

# ANNEXE 10

## LE RENDEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE

### 10.1 Présentation

Le rendement énergétique établit la part d'énergie du contenu énergétique, ou pouvoir calorifique (PC), réellement disponible. Cette part prend en compte toutes les énergies qui ont du être dissipées, ou dépensées, pour extraire et transformer la ressource énergétique en énergie ou matière première directement utilisable à l'activité et le bien-être humains. Dans ce qui suit sont estimées les dépenses en fraction du PC du pétrole extrait, pour différentes filières de production et transformation. Notons que le rendement est de moins en moins explicité, ou beaucoup de détails sont omis. Il est souvent nécessaire de l'estimer à partir de données indirectes, comme le taux d'émission de CO<sub>2</sub>.

Se pose le problème de savoir à quel stade de la chaîne de transformation le contenu énergétique de la ressource doit être calculé. *A priori* et en pratique il n'y a pas de règle unique. Il faut seulement être très prudent dans l'établissement des dépenses, et d'éventuels gains. Il existe deux types de dépenses : les dépenses externes provenant de l'utilisation d'autres énergies primaires, et les dépenses propres. Les premières doivent être toutes comptabilisées depuis l'extraction de la ressource. Leur quantité est ramenée à la quantité d'énergie primaire utilisée. Ces dépenses doivent inclure les énergies primaires utilisées pour fabriquer, transporter le matériel ou l'infrastructure servant à prospecter, exploiter, transporter, raffiner la ressource. Les dépenses propres sont considérées à partir du niveau où est établi le contenu énergétique puisque les dépenses en amont ont déjà été retirées au contenu. Ces dépenses en amont peuvent être (parfois) récupérables. Elles constituent alors un gain. Dans le même ordre d'idée, estimer le contenu en utilisant le PC inférieur ou PCI suppose que la chaleur latente de l'eau est comptée comme dépense définitive. Dans quelques applications - brûleurs immergés, chaudières à condensation - une partie est récupérée, ce qui constitue alors un gain.

Dans le cas du pétrole la production peut être convertie en Joule/a avec un baril à 5,7 GJ en moyenne (en travaillant avec les PCI). Cependant les différentes contributions n'occasionnent pas les mêmes dépenses. Le moins cher à produire des pétroles est le pétrole "léger" et peu soufré issu d'un puits éruptif d'un champ supergéant. Il coûte de 6 à 7% de son contenu dont 4 à 5% pour le raffinage. Il s'agit pour l'essentiel d'énergie propre. Pour comparer avec d'autres combustibles chimiques (biocarburants...), la liste des dépenses peut s'arrêter à la sortie de la raffinerie. Pour comparer par exemple à la filière électrique, les pertes au niveau de la distribution, du moteur, ou de la chaudière ou du four, doivent être prises en considération. Comme nous considérons les coûts entre différentes filières pétrolières, les dépenses se limiteront à celles nécessaires pour obtenir les dérivés raffinés.

Le rendement de l'exploitation d'un petit champ est souvent plus mauvais que pour celle d'un grand et explique leur faible intérêt. Effet il nécessite l'installation d'une infrastructure minimale mais qui est importante pour sa taille et qui fonctionnera sur une durée plus courte que pour des grands champs. Cela se traduit par des dépenses d'énergie importantes par rapport au contenu récupéré, croissant avec la faiblesse du gisement jusqu'au point d'être supérieures au PC. Cet inconvénient est accentué avec l'éloignement

d'installations de transport ou de raffinage déjà existantes, la mauvaise qualité de la roche réservoir et/ou du pétrole.

Quels sont les bilans d'énergies des investissements pétroliers récents ?

