la CFTC américaine d'une typologie en 4 catégories pour la publication des positions importantes sur certains contrats à terme négociés aux États-Unis.

¹⁸ Un certain continuum dans la surveillance semble d'autant plus nécessaire que la frontière entre les marchés au comptant et les marchés à terme n'est ni évidente ni comprise de la même façon sur le plan international.

¹⁹ Il n'est pas question ici de « contrôler » le niveau des prix.

Annexe V

Enfin, outre les risques actuels majeurs que sont les risques de dysfonctionnement des mécanismes de formation des prix et les risques de contagion du système par un défaut sur les marchés pétroliers, il convient de rappeler un troisième risque en train d'apparaître et qui est lié à la présence d'investisseurs désormais non professionnels sur les marchés pétroliers, notamment au travers d'instruments comme les ETF ou les obligations structurées. Cette évolution constitue un motif supplémentaire de se pencher sur l'adaptation nécessaire de la réglementation aux marchés concernés. A ce stade il s'agit surtout de veiller à une application pertinente et homogène des règles actuelles en cas de commercialisation active des produits concernés auprès du grand public, notamment en matière de conseil et d'information du client (y compris les mises en garde contre les risques), mais il conviendra également de s'assurer que les principes en matière de prévention et gestion des conflits d'intérêts s'appliquent pleinement sur ces marchés lorsqu'un établissement intervient à la fois pour son compte propre et pour le compte de tiers.

3. Des objectifs à atteindre

A l'instar des autres grands marchés mondiaux de produits de base (céréales, métaux...), mais probablement à un degré très supérieur, les marchés pétroliers présentent une série de risques - concentration, effet de levier, opacité, spéculation - dont la cristallisation peut avoir des conséquences négatives importantes non seulement pour les marchés financiers mais aussi pour l'ensemble de l'économie réelle.

Dans ce cadre, la régulation des marchés pétroliers y compris de leurs segments dérivés doit viser à répondre à trois problématiques :

- ◆ rendre ces marchés plus efficaces, au service de l'économie réelle (rôle macroéconomique), via notamment une organisation et une transparence améliorées ; ceci doit viser évidemment l'organisation du marché sous-jacent et, notamment, la transparence sur les fondamentaux déterminante pour contribuer à la bonne formation du prix et à la bonne allocation de la ressource ;
- ◆ les rendre plus « intègres » et « sûrs » (dans leur rôle « dérivé » de marché d'actifs et de facilitateur de la gestion des risques), au moyen d'un renforcement de la lutte contre les abus de marché et la protection des utilisateurs de ces marchés, notamment si la tendance actuelle liée à l'arrivée d'investisseurs non professionnels sur ces marchés se confirmait ;
- ◆ enfin, prévenir le risque systémique qui leur est structurellement associé et qui résulte notamment de la montée en puissance et la concentration des acteurs (rôle macro-financier systémique), via la déclaration des opérations dérivées OTC à une centrale de données et la compensation des opérations standardisables par des organismes de compensation réglementés et surveillés.

ANNEXE VI

La régulation des marchés physiques du pétrole¹

¹ Par Frédéric Baule, *General Manager, Risk Management Services*, Total Oil Trading SA. Ce document résulte d'un travail personnel qui n'a pas été soumis à débat interne entre les différentes branches du groupe Total susceptibles d'être concernées. Il ne traduit que l'opinion de son auteur et ne saurait donc être considéré comme représentatif des positions éventuelles de son employeur.

INTRODUCTION

Trois questions étaient soulevées dans le cadre des travaux du groupe :

- ◆ Peut-on avoir une idée plus précise de la possibilité de mettre aussi dans les *trade repositories* non seulement les contrats dérivés mais aussi les contrats *cash* ? (*a priori* ce sont des contrats et donc leur enregistrement sous forme de « *golden copy* » et les extrapolations qu'on peut en tirer pour la surveillance peuvent être à la fois légitimes et techniquement faisables)
- ◆ Jusqu'à quel point pourra t-on pousser à la standardisation des contrats (*cash* ou dérivés) pour les faire compenser par des CCPs? (il y a certainement des différences locales et par produit, mais pour que le *clearing* soit une piste crédible il faut que le champ des contrats standardisables ne soit pas nul)
- ◆ Est-il totalement utopique d'imaginer de vrais « marchés réglementés » ou à tout les moins des plateformes organisées tant pour les contrats *cash* que pour les contrats dérivés dans le secteur pétrolier ?

Ces questions sont toutes pertinentes. Mais elles me semblent trouver leur raison d'être avant tout dans une représentation du marché pétrolier développée principalement par analogie avec le mode de fonctionnement des marchés financiers.

C'est pourquoi plutôt que de répondre techniquement, point par point, il m'a paru préférable de prendre le temps d'un détour par quelques considérations générales sur différentes caractéristiques du marché physique pétrolier, en essayant de questionner au fur et à mesure la pertinence ou la faisabilité d'une régulation accrue de tel ou tel segment de marché étudié.

J'ai également profité de cet exercice pour essayer d'établir – à partir de l'exemple des marchés de pétroles bruts physiques – les éléments les plus factuels possibles susceptibles de soutenir une argumentation des raisons pour lesquelles l'effort de régulation complémentaire à animer par le Gouvernement français au sein de l'Union européenne, semblerait avant tout devoir se concentrer sur la mise en œuvre de moyens permettant une déclinaison efficace des orientations du G20 en matière de régulation des marchés d'instruments dérivés liés aux matières premières, et au pétrole en particulier, plutôt que sur les marchés physiques eux-mêmes.

Ce qui ne veut pas dire que rien n'est à faire du côté des marchés physiques. Mais plutôt que, pour gagner en crédibilité sur la scène internationale, une volonté régulatrice en matière de marchés pétroliers suppose de la part de l'Union européenne qu'elle s'applique elle-même le principe de subsidiarité. Autrement dit, qu'elle commence par faire porter ses propres efforts sur ce qui relève de sa seule responsabilité, à savoir, en matière pétrolière, les marchés de produits raffinés se développant dans l'espace géographique européen.

Le plan de ce document est le suivant :

- ◆ Pétrole brut
 - A propos du marché des pétroles brut physiques
 - A propos du marché des pétroles bruts physiques servant de « *markers* » pour la détermination des prix des cargaisons physiques.
 - Du rôle des fondamentaux dans l'autorégulation des valeurs de marché des pétroles bruts « *markers* »

Annexe VI

- Retour au mécanisme de fabrication des prix *spot* pour les bruts physiques raffinés en Europe
- Sur quoi faire porter en priorité un effort de régulation des marchés du pétrole brut ?
- ◆ Produits raffinés
 - Le marché des produits comme champ d'action légitime d'un régulateur européen
 - Quelques caractéristiques des marchés de produits pétroliers en Europe.
 - Sur quoi faire porter en priorité un effort de régulation des marchés de produits pétroliers en Europe ?

