

L'actualité des hydrocarbures dans le Maghreb

Carlos Echeverría

Algérie : la loi sur les hydrocarbures qui restreint la participation étrangère et l'alliance avec Gazpom préoccupent les entreprises espagnoles

La Libye, en 8ème position mondiale pour les réserves de brut prouvées, 2^o producteur de brut d'Afrique, continue d'ouvrir le secteur aux compagnies occidentales

La Mauritanie, avec des réserves de 1 milliard de barils de brut et de 30 milliards de mètres cube de gaz naturel, est entrée dans le club des pays producteurs

Dans le domaine des hydrocarbures, les Etats du Maghreb reflètent aussi les différences qui les séparent : deux producteurs traditionnels d'hydrocarbures, l'Algérie et la Libye, un nouveau venu au club des producteurs énergétiques, la Mauritanie, un modeste producteur, la Tunisie, et un pays fortement déficitaire en sources énergétiques et en particulier en pétrole et en gaz, le Maroc.

Algérie

En août 2006, la production de brut en Algérie s'élevait à 1,38 millions de barils par jour, ce qui en faisait le neuvième producteur de l'OPEP. Quant au gaz naturel, dont l'Algérie est le sixième pays du palmarès mondial selon les réserves prouvées, sa production s'élève aujourd'hui à 62 milliards de mètres cube. Selon des sources du pays, les compagnies pétrolières étrangères ont gagné, en 2005, entre 3,5 et 4 milliards de dollars, alors que la compagnie nationale a obtenu 10 fois plus. Les prévisions pour 2006 sont de 6 milliards de dollars pour les premières et de 53 milliards pour Sonatrach. L'Algérie a pour objectifs de production à l'horizon 2010 deux millions de barils par jour et 85,6 milliards de mètres cube de gaz, au lieu des 62 milliards qu'elle produit aujourd'hui. Grâce aux hydrocarbures, l'Algérie a des réserves de devises de 53,6 milliards de dollars.

L'approbation, en juillet 2005, d'une loi sur les hydrocarbures « dépolitisée » ouvrait, par son caractère libéral – la précédente exigeait toujours une présence majoritaire de Sonatrach dans tout contrat – de nouvelles perspectives pour les 39 compagnies étrangères, dont la plupart sont occidentales, et parmi lesquelles se distinguent les espagnoles ainsi que British Petroleum et Total qui sont depuis plusieurs années chez le géant maghrébin. Mais le 9 septembre 2006, le gouvernement algérien publiait 19 amendements à cette loi qui la rendront plus restrictive dès que les règlements d'application seront approuvés. Dès à présent, la participation de Sonatrach dans les futurs nouveaux contrats d'exploration et d'exploitation augmente jusqu'à un minimum de 51 % – alors que jusqu'à ce jour, elle oscillait de 20 % à 30 %. De plus, Sonatrach disposera d'au moins 51 % dans les concessions pour le transport des hydrocarbures à travers les oléoducs et gazoducs nationaux. Bien que l'Espagne n'importe d'Algérie que 2,6 % du pétrole qu'elle consomme, il est important de souligner le rôle des entreprises espagnoles dans le secteur pétrolier, même si leur point fort est le gaz naturel. Cepsa exploite deux gisements de pétrole dans la zone orientale de l'Algérie : le premier depuis 1996, et le second depuis 1999. En 2005, Cepsa a produit plus de 80 millions de barils de brut en Algérie. Quant au gaz naturel, l'Algérie est un fournisseur essentiel pour l'Espagne : en mars 2006, Gas Natural et Repsol YPF signaient un accord pour

construire une usine de gaz naturel liquéfié dans laquelle Sonatrach participe à 20 % – des pourcentages qui, dans les nouveaux accords, ne se répéteront pas. L'autre disposition, également nationaliste, est l'instauration d'une taxe de 5 % à 50 % sur les bénéfices exceptionnels générés par le brut pour les compagnies pétrolières lorsque le prix du brut – référence en Europe – dépasse 30 dollars, et son application est entrée en vigueur le 1er août 2006. Le jour où le prix du baril tombera au-dessous de cette valeur, cet impôt disparaîtra, mais une telle hypothèse semble peu probable aujourd'hui ou à moyen terme. D'autre part, la pression fiscale variera en fonction du niveau d'extraction de pétrole de chaque compagnie.