## 10.2 Les coûts de production du pétrole à partir des bitumes

Le pétrole extra lourd de la région d'Orénoque au Venezuela - densité de 1,0, viscosité *in situ* de 2000 mPa.s - doit être pompé de la roche, puis dilué avec une fraction moins dense du pétrole et enfin préraffiné pour fournir un pétrole acceptable pour les raffineries (équivalent à un pétrole brut de densité  $d$  égale à 0,865<sup>[1]</sup>). En particulier il est hydrogéné (le rapport H/C passe de 1,5 à 1,8 environ) et désulfuré par consommation de GN. Le coût avant raffinage est estimé à partir des taux d'émission de CO<sub>2</sub> et d'autres données, puis ramené au PC du pétrole préraffiné. La partie extraction nécessite l'émission de 5 kg de CO<sub>2</sub> par baril de pétrole extra lourd ou bitume (bb). En supposant cette émission liée à la consommation d'un dérivé du pétrole (CH<sub>2</sub> et 42 MJ/kg) et en tenant compte du taux de conversion du bitume en pétrole brut (90%) ce coût vaut environ 1,5% du PC. Le préraffinage consomme une petite partie des résidus du bitume (déjà soustraits du PC et donc non comptabilisés comme dépenses) et un volume de GN (supposé CH<sub>4</sub> et 50 MJ/kg) estimé à 12,5 m<sup>3</sup>/bb aux conditions standards (15°C, 1 atm). La dépense en GN équivaut à 8,5% du PC. Les dépenses d'exploitation (hors investissement et maintenance) avant raffinage valent donc 10% du PC. Le taux de récupération du bitume par cette méthode est seulement de l'ordre de 6%. La plus grande partie du gisement devra être exploitée par d'autres méthodes sans doute thermiques dont une des plus intéressantes pour ce type d'hydrocarbures est le drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV), décrite ci-dessous.

En Alberta au Canada, la plupart du bitume est pâteux et beaucoup trop visqueux pour être extrait comme au Venezuela. Il est soit exploité par extraction minière à ciel ouvert, s'il est enterré à moins de 75 m de la surface, soit fluidifié par injection de vapeur et récupéré par puits séparés (procédé encore sous forme expérimentale). Comme au Venezuela il doit être ensuite préraffiné pour obtenir un pétrole brut équivalent. La qualité de ce brut dépend directement du taux d'hydrogénation et donc de la consommation de GN (source unique pour l'instant de H<sub>2</sub>). La qualité du bitume d'Alberta est un peu plus mauvaise que celle du bitume du Venezuela, en particulier il contient plus de soufre (plus de 6% en masse contre 1,5%)<sup>[1-2]</sup>. Cela se répercute sur les coûts, ou sur la qualité du brut à même coût. Ceci explique sans doute pourquoi toute la production de bitume d'Alberta n'est pas transformée en brut équivalent (0,23 G/a sur un total de 0,37 Gb/a en 2004).

L'extraction minière est le plus économique des procédés, même en comprenant l'étape lourde de séparation des sables du bitume (plus de 10 t de sable pour 1 t de bitume)<sup>[3]</sup>. Il nécessite 10 l d'eau par litre de bitume séparé, dont 80% d'eau recyclé. Le GN est le combustible dominant, fournissant électricité et chaleur en cogénération ainsi que H<sub>2</sub> pour le préraffinage. En effet la plupart des engins et installations sont mues par l'électricité<sup>[4]</sup>. La compagnie Syncrude, un des deux plus importants exploitants miniers de bitume, indique dans son rapport sur le développement durable (voir son site) une consommation en 2003 de 1,45 GJ par baril de brut sous forme de GN, carburants, coke, diluants, électricité – coûts d'exploitation, coût matériel donc exclu – c'est-à-dire 23% du contenu (en supposant que Syncrude travaille avec les PCS). Le pétrole brut obtenu contient peu de S et d'azote, moins de 0,3% en masse, a une densité de 0,865 et est donc de qualité convenable. Aucun détail plus précis n'est donné permettant de séparer les coûts. Le taux d'émission de CO<sub>2</sub> correspondant aux dépenses pour l'étape d'extraction et de séparation est de 25 kg/bb<sup>[1]</sup>. En supposant qu'il provient entièrement de la combustion

du GN et en prenant un taux de conversion en brut de 90%, le coût est de 9% du PC du brut. La quantité de GN consommée pour le préaffinage représente aussi 9% du PC du brut. Le coût d'exploitation peut être estimé à 20% du PC du brut. Les coûts d'investissement (matériels, usines...) et de maintenance, non inclus dans les coûts précédents, sont plus élevés que sur un champ habituel, du fait de la lourdeur des procédés. Ils sont très difficiles à évaluer par leur nature et en l'absence de données. On peut essayer de faire une estimation grossière à partir des coûts financiers. Le coût d'une installation complète pour produire 100 kb/j de brut de bonne qualité à partir de mines est estimé à 3 G\$ en 2005<sup>[5]</sup>. Pour un champ géant terrestre ordinaire aux EUd'A il était de 0,1 G\$. En supposant un amortissement sur 20 ans et en omettant les coûts de maintenance, le coût d'investissement correspondrait à environ 4\$/b. Dans un même temps la consommation d'énergie en exploitation représente 20% du PC du brut produit ou 1,2 GJ/b, majoritairement sous forme de GN. Le prix du gigajoule de PC du GN a été de presque 5\$ en 2004 en Alberta (BP review 2005). En prenant cette valeur pour toutes les énergies, le coût financier d'exploitation due aux énergies est de 6\$/b. En supposant la même équivalence entre J et \$ pour le PC du GN et pour les installations (hypothèse sans doute forte), le coût de ces dernières représenterait presque 15% du PC du brut. Pour le champ terrestre classique ce coût serait inférieur à 1%. L'institut de recherche en énergie d'Alberta<sup>[5]</sup> avance un chiffre des coûts de 33% sans autre précision. Ce serait en accord avec le coût global calculé ici. Le procédé minier permet de récupérer 90% du bitume contenu dans le sable bitumeux. Mais moins de 35 Gb de bitume pourront être extraits ainsi, nécessitant l'utilisation d'autres procédés<sup>[4]</sup>.

