

L'énergie nucléaire et la récupération des pétroles lourds

Aspects techniques de l'utilisation des centrales nucléaires comme source de chaleur dans l'industrie pétrolière

par Hernán Carvajal-Osorio

La stimulation de la production de pétrole est une technique désormais largement utilisée pour récupérer les pétroles lourds. Principalement utilisée pour la récupération secondaire et tertiaire, cette technique peut aussi servir à la récupération primaire des pétroles de gisements non exploitables à l'aide des méthodes classiques. L'utilisation de réacteurs nucléaires comme source de chaleur a déjà fait l'objet de plusieurs études, mais n'a jamais été mise en pratique bien que son intérêt économique soit apparu au moment où les études ont été faites.

En vérité, le problème ne se pose pas uniquement sur le plan économique. En premier lieu, la récupération du pétrole lourd exige normalement des températures et des pressions supérieures à celles que l'on peut obtenir avec des réacteurs industriels actuels les plus évolués que sont les réacteurs à eau, lourde ou légère. Cela n'est pas nécessairement vrai à première vue s'il s'agit d'un champ pétrolifère exploitable, mais le devient à mesure que la profondeur du gisement augmente et que le transport de la chaleur doit se faire sur de plus longues distances. En second lieu, le marché du pétrole demeure très instable de sorte que l'investissement à long terme des capitaux considérables qu'exige un projet nucléaire comporte un risque inacceptable. En outre, la mise en exploitation récente des grands gisements de type classique de l'Alaska et de la mer du Nord, par exemple, qui vient s'ajouter aux approvisionnements abondants et continus, à des prix raisonnables, qu'assurent l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEC) et d'autres pays encore, ne justifie pas, pour le moment, l'exploitation en règle des réserves de pétrole lourd. Troisièmement, les problèmes d'ordre institutionnel que soulève l'énergie nucléaire, tels la sûreté, la gestion des déchets, l'approvisionnement en combustible et l'attitude du public, continuent d'assaillir les compagnies d'électricité et n'encouragent pas de nouvelles applications de l'énergie nucléaire.

Néanmoins, les milieux spécialisés considèrent généralement que la plupart de ces obstacles à l'utilisation de l'énergie nucléaire disparaîtront progressivement à

mesure que les réserves de pétrole classiques s'épuiseront. Vu les quantités d'énergie considérables nécessaires à la récupération et au prétraitement des pétroles lourds, l'énergie nucléaire reste la candidate idéale du fait de ses caractéristiques et ne peut qu'être appelée à jouer un rôle important.

Récupération et traitement du pétrole lourd par la chaleur

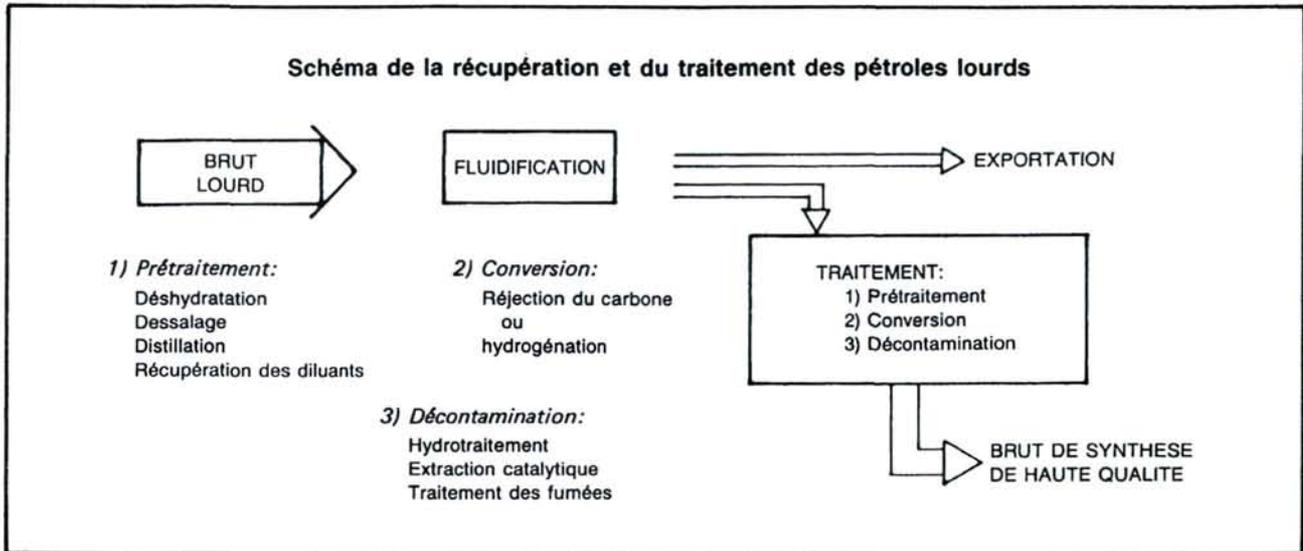
Les principaux procédés de récupération assistés du pétrole sont les suivants: injection d'un fluide chaud, généralement de l'eau; injection de vapeur pour imprégner et déplacer sous pression, et combustion *in situ*. D'autres procédés, telles l'injection de gaz chauds et l'introduction de générateurs de vapeur au fond des puits, n'ont été utilisés que dans certains cas particuliers.

