

Les pétroles extra-lourds et les bitumes

Dans un monde en croissance où l'offre de pétrole conventionnel est de plus en plus contrainte, les hydrocarbures non conventionnels, notamment les huiles lourdes, doivent répondre à une demande croissante en énergie. Les ressources en huiles lourdes sont très importantes, notamment au Canada et au Venezuela ; mais ces produits sont caractérisés par une viscosité très élevée dans leurs réservoirs naturels, ce qui exige un apport supplémentaire d'énergie et les rend plus difficiles et coûteux à produire et à raffiner que les bruts conventionnels. Les contraintes économiques, environnementales et politiques n'en permettront qu'un développement progressif, susceptible toutefois de les faire passer de 2,5 % de la production pétrolière mondiale en 2010 à 8 % en 2030.

Par Jean-Michel GIRES*

Les ressources

Généralités

La consommation énergétique mondiale évolue avec la population mondiale et le niveau de consommation énergétique par habitant.

Si les démographes estiment que la population devrait croître de 0,9 % par an jusqu'en 2030, et les économistes que la croissance sera de 3,8 % par an, les énergéticiens estiment alors, pour leur part, que la consommation énergétique devrait augmenter de 1,1 % par an, ce qui suppose déjà un niveau de découplage appréciable d'avec la croissance économique.

Dans le mix énergétique disponible pour répondre à la demande, le rôle des hydrocarbures liquides restera très important, mais ceux-ci seront de plus en plus dédiés aux transports et contraints à un niveau légèrement supérieur

à celui d'aujourd'hui, c'est-à-dire environ 95 millions de barils par jour (contre 88 en 2011).

Mais, pour y parvenir, il sera indispensable de compter sur les hydrocarbures non conventionnels, notamment sur les huiles lourdes, même en tenant compte de leurs coûts d'exploitation plus élevés.

Les huiles extra-lourdes et les bitumes

Mais quelles sont les caractéristiques physiques particulières des huiles lourdes ou extra-lourdes, ou encore des bitumes ? Principalement, la densité et la viscosité, croissantes entre une huile classique et des huiles plus lourdes (dont la forme commerciale ultime est le bitume).

Depuis 2004, Total recommande (voir la figure 1) une segmentation entre huiles lourdes, huiles extra-lourdes et bitumes basée sur la viscosité en conditions de fond, suivant une formule définie par l'*American Petroleum Institute* (densité API) (1).

Catégories	Recommandations Total (cP = centipoise)
Huile légère	Viscosité <10 cP
Classe A Huile lourde (HO)	Densité < 25° API 10 cP < Viscosité < 100 cP
Classe B Huile extra-lourde (XHO)	Densité < 20° API 100 cP < Viscosité <10 000 cP
Classe C Bitumes	7° API < Densité < 12° API Viscosité > 10 000 cP

Figure 1 : Segmentation entre huiles lourdes, huiles extra-lourdes et bitumes.

Chimiquement, ces bitumes et ces huiles extra-lourdes sont composés de longues chaînes macromoléculaires des types asphaltènes et résines. Le nombre d'atomes de carbone peut atteindre jusqu'à 70, et les masses molaires sont proches de 1 500 g/mole, pour les asphaltènes.

Pourquoi certaines huiles sont-elles lourdes ou visqueuses ? Parce qu'elles ont été « altérées », principalement par leur biodégradation par des bactéries. Celle-ci se traduit par une augmentation de la densité, de la concentration en résines et en asphaltènes, de la teneur en soufre, en acides organiques, en nickel et en vanadium. Et, surtout, l'huile générée devient extrêmement visqueuse.

L'importance mondiale des ressources des huiles lourdes peut être mesurée par :

- ✓ un « en-place », par catégorie et par localisation géographique ;
- ✓ des réserves probables, qui peuvent être produites économiquement ;
- ✓ des ressources qui peuvent être produites avec la technologie actuelle, mais de manière encore non économique à ce jour ;
- ✓ enfin, les ressources productibles à un horizon de temps donné.

Selon le *World Energy Council*, l'en-place des huiles lourdes serait de l'ordre de 5 500 milliards de barils (5 500 Gbl), avec une fourchette de 3 000 à 9 000 Gbl, dans la littérature. Ce total se partage en 45 %, pour les huiles extra-lourdes, et 55 %, pour les bitumes. Les coefficients de récupération permettant de parvenir aux res-

sources sont quant à eux très variables (de 5 à 30 %), selon le procédé de production envisageable. A titre de référence, l'en-place initial des huiles conventionnelles est également de l'ordre de 6 000 Gbl, mais avec un coefficient de récupération moyen plus élevé, s'établissant en moyenne à 35 %.

La répartition géographique est très déséquilibrée : elle est concentrée surtout au Venezuela (voir la figure 2) pour les bruts extra-lourds (43 % du total) et au Canada (voir la figure 3), pour les bitumes (38 % du total).

La différence majeure entre le Canada (province de l'Alberta) et le Venezuela (ceinture de l'Orénoque) est la viscosité de l'huile, moins importante car liée à des températures de réservoir plus élevées au Venezuela, en raison d'un gradient géothermique plus important dans la région de l'Orénoque.

La production des huiles extra-lourdes et des bitumes est en 2010 d'un peu plus de 2,5 % de la production mondiale d'hydrocarbures liquides, soit 2,5 millions de barils par jour (Mbl/j) avec une production répartie principalement entre le Venezuela (1 Mbl/j) et le Canada (1,5 Mbl/j).