1. Pétrole brut

1.1. A propos du marché des pétroles bruts physiques

Lorsque l'on réalise que pour des raisons géologiques, la diversité des qualités de pétrole brut disponibles sur le marché international (transfrontalier par définition) est (presque) aussi vaste que celle des vins produits par les différents terroirs de France, on prend conscience de la difficulté conceptuelle posée par l'expression « le prix du pétrole ». Pouvons-nous en effet parler d'un « prix du vin » ?

De même que faute d'addiction, un amateur de bordeaux ne suivra pas les enchères pour de grands vins de bourgogne, la formation du prix d'un pétrole brut physique donné va dépendre de l'appétence de chaque raffineur pour le cocktail physico-chimique spécifique qu'il représente, eu égard aux caractéristiques techniques propres à sa raffinerie. On comprend en effet aisément qu'un raffineur spécialisé dans la fabrication des bitumes ne va pas apprécier de la même façon qu'un raffineur spécialisé dans la fabrication de carburants, un pétrole d'une qualité légère, plutôt riche en essence et gasoil.

Pour poursuivre l'analogie œnologique, se posent également la question des origines - la durée du transport importe - ainsi que celle du millésime - : opérant à flux continu, le raffineur va accorder plus de prix, pour un brut donné, à une date de disponibilité donnée qu'à une autre, car c'est de la date de disponibilité en raffinerie de telle qualité en telle quantité que dépendra l'optimisation de son programme de fabrication.

Nous traitons donc d'un marché physique certes globalisé, mais surtout, atomisé: chaque cargaison de pétrole brut physique disponible à l'export de façon *spot* (i.e. en dehors d'un accord contractuel cadre prévoyant plusieurs cargaisons successives sur une période de temps déterminée), peut être l'enjeu d'un processus de négociation qui lui sera propre. Par définition il ne peut y avoir qu'un vendeur d'une cargaison donnée. Quant au panel d'acheteurs dont elle éveille l'intérêt pour chargement à la date proposée, il sera unique. Par contre chacun des acheteurs potentiels membres de ce panel se trouve être simultanément partie prenante d'un ensemble particulier de panels alternatifs : il est lui aussi dans une situation unique, celle de pouvoir choisir, pour sa raffinerie particulière et le programme de fabrication qui lui est propre, une cargaison parmi un portefeuille de possibilités, quasi équivalentes à un différentiel de valeur près.

Le marché international des pétroles bruts physiques se comprend donc avant tout comme le lieu où se déroule en continu un processus de comparaison des valeurs relatives des cargaisons disponibles de façon *spot*, au fur et à mesure de l'annonce de leur disponibilité².

² Il y a bien là un travail d'identification de la valeur d'usage - relatif - entre les différents pétroles bruts concurrents.

Annexe VI

On remarquera avec intérêt que - hormis les gestionnaires de stocks stratégiques nationaux qui ont intérêt en principe à constituer leurs stocks de brut au prix le plus bas possible - aucun des acheteurs potentiels de cargaisons de pétrole brut physique n'est directement sensible (aux modalités de financement près) au niveau absolu du prix qu'il va payer pour acheter une cargaison. En effet, s'il s'agit d'un achat spéculatif par un *trader* physique, seule va compter l'évolution de l'écart de valeur pouvant exister entre le mécanisme de prix d'achat consenti à son fournisseur et celui négocié ultérieurement avec un client-raffineur. De même, s'il s'agit d'un achat par un raffineur, celui-ci n'est en principe intéressé que par l'évolution de l'écart de valeur pouvant exister entre le mécanisme de formation des prix d'achat d'une cargaison, et les mécanismes de formation des prix de vente des produits qu'il pourra commercialiser une fois celle-ci traitée en raffinerie. Bref, aucun d'eux n'est intéressé par la valeur intrinsèque de chaque cargaison.

De même, aucun des vendeurs potentiels de cargaison de pétrole brut physique *spot* n'est directement sensible au niveau de prix absolu qu'il pourra obtenir de la vente d'une cargaison donnée. C'est bien sûr le cas des *traders*, comme nous venons de le voir. Mais c'est aussi le cas des sociétés pétrolières exportant leur production au départ d'un pays hôte donné: ce qui compte dans leur cas est avant tout d'éliminer le risque d'écart de valeur pouvant se produire entre le mécanisme de formation du prix de vente de la cargaison à l'export, et le mécanisme de détermination du prix de référence fiscal susceptible d'être appliqué aux quantités ainsi exportées³.

Quant aux opérateurs nationaux / étatiques intervenant de façon directe sur le marché physique dans le cadre d'opérations de ventes *spot* ou de contrats de durée, ou de façon indirecte par le biais de la définition d'un mécanisme de détermination d'un prix de référence fiscal pour les quantités exportées de leur territoire, on remarquera avec intérêt que plus un seul ne semble chercher - dans l'exercice de ses prérogatives - à s'affranchir de l'existence de valeurs quotidiennes publiées pour un nombre limité de qualités de référence, jugées représentatives de certains marchés géographiques pour les différentes qualités physiques exportées. La Pemex (Mexique) aussi bien que l'Aramco (Arabie Saoudite) ont ainsi défini, pour une qualité exportée donnée, une formule de prix export qui change d'indice de référence en fonction de la grande zone géographique de consommation de produits pétroliers vers laquelle cette production sera exportée.

Nous retiendrons de ce qui précède quelques points clés :

- ◆ le marché international du pétrole brut physique est pour l'essentiel neutre au regard de la négociation d'un niveau de « prix absolu du pétrole » ; ce sont des valeurs relatives qui s'y négocient plutôt qu'une valeur absolue ;
- ◆ hors effet de stocks - qu'il peut aujourd'hui neutraliser à l'aide des marchés dérivés - l'acheteur destructeur de pétrole brut n'a aucune raison de prendre part de façon proactive à la détermination d'un niveau de prix absolu pour ses achats de brut physique, indépendamment du mécanisme prévalant dans la formation du prix de vente des produits qu'il fabrique ; il n'y a donc pas d'acheteur naturel physique, « *pure play* », du « prix du pétrole brut » (ni en physique, ni en dérivés) ;

³ Le producteur est bien sûr intéressé au niveau absolu des prix, mais seulement dans un deuxième temps, dès lors que son revenu après taxes est exprimé sous forme d'un pourcentage du prix de référence fiscal appliqué aux quantités vendues.

Annexe VI

- ◆ les principaux « *stakeholders* » exclusivement intéressés à la fixation d'un niveau de prix absolu pour la vente de chaque cargaison exportée - et non à une valeur relative – sont en général des institutions étatiques n'exerçant aucune activité commerciale directe sur le marché physique des cargaisons ; il n'y a donc pas non plus de vendeur naturel physique, « *pure play* », du « prix du pétrole (brut) »⁴ ;

Par conséquent chercher à instaurer à l'échelle planétaire une obligation déclarative de toute transaction physique *spot* portant sur du pétrole brut physique ne présenterait pas grand intérêt en matière de « *price discovery* » pour ce qui est du niveau absolu du « prix du pétrole ».

