

L'apport des progrès technologiques au renouvellement et à l'accroissement des ressources pétrolières mondiales

Pour répondre à une demande d'énergie qui sera croissante, l'innovation technologique est la clef du problème de l'augmentation et du renouvellement des ressources pétrolières mondiales : elle permettra de bénéficier du potentiel énergétique des hydrocarbures pendant encore de nombreuses décennies et, parallèlement, donnera à notre société le temps nécessaire pour acquérir la maîtrise d'autres sources d'énergie et assurer ainsi les transitions énergétiques indispensables.

par **Olivier Appert**
Président de l'IFP
et **Jacqueline Lecourtier**
Directeur scientifique

Au cours des prochaines décennies, alors que la production de pétrole conventionnel commencera à plafonner, la satisfaction des besoins énergétiques mondiaux qui seront inéluctablement croissants, va nécessiter, pour l'industrie des hydro-

carbures, d'une part, d'exploiter plus efficacement les gisements de pétrole déjà découverts afin d'augmenter significativement le taux de récupération du pétrole et, d'autre part, de trouver et produire des ressources situées dans des environnements de plus en plus complexes. De plus, quelles que soient l'origine et les caractéristiques initiales des pétroles produits, il faudra être capable de les transformer en carburants ou en produits de base pour la pétrochimie.

La production et la transformation, à un coût maîtrisé et dans le respect de l'environnement, des nouveaux pétroles tels que pétroles situés en *offshore* ultra-profond c'est-à-dire à plus de 2 000 mètres de profondeur d'eau, les pétroles très enfouis, à plus de 6 000 mètres de profondeur, les bruts extralourds ou les sables asphaltiques,

nécessiteront de relever de nombreux défis technologiques en mettant en œuvre les progrès les plus récents de la science et de la technologie.

Le contexte énergétique

La croissance de la demande mondiale en énergie selon l'Agence internationale de l'Énergie (voir la figure 1) pourrait atteindre 15 Gtep en 2030 soit un taux de croissance de 1,7 % par an [1]. Cette croissance sera principalement le fait des pays en voie de développement.

La part des énergies renouvelables dans le bilan énergétique mondial devrait rester relativement stable et ce, malgré une croissance forte de certaines filières comme le solaire photovoltaïque ou l'éolien. La mise en place de politiques incitatives fortes pourrait sans doute

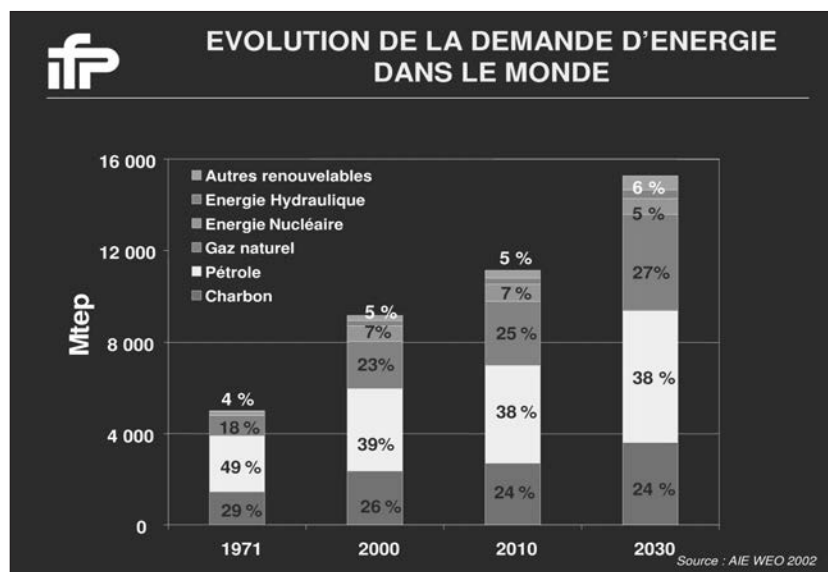


Fig. 1.

augmenter la part de ces énergies, mais il sera impossible, à l'horizon 2020-2030, d'en faire un substitut massif aux énergies fossiles, notamment pour des raisons de coût. La contribution des hydrocarbures à la satisfaction des besoins énergétiques mondiaux restera élevée (65 % contre environ 62 % aujourd'hui).

Aujourd'hui, 50 % du pétrole a pour utilisation finale les transports routiers et les produits pétroliers constituent 98 % de l'énergie qu'ils utilisent. Les énergies alternatives existent (GNV, GPL, carburants oxygénés d'origine chimique ou ex-biomasse, etc.) et sont utilisées pour certaines depuis fort longtemps, mais elles représentent moins de 2 % du total de l'énergie des transports. Force est donc de constater qu'il n'y aura pas de substitution des hydrocarbures, économiquement et massivement compétitive, à l'horizon des 20 à 30 prochaines années.