Les schistes bitumineux

Les schistes bitumineux, trop souvent confondus avec les sables bitumineux, constituent une autre catégorie de ressources d'hydrocarbures. Il ne s'agit en fait ni de pétrole ni de bitume, mais de kérogène, c'est-à-dire d'une matière organique d'origine marine, lacustre ou terrestre, enfouie

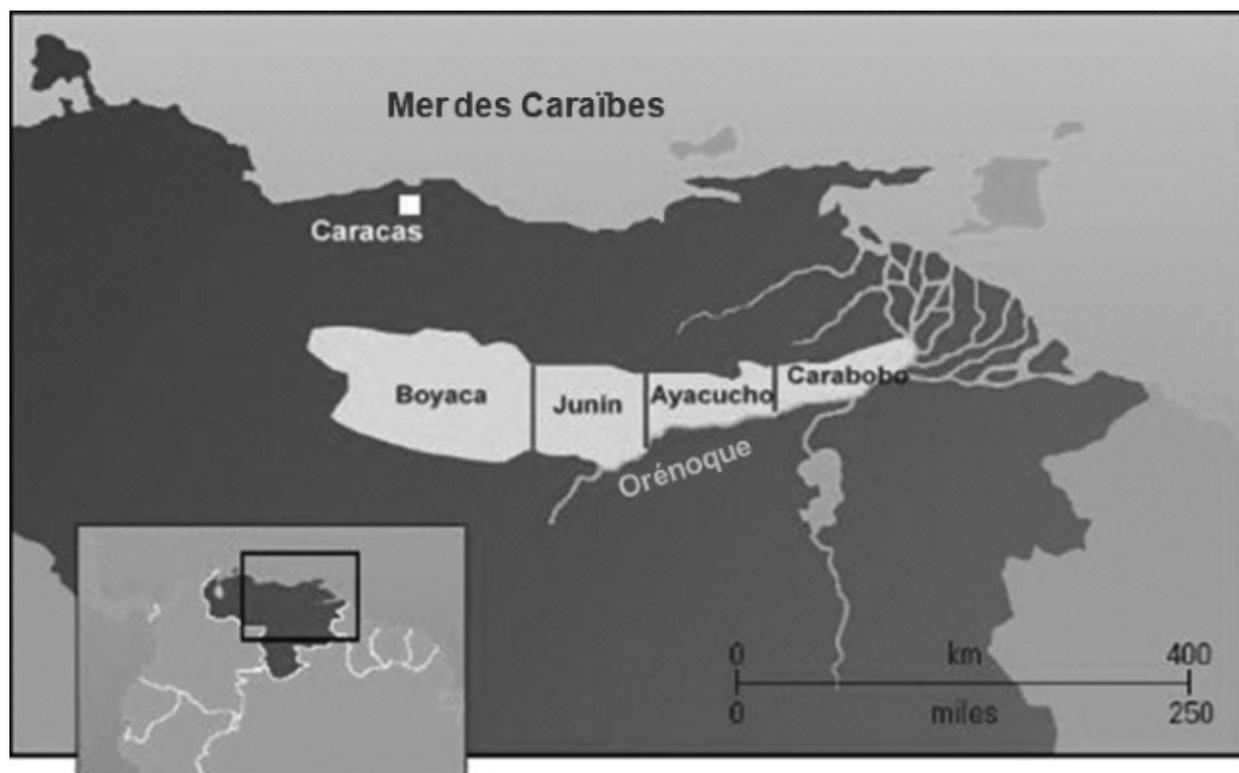


Figure 2 : La ceinture de l'Orénoque, au Venezuela.

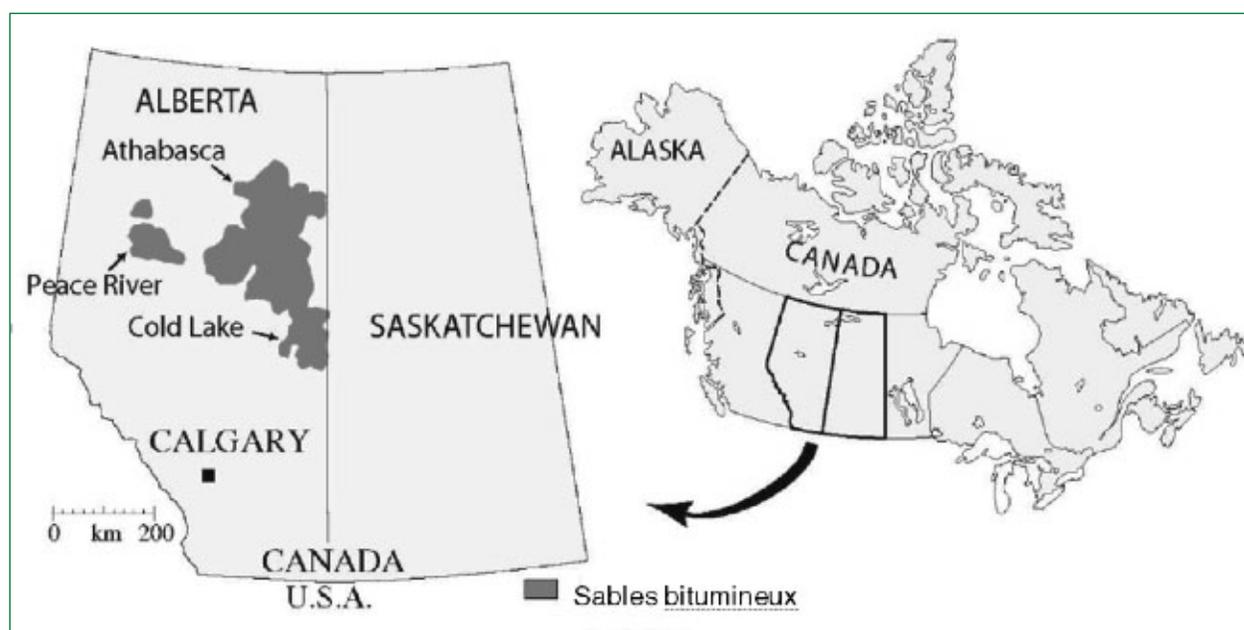


Figure 3 : La province de l'Alberta, au Canada (World Energy Council Resources, 2010).

dans le sol, mais non encore transformée par la température et la pression et n'ayant, pour cette raison, pas encore généré d'hydrocarbures. Pour être suffisamment attractif, ce kérogène immature doit se trouver en proportion importante (> 5 %) dans des formations sédimentaires peu profondes (< 1 000 m), très souvent lithifiées et de granulométrie plutôt fine (marnes...).