Outre cette stimulation thermique, d'autres méthodes par injection d'eau ou de gaz (air et CO₂ principalement), adjonction d'additifs chimiques et autres procédés (bactéries, chauffage électromagnétique, injection de mousse, etc.) ont parfois été utilisées pour la récupération secondaire et tertiaire, avec plus ou moins de succès selon les conditions particulières du gisement. L'addition de diluants, avec ou sans stimulation thermique, est appliquée de plus en plus fréquemment, car elle permet de réduire considérablement les quantités d'énergie nécessaires au déplacement du pétrole brut.

La stimulation thermique est la méthode la plus couramment utilisée dans tous les cas de récupération assistée du pétrole (RAP)*. Par exemple, 73% de toute la production RAP des Etats-Unis en 1988 a été obtenue par des procédés thermiques. Au Venezuela, deuxième utilisateur en importance de la RAP dans l'hémisphère occidentale, c'est la stimulation thermique qui est presque exclusivement appliquée, et de même en Indonésie, autre important utilisateur du procédé. Le procédé de stimulation thermique appliqué de préférence est l'injec-

* Ce terme est généralement réservé aux opérations qui consistent à accroître la pression du réservoir pour en augmenter sensiblement le débit. Cette technique ne s'applique pas aux réservoirs qui n'ont jamais produit ou dont le pétrole ne s'écoule pas sous l'effet de la pression naturelle, ou encore doit être chauffé pour être pompé. Outre la stimulation thermique, la RAP peut faire appel à tout autre moyen d'augmenter la pression du gisement.

M. Carvajal-Osorio est ingénieur nucléaire au Centre de physique de l'Institut scientifique du Venezuela, à Caracas.



tion de vapeur, à cause de sa simplicité, de son coût relativement faible et de ses bons résultats.

Les conditions de pression et de température des injections dans les formations pétrolifères dépendent des caractéristiques du gisement (profondeur, perméabilité, etc.) et des propriétés du pétrole brut, notamment sa viscosité et sa densité. Des températures de l'ordre de 350°C et des pressions entre 12 et 17 MPa sont généralement utilisées dans les formations situées entre 500 et 1000 mètres de profondeur. Au-dessous de ce niveau, l'injection de vapeur perd de son efficacité, mais l'exploitation du gisement resterait possible en améliorant l'isolation des puits et en augmentant la température et la pression de la vapeur.

Pour extraire les pétroles extra-lourds et les bitumes, et pour récupérer le pétrole des sables et des schistes, on n'a pas d'autre choix que les méthodes thermiques*. Après extraction, le pétrole lourd et le bitume doivent subir une épuration et un traitement visant à augmenter le rapport d'hydrogène/carbone qui améliore sa qualité en vue des opérations habituelles de raffinage. Les pétroles bruts lourds ont généralement une assez forte teneur en soufre et en métaux tels que vanadium et nickel.

