



Les bruts lourds

L'appellation bruts lourds recouvre les pétroles lourds s.s (sens strict), extra-lourds et les bitumes. Ils constituent un potentiel très important pour l'approvisionnement des pays consommateurs. Les ressources connues se chiffrent à environ 4 700 milliards de barils, soit une quantité analogue à celle du pétrole dit «conventionnel» restant aujourd'hui en terre.

Quant aux volumes susceptibles d'être récupérés avec les techniques actuelles de production, on les estime à quelques 950 milliards de barils, soit une quantité presque équivalente aux réserves récupérables de pétrole conventionnel, lesquelles sont évaluées à 1 050 milliards de barils.

Ce pétrole non conventionnel est un enjeu stratégique puisqu'il devrait permettre de doubler les réserves accessibles et que ces ressources supplémentaires sont, en outre, localisées en grande partie hors du Moyen-Orient.

On appelle "pétroles lourds s.s" des bruts dont la densité mesurée en degrés API (American Petroleum Institute) se situe entre 20 et 10. A titre de comparaison, le Brent de la mer du Nord, qui sert de référence dans les cotations sur les marchés européens, est un pétrole léger de 38° API. Les pétroles extra-lourds et les bitumes titrent, eux, moins de 10° API (qui correspond à la densité de l'eau). Ce sont donc des hydrocarbures plus denses que l'eau, les bitumes se distinguant des extra-lourds, non par leur densité ou leurs caractéristiques chimiques, mais par une viscosité plus élevée dans les conditions de pression et de température du réservoir pétrolier.

A la couleur près, tous ces pétroles ont une consistance comparable à du miel, les plus fluides coulant comme un sirop tandis que les bitumes restent figés à la température normale.

Les réserves de pétrole lourd s.s sont assez largement réparties. On en trouve, au Moyen-Orient certes, mais aussi au Mexique, au Brésil, et surtout en Russie. Leur exploitation reste limitée car les pays qui les possèdent ont préféré concentrer, jusqu'ici, leurs efforts sur des ressources plus faciles à récupérer.

Les bruts extra-lourds sont localisés essentiellement au Venezuela, dans la "ceinture" qui borde le fleuve Orénoque.

Les bitumes se trouvent principalement au Canada dans la région de l'Athabasca (province de l'Alberta) dans des sables non consolidés.

Ces pétroles non conventionnels sont, pour leur plus grande part, des bruts "dégradés". Situés à faible profondeur dans des sables non consolidés et donc très perméables, ils ont subi une altération liée à des infiltrations d'eau et de bactéries ; phénomène qui a détruit les molécules les plus légères et enrichi artificiellement l'huile en asphaltènes et en résines. Ils contiennent, en outre, des métaux lourds, de l'azote et du soufre, qui impliquent un traitement particulier lors du raffinage.

Si les quantités de pétrole extra-lourd produites au Venezuela et celles provenant des sables bitumineux du Canada restent encore modestes, elles sont en train d'augmenter rapidement. L'IFP, bien entendu, s'intéresse de manière active à ces ressources et intervient sur l'ensemble de la chaîne, de la production au raffinage.

Le pétrole extra-lourd de l'Orénoque

Les ressources du Venezuela en brut extra-lourd sont estimées à 1300 milliards de barils, ce qui, sur la base d'un taux de récupération de 20 %, procurerait à ce pays des réserves équivalentes à celles de l'Arabie Saoudite.

Les gisements se situent entre 700 et 1 000 mètres de profondeur seulement. La production a d'abord été entreprise par la compagnie nationale vénézuélienne PDVSA mais avec des moyens limités. Mais elle a réellement décollé quand Caracas a décidé d'ouvrir ses portes aux compagnies pétrolières internationales qui ont constitué, avec PDVSA, des "associations stratégiques" (au nombre de 4 à l'heure actuelle). C'est le cas de l'association Petrozuata, dans laquelle participe la compagnie américaine Conoco-Phillips et qui a démarré sa production en 1998, et de l'association Sincor, avec une participation majeure du groupe Total, qui a démarré en 2000.

Les investissements réalisés par les compagnies occidentales se sont doublés d'un apport important de technologie, d'une part pour augmenter les quantités de brut récupérées, d'autre part pour transporter ce pétrole visqueux jusqu'à une usine côtière de pré-raffinage et le transformer en un brut de synthèse, qui peut ensuite être traité comme n'importe quel pétrole léger dans une raffinerie classique.