On comprend dès lors que l'extraction de cette matière et sa transformation en hydrocarbures (liquides ou gazeux) pose des problèmes nouveaux que ne peuvent résoudre les techniques actuelles utilisées pour les huiles extra-lourdes ou les bitumes.

Ces ressources sont néanmoins très importantes : elles sont estimées à plus de 3 000 Gbl en place, soit l'équivalent des ressources en place d'huiles extra-lourdes et de bitumes. Depuis très longtemps, de nombreux procédés ont donc été imaginés pour les exploiter, la plupart consistant en une pyrolyse permettant la transformation du kérogène en hydrocarbures, celle-ci étant réalisée soit *ex situ* (après excavation), soit *in situ*. Si certaines productions ont bien eu lieu, notamment en Estonie, aucun des procédés développés à ce jour n'a encore pu démontrer sa rentabilité économique et l'acceptabilité de sa performance environnementale.

La R&D se poursuit néanmoins, avec une relance importante des travaux concernant les procédés *in situ*, en particulier dans l'Ouest des Etats-Unis (formation Green River), où Total intervient.

L'état de l'art

Pour tous les acteurs de la chaîne huiles lourdes, la problématique est la même : extraire la ressource dans les meilleures conditions économiques et avec le moindre

impact environnemental possible. Des technologies très différentes vont être mises en œuvre selon les caractéristiques du gisement considéré (mobilité de la ressource, profondeur d'enfouissement...).

Exploitations minières

Jusqu'à 80 m de profondeur environ, au Canada, les huiles lourdes dégradées en bitume sont produites par technique minière.

La première exploitation commerciale a démarré en 1967, actuellement opérée par Suncor. Sa capacité de production atteint aujourd'hui 350 milliers de barils/jour (350 kbl/j). Les autres mines du Canada en exploitation sont celles de Syncrude (350 kbl/j), Shell (255 kbl/j) et CNRL (110 kbl/j). Plusieurs projets sont en cours de construction ou d'ingénierie (Kearl, d'Imperial ; Fort Hills, de Total-Suncor ; Joslyn, de Total-Suncor et Northern Lights, de Total).

Les technologies de production actuelles s'appuient toutes sur un premier « nettoyage » du minerai à l'eau ; elles mettent en œuvre une séquence d'opérations bien distinctes entre elles :

- Mise à jour du minerai par enlèvement des terres arables, puis des morts-terrains : la terre arable est stockée pour la remise en état ultérieure du site, et les morts-terrains sont utilisés pour construire des remblais ou les digues des bassins de sédimentation.
- Pelletage du minerai contenant le bitume. Cette opération minière fait appel aux équipements les plus gros du monde dans leur catégorie : le godet des pelleuses à câble utilisées au Canada peut atteindre 80 m³. Sur la base d'un contenu moyen de 10 % de bitume dans le minerai et d'un taux de récupération global de l'ordre de 85 %, il faut

environ 2 tonnes de minerai pour produire un baril de bitume.

c) Transport du minerai par des camions (voir la figure 4) pouvant charger jusqu'à 400 tonnes, depuis le front de mine jusqu'à des broyeurs, où il est concassé, mélangé à de l'eau chaude, puis envoyé par hydro-transport vers un premier vaisseau de séparation. Dans ce vaisseau, le bitume (qui s'est détaché du sable pendant l'hydro-transport) migre vers la surface, aidé en cela par l'ajout de produits saponifiants et par injection d'air, pour former une mousse, alors que les sables grossiers et une partie des sables fins sont évacués par le fond, vers le traitement des résidus.



© Jean-Michel Gires

Figure 4 : Camion de la mine Millenium de Suncor.

d) Une deuxième opération de séparation consiste ensuite à ajouter du solvant à cette mousse pour séparer le bitume de l'eau résiduelle et des fines. En sortie de cette deuxième séparation, on obtient, d'un côté, un mélange de bitume et de solvant et, de l'autre, l'eau et les fines, qui sont alors envoyées vers le traitement des résidus. Une simple distillation du mélange bitume+solvant permet d'évaporer le solvant (qui sera recyclé) et de disposer ainsi du bitume. Deux types de solvants sont utilisés, selon que le bitume est transformé sur place, ou envoyé (par pipelines) dans des centres de traitement éloignés :

- dans le cas d'un traitement sur place, le solvant peut être constitué d'une coupe naphta, recyclée dès la première unité de distillation ;
- dans le cas d'un transport par pipeline commercial, un solvant de type pentane ou hexane est utilisé, et immédiatement recyclé.

e) Les résidus sont traités avant leur épandage ou leur envoi en bassin de sédimentation afin de recycler l'eau. Ce sont environ trois barils de résidus liquides qui sont ainsi générés par baril de bitume produit.

Si l'extraction à l'eau reste le procédé primaire employé par tous les opérateurs, un effort de recherche est en cours pour mettre au point d'autres moyens d'extraction plus efficaces, moins gourmands en eau et donc à l'empreinte environnementale plus réduite. C'est par exemple le cas de l'extraction au solvant proposée en pilote par plusieurs sociétés.

Production in situ

Au-delà de 80 m de profondeur, les techniques minières cèdent le pas aux techniques de production *in situ*. Selon les caractéristiques de l'huile ou du bitume dans le gisement, en particulier sa mobilité, deux grands types de procédés sont alors employés :

- ✓ les procédés « froids », avec ou sans injection de produits (eau, solvant, polymères, CO₂...) ;
- ✓ les procédés « thermiques », avec apport d'énergie dans le gisement, le plus communément par injection de vapeur, mais aussi par « combustion *in situ* » ou par d'autres procédés.