Pour répondre à une demande d'énergie qui sera croissante et face à la légitime exigence de développement durable de notre société, les industries des hydrocarbures devront donc, dans les prochaines décennies, assurer prioritairement la sécurité des approvisionnements énergétiques à un coût accessible à tous, tout en veillant à réduire l'impact des hydrocarbures sur l'environnement.

Ressources mondiales et défis technologiques

Les réserves prouvées de pétrole et gaz conventionnels sont estimées aujourd'hui, par l'Agence internationale de l'Énergie [1], à 143 Gtep (voir la figure 2), auxquels on peut ajouter les ressources récupérables de bruts conventionnels non encore découvertes, évaluées à 100 Gtep.

Le taux de récupération des hydrocarbures dans les gisements actuellement en production est en moyenne de 35 %. Les progrès technologiques, dans l'état de nos connaissances actuelles, devraient permettre d'augmenter cette valeur moyenne pour atteindre 50 %.

La croissance de la demande mondiale en énergie, selon l'AIE, pourrait atteindre 15 Gtep en 2030, soit un taux de croissance de 1,7 % par an

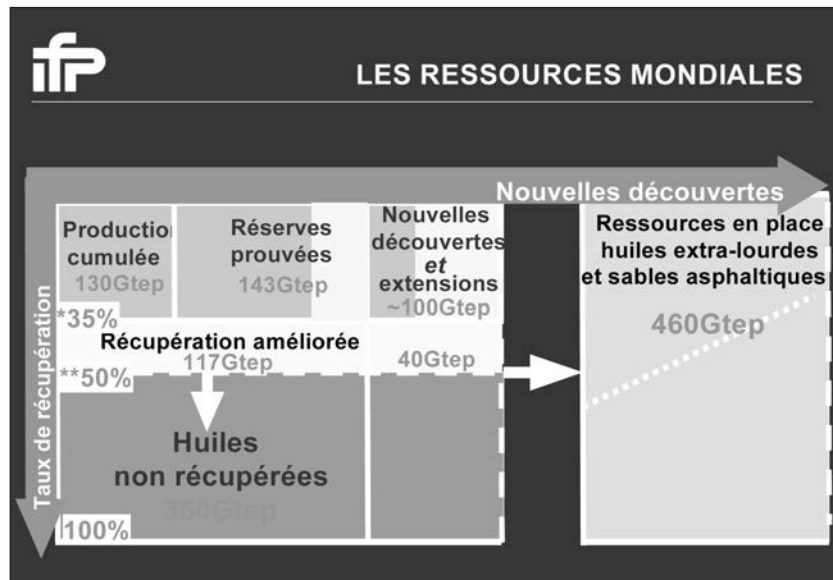


Fig. 2.

Ceci correspondrait à 117 Gtep de réserves supplémentaires accessibles pour les gisements existants et à 40 Gtep pour les nouvelles découvertes. Chaque amélioration de 1 % du taux de récupération donne accès à 2 ans de réserves supplémentaires d'hydrocarbures, sur la base de la consommation mondiale annuelle actuelle. Enfin, les ressources dites non conventionnelles et qui regroupent les bruts extra-lourds du Venezuela et les sables asphaltiques du Canada, représentent des volumes en place, évalués à environ 460 Gtep et des volumes techniquement récupérables estimés à environ 100 Gtep.

En résumé, ces chiffres montrent que les progrès technologiques présentent un potentiel très fort en terme de renouvellement des réserves, qu'elles soient conventionnelles ou non conventionnelles. Toutefois, la mise en œuvre de nouvelles technologies, plus efficaces mais plus complexes, aura un coût : le volume de réserves dépendra donc directement du prix que les utilisateurs seront prêts à payer pour continuer à disposer d'hydrocarbures à long terme.

Dans ce contexte, les défis majeurs que devra relever l'industrie des hydrocarbures dans les années à venir sont au nombre de quatre :

- augmenter le taux de succès en exploration ;
- accroître le taux de récupération de 35 à 50 % en moyenne ;
- rendre accessibles les hydrocarbures à haut contenu technologique ;
- promouvoir le développement du gaz naturel.