Le traitement de ces pétroles lourds se fait en plusieurs étapes (voir la figure). Pour augmenter le rapport hydrogène/carbone, on peut soit éliminer du carbone, soit ajouter de l'hydrogène; en fait, l'hydrogénation est le procédé que l'on applique de préférence, car il permet d'obtenir de meilleurs taux de conversion et un meilleur rendement en fractions légères. Cela dit, le procédé consomme relativement beaucoup d'hydrogène dont la production exige, elle aussi, beaucoup d'énergie.

Quant au prix de revient, il faudrait compter, semble-t-il, entre 9 et 15 dollars par baril pour l'extraction du pétrole lourd et le traitement des sables pétrolifères, sauf au Venezuela où l'extraction ne reviendrait qu'à 5 dollars environ par baril*. L'épuration et l'hydrogénation représentent un coût supplémentaire de 10 dollars par baril ou plus, selon l'origine du brut et l'intensité de traitement qu'il exige.

Une étude récente du Département de l'énergie des Etats-Unis a conclu que, si les prix du pétrole se maintiennent à la hausse et atteignent 40 à 50 dollars le baril en l'an 2000, la production complémentaire de pétrole lourd des Etats-Unis atteindrait $19,4 \times 10^9$ barils, soit près de deux fois la quantité produite jusqu'en 1985. L'étude précise par ailleurs que, si les prix du pétrole se contentent de passer de 12 dollars à 21 dollars le baril en l'an 2000, la production RAP, actuellement de 500 000 barils par jour, commencera à décliner. En revanche, et toujours selon cette étude, si le prix augmentait régulièrement de 5% par an jusqu'à 36 dollars le baril en l'an 2000, la récupération par stimulation thermique atteindrait le million de barils par jour, augmentation qui serait principalement due à la combustion *in situ*.

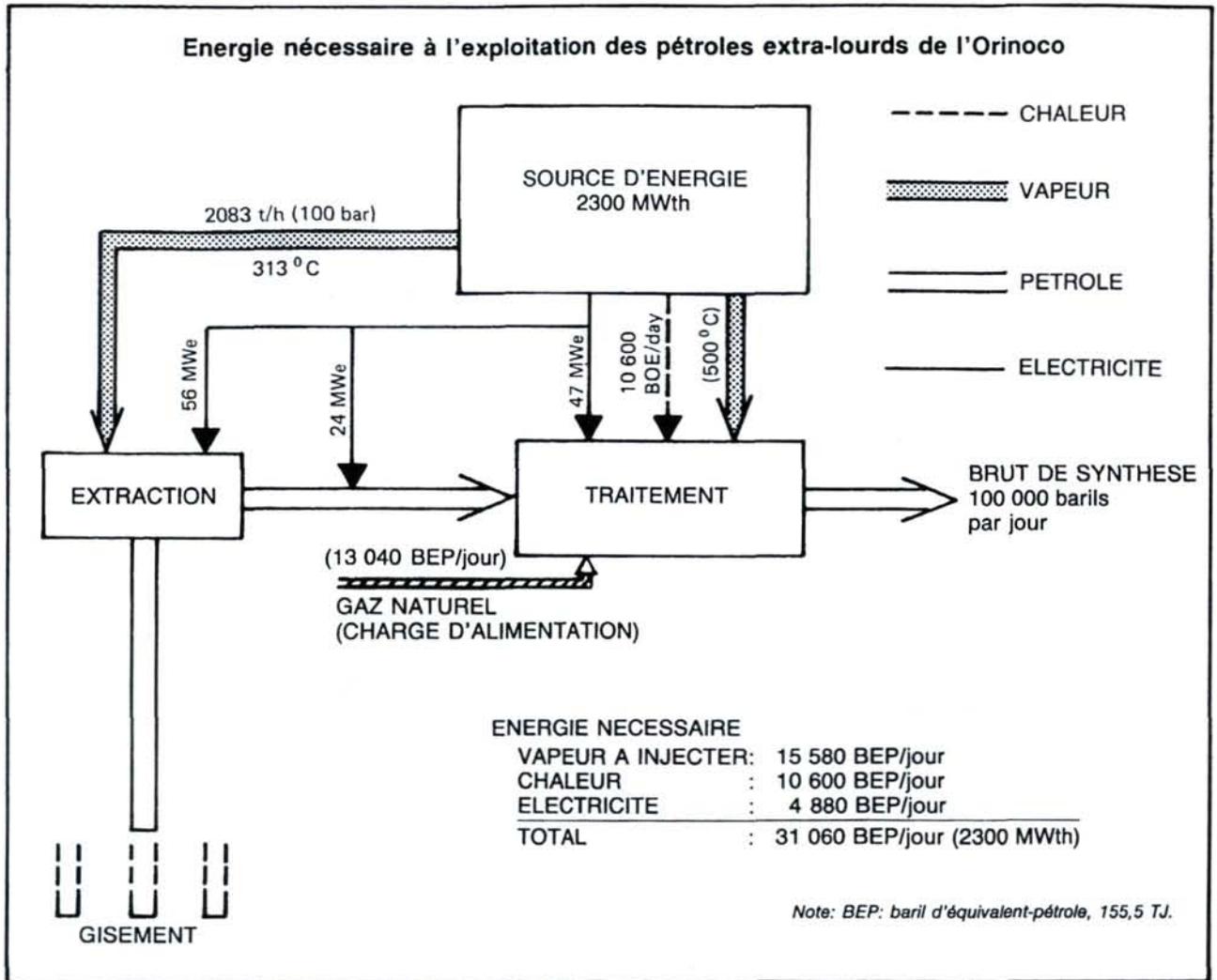
Ressources de pétrole lourd et coût de l'énergie nécessaire à leur exploitation