Production in situ froide

Si la mobilité des huiles lourdes le permet, la ressource peut être produite sans apport d'énergie thermique à partir de puits horizontaux atteignant 1 000 m de long :

- ✓ soit par pompage direct, si la mobilité de l'huile dans les conditions du réservoir est suffisante. C'est par exemple le cas au Venezuela, où la température de fond atteint près de 50°C, une température suffisante pour permettre à l'huile extra-lourde de s'écouler ;
- ✓ soit par injection d'un produit (eau, diluant, polymère, CO₂, etc.) qui va accroître la mobilité de l'huile dans le réservoir. Cette injection peut avoir lieu au niveau du gisement lui-même, comme par exemple dans le cas du balayage à l'eau mis en œuvre par CNRL au Canada sur le champ de Pélican, voire en fond de puits de production (diluants), dans le cas de la PetroCedeño avec Total, au Venezuela.
- ✓ soit par production de sable : la CHOPS (*Cold Heavy Oil Production with Sand*) contribue à hauteur de 200 kbl/j à la production d'huiles extra-lourdes du Canada.

Production in situ thermique

La « Cyclic Steam Stimulation » (CSS)

Les premiers exemples de production thermique à grande échelle sont anciens, avec par exemple les exploitations « *huff-&-puff* » de production d'huile lourde en Californie. Des techniques similaires (CSS, *Cyclic Steam Stimulation*) ont été reprises dans la région de Cold Lake, au Canada, pour produire un bitume d'une densité voisine de 10-12°API. Pour le CSS, un même puits vertical est utilisé pour, alternativement, injecter de la vapeur, attendre que la formation s'imprègne et pomper le bitume. Au Canada, ce mode de production CSS est resté dominant jusqu'en 2009, avec une production de plus de 200 kbl/j, à Cold Lake.

Le « Steam Assisted Gravity Drainage » (SAGD)

Durant les deux dernières décennies, l'amélioration des techniques de forage horizontal a permis le développement du SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*), qui fait

appel à des paires de puits horizontaux de plusieurs centaines de mètres de longueur recouvrant la zone de production et placés à une distance de 5 m l'un au-dessus de l'autre. La vapeur est injectée en continu par le drain supérieur, et le bitume est pompé à partir du drain inférieur. Le recours au CSS ou au SAGD dépend des caractéristiques du gisement (roche et fluides). Dans la région de l'Athabasca, où la densité du bitume tombe à 7-8° API, on emploie le SAGD, avec une production de 317 kbl/j, en 2010 (voir la photo en figure 5).

Dans les deux cas, CSS et SAGD, la production en sortie de puits consiste en une émulsion eau-bitume (70 % d'eau environ, dans le cas du SAGD) qui est cassée, en surface, par ajout de diluant. Le mélange bitume-diluant est commercialisé après, éventuellement, un nouvel ajout de diluant permettant d'atteindre les spécifications de transport. L'eau est traitée, puis elle est recyclée vers les chaudières.

Autres procédés : de la R&D aux pilotes de démonstration

D'autres techniques d'apport en énergie sont actuellement en phase de test, qui permettraient de réduire considérablement les besoins en eau et en gaz naturel. Le principe de certains de ces procédés est bien connu, comme, par exemple, la combustion *in situ*, exploitée avec succès en Roumanie, mais encore à l'état de pilote au Canada sous le nom de THAI (*Toe-to-Heel-Air-Injection*). D'autres sont plus novateurs, comme le chauffage électrique (par induc-

tion ou par résistivité), avec notamment le pilote de la société ET-Energy en cours de développement à proximité de Fort McMurray avec le soutien de Total.

De par leurs caractéristiques, ces procédés permettraient aussi de viser des ressources en bitume aujourd'hui inexploitable par les moyens habituels, telles que :

- ✓ les minerais trop profonds pour justifier une exploitation minière ;
- ✓ les sables profonds avec intercalaires argileux ou avec présence d'eau, qui forment autant de pièges thermiques rédhibitoires à la mise en œuvre du SAGD ou du CSS ;
- ✓ les réservoirs à faible perméabilité, comme les carbonates.

Des investissements toujours très importants

Quel que soit le type de production (mine, production chaude ou froide), la mise en œuvre de ces procédés reste très lourde en investissement : plusieurs années avant le démarrage, puisqu'il faut construire d'importantes usines de traitement d'eau et de bitume et forer un grand nombre de puits ; puis durant toute la vie du champ, pour maintenir le plateau de production en forant de nouveaux puits. En moyenne, on peut considérer que les investissements globaux sur l'ensemble de la vie d'un projet se répartissent ainsi : 1/3 avant le démarrage et 2/3 après démarrage, pour l'*in situ*, et 2/3 avant le démarrage et 1/3 après le démarrage, pour la mine.



© Jean-Michel Gires

Figure 5 : Centre de traitement du projet *in situ* de Surmont (ConocoPhillips – Total).

Transport, upgrading et intégration

Une fois la ressource extraite, les différents acteurs peuvent, là encore, se différencier par leurs stratégies de commercialisation. Le premier facteur discriminant apparaît dès le transport de l'huile produite et le besoin de dilution. Si l'huile est suffisamment fluide pour être transportable en l'état et atteindre un terminal de chargement, elle pourra être commercialisée auprès de raffineurs bénéficiant d'un marché de fuel lourd ou équipés d'unités de conversion.

Si l'huile n'est pas transportable en l'état (comme c'est le cas pour les huiles extra-lourdes de l'Orénoque et les bitumes de l'Athabasca), le producteur a alors le choix entre :

- ✓ la dilution et la commercialisation du mélange ;
- ✓ la transformation chimique, pour alléger et fluidifier l'huile via un *upgrading* (raffinage partiel ou complet) avant de la commercialiser sous la forme d'huile synthétique.

Dilution

Au Canada, pour emprunter les principaux pipelines d'exportation vers les USA, les transporteurs imposent pour les huiles lourdes des règles de densité de 19° API minimum et de viscosité de 350 centistokes (cSt) maximum, à la température de la ligne. Traditionnellement, le bitume de Cold Lake est dilué avec des C5+, des condensats issus du traitement du gaz de l'Alberta ou importés des USA par pipeline ou par le rail ; le mélange, appelé DilBit, a un ratio diluant/bitume de l'ordre de 33/67. Les producteurs n'ayant pas accès à ce type de diluant se tournent vers les bruts synthétiques SCO : le mélange produit, appelé SynBit, a un ratio SCO/Bitume d'environ 50/50.