A ces quatre défis, s'ajoute celui de la maîtrise des émissions de CO₂. C'est un défi majeur puisque les experts travaillant sur l'évolution du climat prédisent que la teneur actuelle de 360 ppm de CO₂ dans l'atmosphère pourrait atteindre 1000 ppm d'ici la fin du siècle. Si rien n'est fait, ceci constituerait un risque inacceptable d'importants changements climatiques. Il sera donc indispensable de mettre au point des technologies de capture et stockage du CO₂ afin que les hydrocarbures produits puissent être durablement utilisés.

Face à ces défis, les outils dont nous disposons aujourd'hui pour lever les verrous scientifiques et technologiques qui leurs sont associés se sont considérablement enrichis au cours de ces dernières années dans plusieurs grands domaines scientifiques. On peut citer, par exemple :

- les sciences et technologies de l'information et de la communication (l'augmentation des puissances de calcul des ordinateurs permet aujourd'hui de traiter de grands volumes de données en sismique et également de disposer de

modèles de réservoirs précis et représentatifs) ;

- les mathématiques appliquées dont les progrès ont permis de concevoir des maillages adaptatifs efficaces et des schémas numériques robustes pour les modèles numériques ;

- les nanotechnologies et nanosciences qui sont à l'origine de véritables technologies de rupture émergentes dans le domaine des matériaux ou celui des capteurs et de l'électronique embarquée ;

- la mécanique des fluides numériques, la *Computational Fluid Dynamic*, dont les progrès bénéficient à la fois à la modélisation des écoulements eau/huile/gaz et au contrôle des interactions fluides/structures en *offshore* ;

- les sciences du vivant qui permettent de progresser dans le domaine des mécanismes de biodégradation des hydrocarbures dans le sous-sol ou encore, de biominéralisation du CO₂. Ces avancées de la connaissance et ces nouvelles technologies ouvrent de solides perspectives d'innovations pour chacun des défis que devra relever l'industrie des hydrocarbures :

Augmenter le taux de succès en exploration

Pour atteindre cet objectif, il sera nécessaire d'acquérir une meilleure connaissance des bassins sédimentaires en terme de dynamique sédimentaire, structurale et géochimique de leur constitution afin d'être plus prédictif sur la distribution des corps réservoirs dans le sous-sol et sur la qualité des hydrocarbures. Trois axes de progrès seront à privilégier :

- l'amélioration de l'imagerie sismique 3D du sous-sol (voir la figure 3) ; les très grandes puissances de calcul dont on dispose actuellement ont permis de traiter d'importants volumes de données sismiques et donc de pouvoir réaliser une imagerie 3D du sous-sol [2,3] ; de nouveaux progrès doivent être faits en améliorant le traitement des fonctions d'ondes et, notamment, en éliminant les réflexions multiples et en définissant

des lois temps profondeurs représentatives [4] ;

- le développement de l'intégration géologie/géophysique (en contraignant les

Aujourd'hui, 50 % du pétrole a pour utilisation finale les transports routiers et les produits pétroliers constituent 98 % de l'énergie qu'ils utilisent

modèles géologiques par la sismique, ils deviendront plus pertinents et plus précis) ;

- la maîtrise de la genèse pétrolière grâce à la modélisation des bassins pétroliers (la représentation compositionnelle des fluides, la compréhension des chemins de migration des hydrocarbures de la roche mère vers la roche réservoir, la prévision des champs de pression devront être améliorées [5,6]).

Accroître le taux de récupération de 35 à 50 % en moyenne

Une augmentation significative des taux moyens de récupération nécessitera de réduire les incertitudes dans les modèles de réservoirs. Pour cela, il sera nécessaire de progresser sur :

- la quantification des lithofacies géologiques via des variables pétrophysiques (porosité, perméabilités, pressions capillaires) ;

- les techniques de changements d'échelle permettant de transposer les lois physiques décrivant le comporte-

ment des hydrocarbures en milieu poreux, de l'échelle du pore, où elles sont bien maîtrisées, à celle du réservoir [7] ;

- la prise en compte de l'impact des hétérogénéités à grande échelle sur l'efficacité du balayage des hydrocarbures. Par ailleurs, au cours des dix dernières années, les technologies de forage ont fortement gagné en efficacité, ce qui a permis de remplacer les puits verticaux ou horizontaux, « monobranche », par des puits complexes multi-branches et/ou des puits à long déport ; il a ainsi été possible d'améliorer considérablement le drainage des réservoirs [8].

Au futur, le couplage des progrès réalisés, d'une part, en matière de technologies et de productivité des puits et, d'autre part, en modélisation des réservoirs devrait permettre d'optimiser la structure et l'implantation d'architectures de drainage complexes et, donc, les taux de récupération [9].