Les réserves mondiales de pétrole lourd sont considérables; on les évalue à 2×10^{12} barils. Environ 72% de ces ressources se trouvent au Venezuela, et les parts respectives des autres pays, dont l'Union soviétique, les Etats-Unis et l'Iraq, en particulier, sont inférieures à 10%.

Le Canada est bien connu pour ses abondantes réserves de sables pétrolifères (la plupart bitumineux) qui représentent $2,95 \times 10^{12}$ barils de pétrole *in situ*, soit plus que toutes les réserves mondiales de pétrole

* La deuxième conférence de l'UNITAR (Institut des Nations Unies pour la formation et la recherche) a établi la distinction suivante entre le pétrole lourd et le bitume, d'après la viscosité: jusqu'à 10 000 cp, le produit est considéré comme du pétrole brut; au-delà, il s'agit de bitume. Le pétrole brut a été ensuite classé selon sa densité en extra-lourd au-dessous de 10°API, lourd entre 10 et 20°API et ordinaire au-dessus de 20°API, toutes les densités étant mesurées à 15,6°C.

* Un baril équivaut à 0,159 mètres cubes.



lourd, ce qui représente environ 82% du total mondial. On estime que 5×10^{11} barils de brut lourd et 2×10^{11} barils de bitume peuvent être récupérés à l'aide des procédés actuels.

Les gisements de brut lourds et de bitume de l'URSS sont évalués à 2×10^{12} barils, dont $0,5 \times 10^{12}$ sont considérés comme des réserves. L'URSS ne produit actuellement que 25 000 barils par jour de brut lourd, c'est-à-dire très peu.

Les schistes bitumineux sont aussi très riches en hydrocarbures. Le pétrole brut n'y est pas présent sous forme liquide mais sous forme d'inclusions de kérogène. Un traitement thermique à des températures voisines de 370°C est nécessaire pour décomposer ce kérogène en «huile de schiste» relativement légère, avec un rendement variant de 40 à 400 litres par tonne. Les réserves de schistes bitumineux ne sont pas actuellement connues, mais on suppose qu'elles sont abondantes et réparties un peu partout dans le monde, quoique plus fortement concentrées aux Etats-Unis et en Union soviétique et aussi dans une certaine mesure en Chine et au Brésil. Rien qu'aux Etats-Unis, les réserves récupérables sont estimées à 1×10^{12} barils de pétrole.