Le gaz naturel étant son point fort et la grande option d'avenir, il convient de rappeler que le gazoduc Maghreb-Europe, inauguré en 1996, transporte chaque année jusqu'à 8 milliards de mètres cube de gaz. Ce gazoduc s'ajoute à celui qui est déjà en service depuis 1984 entre l'Algérie et l'Italie à travers la Tunisie, et à partir de 2009, il y en aura un troisième, le Medgaz, reliant Beni Saf, près d'Oran, à Almería, et dont le consortium est formé par Sonatrach, Cepsa, GDF, Endesa, Iberdrola, Total et BP. Le Medgaz, de 1 200 kilomètres de long, transportera initialement 8 milliards de mètres cube par an, et sa construction s'est vue accélérée après la décision du Conseil des ministres espagnol du 24 juin 2005, qui l'a qualifié de projet prioritaire. Avec le Medgaz, Cepsa renforce sa po-

sition en Algérie, où elle exploite déjà deux gisements de brut – Ourhoud et RKF – et explore, avec Total, deux autres blocs de gaz : Timimoun et Bechar. Ourhoud, dont l'exploitation a débuté en 2003, produisait déjà 82 millions de barils en 2004. D'autre part, le président de Cepsa, Carlos Pérez de Brício, et celui de Sonatrach, Mohamed Meziane, signaient à Alger le 17 décembre 2005 le plus gros contrat jamais souscrit jusqu'alors par Alger : un accord de 20 ans pour l'achat par Cepsa de 1,6 milliards de mètres cube de gaz naturel par an. Repsol-YPF, quant à elle, formait en 2004 un consortium avec Gas Natural, auquel le gouvernement adjugeait un bloc d'exploration d'hydrocarbures d'une extension de 4 831 kilomètres carrés à l'est du pays, à Gassi Chergui Ouest : Repsol-YPF possédait déjà à ce moment des droits miniers sur trois blocs exploratoires et deux champs de production. En 2003, la production nette de Repsol-YPF en Algérie était de 10,1 millions de barils équivalents de pétrole (BEP), et ses réserves prouvées nettes de liquides et gaz naturel étaient estimées à 82,7 millions de BEP. En avril 2006, Repsol-YPF découvrait une poche de gaz dans la région de Reggane Nord, dans le Sahara algérien, qui lui permettra une production de l'ordre de 736 000 mètres cube de gaz naturel par jour. D'autre part, au projet Medgaz et aux activités des compagnies espagnoles doivent s'ajouter, dans le secteur du gaz naturel, les deux programmes d'exploration et d'exploitation de GDF à Sbaa et Ahnet, dans la région d'In Salah.

Hormis l'impact de la nouvelle loi sur les hydrocarbures, en ce qui concerne le gaz naturel, il existe également une préoccupation en Europe sur l'accord entre Sonatrach et Gazprom le 4 août 2006 qui, selon le ministre italien de l'Industrie, Pierluigini Bersani, pourrait accroître les prix du gaz sur le continent, à un moment où l'UE est en train de négocier, aussi bien avec l'Algérie qu'avec Moscou, les nouveaux cadres juridiques de la relation énergétique. D'après Gazprom, la seule chose qu'elles ont faite est de s'engager à coopérer dans la distribution du gaz naturel dans des pays tiers, ce pourquoi elles se sont dotées d'un centre conjoint de coordination éner-

gétique et de groupes de travail réguliers. Il convient de souligner que les deux compagnies fournissent à l'Europe 40 % du gaz consommé par l'UE et que l'Algérie fournit à l'Espagne 52 % du gaz naturel consommé – et 37 % à l'Italie.