Il sera également nécessaire de concevoir des technologies de *monitoring* pour optimiser la gestion de la production, en mettant notamment en œuvre la sismique 4D, c'est-à-dire la sismique 3D répétée, afin de disposer d'une vision spatiale du déplacement entre puits des hydrocarbures.

Enfin, un dernier axe de progrès sera constitué par l'optimisation, technique et économique, des procédés de récupération améliorée (voir la figure 4).



Fig. 3.

L'injection de gaz, de polymères ou d'agents tensioactifs constituent autant de moyens d'augmenter la mobilité des hydrocarbures dans le milieu poreux [10]. Ces produits injectés permettent de mieux produire les hydrocarbures en réduisant leur viscosité ou en diminuant leurs interactions avec les roches, ou encore en assurant une interface stable entre l'eau de chasse et le banc d'hydrocarbures formé au cours du balayage du réservoir.

Rendre accessibles les hydrocarbures « à haut contenu technologique »

Afin d'augmenter les réserves, il faudra être capable de produire des hydrocarbures dans des conditions de plus en plus complexes, voire « extrêmes » ; seules, les innovations technologiques rendront accessibles ces hydrocarbures à « haut contenu technologique ». Cela concerne :

- les pétroles situés en offshore ultra-profond (au delà de 2 500 mètres de profondeur d'eau) ;
- les bruts lourds et extra-lourds ;
- les hydrocarbures situés dans des réservoirs très enfouis (à 6 000 mètres de profondeur et plus).

Les progrès technologiques constants qui ont été réalisés depuis plus de 25 ans en production offshore ont permis de mettre en production des champs situés à plus de 2 000 m de profondeur d'eau (voir la figure 5) et l'objectif affiché par les opérateurs est à présent de produire par 3 000 m de profondeur. Pour cela, il faudra maîtriser ce que les opérateurs appellent la « veine fluide »,

c'est-à-dire les fluides produits, depuis la tête de puits située au fond de la mer jusqu'à la surface. Il s'agira d'éviter deux problèmes majeurs :

- la formation d'hydrates de gaz ou de gels de paraffines susceptibles de colmater les conduites [11] ;
- la déstabilisation de cette veine fluide par des bouchons de gaz capables d'endommager les installations de surface [12].

Il sera, également, nécessaire de concevoir des nouveaux matériaux permettant d'alléger les conduites de production, liens entre fond et surface,

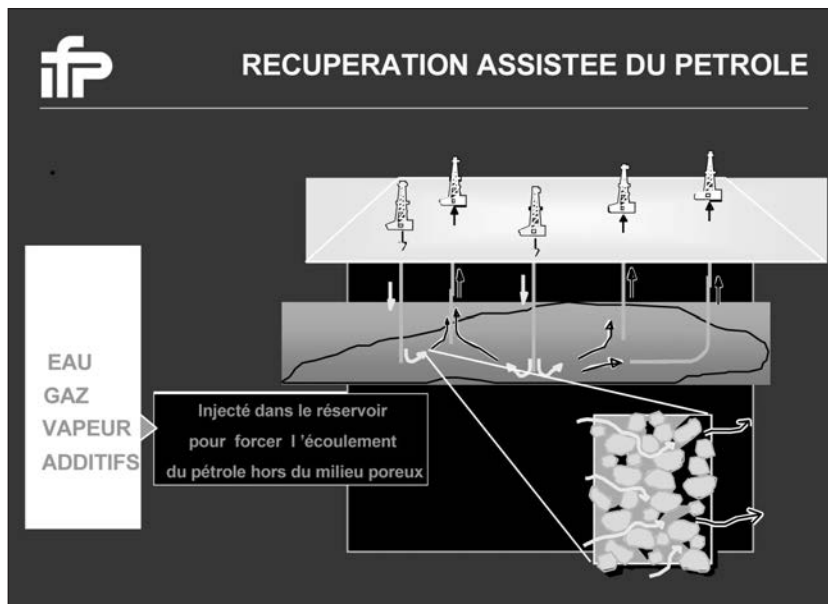


Fig. 4.