Au niveau de l'exploitation des pétroles lourds et autres ressources pétrolières non classiques, l'économie du cycle énergétique revêt une grande importance, comme dans toute activité consommant de grosses quantités d'énergie. Si la question ne reçoit pas toute l'attention voulue, on risque un énorme gaspillage d'énergie, avec ses effets désastreux sur l'environnement et il se peut même que le bilan énergétique net soit négatif.

L'énergie consommée par les opérations actuelles de récupération des pétroles lourds représente en valeur environ un cinquième de l'énergie contenue dans le produit extrait, dans le cas de l'Indonésie, et peut être de l'ordre de un tiers lorsque les conditions sont moins favorables. Ces chiffres ne valent que pour l'extraction. Si l'on tient compte de l'épuration et de l'hydrogénation, dans un modèle intégré d'exploitation, on constate que ces opérations peuvent consommer l'équivalent de 40 à 50% de la production. La proportion est très variable selon les caractéristiques du gisement et de son contenu. La production de l'hydrogène nécessaire à l'hydrogénation, qui n'est qu'une partie du traitement, doit retenir spécialement l'attention, car c'est l'opération qui consomme le plus d'énergie. Elle peut se faire selon

plusieurs procédés dont les plus courants sont l'électrolyse de l'eau et le reformage vapeur-méthane. Ce dernier procédé, à base de gaz naturel ou autres hydrocarbures, est le plus économique.

A titre d'exemple, nous avons retenu les évaluations de l'énergie consommée par l'extraction et le prétraitement des bruts extra-lourds de la région pétrolière de l'Orinoco au Venezuela, qui exigent d'ailleurs un traitement assez poussé (*voir la figure*). Si l'on tient compte du gaz naturel d'alimentation pour la production d'hydrogène, la consommation totale d'énergie représente environ 44% de l'équivalent énergétique du produit obtenu.

Lorsqu'il s'agit de l'extraction par injection de vapeur, l'énergie consommée se mesure par le rapport pétrole/vapeur (ou l'inverse, le cas échéant), qui s'exprime en barils de pétrole par tonne de vapeur. Donc, plus le rapport est élevé, plus l'opération est économique. Dans certains cas, on commence par injecter la vapeur d'une manière cyclique, tout juste en quantité suffisante pour assister l'extraction, par l'intermédiaire des puits producteurs eux-mêmes. C'est ce qu'on appelle l'imprégnation. Lorsque le débit de pétrole commence à baisser sensiblement, on procède à l'injection de vapeur en continu jusqu'à ce que l'exploitation du gisement cesse d'être rentable. C'est la phase du déplacement par poussée de vapeur. Le passage d'un système à l'autre exige une forte augmentation de la pression de vapeur et, par conséquent, une baisse sensible du rapport pétrole/vapeur. Les rendements habituels sont de 25 barils par tonne pour l'imprégnation et de 5 barils ou moins pour le déplacement. Aux Etats-Unis, les rapports supérieurs à 1,6 baril par tonne avec de la vapeur de chaudière à combustible fossile sont jugés rentables.

Energie nucléaire et récupération du pétrole lourd: possibilités actuelles

La récupération des pétroles lourds assistée par l'énergie nucléaire posera des problèmes technologiques d'adaptation et d'optimisation. La production massive de vapeur à des niveaux de température et de pression relativement élevés, le traitement économique de grands volumes d'eau, la stabilité des sols ainsi que l'optimisation de l'exploitation d'une centrale nucléaire polyvalente sont parmi les principales difficultés à résoudre. De plus, les caractéristiques des gisements et les propriétés du pétrole varient d'un endroit à l'autre, ce qui exige une adaptation du volume et des caractéristiques de la vapeur. La probabilité que l'exploitation d'une zone pétrolière dure moins longtemps que le réacteur pose un autre problème.