Quant aux valeurs relatives entre qualités de brut négociées sur ces marchés, et à leur évolution dans le temps, ces informations sont aujourd'hui connues / disponibles / accessibles à l'ensemble des acteurs concernés, professionnels des marchés du brut physique, du fait de leur participation ininterrompue aux différents panels de négociation des cargaisons⁵.

1.2. A propos du marché des pétroles bruts physiques servant de "markers" pour la détermination des prix des cargaisons physiques.

La formation du « prix du pétrole » s'appuie donc sur l'existence de marchés pour quelques qualités physiques spécifiques jugées représentatives des pétroles bruts raffinés dans chacune des trois grandes zones de consommation :

- ◆ pour l'Amérique du Nord, quelques qualités de brut domestique accessibles par pipeline aux seuls raffineurs américains (la loi en interdit l'exportation) du Golfe du Mexique comme le *Light Louisiana Sweet* (LLS) ou le *Mars*, ou du mid-continent pour le *West Texas Intermediate* (WTI) ;
- ◆ pour l'Europe, un ensemble de bruts de la Mer du Nord britannique - le *Brent* et le *Forties* - ou norvégiens - l'*Oseberg* et l'*Ekofisk* - disponibles sous forme de cargaison négociées Free On Board, i.e. pour livraison dans les eaux territoriales de leur pays de production ;
- ◆ et pour « l'est de Suez », des bruts du golfe arabo-persique: le *Dubai* et l'*Oman*, également négociables sous forme de cargaisons F.O.B.

Rappelons que le développement d'activités de *trading* pour livraison physique *forward* - en plus d'une activité pour livraison *spot* (= dans le mois) – s'explique en grande partie historiquement par la mise en œuvre de règles spécifiques de taxation des activités de production de pétrole brut aux USA, au Royaume Uni ou encore à Dubaï puis en Oman. Et donc que c'est initialement une recherche de certitude fiscale quand à leur assiette d'imposition au niveau de la production qui a conduit nombre d'opérateurs industriels à développer une présence significative sur ces marchés physiques *forward*⁶.

⁴ Le cas du Mexique montre que tel n'est pas nécessairement le cas en dérivés.

⁵ Sans oublier les décisions mensuelles d'ajustement des valeurs relatives de leurs bruts annoncées publiquement par les différents pays producteurs qui commercialisent l'essentiel de leur production via des contrats de durée.

⁶ Quand il ne s'est pas agi de tirer profit d'arbitrages réglementaires, comme en Mer du Nord britannique dans le milieu des années quatre-vingt.

Annexe VI

Forts de la culture américaine séculaire en matière de marchés à terme, les professionnels des marchés US ont très vite adopté l'usage de contrats de *futures* à résolution physique potentielle, en lieu et place de contrats physiques *forward*, pour leurs activités de gestion de flux. Ces contrats, devenus déterminant dans la formation des prix des transactions de pétroles bruts domestiques nord américains, voient leur fonctionnement - et celui de leur marché physique sous jacent - relever de la tutelle de régulateurs nationaux *ad hoc*.

L'apport en 1986-87 au marché européen du pétrole brut, de ceux que l'on a appelé les « *Wall Street Refiners* », a consisté à permettre aux professionnels des marchés pétroliers de s'affranchir de la contrainte que représentait la taille unitaire - 500 000 ou 600 000 barils - des cargaisons négociables à prix fixe pour livraison différée. Développant une activité de *market making* reposant sur un arbitrage permanent entre les valeurs du *Brent* (négociable par cargaison) et du WTI (négociable par contrat de 1 000 barils seulement), ils surent offrir un service permettant à leurs contreparties d'ajuster le volume dont elles souhaitaient fixer le prix à leurs besoins effectifs. Jusqu'à ce que les pétroliers européens, lassés d'être captifs de leurs *market makers*, encouragent la mise en *pool* de leurs besoins de « liquidité en prix du *Brent* », via la création du contrat de *future* sur le Brent lancé en 1987 par l'ICE (racheté depuis par ICE), qui prévoit une résolution financière des transactions.

Pour des raisons logistiques (déplétion des champs de *Brent*), le contrat de brut européen a dû évoluer. Le contrat sur le *Brent* de ICE, fait aujourd'hui référence à un panier de qualités - *Brent, Forties, Oseberg, Ekofisk* - ou BFOE dont le marché physique sous jacent traite aussi bien de façon *spot* (i.e. avec des dates de disponibilité F.O.B. spécifiques, au terminal de chargement *ad hoc*, pour chaque cargaison programmée à l'export un mois donné, d'une des quatre qualités de référence) que de façon *forward* (i.e. pour un panier de quatre qualités possibles disponibles au chargement dans une période de trois jours encore inconnue mais nécessairement comprise dans le mois calendaire convenu contractuellement). Les termes contractuels de ce marché physique sont très standardisés, de façon à assurer aux différents acteurs de ce marché la meilleure fongibilité opérationnelle possible de leurs transactions d'achat et de vente *forward*, en cas de résolution par livraison physique.

Les transactions réalisées sur le marché du BFOE *forward*, via leur résolution physique, sont donc susceptibles d'alimenter le marché des cargaisons « datées » (dites « *Dated Brent* »), *spot*, et, par tant, de déterminer l'assiette fiscale des pays producteurs concernés : le Royaume-Uni - qui impose aux producteurs des contraintes déclaratives strictes des transactions qu'ils réalisent pour commercialiser leurs productions britanniques - et la Norvège, qui prend en compte au moins de façon partielle dans la définition de ses « *Norm prices* » l'évolution de la cotation du *Dated Brent* - publiée quotidiennement par *Platt's Crude Oil Marketwire*, de McGraw & Hill.

Annexe VI

Quant au brut de Dubaï, il a fait l'objet également d'un *trading forward* « *cargo size* » puis par lots de plus petites quantités, dès le milieu des années quatre-vingt. Le niveau limité de sa production a conduit les opérateurs du marché des bruts physique du golfe arabo-persique à toujours vouloir lui associer le marché du brut d'Oman (non membre de l'OPEP), en définissant comme *benchmark* pour la valorisation de leurs exportations vers l'Asie une moyenne mensuelle des valeurs estimées pour ces deux bruts par les différentes publications, et en particulier par *Platt's Crude Oil Market Wire*. Anticipant sur la déplétion finale des champs de Dubaï, ce n'est que depuis peu qu'est apparu le contrat à terme d'Oman négociable sur le *Dubai Mercantile Exchange*, un joint-venture entre la place financière de Dubaï et CME-NYMEX. Ce contrat a pour sous-jacent le marché des cargaisons de brut physique d'Oman, livrables FOB à Mina al Fahal, dans le sultanat d'Oman. On notera avec intérêt que les autorités d'Oman ont choisi de prendre en compte les cours de clôture de ce contrat de *futures* dans le processus de détermination du prix de référence fiscal des cargaisons exportées par les sociétés pétrolières produisant en Oman.