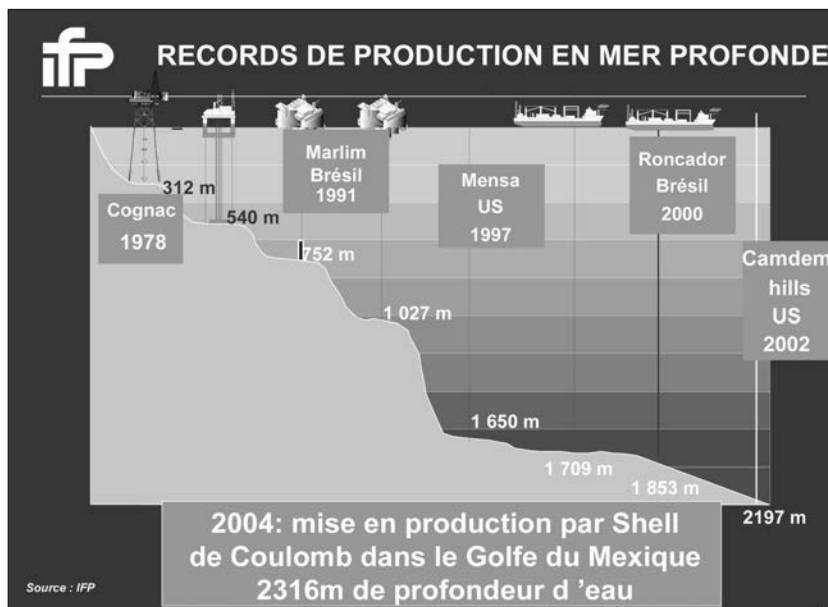


Fig. 5.

afin que leur poids ne devienne pas rédhibitoire aux très grandes profondeurs d'eau. Les matériaux composites pour la conception de conduites (*risers, flowlines*) ou de lignes d'ancrage est actuellement à l'étude et constitue une voie attractive de résolution de ce problème.

La physico-chimie des asphaltènes, constituants importants des bruts lourds et extra-lourds, n'est pas complètement maîtrisée. Il faudra donc poursuivre les efforts de recherche pour contrôler le comportement rhéologique des bruts

lourds en fonction de leur composition et mettre au point des technologies innovantes de réduction de leur viscosité [13]. La mise en émulsion de ces bruts lourds par addition de composés tensioactifs est une des techniques actuellement investiguées (figure 6).

Par ailleurs, une voie de recherche exploratoire, à développer, sera le « pré-raffinage » au puits, voire dans le puits, qui faciliterait le transport de la production et donc réduirait son coût. Cette méthode consisterait à réaliser, grâce à des catalyseurs introduits autour des

puits, un premier «craquage» des molécules constituant le brut à produire, induisant une diminution de viscosité. Enfin, les procédés de combustion *in situ*, c'est-à-dire de combustion des hydrocarbures dans la formation par injection d'air

ou d'oxygène, devraient permettre d'augmenter significativement le taux de récupération de ces bruts [10]; toutefois, dans l'état actuel de nos connaissances, le développement de ces procédés est un challenge particulièrement difficile à relever.

Quant aux hydrocarbures situés dans des réservoirs très enfouis (à 6 000 mètres de profondeur et plus), il faudra d'abord les localiser et, pour cela, résoudre de difficiles problèmes d'imagerie sismique du sous-sol ; en effet, plus la profondeur à laquelle se trouvent les formations à caractériser augmente, plus les signaux sismiques sont brouillés et atténués. Il sera également indispensable de développer des méthodes de prédiction des champs de pression car on attend, dans ces formations très enfouies, des contrastes forts de pression, qui pourraient perturber à la fois le forage et l'écoulement du pétrole dans les réservoirs lors de la production. Il faudra, par ailleurs, résoudre les problèmes technologiques systématiquement associés aux forages ultra-profonds tels que la fatigue des équipements ou le contrôle de la trajectoire [14].

Enfin, il sera nécessaire d'identifier des matériaux pour les équipements de forage comme pour la complétion des puits, résistants aux très hautes températures (200°C et plus) qui règnent dans le sous-sol au-delà de 6 000 m de profondeur. Les nanomatériaux « intelligents », c'est-à-dire capables de « réagir » face à leur environnement, ouvrent des perspectives de réponse à ce difficile cahier des charges.

Promouvoir le développement du gaz naturel

Les réserves de gaz disponibles sont actuellement du même ordre de grandeur que les réserves de pétrole ; le gaz

constitue donc un enjeu majeur pour l'accroissement et le renouvellement des réserves [15]. Le problème principal à résoudre est celui de son coût d'acheminement : actuellement, il est de 5 à 10 fois supérieur à celui du pétrole.

Pour cela, différentes solutions technologiques ont été élaborées : réduction des pertes de charges dans les gazoducs, procédés de liquéfaction plus performants et moins coûteux en investissements ou encore transport du gaz comprimé par navires.

Toutes ces technologies nécessitent des progrès dans différents domaines tels que :

- l'optimisation des chemins thermodynamiques à suivre pour contrôler les changements de phase du gaz ;
- la mise au point de revêtements permettant de prévenir la corrosion des pipes ou de contrôler les interactions gaz/parois pour réduire les pertes de charges dans les gazoducs et donc limiter le nombre de stations de compression ;
- les matériaux d'isolation thermique et la maîtrise de leur comportement en présence de gaz.