Au Venezuela, les autorités n'ont jusqu'à ce jour pas autorisé l'exportation par tankers d'huile extra-lourde sous forme diluée, sauf à titre exceptionnel lors des arrêts d'*upgraders*.

Upgrading

Les huiles extra-lourdes et le bitume se caractérisent par un ratio H/C (hydrogène/carbone) inférieur de près de 20 % à celui d'un brut conventionnel. L'*upgrading* consiste à remonter ce ratio soit par retrait de carbone, soit par ajout d'hydrogène, dans des installations similaires à des raffineries qui ne traiteraient qu'une charge unique et ne produiraient qu'un seul produit.

La première voie, la plus commune, consiste à retirer l'excès de carbone par l'emploi de « coker » dont le principe consiste à chauffer la partie la plus lourde de la charge initiale à plus 500°C et à l'envoyer dans des ballons où l'excès de coke se dépose et où la partie craquée, légère, est ensuite récupérée pour être stabilisée par hydrogénation. La seconde voie, celle de l'ajout d'hydrogène, est plus difficile à mettre en œuvre, en raison des conditions de pression (160 bars) et de température (420°C) et d'un besoin

d'hydrogène dont la production peut s'avérer coûteuse en période de tension sur les prix du gaz. Elle reste donc moins répandue que la première, mais cette situation pourrait changer, si le prix du gaz devait rester durablement décoté par rapport à celui de l'huile.

Stratégies d'intégration

« Netback » et intégration

Ces étapes de dilution ou d'*upgrading* différencient la commercialisation des huiles lourdes de celle des bruts conventionnels, avec un besoin d'intégration amont/aval. Le « *netback* » bitume, c'est-à-dire le revenu que récupère le producteur en sortie de champ se calcule par différence entre la valeur du DilBit ou du SynBit et le coût du diluant employé. Il subit le double impact du différentiel lourd-léger (qui détermine la valeur du Dilbit ou du Synbit par rapport au brut conventionnel de référence) et du coût de la composante diluant (*via* le ratio de dilution). Du fait de ce double impact, une situation de marché déprimé pour les qualités lourdes, mais tendu pour les prix de diluant, peut se traduire temporairement par un « *netback* » bitume très faible, alors que dans le même temps, le marché des bruts conventionnels reste élevé.

Pour se protéger contre une telle situation, les opérateurs n'ont d'autre choix que de chercher à s'intégrer afin de maximiser les synergies énergétiques et de minimiser la volatilité introduite par l'étape de dilution, puis par le différentiel lourd-léger. Cette volatilité est d'autant plus forte pour les producteurs canadiens qu'ils sont enclavés et subissent sans alternative possible les moindres difficultés logistiques.

Deux principaux critères vont jouer dans la détermination du niveau d'intégration (voir la figure 3) :

- ✓ Le facteur de volatilité que souhaite « effacer » le producteur : intensité énergétique, facteur dilution, facteur différentiel lourd-léger, voire différentiel brut-produits ;
- ✓ Les éventuelles positions industrielles « aval » du producteur.

Upgrading partiel

La route d'intégration la plus immédiate consiste à s'affranchir du risque « dilution ». Une telle intégration s'appuie sur l'*upgrading* partiel du bitume, qui le rend transportable sans avoir à acheter du diluant pour le mélanger (ou alors, le moins possible). Jusqu'à présent, et à part le cas d'acteurs disposant déjà d'outils de traitement aval dédiés, cette route a été peu suivie, car elle bute sur les deux obstacles suivants :

- ✓ même partielles, les techniques d'*upgrading* habituelles demandent des investissements lourds que le prix du produit partiellement « *upgradé* » ne permet généralement pas de justifier économiquement ;
- ✓ du fait de leurs caractéristiques (densité, parfois instabilité et acidité élevée), les débouchés des bitumes par-

tiellement dilués sont limités et ils nécessitent, au moins pour de grandes quantités, des raffineries spécifiquement équipées (et donc dédiées).

Upgrading complet

La deuxième route d'intégration, la plus répandue, consiste à *upgrader* complètement le bitume en un brut synthétique léger. Cet *upgrading* peut se faire directement sur le site de production ou sur un site éloigné, *via* la mise en place d'une boucle de transport diluant/bitume dilué. La qualité du produit obtenu est telle qu'elle permet une commercialisation en substitution aux bruts légers traditionnels dans la plupart des raffineries.

Raffinage

La troisième route d'intégration est la plus ambitieuse puisqu'elle consiste à transformer le bitume en produits pétroliers commercialisables. Cette intégration nécessite une véritable raffinerie adaptée pour recevoir du bitume dilué. Bien qu'attractive, en théorie, puisqu'elle permet de capturer la totalité de la marge aval, cette route reste difficile à mettre en œuvre.

Panachage

L'évolution récente des prix des bruts montre à quel point il reste difficile de prévoir si le marché sera plus favorable à la commercialisation du bitume sous forme diluée ou sous forme *upgradée*. La plupart des gros producteurs dépendant d'une source de diluant se tourne donc vers des stratégies de couverture consistant à s'intégrer pour une partie de leur production de bitume et à commercialiser le reste sous forme diluée.

Le cas de la société Suncor est lui aussi intéressant puisqu'il présente quasiment toutes les routes d'intégration précédentes :

- ✓ L'*upgrading* partiel, en proposant des produits partiellement *upgradés* et partiellement hydrogénés, écoulés soit dans des raffineries dédiées *via* des contrats long-terme, soit dans les raffineries acquises par Suncor ;
- ✓ L'*upgrading* complet, avec une production d'environ 110 kbl/j de SCO à 33/34° API ;
- ✓ L'intégration jusqu'aux produits pétroliers, avec, d'une part, une production de diesel de l'ordre de 25 kbl/j dans son *upgrader* de Fort McMurray et, d'autre part, ses raffineries au Canada et aux États-Unis.