Pour la plupart, ces considérations vont à l'encontre de la normalisation de la conception et de la construction de la centrale nucléaire qui permettrait de réduire les prix de revient. Il serait toujours possible, néanmoins, de normaliser le circuit générateur de vapeur et d'autres composants de l'installation.

L'utilisation éventuelle des réacteurs Candu pour extraire les pétroles lourds des sables bitumineux par injection de vapeur a été étudiée passablement en détail au Canada. A l'époque où l'étude a été faite (1980), on

estimait que le remplacement de la chauffe au charbon par la chauffe nucléaire permettrait de réaliser des économies de 25 à 50%. Un réacteur Candu à fluide de refroidissement organique a également été proposé pour l'exploitation des sables pétrolières situés à plus de 650 m de profondeur, car l'opération exige de plus fortes pressions de vapeur. Le fait demeure, comme on l'a déjà vu, que, malgré les avantages qu'ils présentent par ailleurs, les réacteurs à eau légère et à eau lourde sont encore incapables de produire de la vapeur aux niveaux de température et de pression nécessaires pour exploiter des gisements profonds.

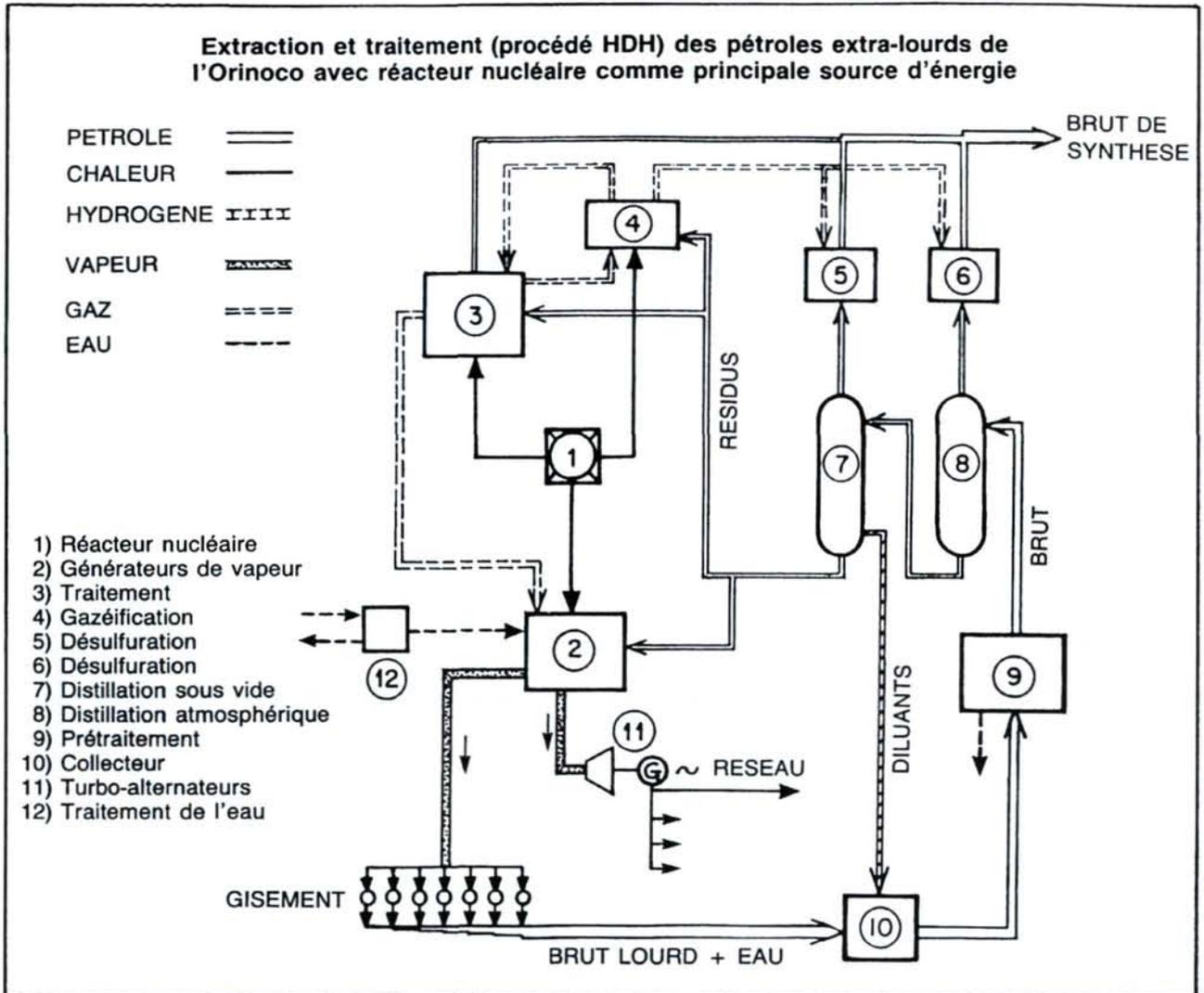
En 1981, la General Electric britannique a proposé les réacteurs Magnox pour cet usage. Cette filière est très intéressante, en particulier pour les pays en développement, car elle utilise l'uranium naturel comme combustible et se construit avec des matériaux simples, mais elle a pour principaux inconvénients d'utiliser l'uranium avec un faible rendement et de produire relativement beaucoup de plutonium.