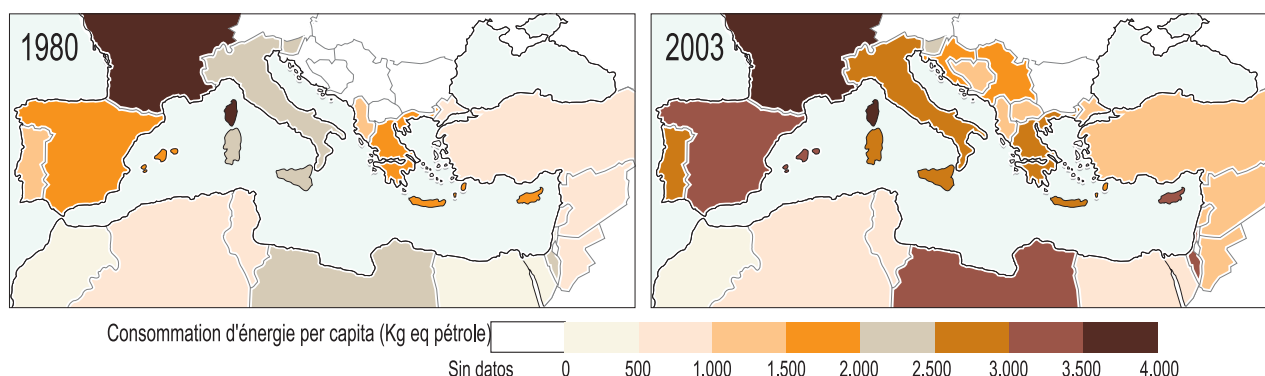
Libye

La Libye, située en huitième position dans le palmarès des réserves de brut prouvées, est aujourd'hui le second plus grand producteur de brut d'Afrique et possède les plus grandes réserves prouvées de brut du continent africain – 39 milliards de barils, soit 40 % des réserves démontrées à l'échelon du continent – et continue à ouvrir le secteur aux compagnies occidentales, dans le cadre de sa normalisation au sein de la communauté internationale. Hormis la grande qualité de ses hydrocarbures et la proximité géographique des marchés européens, la Libye bénéficie de sa solvabilité économique, définie par l'absence de dette extérieure et par des réserves de devises importantes qui, au milieu de l'année 2005, s'estimaient à plus de 20 milliards de dollars. La Libye cherche à atteindre en 2015 une production de trois millions de barils de bruts par jour, ce qui correspond à ce qu'elle produisait en 1970, et doublerait ainsi les 1,6 millions actuels. Elle aspire également à accroître sa production de gaz naturel. La normalisation des relations du régime libyen avec l'Occident au cours des dernières années a permis aux compagnies pétrolières américaines de revenir dans le pays maghrébin dès avril 2004. Le 29 janvier 2005, Mouammar Khadafi annonçait aux représentants de 60 compagnies pétrolières internationales l'adjudication de 11 des 15 premiers permis d'exploration à des compagnies américaines telles que Chevron Texaco, Amerada Hess et en particulier Occidental Petroleum, qui en dirige neuf – cinq en solitaire et quatre en association avec d'autres compagnies telles que l'australienne Woodside ou Liwa des Emirats arabes unis pour opérer dans les très riches zones de Syrte, Mourzouk et Cyrénaïque. Le 29 décembre 2005, les trois compagnies améri-

caines qui constituent le groupe Oasis (ConocoPhillips, Marathon Oil et Amerada Hess) annonçaient un accord avec la Corporation Nationale de pétrole libyenne (NOC, National Oil Corporation) pour reprendre ses activités. Le gouvernement libyen signe avec des opérateurs étrangers d'origines variées – compagnies occidentales, de l'Inde, d'Indonésie, du Japon ou la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) – les EPSA.

Repsol-YPF, qui a prévu de doubler sa production en Libye d'ici à cinq ans, est toujours en 2006 la principale compagnie étrangère à opérer dans le pays – avec une production de 250 000 barils jour, qui devrait passer à 400 000 grâce aux 21 nouveaux puits découverts au cours des trois dernières années. En 2005, pour ce qui concerne le gaz naturel, elle participait à 35 % dans un consortium formé par l'australienne Woodside Energy Limited (45 %), la grecque Hellenic Petroleum (20 %), la Royal Dutch Shell et la NOC pour exploiter du gaz naturel sur une période de 30 ans. En 2004, Repsol-YPF avait atteint une production nette de 7,8 millions de barils et était – et est toujours – le principal opérateur de terrain du Sahara dans le bassin de Mourzouk, près de l'Algérie, où de nouveaux gisements ont été découverts en novembre 2005. Dans le domaine du gaz naturel, l'action de Repsol-YPF en Libye a été renforcée par l'absence américaine et aussi par la concurrence d'autres compagnies étrangères ; c'est le cas de l'accord annoncé le 3 mai 2005 entre l'anglo-hollandaise Royal Dutch-Shell qui investit de 105 millions de dollars pour la rénovation de la centrale de Marsa al-Bourayqah, dont sa capacité de gaz liquéfié passera à 3,2 millions. Ceci associé à l'obtention d'une licence d'exploration gazière dans cinq zones du bassin de Syrte, en compagnie de l'italienne ENI-Agip, a conduit la compagnie espagnole à tenter de renforcer ses positions déjà consolidées avec ses contrats d'exploration de gaz et de brut dans le golfe de Syrte. Finalement, Enagás importe du GNL de l'usine de Marsa el-Brega, dont la capacité de production va s'accroître selon les plans du ministre libyen du pétrole à la fois président de la NOC, Choukri Ghanem. L'Espagne est

Evolution de la consommation d'énergie



Source : Med.2006. L'année 2005 dans l'espace euroméditerranéen. IEMed, Fundaci3n Cidob. Barcelone 2006.

le second client de la Libye, derrière l'Italie, avec des achats annuels de brut de l'ordre de 1,2 milliards de dollars.