Le cas spécifique de la logistique au Canada

Du fait de la localisation enclavée de l'Alberta, dépourvu de débouché maritime et très éloigné des centres de raffinage américains, la logistique de transport par pipeline constitue un élément à part entière de la chaîne huiles lourdes, au Canada. Depuis Edmonton, il faut environ vingt-cinq jours pour atteindre la région de Chicago, et près de cinquante jours pour atteindre le Golfe du Mexique.

Pour répondre à la saturation progressive des principaux pipelines d'exportation face à la montée de la production de bitume, plusieurs opérateurs proposent des projets de nouveaux pipelines, visant pour certains directement la *US Gulf Coast* (côtes américaines du Golfe du Mexique) et, pour d'autres, le littoral Pacifique en vue d'une exportation par tankers vers l'Asie. Mais la réalisation de ces nouveaux projets suppose des engagements importants des utilisateurs, notamment un « *ship-or-pay* » sur de longues durées, correspondant à des montants de plusieurs centaines de millions de dollars.

Ces engagements *ship-or-pay* dans la logistique constituent pour les producteurs canadiens une nouvelle forme d'intégration visant à s'assurer un débouché.

Enjeux environnementaux et sociétaux

L'environnement

Généralités

Étant donné que l'huile lourde est plus visqueuse, on s'attend à ce que son extraction du sous-sol génère une empreinte environnementale plus importante. C'est particulièrement le cas des sables bitumineux du Canada, nettement plus visqueux que les huiles extra-lourdes du Venezuela ; nous allons développer leur cas ci-après.

Les gaz à effet de serre (GES)

La viscosité du bitume conduit à consommer plus d'énergie pour l'extraire :

- ✓ Pour l'exploitation minière, l'énergie est tout d'abord mécanique, pour l'extraction des matériaux (pelleuses), puis leur transport (camions) et leur broyage ; mais aussi thermique, l'eau chaude étant indispensable au procédé de séparation du bitume ; l'évolution des procédés a toutefois permis d'en réduire fortement la température (moins de 50° C) et de récupérer une partie importante des calories lors de son recyclage ;
- ✓ Pour la production *in situ* (SAGD), l'énergie est liée à la production de vapeur, et il est important de travailler au transfert efficace des calories jusqu'au réservoir afin de permettre le réchauffement du bitume et sa mobilisation ; là encore, une partie des calories retournées avec la production sont récupérées ultérieurement ; par ailleurs, les travaux concernant la co-injection de solvant avec la vapeur laissent escompter une réduction de ces besoins énergétiques ;
- ✓ Pour l'*upgrading*, les émissions de GES proviennent des distillations, du *coker* ou de l'hydrocraquage, des hydrotraitements, mais surtout de la production d'hydrogène indispensable aux hydrotraitements.

Au total, on peut estimer que la chaîne de production complète (*upgrading*, transport, raffinage, distribution et consommation finale des carburants produits), c'est-à-

dire la chaîne de production « du puits à la roue », induit une émission supplémentaire de GES d'environ 10 à 15 % par rapport à la moyenne de celle du pétrole conventionnel ; celle-ci étant elle-même très dispersée, on peut retenir que les sables bitumineux se situent environ au 3^{ème} quartile de l'ensemble des productions mondiales en matière de performance GES. Une empreinte plus forte, donc, mais pas totalement disproportionnée, ni même la plus élevée du secteur.

Et les travaux de l'industrie ne s'arrêtent pas là ; ainsi, des cogénérations sont intégrées aux projets pour la production conjointe de vapeur et d'électricité ; de nombreux progrès devraient voir le jour dans la prochaine décennie qui permettront de réduire encore ces émissions ; enfin, la réflexion se poursuit sur la bonne façon d'introduire un captage et stockage du CO₂ émis par les principales installations ; procédé sans doute possible techniquement, mais encore trop cher pour être inclus en standard dans les schémas des projets actuels ; la recherche se poursuit donc sur ce sujet-là, également...

L'eau

Les deux procédés actuels d'extraction des sables bitumineux requièrent d'importantes quantités d'eau :

- ✓ L'extraction minière, pour la séparation du bitume d'avec les sables et les argiles ;
- ✓ La production SAGD pour la production de vapeur.

Néanmoins, cette eau fait l'objet d'un recyclage très important (supérieur à 80 %) et en progrès constant, bien que limité *in fine* par l'eau retenue par les résidus de fabrication ou par le réservoir.

D'autre part, et pour ne pas induire un prélèvement excessif dans la rivière Athabasca (aujourd'hui, environ 1 % du débit annuel), les sources d'eau ont été diversifiées :

- ✓ Pour les mines, par une collecte systématique des eaux de ruissellement de surface, et par un recyclage partiel des eaux de production ;
- ✓ Pour l'*in situ*, par un prélèvement à partir des seuls aquifères souterrains.

L'ensemble de ces dispositions a permis de réduire la consommation nette d'eau à moins de 2 barils d'eau (de rivière) par baril de bitume produit, pour les mines, et à 0,5 baril d'eau (d'aquifère) pour l'*in situ*. Et les travaux se poursuivent pour réduire ces quantités, notamment par l'amélioration de la gestion des résidus de production, pour les mines (voir plus loin), et par la réduction des quantités de vapeur injectée, pour l'*in situ*.

Enfin, pour les nouvelles mines, ont été introduits des stockages d'eau allant jusqu'à quatre-vingt-dix jours de consommation, afin de faire face à l'étiage de la rivière durant la période hivernale.

Les résidus de fabrication

Les résidus de fabrication de la production *in situ* ne sont pas très différents de ceux de la production conventionnelle. Il en va autrement pour la mine, le procédé *ex situ*

de séparation du bitume générant une quantité très importante de résidus ; au-delà des fosses d'exploitation à ciel ouvert de la mine, bien connues des mineurs de cette planète, les lagunes de décantation des résidus de production constituent certainement l'aspect le plus spectaculaire de l'exploitation minière.