On retiendra donc de ce qui précède, que les marchés de brut faisant l'objet de négociation pour livraison physique *forward* se présentent à chaque fois comme des marchés nationaux, de par les clauses contractuelles régissant leurs modalités de livraison – et en particulier le lieu de livraison.

Dès lors il devient extrêmement sensible avant de proposer de mettre en œuvre un quelconque cadre « régulateur » transnational de ces marchés – nationaux – physiques *forward*, d'avoir au préalable procédé à un échange de vues très poussé avec l'ensemble des autorités *ad hoc* exerçant déjà un contrôle sur ces marchés aux États-Unis, au Royaume Uni, en Norvège, à Dubaï (et aux UAE...) et en Oman.

Une telle tâche de collecte d'informations et d'analyse pourrait par contre incomber à l'entité « Pétrole » d'une instance de régulation des marchés de matières premières de l'Union européenne.

1.3. Du rôle des fondamentaux dans l'autorégulation des valeurs de marché des pétroles bruts « *markers* »

Les marchés du WTI/LLS/Mars, du BFOE et du *Dubai/Oman* ne fonctionnent toutefois pas « en silos ». L'observation empirique de l'évolution de leurs prix *spot*, conduit à mettre en évidence une hiérarchie de valeurs relativement stable sur la longue durée : malgré quelques épisodes contraires plutôt récents, en règle générale le prix du WTI/LLS/Mars est plus élevé que celui du BFOE, qui est lui-même plus élevé que celui du *Dubai/Oman*. L'explication de ce phénomène tient pour l'essentiel à ce que les écarts de valeur entre ces différents « *markers* » géographiques jouent un rôle déterminant dans la répartition des flux de ventes *spot* d'autres qualités physiques vers une zone géographique, plutôt que vers une autre.

Un raffineur du Golfe du Mexique sera, par exemple, intéressé d'acheter du brut importé, plutôt que du brut domestique dès lors que le prix indexé sur le *Brent* proposé pour le brut d'importation sera relativement plus avantageux que le prix indexé sur le WTI proposé pour le brut domestique américain. Autrement dit, plus le *Brent* sera décoté en valeur relative par rapport au WTI, plus les bruts internationaux seront intéressants pour les importateurs américains. Et vice versa, plus le *Brent* sera apprécié par rapport au WTI, moins l'importation de brut *spot* sera attractive.

Annexe VI

Mais plus le *Brent* sera décoté par rapport au *Dubai/Oman*, plus il sera facile pour une cargaison de pétrole brut d'Afrique de l'Ouest dont le prix est indexé sur le *Brent*, de trouver un marché à l'est de Suez en y faisant concurrence à des qualités originaires du golfe arabo-persique indexées sur le *Dubai/Oman*.

Le déroutement de cargaisons de ce type vers l'Asie peut alors induire une perception de risque de pénurie relative de ces qualités dans le bassin atlantique. *A minima* une réévaluation des différentiels de qualité de ces bruts par rapport au *Brent* est requise pour conserver ces cargaisons sur le marché de l'ouest de Suez. Elle se propage alors le plus souvent vers la Mer du Nord, provoquant *in fine* une revalorisation du *Brent* lui-même par rapport au *Dubai/Oman*. Cependant cette revalorisation ne peut se poursuivre sans limite, puisqu'à un certain niveau de valeur relative par rapport au WTI, la demande nord-américaine pour des bruts d'importation va s'essouffler, forçant le marché à un réajustement baissier de ses valeurs relatives ... jusqu'à ce que les demandes asiatique ou atlantique retrouvent dans ces cargaisons liées au *Brent* un avantage concurrentiel par rapport à leurs flux de ressources régionales, liées au *Dubai/Oman* ou au WTI.

A cette première force de rappel entre pétroles brut « *markers* » des différentes zones géographiques de consommation – mécanisme dans lesquels la valeur du fret pétrolier tient un rôle non négligeable – s'ajoute, pour chacun des *markers*, une deuxième : lorsque la courbe des valeurs à terme d'un *marker* se déforme suffisamment, se présente pour les acteurs du marché physique la possibilité de constituer ou de restituer des stocks – arbitrés à terme – de qualités de pétroles bruts physiques indexées sur ce *marker*. Ainsi la structure des prix à terme va-t-elle être arbitrée de mois en mois, en fonction des possibilités s'offrant à chacun des acteurs des marchés physiques du brut, de tirer parti soit d'une situation de « *contango*⁷ » en constituant un stock supplémentaire, soit d'une structure en « *backwardation*⁸ », en remettant sur le marché un stock précédemment constitué dont il n'a pas l'usage immédiat.

On notera donc que les variations de fondamentaux – demande qualitative, demande géographique, valeurs du fret, possibilités de stocker, stocks potentiellement disponibles à la revente, etc. - sont devenues les principaux déterminants des interventions des professionnels des marchés de pétrole brut physique, dans le processus continu de formation :

- ◆ des différentiels de valeurs entre un brut donné et son « *marker* » physique,
- ◆ des différentiels de valeurs entre les différentes maturités d'un même brut « *marker* », et
- ◆ des différentiels de valeurs entre les différents « *markers* » géographiques, qui caractérisent ce marché aujourd'hui.

À aucun moment, dans ces processus d'ajustement, le niveau absolu du prix du pétrole n'apparaît comme un déterminant des stratégies des acteurs (sous réserve de lignes de crédit adaptées).

⁷ On dit d'un marché de matière première qu'il est en *contango* lorsque le prix de la marchandise négociée est moins cher pour une livraison immédiate que pour une livraison différée ; une telle configuration traduit en règle générale un excédent de disponibilité de cette marchandise, à court terme.

⁸ Inversement, lorsque le marché *spot* d'une matière première est tendu, une demande de marchandise pour livraison immédiate va commander une prime par rapport à la même demande pour livraison différée, on dira alors de ce marché qu'il est en *backwardation*.

Annexe VI

En matière de niveau de prix, on peut donc juste faire l'hypothèse qu'en cas de remplissage de toutes les capacités de stockage mondiales, le prix pour livraison immédiate tende vers zéro ; et qu'en cas d'absence de tout stock libre à la revente, seule l'existence d'une alternative technique au besoin en pétrole brut physique pourra contribuer à la détermination d'un prix plafond pour le pétrole brut physique, en cas de pénurie *spot*.