"S'agissant de réservoirs complexes, très hétérogènes, la technique de "forages dirigés" a permis de suivre les chenaux pour y installer des drains. Ces forages, réalisés dans des terrains sableux, ont parfois plusieurs kilomètres de long. Ils se déploient comme les racines d'un arbre et forment un réseau qui assure un bon drainage des gisements", explique Arjan Kamp, ingénieur réservoir à l'IFP.

Afin de faciliter la remontée du pétrole, déjà stimulée par des pompes, un produit diluant, du naphta, est injecté en tête et en fond de puits.

"C'est le même naphta qui sert à fluidifier le brut pendant le transport par pipe jusqu'à la pré-raffinerie, située sur la côte à 220 kilomètres de là" précise Jean-François Argillier, chef du projet Transport des bruts lourds à l'IFP.

Avant d'être transporté, le brut passe évidemment par une station de traitement située sur le site de production où on le débarrasse de l'eau et du gaz contenus et où on rajoute du naphta, autant que de besoin. Le naphta, récupéré à l'arrivée dans la pré-raffinerie, est ramené sur le site de production et réinjecté dans le circuit.

Actuellement, le Venezuela commercialise plus de 500 000 barils par jour de ce brut synthétique fabriqué à partir de son pétrole extra-lourd. Ce brut de synthèse, qui revient à moins de 10 dollars par baril, n'entre pas dans les quotas fixés par l'OPEP (dont le Venezuela est l'un des membres) car il est considéré comme du brut raffiné.

Ce système de production "froide" toutefois ne permet de récupérer que 5 % à 10 % de l'huile en place. "C'est un pourcentage très faible", commente Arjan Kamp. "La récupération

assistée, comme celle utilisée au Canada avec un drainage gravitaire assisté par injection de vapeur (SAGD) permettrait probablement de porter le taux de récupération au-dessus de 40%".

Plusieurs compagnies ont engagé des discussions avec les autorités vénézuéliennes pour mettre en œuvre des projets de récupération thermiques utilisant notamment la vapeur. Cette nouvelle étape nécessiterait sans doute des investissements importants qui ferait probablement grimper les coûts de production.

Elle soulèverait probablement aussi des problèmes analogues à ceux identifiés au Canada pour l'approvisionnement en eau et en énergie des centrales de production de vapeur, ainsi que pour la protection de l'environnement. "Mais, ajoute Armelle Saniere de la Direction des Etudes économiques de l'IFP, de tels projets sont très intéressants pour les compagnies pétrolières qui sont toutes confrontées à la nécessité de renouveler leurs réserves".

Les sables bitumineux de l'Alberta

Les sables bitumineux de la région de l'Athabasca contiennent environ 2 000 milliards de barils de pétrole sous forme de bitume, fluide extrêmement visqueux aux températures rencontrées à faible profondeur. L'importance de ces ressources est telle que le Canada les compte désormais dans le calcul de ses réserves, ce qui le classe parmi les trois premiers pays détenteurs de réserves, après l'Arabie Saoudite et la Russie.

Sa production de brut synthétique à partir des sables bitumineux approche 1 million de barils par jour. Il est prévu de la porter à environ 2 à 3 millions de barils/jour en 2015. Le pétrole dilué est acheminé par des pipelines vers des raffineries situées aux Etats-Unis. Un oléoduc en transporte aussi une partie vers Vancouver.

Deux techniques de production sont utilisées pour exploiter ces sables bitumineux situés entre la surface et une profondeur d'environ 700 mètres.

- Dans les zones où le sable se trouve à moins de 70 mètres de profondeur, le sable est extrait comme on le ferait dans une mine à ciel ouvert. Trois grandes sociétés se consacrent notamment à ce type d'exploitation : Syncrude, joint venture à laquelle participent entre autres ExxonMobil et ConocoPhillips ; AOSP (Athabasca Oil Sand Projet) dans laquelle on trouve Shell et ChevronTexaco aux côtés d'entreprises locales ; enfin une société privée canadienne, Suncor. D'autres compagnies, locales ou internationales, ont aussi des projets dont certains devraient démarrer en 2008.

Le sable est acheminé par d'énormes camions ou par un système de tapis roulants vers un centre de traitement où il est lavé à l'eau chaude. Le bitume lui-même est récupéré par dilution dans du pétrole léger, du naphta, ou, depuis un passé plus récent, dans un alcane qui permet une récupération plus aisée.