L'industrie a en effet constaté que les plus fins de ces résidus (des argiles) pouvaient constituer avec ceux de bitume et l'eau d'extraction un gel très difficile à décanter. Le stockage des résidus liquides a ainsi nécessité un nombre croissant de lagunes, ce qui est considéré comme insupportable par certaines parties prenantes.

La gestion optimale de ces résidus est donc devenue une des priorités de l'industrie, qui développe de nouveaux procédés recourant à une meilleure séparation des flux de résidus, à un épaissement des plus fins et à une floculation de ceux-ci pour en permettre une décantation et une consolidation plus rapide, et, si nécessaire, une reprise des résidus liquides en vue d'une nouvelle floculation et d'un séchage à l'air libre (ou bien une centrifugation).

Pour accélérer le processus, les sept acteurs de l'exploitation minière (dont Total) ont décidé de coopérer à la recherche de nouveaux schémas encore plus performants. Les travaux en cours devraient permettre d'accélérer considérablement la consolidation de ces sédiments, le recyclage de l'eau piégée et la réhabilitation des sols.

Par ailleurs, les risques présentés par le stockage de ces constituants font l'objet de travaux d'évaluation et de *monitoring* retenant notamment un dispositif d'effarouchement de l'avifaune, un *design* soigné, un contrôle des risques de suintements à travers les digues de rétention et une bonne connaissance des caractéristiques de ces dépôts en vue de la réhabilitation ultérieure des sols.

La réhabilitation des sols

Pour la production *in situ*, l'impact sur les écosystèmes n'est pas très différent d'une production de pétrole conventionnelle. L'utilisation de puits horizontaux forés à partir d'un même *cluster* de production a permis de réduire fortement l'empreinte au sol. Pour limiter les effets de la fragmentation de la forêt boréale induit par le passage de ses lignes, l'industrie a amélioré ses pratiques en limitant la linéarité de ces passages et en procédant à la reforestation des zones pouvant l'être, afin d'accélérer le cycle de reboisement naturel (très lent, en raison de la rigueur du climat hivernal).

Le sujet se présente de façon différente pour les mines, en raison de leur activité à ciel ouvert impactant fortement les paysages et les écosystèmes de surface durant la période d'exploitation. L'ensemble de la zone impactée par cette activité minière représente actuellement 700 km², soit une faible fraction de l'ensemble de la forêt boréale canadienne, dont la superficie excède les 3 millions de km².

Les exploitants miniers ont pris l'engagement de reconstituer, tout au long et à la fin de l'exploitation, des écosystèmes de surface durables, d'une richesse écologique comparable à ceux de la forêt boréale. Pour cela, les fosses

doivent être progressivement remplies et profilées, avec reconstitution d'une couche de terre végétale productive (stockée lors de son excavation, au début de l'exploitation) et des plantations choisies à partir des espèces végétales indigènes.

Les derniers projets prévoient d'avoir achevé plus de 60 % de ces travaux de réhabilitation lors de la fermeture de la mine, et d'achever le travail dans la décennie suivante. A cette fin, là encore, les industriels ont choisi de collaborer étroitement entre eux et avec les laboratoires spécialisés, pour mieux appréhender les fonctions de l'écosystème de la forêt boréale et d'en accélérer la reconstitution.

L'aspect sociétal

Le dialogue avec les parties prenantes et la création de valeur ajoutée partagée

Que ce soit dans les *Llanos* vénézuéliens ou dans la forêt boréale de l'Athabasca, l'obligation de l'industrie est celle d'une consultation et d'un dialogue avec les populations, consultation et dialogue devenus indispensables à la bonne compréhension entre les parties.

Parmi les principaux sujets discutés figure celui des impacts cumulés, qu'il s'agisse des risques de sécurité, de santé, d'environnement ou d'activité, pour ces grands projets susceptibles de donner du travail à des milliers de personnes, tout particulièrement durant la phase de construction des projets, puis à des centaines, durant la phase d'exploitation qui lui fera suite.

La consultation préalable au démarrage de ces projets doit permettre de mieux comprendre ces impacts en recherchant, bien-sûr, la minimisation et/ou les alternatives possibles. Celle-ci est donc entreprise très en amont du lancement des projets, dès la phase préliminaire des études d'avant-projet.

Les discussions ne portent pas uniquement sur les risques des projets, mais aussi sur les opportunités de création de valeur partagée. Que ce soit en termes d'emplois créés, accessibles aux populations locales moyennant un effort complémentaire de formation, d'opportunités d'affaires pour le tissu économique local, tout particulièrement pour les activités pérennes qui demeureront sur le site au lendemain du démarrage des installations, ou de renforcement local des capacités sociales et économiques, de nombreux sujets sont ainsi discutés, qui font, après discussion, l'objet de contrats à long terme.

L'importance de cette bonne implication locale des compagnies pétrolières auprès des populations locales est ainsi devenue un des éléments critiques et indispensables au bon déroulement des grands projets ; c'est une des raisons pour lesquelles ces compagnies se sont dotées d'équipes « sociétales », spécialisées dans la consultation, le dialogue et la recherche d'accords gagnant-gagnant entre les parties.