Le procédé thermique opérationnel le plus efficace pour récupérer le bitume est le DGMV. Le taux de récupération du bitume dans la région balayée par la vapeur autour des puits peut atteindre 60%<sup>[1]</sup>. D'après les données fournies par la société Surmont<sup>[1]</sup>, 65 kg/bb de CO<sub>2</sub> sont émis par combustion de GN pour cette étape, soit un coût en GN de 24% du PC du brut (taux de conversion de 85%). Le coût énergétique est donc beaucoup plus élevé que précédemment. Par contre la consommation d'eau est plus faible, entre 2 et 3 l par litre de bitume, recyclés en grande partie. Les dépenses d'exploitation pour le préaffinage, donnant un brut de qualité plus faible que chez Syncrude (d=0,875), comprennent 12,5 m<sup>3</sup>/bb de GN aux conditions standards, c'est-à-dire 500 MJ par baril de brut ou 9% du PC. Le coût total atteint environ 33% du contenu du pétrole brut, avant raffinage. Ce coût est sans doute minoré car ne semble inclure que la consommation de GN. Le procédé DGMV donne pour l'instant surtout du bitume, dilué avant d'être envoyé en raffinerie. Le coût d'une installation complète pour produire 60 kb/j de brut à partir de la méthode de DGMV demande un investissement de 3,4 G\$, ou plus de 57 000 \$ par b/j, d'après <sup>[6]</sup>. En utilisant les mêmes données et hypothèses que précédemment on obtient des coûts de 7,75 \$/b et 1,5 GJ/b, soit 27% du PC du brut. Le coût global, raffinage compris, atteindrait 65% du PC, à condition que l'hypothèse d'équivalence entre coûts financiers et énergétiques soit correcte.

Quoiqu'il en soit les dépenses d'énergie pour produire un pétrole brut à partir du sable bitumeux sont certes inférieures au PC, mais n'ont plus rien à voir avec celles de pétrole brut « conventionnel ». La consommation de GN pour les activités d'exploitation des sables bitumeux représente déjà 5% de la production totale de GN du Canada. Elle est d'autant plus critique que l'Amérique du Nord connaît une crise d'approvisionnement en GN. De plus, due aux normes de plus en plus strictes contre la pollution et à la pénurie de pétrole peu dense, il existe une forte pression des marchés pour améliorer le préaffinage, en consommant donc encore plus de H<sub>2</sub>, et obtenir un brut de densité plus faible, 0,825, et contenant moins de molécules aromatiques.

Une des solutions envisagées pour réduire les coûts de la DGMV est l'utilisation du coke de pétrole, sous produit du préraffinage, qui permettrait de réduire de presque un facteur deux la consommation de GN<sup>[1]</sup>. Cette dépense propre déjà retirée au contenu pourrait être ainsi utilisée pour réduire les dépenses externes. Mais c'est au prix d'installations plus lourdes et surtout d'émissions de CO<sub>2</sub> accrues. Le coke de pétrole a un rapport atomique H/C beaucoup plus faible que pour le GN (de l'ordre de 0,5 contre 4). Pour éviter de payer une taxe de pollution au CO<sub>2</sub> les ingénieurs envisagent de le capturer et de le stocker. La méthode la plus au point serait l'absorption sélective du CO<sub>2</sub>, contenu dans les gaz de combustion, par un solvant sous forme de gouttes, le Mono Ethanol Amine. Le solvant est ensuite recyclé et le CO<sub>2</sub> récupéré. Le coût énergétique pour piéger 1 tonne de CO<sub>2</sub> nécessite l'émission d'1/2 tonne de CO<sub>2</sub> (en supposant la combustion de coke pour cela). La moitié de l'énergie fournie par le coke devrait ainsi servir à capturer le CO<sub>2</sub>, ce qui réduit d'autant les gains sur son utilisation. Pour se passer de solvant la combustion peut s'opérer avec de l'oxygène pur, O<sub>2</sub>, ou oxycombustion, évitant la présence de N<sub>2</sub> dans les gaz produits, difficile à séparer du CO<sub>2</sub>. O<sub>2</sub> pur est produit par distillation fractionnée de l'air à 77 K (-196°C), c'est à dire avec un certain coût énergétique (information difficile à obtenir même sur le site d'Air Liquide). Des ingénieurs, mi-sérieux mi-plaisants, envisagent l'utilisation de centrales nucléaires pour produire l'énergie, en particulier de la chaleur à haute température.