La société General Atomics aux Etats-Unis, la société européenne ASEA-Brown-Boveri et, plus récemment, la société Siemens en République fédérale d'Allemagne ont étudié de manière approfondie la conception et l'application éventuelle des réacteurs à haute température refroidis par gaz (HTGR) à la récupération assistée du pétrole, en particulier du pétrole lourd. D'autres pays, notamment l'URSS, la Chine et le Japon ont aussi étudié divers modèles de cette filière pour la production de chaleur industrielle, les deux premiers pays cités s'intéressant particulièrement à la récupération des pétroles lourds.

Ce dernier type de réacteurs est capable de produire de la chaleur et de la vapeur à des températures et sous des pressions supérieures même à celles qu'exige la récupération des pétroles lourds. Il peut donc produire simultanément de la vapeur de haute qualité pour l'industrie et la production d'électricité et de la vapeur à injecter, ce qui lui confère une grande souplesse d'exploitation, car il pourrait mettre à profit l'excédent périodique de vapeur dû aux variations des besoins de la récupération du pétrole pour produire de l'électricité qui pourrait être en partie utilisée par la centrale elle-même et en partie fournie au réseau.

Quand la récupération du pétrole demande de grandes quantités de vapeur, le prélèvement direct de vapeur sur le circuit secondaire ne serait pas praticable car celui-ci exige une eau bien plus pure et de bien meilleure qualité, donc d'un traitement plus onéreux, que celle que demande la production de vapeur à injecter. On pourrait alors installer des rebouilleurs, moyennant évidemment un investissement supplémentaire, mais la vapeur à injecter coûterait moins cher.

Il existe un projet élargi prévoyant l'emploi pour les opérations de récupération et de traitement, correspondant au procédé applicable aux bruts extra-lourds (Venezuela) (*voir la figure*) qui prévoit un HTGR fournissant l'essentiel de la chaleur industrielle nécessaire à des températures de l'ordre de 500 à 700°C, en plus de la vapeur à haute pression à injecter. Les températures encore plus élevées — de l'ordre de 900°C et plus — que permettront d'atteindre les versions HTGR de pointe à l'étude (au Japon et dans d'autres pays) offriront la possibilité d'utiliser la chaleur industrielle produite pour



alimenter le reformage vapeur-méthane producteur d'hydrogène, en plus de la production de vapeur et d'électricité. L'attention spéciale récemment accordée aux versions modulaires HTGR de faible puissance se traduira par une meilleure adaptabilité aux exigences du volet pétrolier, permettant d'affecter les divers modules à des services différents, le cas échéant, et facilitera la conduite de la centrale tout en améliorant sa sûreté.