Une des parties prenantes principales situées dans la forêt boréale de l'Athabasca est la « Première Nation » de Fort

McKay. Les dirigeants de Fort McKay entendent s'assurer que vivre dans le voisinage de cette industrie lourde présente plus d'avantages que d'inconvénients : « A Fort McKay, nous prenons très au sérieux notre relation avec l'industrie. C'est pourquoi nous mettons un point d'honneur à entretenir avec les entreprises présentes des relations de confiance, saines et solides, qui reposent sur des objectifs communs. Nous souhaitons que chacun vive en bonne intelligence avec l'autre, en travaillant conjointement à réduire les retombées sur l'environnement et à maximiser les bénéfices d'une production responsable de sables bitumineux. Nos attentes vis-à-vis de ces entreprises sont multiples : une transparence dans les relations ; une information régulière sur leurs activités pour pouvoir y répondre si nécessaire ; une implication le plus tôt possible, dès la mise en œuvre d'un projet, puis tout au long du déroulement de ses opérations et jusqu'à sa fermeture et la réhabilitation du site ; une familiarisation avec nos connaissances environnementales traditionnelles, ainsi qu'avec nos usages commerciaux et entrepreneuriaux ; une garantie de bénéfices pérennes par des investissements en faveur des communautés autochtones ; un engagement franc permettant de développer les ressources de façon responsable, de faire appel à la main-d'œuvre locale, de se donner les moyens d'une véritable implication, de créer des *joint-ventures* quand les opportunités s'en présentent, d'être actifs dans la communauté et de nouer des relations à long terme avec ses membres, à tous les niveaux ».

Contraintes de réalisation

Au vu de la complexité industrielle de ces grands projets d'huiles lourdes, des contraintes pesant sur leur rentabilité ou leur performance environnementale, voire des capacités humaines permettant d'en assurer la réalisation, on imagine les difficultés de réalisation de ces projets. Explorons plus avant certaines de ces difficultés, à savoir la disponibilité en ressources humaines et l'isolement continental, au Canada, et l'instabilité contractuelle, au Venezuela.

Ressources humaines et isolement continental au Canada

La province de l'Alberta, où se trouvent les sables bitumineux, se situe à l'ouest du Canada. Plus vaste que la France, cette région n'est peuplée que de 3,7 millions d'habitants, ce qui est fort modeste, en regard des ambitions industrielles précitées. La région de l'Athabasca où se réalise l'extraction n'est dotée que d'une seule grande ville de 82 000 habitants, Fort McMurray. Devenue une des municipalités d'Amérique du Nord à la croissance la plus rapide (près de 7 % par an), Fort McMurray présente les stigmates caractéristiques des villes grossies trop vite, courant derrière des besoins permanents en infrastructures (routes, logements, écoles, cliniques ...) et de construction d'une communauté stable et pérenne capable d'attirer des habitants dans la durée.

Au-delà des difficultés rencontrées par la ville à constituer une communauté accueillante et à bâtir des camps pour accueillir les travailleurs des grands projets, existent encore de nombreuses difficultés logistiques d'acheminement des matériaux et des matériels. Située au nord de la province, avec des moyens routiers et ferroviaires limités, la région de l'Athabasca apparaît enclavée et difficile à approvisionner, tout particulièrement en hiver (sachant que le climat est rude durant pratiquement six mois de l'année). Pouvoirs publics, industriels et populations locales collaborent à la réduction de ces contraintes, mais nul doute néanmoins que celles-ci pèseront sur le rythme de réalisation des projets à venir. Aussi estime-t-on que la production d'huile lourde de l'Alberta, qui atteignait 1,5 million de barils/jour en 2010, ne devrait pas dépasser 3 millions de barils/jour en 2020, et 4,5 millions de barils en 2030, avec, donc, un rythme de croissance d'environ 1,5 million de barils/jour supplémentaires pour chaque décennie, largement contingenté par les contraintes pesant sur les ressources humaines et par l'isolement géographique de la région.

Instabilité politique/contractuelle au Venezuela

Avec une population proche désormais de 30 millions d'habitants, plus proche de la mer et donc plus facile à approvisionner en matériaux et matériels, le Venezuela ne semble pas souffrir (sur le papier) des mêmes difficultés que l'Alberta. Cela explique qu'un premier appel à l'investissement privé international lancé dans les années 1990 avait permis le développement d'environ 0,6 million de barils/ jour d'huile lourde *upgradée* dans le pays. Ainsi, au début des années 2000, l'on estimait à de l'ordre de 1 million de barils/jour supplémentaires la capacité de croissance des productions d'huile lourde au Venezuela.

La situation s'est par contre compliquée pour les investisseurs à partir de 2003, avec la remise en cause unilatérale des contrats signés et la nationalisation conduite par le gouvernement Chavez. Cela a conduit au départ de nombreux investisseurs internationaux, et au maintien de certains autres (dont Total) dans des conditions plus précaires, entraînant un freinage très important des nouveaux projets.

Des discussions sont en cours pour examiner dans quelles conditions de tels projets pourraient voir le jour. Gageons qu'il faudra un certain temps avant de pouvoir parvenir à définir le cadre contractuel et le climat de confiance nécessaires à la réalisation de ces grands projets par l'industrie pétrolière internationale !

Vers un développement progressif du potentiel

Le Canada et le Venezuela ne sont pas les seuls pays dotés de ressources d'huile lourde : il conviendrait d'ajouter à cette liste les Etats-Unis d'Amérique, le Moyen-Orient, la Russie et certains pays d'Afrique (Congo, Madagascar...). Ils détiennent néanmoins la plus grande part de ces ressources, rien de connu à ce jour ne pouvant égaler les possibilités de l'Athabasca ou de l'Orénoque.

Si le développement de ces ressources apparaît inéluctable pour permettre l'approvisionnement d'un marché mondial de plus en plus contraint, il est probable que les contraintes rappelées ci-dessus ne permettront qu'un développement progressif du potentiel des huiles lourdes. Les contraintes économiques, environnementales et politiques n'en permettront donc qu'un développement progressif, qui devrait toutefois passer de 2,5 % de la production pétrolière mondiale en 2010 à 8 % en 2030.

Notes

* Total

(1) La densité API (mesurée à 15°C et 1 atmosphère) est définie par la formule suivante :

Densité SG = $141,5 / (\text{Densité API} + 131,5)$, où « SG » (« Specific Gravity ») est une « unité » sans dimension utilisée par les anglosaxons, correspondant à la densité par rapport à l'eau. L'eau, a ainsi, une densité API de 10°.

Bibliographie

Total SA., « Huiles Lourdes », *Technoscoop: magazine d'exploration et production*, 2008 .

World Energy Council, *Survey of Energy Resources*, 2010.