Mauritanie

Après avoir rejoint début 2006 le club des Etats africains qui, comme le Niger, l'Angola ou sa voisine l'Algérie, ont fait des hydrocarbures leur principal poste d'exportation dans la balance commerciale, il est estimé que la Mauritanie possède des réserves de 1 milliard de baril de brut et de 30 milliards de mètres cube de gaz naturel. Il est estimé qu'en 2006 – sa première année comme producteur de brut – la Mauritanie pourrait obtenir jusqu'à 100 millions de dollars de revenus. Les plus optimistes calculent qu'en quelques années et au rythme actuel, elle pourrait arriver à exporter plus de 300 000 barils de brut par jour. Woodside Energy Petroleum, la seconde compagnie pétrolière australienne, a commencé à extraire du pétrole avec une production de 75 000 barils par jour à Chinguetti, à environ 90 kilomètres au sud-ouest de Nouakchott, en plein Atlantique. A environ 25 kilomètres de ce gisement, une autre compagnie australienne, Fusion Oil, annonçait en 2005 la découverte de pétrole et de gaz naturel à Tiof, un gisement qui pourrait contenir jusqu'à 200 millions de barils. Une autre compagnie australienne, Baraka Petroleum, cohabite avec ses sœurs précédemment citées mais aus-

si avec des classiques au Maghreb comme Total, Repsol YPF, la britannique Premier Petroleum, Petrobas ou la chinoise CNOOC. Le 26 juillet 2005, quelques jours avant le coup d'Etat du colonel Ely Ould Mohamed Vall (le 3 août), Repsol-YPF signait deux contrats pétrolifères en terre ferme avec le gouvernement de Nouakchott. Fait historique, en l'espace des cinq dernières années, un pays à l'économie très faible comme la Mauritanie est rapidement entré dans le club des pays producteurs, et ce depuis la découverte du champ de Chinguetti en 2001, et de celui de Tiof en 2003. C'est en décembre 2003 que fut découvert le gisement Pelican, dont les réserves estimées s'élèvent à 200 millions de barils. En février 2004, la britannique British Gas et l'allemande Wintershall AG, filiale du groupe BASE, entreprenaient l'exploration et l'exploitation du gisement.

Maroc et Tunisie

Même si le Maroc n'est pas encore un pays producteur de brut – de fait, sa facture d'importation d'hydrocarbures s'est accrue de 51 % au cours du premier trimestre 2006 – les initiatives, aussi bien de Rabat que du Front Polisario, octroyant des concessions de prospection à des compagnies pétrolières étrangères dans les eaux du Sahara, nous obligent à en tenir en compte. Depuis que le Maroc octroya, en octobre 2001, des concessions de

prospection Kerr-McGee dans ces eaux, suivie quelques jours plus tard par Total, ce qui mena les services juridiques du Conseil de sécurité de l'ONU à émettre un avis contraire à ces activités, la situation n'a cessé de créer la polémique. Total se retirait en 2004, suivie, en janvier 2005, par Baraka Petroleum qui laissait ainsi Kerr-McGee seule. Pour sa part, le Front Polisario a ouvert deux processus symboliques de concession de licences pour l'exploration d'hydrocarbures dans les eaux du Sahara Occidental (le premier en 2004 et le second en 2005) auxquels ont répondu de modestes compagnies pétrolières britanniques qui n'ont pas pu, à ce jour, commencer leur activité. D'après une étude réalisée en 2000 par le Service Géologique des USA, l'Atlantique marocain et celui du Sahara Occidental pourraient renfermer jusqu'à 14 millions de barils de pétrole, et 2,15 milliards de mètres cube de gaz naturel. Cependant la non-résolution du conflit empêche de mettre en œuvre toute activité stable.

Finalement, la Tunisie se maintient comme un producteur peu important par rapport à l'Algérie, la Libye et la Mauritanie. Il convient de souligner que British Gas a investi au cours de l'année dernière 1 milliard de dollars destinés aux plates-formes *offshore* de Hasdrubal et Miskar, où elle avait déjà investi 900 millions de dollars. Ce fait, associé aux potentialités de coopération avec sa voisine la Libye, sont des facteurs qui pourraient accroître l'intérêt suscité par Tunis en termes énergétiques au cours des prochaines années. ■