1.4. Retour au mécanisme de fabrication des prix *spot* pour les bruts physiques raffinés en Europe

Notre revue des différents segments du marché du pétrole brut physique nous a conduits à signaler le peu d'intérêt direct des professionnels de ces marchés pour la question du niveau absolu du prix. Cet état de fait se manifeste très concrètement dans l'usage qui s'est répandu parmi eux, depuis la fin des années quatre-vingt, de négocier dans le cadre de leurs achats-ventes *spot* des clauses de prix laissant « au marché » la responsabilité de déterminer l'essentiel du prix de facturation, du fait d'une indexation sur l'un des bruts *markers* que nous avons évoquées, en général sur une période liée à la date de transfert de propriété de la marchandise.

Pour ce qui est de leurs flux de bruts physiques approvisionnant des raffineries européennes, deux pays producteurs ont choisi de les indexer sur des prix moyens résultant des transactions quotidiennes portant sur la première échéance du contrat à terme de *Brent* proposé par ICE Europe.

Pour la très grande majorité des autres flux de pétrole brut physique achetés par des raffineurs européens, l'index de référence utilisé dans les formules servant à déterminer les prix de facturation, est la cotation *Dated Brent* fabriquée chaque jour par *Platt's Crude Oil Marketwire*. La fabrication de cette cotation résulte d'un processus mis au point par les équipes de cette entreprise « *for profit* ». Elle s'appuie pour ce faire sur une plateforme électronique propriétaire – il faut payer un abonnement pour y avoir accès – servant à orchestrer l'équivalent d'un processus de *fixing* quotidien entre professionnels des marchés abonnés, à heure fixe – 16h30 heure de Londres. Les *bids* et *asks* indiqués alors par ces acteurs sur cette plateforme sont ensuite exploités par *Platt's* de façon à produire une valeur ce jour là pour le différentiel entre des cargaisons de BFOE avec des dates de chargement, et des cargaisons de BFOE non datées, pour livraison *forward*, les mois suivants. Ce différentiel déterminé par *Platt's* est alors ajouté/retranché au prix négocié sur ICE à 16h30 heure de Londres pour la première échéance de son contrat de *future* sur le Brent : ainsi est obtenue la cotation *Platt's* du jour pour le « *Dated Brent* ».

Nous retiendrons de la description succincte de ce processus que *Platt's* n'est pas responsable non plus du niveau absolu des prix publiés par ses équipes pour chacun des *benchmarks* du marché des bruts.

Opérant de façon similaire pour les bruts et les produits raffinés, les équipes de *Platt's* contribuent certes, à la production de valeurs de référence essentielles pour les *economics* des raffineurs opérant dans chacun des pays membres de l'Union européenne. Cependant, en matière de détermination du prix des pétroles bruts, *stricto sensu*, leur rôle se limite à la détermination d'un facteur de deuxième ordre : le différentiel de valeur entre le *Dated* et le *forward*. Car c'est aux marchés à terme pétroliers – NYMEX pour le WTI, ICE Europe pour le *Brent*, DME pour l'*Oman*⁹ que revient *in fine* la fonction de détermination au pas du jour d'un niveau de prix absolu « pour le pétrole ».

1.5. Sur quoi faire porter en priorité un effort de régulation des marchés du pétrole brut ?

Au terme de cette analyse développée à partir de la composante physique du marché, il semble donc qu'une éventuelle instance de régulation européenne des marchés de matières premières - par définition chargée plutôt des problématiques européennes inter-étatiques ou trans-étatiques, du fait du principe de subsidiarité - puisse avoir pour vocation naturelle, en matière de pétrole brut, de s'intéresser à la pertinence du faisceau de régulation s'appliquant :

- ◆ au marché à terme ICE Europe,
- ◆ ainsi qu'au processus de fabrication de ses cotations par *Platt's*,

compte tenu de ce que ces deux entreprises, quoiqu'opérant sur le territoire britannique, jouent un rôle déterminant dans la détermination de tout ou partie du prix de marché des pétroles brut physiques transformés par des raffineurs européens, ou exportés d'Europe par les producteurs qui y opèrent.

Cette approche gagnerait bien sûr à être développée parallèlement à l'ensemble des travaux qui s'avèreront nécessaires pour mettre en pratique dans le domaine du pétrole brut, les grandes orientations qui seront bientôt arrêtées en matière de régulation de la sphère des « dérivés » - marchés, acteurs et instruments -

Aller au-delà de façon efficace, dans le champ du physique, supposerait :

- ◆ pour ce qui est de réguler les marchés des *markers* à livraison physique *forward* : être en mesure de s'investir dans une interaction directe avec chacun des pays hôtes de producteurs d'un pétrole brut physique servant de « *marker* » ;
- ◆ et pour ce qui est de réguler le marché global des cargaisons physiques de pétrole brut : être en mesure de contribuer à l'émergence d'une volonté politique globale – donc *a minima* du G20 – suffisante pour que puissent être donnés à une tutelle institutionnelle reconnue par tous, les moyens de challenger la communication des professionnels des marchés quant à l'évolution attendue des fondamentaux en matière de pétroles bruts physiques.

⁹ Ou demain le Vladivostok Exchange pour le brut russe commercialisé en Asie ?

2. Produits raffinés

2.1. Le marché des produits comme champ d'action légitime d'un régulateur européen

Un pays exclusivement consommateur de pétrole brut – par raffineurs interposés, opérant sous douane, donc susceptibles de réexporter les produits raffinés qu'ils fabriquent - n'a donc pas grande légitimité à promouvoir, seul, ses propres solutions de régulation des différents segments du marché du pétrole brut : physiques, physiques *forward*, à terme ou dérivés OTC.

De même, une instance de régulation européenne ne pourra être légitime que de façon parcellaire en matière de pétrole brut, son principal angle « d'attaque » ne pouvant être que la mise en conformité de ce marché à des exigences européennes, communes à l'ensemble des marchés de matières premières comportant un segment « instruments dérivés » négociés sur une place de marché ou de gré à gré.

En termes de légitimité, le marché des produits raffinés, tel qu'il se développe dans l'espace géographique européen, se présente de toute autre façon. L'existence de régimes douaniers et d'autorités techniques (sécurité, spécification des produits marchands, etc.), aussi bien que de politiques fiscales *ad hoc* (différentiels de taxes entre diesel et essence, subventions / pénalisations en matière d'incorporation de composants « bio » dans les carburants, certificats d'économies d'énergie, demain écotaxe...) illustrent une tradition bien ancrée d'interaction entre autorités publiques et marchés des produits raffinés. Est-ce pour autant qu'une réflexion sur le rôle systémique du marché des produits pétroliers dans l'économie de l'Union européenne aurait été menée ? Cela n'est vraisemblablement pas le cas.