D'autres filières de réacteurs ont également été envisagées pour la production de chaleur industrielle. Les réacteurs à métal liquide capables de produire de la vapeur à 500°C, en particulier les petites versions modulaires actuellement étudiées aux Etats-Unis, seraient certainement utilisables pour l'exploitation des pétroles lourds dans l'avenir.

Réaliser un cœur de réacteur capable de supporter les conditions les plus adverses avec un risque minime d'atteindre les températures de fusion (de sorte que les rejets de produits de fission en cas d'accident seraient insignifiants), tel est l'objectif actuel des concepteurs de réacteurs avancés destinés à des applications industrielles.

Selon certaines analyses, l'énergie nucléaire présente des avantages économiques par rapport aux combustibles fossiles, y compris le charbon et les résidus de pétrole. A titre d'exemple, citons l'étude faite en 1983 par General Atomics, aux Etats-Unis, sur l'emploi d'un HTGR de 1170 MWth pour extraire l'huile de schiste par distillation directe à la vapeur, et selon laquelle l'huile prétraitée dans cette installation reviendrait à 41 dollars (de 1983) le baril si en 2005 l'opération commençait. Pour d'autres opérations, il est possible que les analyses indiquent des coûts d'exploitation inférieurs.

Quoi qu'il en soit, il semble difficile de concurrencer les résidus de pétrole traités à cause de leur très faible valeur marchande. Il faut savoir, néanmoins, que ces résidus contiennent beaucoup de soufre et d'azote, entre autres impuretés, dont la combustion ne peut que dégrader l'environnement. Une stricte réglementation pourrait fort bien interdire l'emploi de ces résidus comme combustible ou exiger l'installation d'un matériel coûteux pour extraire ces impuretés. Le fait que l'option nucléaire n'implique pas ce genre de pollution s'inscrit à son actif.

Selon la plupart des prévisions, les prix du pétrole au début du siècle prochain se situeront à peu de chose près au niveau mentionné plus haut. La récupération des pétroles lourds assistée par le nucléaire a donc de bonnes chances d'intéresser le marché dans un avenir relativement proche.

Les perspectives du nucléaire

Plusieurs études sur l'utilisation de l'énergie nucléaire comme source de chaleur pour l'exploitation des pétroles lourds montrent que, si les conditions du marché du pétrole s'améliorent, le nucléaire présentera des avantages économiques et environnementaux par rapport aux systèmes classiques.

Cependant, vu les investissements considérables et les gros risques économiques qu'implique cette option, un pays ne l'adoptera que s'il est très motivé par un examen réaliste de sa politique énergétique et par l'amélioration des conditions du marché du pétrole. Or, nombreux sont les pays dont la dette extérieure, de par son importance, interdit toute entreprise à forte intensité

de capital, ce qui est le cas du nucléaire, à moins que des arrangements spéciaux n'interviennent.

Certaines des centrales nucléaires de la prochaine génération actuellement à l'étude sont déjà pratiquement au point et capables de produire de la vapeur industrielle aux températures et aux pressions nécessaires à l'extraction des pétroles lourds et à leur traitement, ouvrant ainsi la voie à des applications toutes nouvelles de l'énergie nucléaire dans l'industrie pétrolière. Le HTGR, vu le stade avancé de sa réalisation et ses remarquables caractéristiques de sûreté, semble un candidat de choix.

L'option nucléaire pourrait donc grandement contribuer à l'exploitation d'importantes ressources pétrolières, en toute sécurité et sans grand inconvénient pour l'environnement, et faciliterait ainsi le développement de nombreux pays en leur assurant un ravitaillement en pétrole suffisant pour les usages où il est irremplaçable. La recherche actuelle d'une amélioration constante de la sûreté des tout derniers modèles de réacteurs ne peut manquer d'encourager leur emploi dans les opérations industrielles, dont l'exploitation assistée des pétroles lourds.