A la sortie du gisement, le gaz produit contient fréquemment des gaz acides, H₂S et CO₂, qu'il faut éliminer. On dispose pour cela de procédés de traite-

ments par réaction avec des amines mais ils sont mal adaptés à la fois techniquement et économiquement, au traitement des gaz à fortes teneurs en gaz acides (> 15 %) tels que ceux produits, par exemple, au Canada, au Kazakhstan ou au Moyen Orient. Pour ces gaz très acides, de nouvelles méthodes de traitement telles que les méthodes cryogéniques devront être mises au point.

De plus, Il faudra coupler ces procédés à des technologies de réinjection dans le sous-sol des gaz acides résiduels, dans des conditions qui devront être économiquement acceptables.

Enfin, le développement de la conversion chimique pour la production de carburants devrait ouvrir de nouveaux débouchés au gaz naturel. Il faut, pour cela, optimiser le procédé *Fisher Tropsch* de fabrication de gazole à partir du gaz naturel. Les nouveaux réacteurs et les catalyseurs à haute performance, actuellement disponibles, devraient permettre d'y parvenir. Ainsi, l'IFP, en collaboration avec l'ENI, a mis au point un procédé *Fisher Tropsch* de nouvelle génération, très prometteur.

Maîtriser les émissions de CO₂

La maîtrise des émissions de CO₂ est incontournable dans une perspective

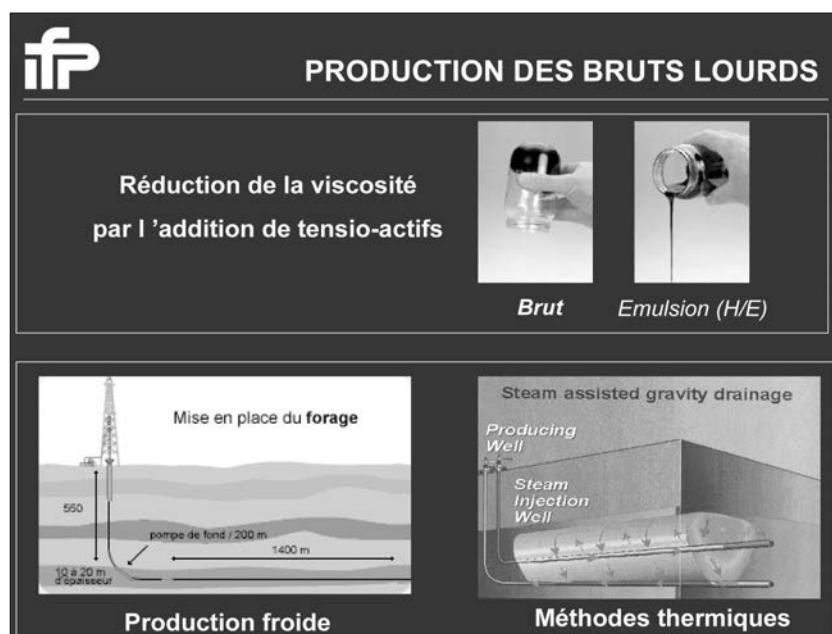


Fig. 6.

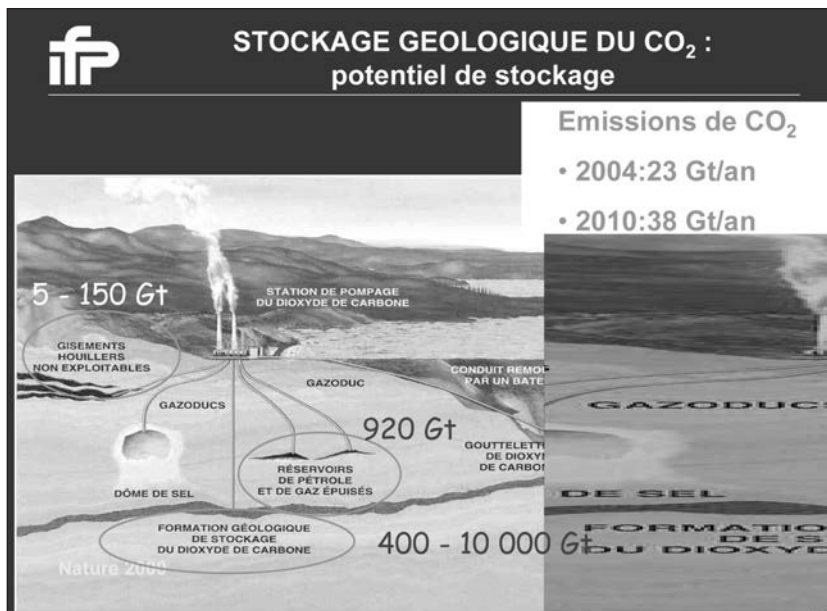


Fig. 7.

d'utilisation durable des hydrocarbures. Ces émissions en 2004 ont été estimées à 23 Gt/an, elles devraient atteindre 38 Gt/an en 2010.