Il semblerait, en première approche qu'en la matière un seul mot d'ordre ait compté dans l'Union européenne depuis le choc pétrolier de 1986 : « en matière d'énergie, tout vaut mieux que le pétrole ». En Europe, le nouveau choc psychologique de ce début de siècle – concomitant à la séquence flambée des cours des produits pétroliers jusqu'à l'été 2008 / arrêt brutal des investissements dans l'économie non financière depuis l'automne 2008 – semble avoir des racines différentes (*Cf.* Grenelle de l'Environnement, Copenhague) liées à une prise de conscience assez brutale par une part croissante de ses habitants, de ce que notre planète est limitée par nature.

Ceci signifie, en matière énergétique, qu'il ne sera pas permis à chacun de ses habitants d'accéder – sans conflit lié à l'appropriation des ressources - au même mode de consommation énergétique – et en particulier pétrolière – que celui existant aujourd'hui aux États-Unis. Autrement dit : que non seulement, à moyen terme (2020), il n'y en aura pas toujours pour tout le monde à un prix « raisonnable », mais encore qu'à plus long terme, il vaudrait peut être même mieux pour tout le monde qu'il n'y ait plus d'énergie fossile.

Une vision prospective de ce type conduit tout naturellement à retravailler l'équation pétrolière de la prochaine décennie à frais nouveaux, tant en termes de sécurité d'approvisionnement qu'en termes de facteur de risque systémique / macro économique.

Annexe VI

Partir de l'hypothèse d'une insuffisance de pétrole brut conventionnel pour satisfaire la demande en produits raffinés à l'horizon 2020 conduit en effet à devoir faire un diagnostic précis en termes de rareté : de quelle quantité de quel produit raffiné la zone européenne – dont la France – ne pourra-t-elle se passer en 2020, compte tenu des politiques de réduction de consommation prévues, et des possibilités technico-économiques de substitution d'un produit raffiné par une autre ressource ? Premier diagnostic qui appelle un corollaire stratégique : d'où pourront provenir alors ces quantités incompressibles de produits raffinés, et à quel prix ?

Il semblerait donc opportun de se demander qui régule quoi aujourd'hui et qui devrait réguler quoi demain, sur un marché européen des produits raffinés :

- ♦ où, à l'instar de ce qui s'est passé précédemment en Amérique du Nord, le contrôle des raffineries glisse inexorablement de structures très capitalistiques (les « *majors* » pétrolières, vers des structures plus « léveragées », quand ce n'est pas sous le contrôle direct de fonds de *private equity*, et
- ♦ où l'accès aux plateformes logistiques d'importation de produits finis – sous douane – est ouvert à tout type d'acteur - du fait des lois communautaires gouvernant l'accès aux facilités essentielles,

situation qui devrait conduire inexorablement une prise de contrôle des flux d'importations de produits en Europe par les plus « mercenaires » des acteurs de marché¹⁰. Et cela alors que les marchés des produits raffinés contribuent eux aussi, pour leur part, de façon autonome, aux fortes variations des prix pétroliers perceptibles individuellement par les consommateurs-électeurs.

2.2. Quelques caractéristiques des marchés de produits pétroliers en Europe.

Le consommateur-électeur ne connaît en général des prix pétroliers que libellés en euros, toutes taxes comprises, soit par le biais de leur affichage à l'entrée d'une station service, pour les carburants, où par une communication *ad hoc* de leur fournisseur de produit combustible. Entre deux opérations d'achat, les rubriques économie des médias viennent lui apporter des éléments d'information, mais rarement le lien est fait entre ce « prix du pétrole » - sous douane, en dollar - médiatisé, et le mode de détermination des factures de produits à acquitter.

Or de la pompe au prix du pétrole brut F.O.B. se succèdent une série de segments de marché – et un processus de transformation industriel – qui contribuent chacun à la formation du prix final, sans pour autant jouer tous un rôle majeur dans ce processus. Quand on analyse le marché des carburants en France, nous observons :

- ♦ tout d'abord qu'en amont du marché des stations services existe un marché des livraisons de carburant aux stations par camions gros porteurs (typiquement 30/35 m³, prix en euros, TTC) ;
- ♦ qu'en amont de ce marché des camions euros TTC, existe un marché de gros entre entrepositaires agréés par les douanes, qui s'échangent des lots de carburants (typiquement en milliers de m³, indifféremment en euros ou en dollars, sous douane) en s'appuyant sur le parc de dépôts sous douane existant en France et les infrastructures de logistique massive correspondantes (cessions en bacs ou par pipelines, péniches ou wagons).

¹⁰ Morgan Stanley n'est-elle pas devenue le premier importateur d'essence aux États-Unis ?

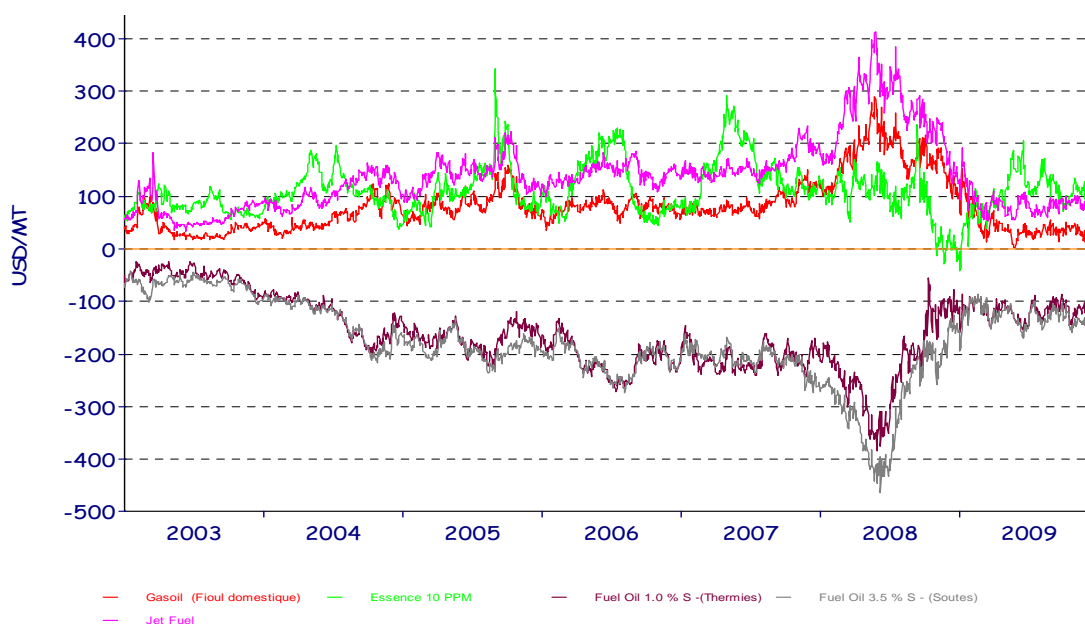
Annexe VI

Ce marché de gros secondaire est alimenté au départ des points de ressource primaires que sont les raffineries – usines exerçant leur activité sous douane – et les dépôts pétroliers permettant l'importation de produits, comme la CIM au Havre ou DP Fos dans le Midi¹¹. Chacun des grands points de ressources primaires permet, par définition, aux acteurs de marché qui y opèrent, d'arbitrer entre le marché de gros domestique français et le marché de gros à l'international, dans leurs décisions quotidiennes d'utilisation de leurs capacités logistiques et/ou industrielles. C'est donc par le biais des flux opérés au départ de ces grandes infrastructures que s'effectue très concrètement le lien entre le marché de gros des produits raffinés sous douane nécessaires *in fine* au consommateur-électeur, et le marché international des cargaisons de produits raffinés.