### 10.3 Les coûts de production du pétrole à partir du kérogène

Les EUd'A envisagent de produire du pétrole brut synthétique à partir de leurs importants dépôts riches en kérogène<sup>[2,7]</sup>, reprenant des tentatives ultérieures, presque toutes abandonnées au lendemain du contre-choc pétrolier de 1986. La difficulté à extraire le kérogène de sa roche, le coût pour le transformer en pétrole brut (en particulier opérer le craquage thermique que n'a pas réalisé la nature) conduisent à penser que les dépenses énergétiques seront au moins aussi grandes que pour l'exploitation des sables bitumeux.

Deux manières d'exploiter ces dépôts sont envisagées :

- par mine en procédant soit à ciel ouvert soit par galeries, suivi d'une pyrolyse à 500°C en surface, puis d'un raffinage avec élimination de résidus solides ;
- par une pyrolyse et un préraffinage *in situ* soit par combustion interne des composants les moins volatils du kérogène, soit à l'aide d'une source de chaleur extérieure.

Le procédé le plus prometteur, en terme de coûts et de temps de développement, est un procédé de pyrolyse *in situ* par chauffage électrique. Il a été imaginé par des ingénieurs de Shell au début des années 80. Des résistances sont placées au fond d'un réseau de puits écartés d'à peu près 15 m. Toute la roche autour des puits est progressivement chauffée jusqu'à un peu plus de 350°C. Il faut attendre 2 à 3 ans avant d'obtenir du pétrole et du GN (avec deux fois plus de pétrole énergétiquement). Une barrière de glace obtenue par cryogénie à l'azote sépare la zone d'éventuels aquifères. Les coûts d'exploitation sont estimés à 1/6 J d'électricité par Joule de PC récupéré. Converti en énergie primaire en prenant un facteur de trois (moyenne suivant différents procédés de production électrique et qui comprend les coûts en amont des centrales ; il est envisagé d'utiliser du charbon), le coût d'exploitation revient à 50% du PC des hydrocarbures récupérés. Shell a travaillé sur un petit prototype et est désireux de construire un pilote (1 à 5 kb/j) sur une partie du gisement plus favorable au procédé et appartenant à l'état fédéral. La compagnie n'espère pas une production industrielle avec plus de 0,1 Mb/j avant 20 ans.

---

\*Les références marquées d'un astérisque sont disponibles sur l'Internet à l'aide d'un moteur de recherche.

- <sup>1</sup> CUPCIC F. *Extra Heavy Oil and Bitumen*. II int. workshop on oil depletion, 26-27 mai 2003, IFP Rueil\*.
- <sup>2</sup> BUNGER J. W. et al. *Is oil shale America's answer to peak-oil challenge?* Oil & Gas Journal, Aug. 9, 2004,16-22\*.
- <sup>3</sup> RICHARD L. G. *Mining for oil*. Scientific American, March 1998, 66-67.
- <sup>4</sup> SÖDERBERG B. *Canada's oil sands resources and its future impact on global oil supply*. Degree project, master of science, avril 2005, Université of Uppsala, Suède\*.
- <sup>5</sup> ISAACS E. *Canadian oil sands: development and future outlook*. IV int. Workshop on oil&gas depletion, 19-20 mai 2005, Lisbonne\*.
- <sup>6</sup> MORITIS G. *EOR/Heavy oil survey*. Oil & Gas Journal, 17 avril 2006 , 37-41.
- <sup>7</sup> BARTIS J. T. et al. *Oil shale development in the United States: prospects and policy issues*. RAND corporation 2005. 68p.\*