Au regard des enjeux environnementaux et énergétiques mondiaux, associés au problème de l'augmentation de la concentration en CO₂ dans l'atmosphère, il paraît indispensable de mettre, à court terme, à la disposition de la société et des industriels, des procédés d'élimination du CO₂ efficaces, sûrs et à coûts réduits. Actuellement, la capture et le stockage géologique (figure 7) constitue la voie la plus prometteuse à la fois sur le plan technique et sur le plan économique pour résoudre le problème des émissions des installations fixes [16, 17]. Plusieurs pilotes de réinjection sont actuellement en cours dont, l'un, en Mer du Nord, dans le gisement de Sleipner, et l'autre, au Canada, dans le gisement de Weyburn.

Le potentiel global de stockage géologique est difficile à évaluer précisément mais les estimations dont on dispose indiquent que les différentes capacités de stockage potentielles sont suffisantes pour répondre à nos besoins pendant plusieurs décennies. Ainsi, les aquifères profonds pourraient permettre de stocker jusqu'à 10 000 Gt, les gisements pétroliers abandonnés, 920 Gt, et les mines de charbon abandonnées, 150 Gt.

En ce qui concerne la capture du CO₂ sur les sites industriels, différents procédés devront être mis au point : des procédés de lavage des fumées par des solvants réactifs, des adsorbants, des membranes de séparation ou d'adsorption, ou encore, des techniques cryogéniques encore chères mais bien adaptées aux fortes concentrations en CO₂ [18].

Le stockage géologique nécessitera, quant à lui, de maîtriser les interactions CO₂/roches pour modéliser le comportement à long terme du CO₂ dans le sous-sol. Il faudra également développer des méthodes et outils de surveillance des stockages sur la base des méthodes sismiques utilisées pour l'exploration pétrolière afin de pouvoir assurer la pérennité et la sécurité des stockages.

Enfin, de façon plus prospective, les études portant sur la biominéralisation du CO₂ par des microorganismes ou par des algues montrent que si on était capable de reproduire en laboratoire ces transformations du CO₂ en carbonates minéraux, il serait alors possible de l'inertier.

Concernant la réduction des émissions de CO₂ liées aux transports, la seule voie d'amélioration réaliste est la diminution de la consommation des véhi-

cules (les transports routiers contribuent à hauteur de 22 % aux émissions de CO₂ en Europe).

Pour réduire effectivement les consommations, il faudra mettre à profit les nouvelles technologies telles que l'injection directe essence et diesel, la turbosuralimentation et, pour le moteur à essence, la distribution variable : c'est l'approche « *downsizing* », très prometteuse, qui permet une réduction de la cylindrée du moteur avec maintien des performances. La combinaison du *downsizing* et des nouveaux procédés de combustion homogène constitue une solution technologique très prometteuse pour l'avenir des moteurs conventionnels. Ainsi, pour le moteur à essence, elle devrait permettre d'atteindre 25 % de réduction de consommation [19].

Le développement de moteurs alternatifs tels que les moteurs à gaz naturel GNV et GTL ou les moteurs hybrides constitue une autre voie pour aboutir à la réduction des émissions des véhicules. La Commission européenne veut promouvoir l'utilisation du gaz naturel dans les transports et considère qu'il devrait atteindre 10 % en 2020 par rapport aux carburants conventionnels. Le gaz naturel présente de nombreux avantages, notamment son faible rapport carbone/hydrogène très favorable à la réduction des émissions de CO₂. De

La maîtrise des émissions de CO₂ est incontournable dans une perspective d'utilisation durable des hydrocarbures

plus, il présente un excellent indice d'octane.

Toutefois, la filière des véhicules gaz naturel est pénalisée

par deux types de problèmes auxquels il faudra apporter des solutions : il s'agit, d'une part, du faible niveau d'optimisation des moteurs à gaz et, d'autre part, du stockage du gaz naturel à bord.

La motorisation hybride électrique/thermique est très prometteuse mais, techniquement très complexe et corrélativement, très coûteuse. Le développement des véhicules hybrides impliquera la mise au point d'une approche d'optimisation globale du véhicule *via* les techniques de modélisation système ainsi que la conception de stratégies de contrôle originales.