L'observateur tiers ne dispose pas d'information régulière sur les prix négociés par les opérateurs du marché domestique sous douane français. Par contre l'ensemble des publications professionnelles s'efforcent de rendre compte au jour le jour de l'écart de valeur existant entre ce marché des cargaisons F.O.B. ou C.I.F. et un marché domestique sous douane spécifique du nord-ouest de l'Europe : celui des barges de produits négociés pour livraison dans la zone Anvers – Rotterdam – Amsterdam (la zone « ARA »).

Le graphique ci-dessous trace l'évolution, en dollars par tonne, entre les prix des barges de produits dans la zone ARA et le prix directeur du marché des pétroles brut en Europe – la première échéance du contrat *Brent* de ICE Europe. Les prix de produits utilisés ici sont les cotations fabriquées quotidiennement par *Platt's European Marketscan*, pour le marché des barges de chaque produit, selon une méthode similaire à celle utilisée par *Platt's* pour le pétrole brut :

Graphique 1 : Écarts de prix hors taxes en \$/T entre les barges de produits et le Brent ICE (1^{er} mois)



Source : TOTSA.

Ce graphique permet de mettre en évidence quelques unes des caractéristiques de l'économie du raffinage :

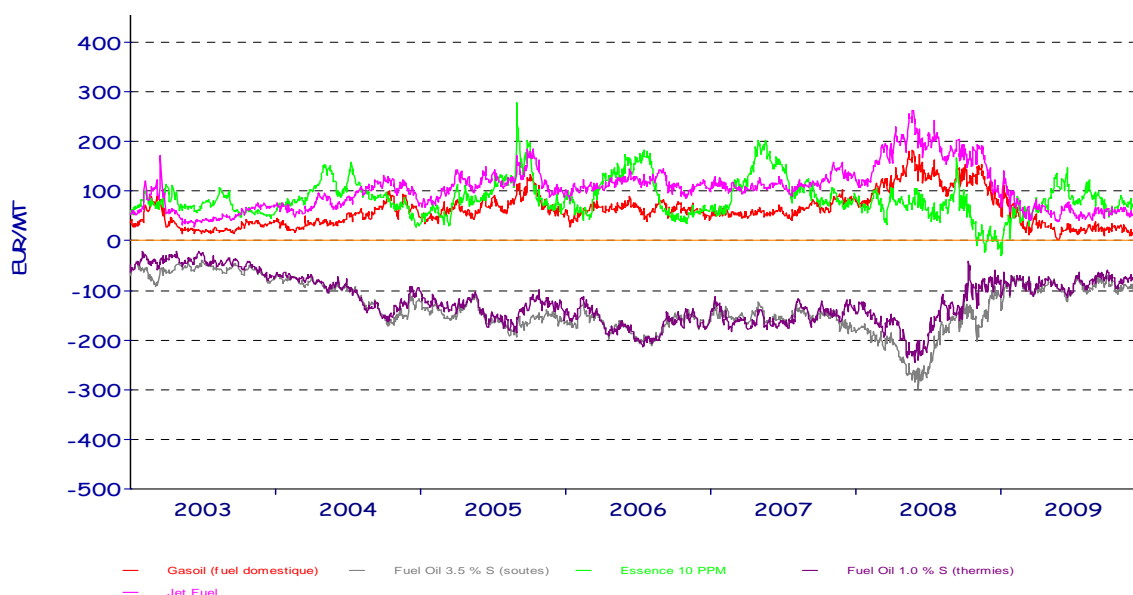
¹¹ Certains dépôts côtiers isolés sont à la fois lieu d'importation et lieu d'un marché secondaire sous forme de cessions en bac.

Annexe VI

- ◆ le prix de vente d'un produit raffiné ne s'obtient pas en ajoutant des coûts de fabrication et une marge commerciale au prix d'achat du pétrole brut nécessaire pour le fabriquer : il peut aussi être inférieur au prix du pétrole brut (cas du fioul lourd) ;
- ◆ les prix des produits évoluent par « famille » : ici, par exemple, on observe une évolution relativement parallèle de deux produits de la famille des distillats moyens, le fioul domestique et le carburéacteur / jet fuel, ou de la famille des fiouls lourds utilisés pour produire de la thermie (basse teneur en soufre), ou comme soutes pour les navires (haute teneur en soufre) ;
- ◆ chaque famille de produits voit ses prix évoluer de façon relativement indépendante de ceux des autres familles, comme l'illustre par exemple la saisonnalité particulière des essences européennes – tirée par les anticipations de « *driving season* » ou des conséquences d'ouragan américains – ou encore le renchérissement très significatif des fiouls lourds par rapport au *Brent* en 2009, alors que l'ensemble des produits plus légers venaient, eux, à se déprécier en valeurs relatives.

On notera enfin avec intérêt, que quoiqu'ayant joué certainement un rôle d'amortisseur de l'amplitude des prix perçue par le consommateur, le fait que les produits soient commercialisés « *duty paid* », et surtout en euros, ne suffit pas à effacer la contribution¹² propre des marchés de produits à la « volatilité excessive » des prix pétroliers :

Graphique 2 : Écarts de prix hors taxes en €/T entre les barges de produits et le Brent ICE (1^{er} mois)



Source : TOTSA.

¹² On peut même avancer que certains mécanismes structurels conduisent naturellement à exacerber sur les marchés internationaux de produits raffinés les hausses de prix observées sur le marché des bruts : par ex. brûler 5% du pétrole brut acheté pour fabriquer des produits a une incidence économique différente sur le coût des produits fabriqués avec un brut acheté à 500 \$/T ou à 1000 \$/T ; ou encore, un objectif de ROCE de 15% sur des immobilisations de 90 jours de stocks induit nécessairement une pression à la hausse des marges unitaires en cas de tendance haussière durable des prix.

2.3. Sur quoi faire porter en priorité un effort de régulation des marchés de produits pétroliers en Europe ?

Ce qui précède ainsi que le fait que les mécanismes utilisés pour la formation des prix TTC au départ d'un dépôt pétrolier de l'Union européenne prennent en compte pour l'essentiel :

- ◆ des cotations publiées par *Platt's* ou *Petroleum Argus* soit pour les marchés internationaux de cargaisons de produits répondant aux spécifications techniques européennes dans le nord-ouest de l'Europe ou en zone méditerranéenne, soit pour les barges de mêmes produits négociées en zone ARA,
- ◆ quand ce n'est pas directement une échéance du contrat à terme de gasoil (qualité fioul domestique – pour cession en bac en zone ARA – en \$/T) négocié sur ICE Europe,

conduit à effectuer pour chaque famille de produits raffinés négociables sur le marché sous douane européen, le même type d'analyse détaillée que celle présentée plus haut pour le marché plus global des pétroles bruts.