Ce type de production couvre les deux tiers de la production totale du Canada en brut extrait du bitume. Il présente néanmoins de fortes contraintes puisqu'il utilise beaucoup d'eau qui doit être ensuite traitée et que le sable doit être lavé une deuxième fois avant d'être remis en place à la fin du processus.

- L'autre technique d'exploitation fait appel à des procédés thermiques. On a d'abord eu recours à l'injection continue ou cyclique de vapeur d'eau. Le projet Peace River, opéré depuis 1986 par Shell Canada, utilise notamment l'injection cyclique de vapeur.

Aujourd'hui, plusieurs compagnies fondent de grands espoirs sur la technologie de récupération gravitaire assistée par injection de vapeur ou SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage). Il s'agit d'une méthode relativement sophistiquée. Il faut d'abord forer une série de doublets : chaque doublet étant constitué de deux puits horizontaux parallèles distants de 3 à 5 mètres. Les doublets sont eux-mêmes espacés d'environ 150 à 200 mètres. Sachant que la vapeur ne peut pénétrer dans le réservoir tant que le pétrole n'a pas été fluidifié, on commence par faire circuler de la vapeur dans les deux puits des doublets pendant deux à trois mois pour réchauffer la roche et le pétrole. Quand celui-ci se met à couler vers le puits inférieur, on injecte en continu de la vapeur dans le puits supérieur afin de créer dans le sous-sol une "chambre de vapeur" qui facilite la migration du brut qui est collecté dans le puits inférieur.

"C'est un procédé extrêmement efficace en théorie", explique Gérard Renard, chef du projet Récupération assistée à l'IFP, "puisqu'il permet d'extraire jusqu'à 60% de l'huile en place".

Les contraintes toutefois sont très élevées. Le procédé consomme d'énormes quantités d'eau : trois à quatre barils d'eau par baril de brut récupéré (un baril vaut 159 litres). Même si l'eau est recyclée, en trouver de telles quantités n'est pas forcément aisé.

Produire de la vapeur nécessite aussi d'importantes quantités d'énergie. Il faut acheminer vers la centrale de production de vapeur de grands volumes de fioul ou de gaz. Des quantités telles que certains ont commencé à se demander s'il ne serait pas avisé de construire sur place une centrale nucléaire.

Troisième contrainte enfin, l'environnement. Une forte consommation d'énergie entraîne (nucléaire excepté) des émissions élevées de CO₂. Or le Canada fait partie des pays de l'annexe 1 du protocole de Kyoto, qui se sont engagés à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, ce procédé paraît très attractif et les projets affluent. Une variante, appelée *VAPEX*, dans laquelle la vapeur d'eau serait remplacée par un hydrocarbure léger, est aussi à l'étude.

Les bruts lourds et extra-lourds du Canada

Au Canada, la récupération primaire est utilisée dans les réservoirs de bruts lourds ou extra-lourds dès lors que ceux-ci sont capables de s'écouler naturellement. Cette récupération se faisait initialement surtout à l'aide de puits verticaux, équipés avec des pompes à cavités progressives. Une exploitation "agressive" entraînait la production de sable, atteignant parfois jusqu'à 20% de la production totale du puits. Ce sable était supposé provenir de cavités, qui pouvaient ressembler aux trous faits par des vers dans la terre, d'où le nom de "wormholes" en anglais.

Durant les dix dernières années, de plus en plus de réservoirs ont été exploités avec l'aide d'un très grand nombre de forages horizontaux. La société CNRL (Canadian Natural Resources Limited) a joué un rôle important dans l'utilisation massive de cette technologie.

La récupération primaire ne permettant de récupérer que quelques pourcents de l'huile en place, les compagnies pétrolières ont rapidement fait appel à des techniques de récupération améliorée, essentiellement par injection de vapeur, soit cyclique (technique appelée "huff and puff") soit continue. Dans les réservoirs suffisamment perméables, le procédé *SAGD* déjà décrit est aussi envisagé.