Continuer à innover

Afin de répondre aux besoins et exigences de notre société en matière d'approvisionnement énergétique et de protection de l'environnement, l'industrie des hydrocarbures devra résoudre, au cours des prochaines décennies, des problèmes technologiques complexes, aussi nombreux que variés, et devra résolument continuer à innover.

Les progrès scientifiques et techniques récents issus des travaux conjoints entre le monde de la recherche et l'industrie des hydrocarbures se traduisent par un foisonnement de technologies émergentes prometteuses. Ils constituent autant d'atouts pour la préparation du futur, en incluant la gestion de la transition énergétique entre hydrocarbures et nouvelles sources d'énergie. Face à une compétition internationale de plus en plus vive, il est indispensable de les intégrer efficacement dans nos stratégies de développement, car elles seront incontournables pour assurer à notre

société un développement durable effectif. ●

RÉFÉRENCES

- [1] World Energy Outlook IEA 2004
- [2] Bleistein, N., On the imaging of reflectors in the Earth, *Geophysics, Soc. of expl. Geophys.*, 1987, 52, 931.
- [3] XU, S., Lambare, G. et Calandra, H., Fast migration/inversion with multivalued rayfields : Part 2 – Applications to the 3D SEG/EAGE salt model, *Geophysics, Soc. of expl. Geophys.*, 2004, 69, 1320.
- [4] Sava, P. C., Biondi, B. et Etgen, J., Wave-equation migration velocity analysis by focusing diffractions & reflections, *Geophysics, Soc. of expl. Geophys.*, 2005, 73, U19-U27
- [5] Schneider, F., Pagel, M. et Hernandez, E., Basin modeling in a complex area : Example from the Eastern Venezuelan foothills, in Swennen, R., Roure, F. et Granath, J. W. eds, 2004, *Deformation, fluid flow and reservoir appraisal in foreland fold and thrust belts : AAPG Hedberg Series, N°1*, 357.
- [6] Schneider, F., Modélisation de bassin en zones complexes : Exemple des piémonts vénézuéliens & canadiens, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 2003, 58, (2), 313.
- [7] Noetinger, B., Artus, V. et Zargar, G., The future of stochastic end up scaling methods in hydrogeology, *Transport in Porous Media*, 2005.
- [8] Ropers, J. et Charlez, Ph. A., *Interactive Drilling for Fast Track Oilfield Development*, 1999, Edition Technip, 9.
- [9] Vincke, O. et Mabile, C., Le forage interactif : la technologie de forage d'aujourd'hui, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 59 (4), 327.
- [10] Lake, W. L., Schmidt, R. L. et Venuto, P. B., A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s, *Oilfield review*, 1992, 55.
- [11] Behar, E., Delion, A. S., Durand, J.P. et Sugier, A., Hydrates problem within the framework of multiphase production & transport of crude oils & natural gases – Part 2 : Possible solutions to exploitation difficulties generated by hydrates, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 1995, 50, 05, 611.
- [12] Taitel, Y., et Barnea, D., Two-Phase Slug Flow, *Advanced in heat transfer*, 1990, 20, 83-132.
- [13] Sanière, A., Hénaut, I. et Argillier, J.F., Transport en conduite des bruts lourds, un défi stratégique, économique & technologique, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 2004, 59, n°5, 467.
- [14] Shaughnessy, J.M. et Romo, L. A., Problems of Ultra-Deep High-Temperature, High-Pressure Drilling, *SPE paper n°84555, SPE Ann. Tech. Conf. and Exh.*, 5-8 Oct. 2004, USA.
- [15] Rojey, A., Durand, B., Jaffret C., Jullian, S. et Valais, M., *Le Gaz Naturel*, Edition Technip, 1994.
- [16] Bachu, S., Sequestration of CO₂ in geological media in response to climatic change : road map for site selection using the transform of the geological space into CO₂ phase space, *Energy Conversion and Management*, 2002, 43, 87-102.
- [17] Lagneau, V., Pipart, A. et Catalette, H., Modélisation couplée chimie - transport du comportement à long terme de la séquestration géologique de CO₂ dans des aquifères salins profonds, *Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP*, 2005, 60 n°2, 231.
- [18] Abanades, J.C. et Moliner, R. »Technico-economic characterisation of CO₂ sequestration technologies : a technology status survey», European Commission, Joint research centre, Report EUR 20391EN, 2002.
- [19] Pinchon, P., *Futures évolutions des motorisations dans l'automobile, Réalités Industrielles*, 2004, 35.