Nous ne présenterons ici que le résultat de ces analyses :

- ◆ les cargaisons physiques de produit vendues au départ des raffineries exportatrices européennes ne sont pas des « produits » physiquement fongibles sur un marché, pour plusieurs raisons. D'une part, chaque raffinerie donne à ses fabrications disponibles pour chargement par bateau, des caractéristiques physico-chimiques qui lui sont typiques, compte tenu des unités industrielles qui la constituent, des qualités de bruts qui y sont traitées et des contraintes de ses infrastructures logistiques « export ». D'autre part, quand elles sont destinées à une destination autre que le marché intra-européen, il est probable qu'elles respectent des spécifications différentes de celles exigées dans l'Union ;
- ◆ le processus de valorisation d'une cargaison de produit raffiné suit, comme en brut, sur le marché international, des modalités de détermination d'une valeur relative entre cette cargaison et un « *benchmark* », compte tenu des écarts mesurables et/ou attendus entre chacune des caractéristiques physico-chimiques spécifiant cette cargaison, et les mêmes paramètres habituellement observés/mesurés pour le « *benchmark* » de cette famille de produits ;
- ◆ *in fine*, ce sont les marchés des barges de certains produits qui servent de prix directeur aux marchés des cargaisons de produits obéissant aux spécifications européennes. On peut en effet écrire, pour la plupart des grands produits raffinés :

$\begin{aligned} & \text{Prix (produit spécifique / cargo FOB / départ raffinerie européenne)} = \\ & \text{Prix produit « marker » / barge FOB / en ARA} \\ & + \text{Différentiel de qualité (spécifique / « marker »)} \\ & + \text{Différentiel logistique (raffinerie / ARA)} \end{aligned}$

- ◆ le marché des barges de la zone ARA peut servir à approvisionner aussi bien le Benelux que les dépôts situés tout au long de l'axe rhénan. Il concerne donc également la France, l'Allemagne et la Suisse. La question de son efficacité se présente donc moins sous un angle « national » que dans le cas des bruts ;
- ◆ le processus de fabrication d'une cotation de produits raffinés par *Platt's* mériterait l'attention d'un régulateur européen tout autant que pour le brut ;

Annexe VI

- ◆ parmi les grandes familles de produits, en Europe, seule celle des distillats moyens dispose d'une visibilité indiscutable en matière de formation de son prix directeur, du fait de l'existence du contrat de gasoil négociable sur ICE, qui prévoit une possibilité de résolution transactionnelle par livraison physique en bac, en zone ARA, dans des conditions permettant la revente de cette marchandise directement sur le marché physique des barges FOB pour ce produit ;
- ◆ chacune des cotations publiées par *Platt's* ou *Argus* pour un produit raffiné correspondant à un produit aux spécifications de l'Union européenne, quelles qu'en soient les modalités de livraison – barge ou cargo, FOB ou CIF, nord-ouest Europe ou Méditerranée – peut en principe servir de support au développement d'un marché d'instruments dérivés OTC ;
- ◆ le marché des dérivés OTC sur produits raffinés européens est très standardisé : pour l'essentiel il s'agit de *swaps* consistant à échanger un prix fixe contre une moyenne de cotations, les périodes de référence pour ces moyennes étant typiquement la « *balance of the month* »¹³ ou le mois calendaire¹⁴. Ces *swaps* aussi bien que les options asiatiques sur cotations de produits sont le plus souvent conclus par référence à un accord cadre de l'*International Swaps and Derivatives Association* (ISDA), faisant référence à la loi anglaise¹⁵ ;
- ◆ les clauses de *Credit Support Annex* (CSA) développées par l'ISDA pour les marchés de dérivés de matières premières permettent, quand les lois nationales l'autorisent et que les deux parties aux contrats dérivés OTC y consentent, de mettre en œuvre des accords de collatéralisation bilatéraux limitant de façon effective le risque de contrepartie ;
- ◆ pour les professionnels des marchés de dérivés pétroliers, l'avantage des plateformes de *clearing* par rapport à cette solution de réduction du risque de contrepartie consiste en l'unification du processus *post-trade* (un appel de marge par CCP au lieu d'un par contrepartie OTC) et en l'élimination du risque résiduel (montant du seuil éventuel à risque dans le CSA). Ceci dans l'hypothèse, bien sûr, d'une fiabilité financière assurée des CCPs utilisées. ICE et CME-NYMEX proposent déjà des solutions de *clearing* pour un certain nombre de sous jacents.
- ◆ sur les marchés physiques, jusqu'à présent, le risque de contrepartie n'a pas eu besoin de la médiation d'une plateforme de clearing : le recours aux techniques de crédit documentaire qui prédominent en la matière ¹⁶ a permis de maintenir les risques de contreparties dans des limites acceptables par chacun des acteurs concernés.

Nous retiendrons de ce rapide survol des principales caractéristiques des marchés de produits raffinés physiques européens que s'il y a bien un secteur de ces marchés qui mériterait l'attention d'un régulateur européen, ce serait celui du négoce de barges dans la zone ARA.

¹³ On se règle alors l'écart de valeur constaté entre le prix fixe convenu et la moyenne des cotations non encore publiées pour le mois en cours.

¹⁴ On se règle l'écart entre le prix fixe convenu et la moyenne des cotations publiées pendant le mois sélectionné.

¹⁵ Sauf marchés « captifs nationaux » : SBF / loi française – Rahmenvertrag / loi allemande.

¹⁶ Avec pour conséquence de renforcer le risque systémique que le secteur bancaire représente aujourd'hui pour les marchés de matières premières : principaux intervenants des marchés dérivés, intermédiaires incontournables dans les processus de clearing de marchés dérivés, les établissements bancaires internationaux sont des acteurs omniprésents également dans le *trade* physique via le financement du négoce et des infrastructures logistiques.

Annexe VI

La standardisation des transactions déjà existante devrait probablement y permettre la mise en place - en concertation avec la profession - d'un *trade repository* susceptible de substituer, à brève échéance, ses propres *assessments* de prix aux références actuelles exploitées de façon quasi-monopolistique par *Platt's*¹⁷, tout en offrant à un régulateur européen - restant à constituer - un point d'entrée dans la compréhension des mécanismes de formation des prix pétroliers propres à l'Union européenne.

¹⁷ Cf. la dispute tarifaire du gouvernement Belge avec *Platt's* l'ayant conduit à utiliser *Argus* au lieu de *Platt's* dans son système de prix administrés fin 2009.