Les recherches de l'IFP

Comme pour tous les types d'hydrocarbures, le premier problème soulevé par les bruts extra-lourds est de localiser les réservoirs dans lesquels se sont accumulés, au cours de millions d'années, ces bruts et de quantifier les ressources en place. Grâce aux progrès de l'exploration, on sait aujourd'hui, le plus souvent, où sont situés ces réservoirs. Un deuxième problème est la caractérisation géologique des réservoirs de bruts lourds. Ces réservoirs possèdent, en effet, souvent des structures géologiquement très complexes. L'IFP possède un savoir-faire important dans le domaine de la description et de la modélisation de ces réservoirs complexes.

Une fois que le réservoir est localisé et décrit, il faut savoir comment récupérer l'huile en place. L'IFP a développé une grande expertise dans le domaine de la récupération thermique des bruts lourds. Elle a été acquise initialement dans le cadre d'expériences de laboratoire et d'application sur champ pour la combustion in situ en Roumanie, dans les années 70-80, et plus récemment, par de la simulation numérique. Une méthode de contrôle des puits a notamment été développée pour optimiser les opérations de récupération à l'aide de la technologie *SAGD*.

Dans le développement du forage avec des puits horizontaux, l'IFP a également joué un rôle important aux côtés de la société Elf Aquitaine. L'IFP conduit aujourd'hui des recherches visant à développer un procédé de récupération permettant d'améliorer la qualité du brut dans le réservoir. C'est à dire, qu'une première partie du raffinage, celle qui crée une diminution de la viscosité, serait réalisée dans le réservoir.

La récupération des bruts lourds, surtout quand elle est réalisée à l'aide de procédés thermiques, présente des inconvénients notamment la production de sulfure d'hydrogène, une substance fortement toxique qui est bien connue par son odeur d'œufs pourris. Afin de pouvoir prévoir la production de ce gaz nocif et prendre des mesures correctives, les géochimistes de l'IFP développent des modèles qui sont incorporés dans des logiciels de simulation.

Autre difficulté rencontrée par tout type de récupération assistée : le suivi du mouvement des fluides injectés dans le réservoir. Une technique astucieuse a été mise au point pour localiser du gaz ou de la vapeur dans un réservoir. Il s'agit de la cartographie sismique répétée appelée aussi sismique 4D, la 4^{ème} dimension étant le temps. L'IFP possède des outils de modélisation numérique de pointe qui permettent l'intégration des mesures sismiques répétées pour contraindre la géologie des réservoirs et mieux les produire.

Après la récupération du pétrole, le transport des bruts extra-lourds et des sables bitumineux vers des stations d'exportation ou de pré-raffinage constitue un autre défi important. Un programme de recherche sur le transport des bruts lourds visant à résoudre le problème posé par leur viscosité élevée a notamment été lancé à l'IFP en 1999.

Afin de faciliter le transport par oléoduc, les équipes de l'IFP travaillent sur trois axes de recherche :

- la mise en émulsion aqueuse : transporter le brut sous forme de gouttelettes de pétrole dispersées dans un flux d'eau ;

- l'écoulement annulaire ou Core Annular Flow. Le brut serait transporté sous la forme d'une sorte de boudin, entouré d'une pellicule d'eau qui, en réduisant les frottements, assurerait le bon acheminement du pétrole ;
- la suspension des asphaltènes ou transport en slurry. Le mot anglais "slurry" indique un fluide contenant des particules solides, souvent à une fraction volumique assez élevée. Dans le cas du transport en slurry, on cherche à modifier l'organisation structurale des asphaltènes afin qu'elles restent en suspension au milieu du mélange dont la viscosité se trouverait dès lors réduite.

"Mais, qu'il s'agisse des pétroles extra-lourds de l'Orénoque ou des sables bitumineux de l'Athabasca", explique Jean-François Argillier, "c'est un problème transverse qui est posé : faciliter l'écoulement du brut, d'abord dans le réservoir pétrolier, puis du sous-sol vers la surface, puis vers la pré-raffinerie ou unité d'upgrading, et enfin, le traiter à la raffinerie où les métaux lourds contenus dans ces bruts constituent un véritable poison pour les catalyseurs".

"Nous devons donc regarder l'ensemble du parcours en intégrant amont et aval", poursuit Jean-François Argillier. "Nous allons chercher à rapprocher le pré-raffinage de la tête de puits et même à intervenir déjà dans le sous-sol. Tel est l'objectif d'un projet, très prospectif, que nous avons lancé".

Contact presse :

Anne-Laure de Marignan

Tél. 01 47 52 62 07

a-laure.de-marignan@ifp.fr