

ACTUALITE

La production iranienne de brut aurait chuté de près de 1 million de barils par jour depuis 2011

Dans la dernière édition de son Oil Market Report publiée le 11 avril, l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) évalue à 2,68 millions de barils par jour la production de pétrole brut de l'Iran en mars 2013. Au cours du premier trimestre de cette année, cette production s'est également établie à 2,68 millions de b/j (Mb/j). Selon la même source, la production iranienne était en moyenne de 3 Mb/j sur l'ensemble de l'année 2012 et de 3,62 Mb/j en 2011. La chute serait donc de près de 1 Mb/j depuis cette année-là, ce qui est considérable.

En 2011, l'Iran était incontestablement le deuxième producteur de brut derrière l'Arabie Saoudite au sein de l'OPEP. L'écart avec le numéro trois, l'Irak (2,67 Mb/j), était de 1 Mb/j environ. Un an plus tard, le pays conservait sa deuxième place mais le différentiel avec le troisième producteur, l'Irak toujours (2,95 Mb/j), était devenu très faible, selon les estimations de l'AIE. Par contre, en mars 2013, l'Iran avait rétrogradé à la cinquième place derrière, par ordre décroissant, l'Arabie Saoudite (9,30 Mb/j), l'Irak (2,96 Mb/j), le Koweït (2,84 Mb/j, y compris sa part dans la Zone partagée avec l'Arabie Saoudite) et les Emirats Arabes Unis (2,70 Mb/j). Là aussi, la chute est rude.

La production de l'Iran aujourd'hui équivaut en fait à celle de l'Irak en 2011 et cette comparaison n'est pas faite par hasard. Les rivalités politiques et pétrolières entre ces deux Etats membres de l'OPEP sont fort anciennes et très connues et une telle évolution n'est pas passée inaperçue à Téhéran.

Dans son Oil Market Report, l'AIE évalue à 1,1 Mb/j les importations iraniennes de brut par les pays OCDE et non-OCDE en mars 2013, contre 1,26 Mb/j en février. L'agence souligne que ce type d'estimations est devenu plus difficile que par le passé puisque l'Iran a donné des instructions pour que les mouvements de sa flotte de tankers soient le moins détectés possible. Ces évaluations sont donc sujettes à une marge d'incertitude et à des révisions mais la tendance est claire et nette.

En janvier 2013, les pays européens membres de l'AIE ont importé 130 000 b/j de brut Iranian Light, contre 250 000 b/j au cours du premier trimestre 2012. Pour les pays membres de l'agence dans la zone Asie/Océanie (Australie, Nouvelle-Zélande, Japon et Corée du Sud), les chiffres correspondants étaient de 20 000 b/j et de 30 000 b/j respectivement. Pour l'Iranian Heavy, les importations de l'Europe OCDE se sont effondrées, passant de 330 000 b/j au premier trimestre 2012 à 20 000 b/j en janvier 2013 [l'embargo décrété par l'Union européenne sur les importations de brut iranien a pris complètement effet au 1er juillet 2012 – NDLR]. Par contre, la zone OCDE Asie/Océanie importait encore 410 000 b/j de brut Iranian Heavy au début de cette année [480 000 b/j au premier trimestre 2012 - le mois de janvier 2013 est le plus récent pour lequel ces données sont disponibles, NDLR].

Dans une analyse sur l'Iran publiée le 28 mars, l'U.S. Energy Information Administration (EIA), une agence du département de l'Energie des Etats-Unis, aboutit à des conclusions similaires à partir de diverses sources. L'EIA souligne les principaux éléments suivants :

- La production de liquides de l'Iran était d'environ 3,5 Mb/j en 2012, dont 3 Mb/j de brut, contre 4,2 Mb/j en 2011. La plus grande partie de cette chute est due aux sanctions, selon l'EIA.
- Les exportations de brut et de condensats ne dépassaient pas 1,5 Mb/j en 2012.
- Les revenus nets provenant des exportations pétrolières seraient passés de \$95 milliards en 2011 à \$69 milliards en 2012.
- La capacité de production du pays a subi une "érosion significative", qui est en partie liée aux sanctions.
- Pratiquement toutes les sociétés occidentales ont arrêté leurs activités en Iran.
- Les projets amont ont été affectés de façon négative du fait du manque d'expertise, de technologies et d'investissements. Plusieurs projets ont été retardés et certains annulés. D'autres se poursuivent mais sur un rythme plus lent que ce qui était prévu. L'EIA cite à cet égard les cas de Azadegan Nord, Azadegan Sud, Yadavaran et Azar, dont les développements ont pris beaucoup de retard.

Rappelons que, selon certains responsables iraniens, la production pétrolière nationale n'aurait absolument pas diminué dans la période récente ... Comme cela a été souligné à plusieurs reprises par le PGA, les autorités iraniennes ont bâti un argumentaire détaillé pour tenter de démontrer que les sanctions et pressions économiques qui s'exercent contre leur pays n'ont aucun impact négatif sur leur secteur des hydrocarbures. Téhéran n'hésite pas à affirmer que les sanctions imposées par ses ennemis lui ont même rendu service puisqu'elles ont conduit ce secteur à mobiliser ses propres forces pour progresser vers plus d'indépendance vis-à-vis du reste du monde. Les dirigeants iraniens persistent et signent depuis de nombreux mois avec de tels raisonnements mais, comme toujours, les faits sont encore plus têtus que la rhétorique politique.

Francis Perrin

Algérie

Nouvelle loi, nouveaux défis

Depuis quelques semaines, l'Algérie a une nouvelle loi relative aux hydrocarbures et il était temps. Le président de la République a promulgué la loi N° 13-01 du 20 février 2013 modifiant et complétant la loi N° 05-07 du 28 avril 2005 et le texte a été publié au Journal officiel le 24 février. L'un des principaux objectifs de cette loi est d'encourager un effort accru d'exploration de la part des investisseurs étrangers, ce qui est fort nécessaire pour l'Algérie.

Depuis plusieurs années, les firmes étrangères font très peu de découvertes, comme le PGA l'a souligné à diverses reprises. En 2011, la Sonatrach était à l'origine de 19 des 20 découvertes d'hydrocarbures réalisées dans le pays (PGA du 1.4.2013, p. 6). La bonne nouvelle est que la Sonatrach continue à faire beaucoup de découvertes mais la mauvaise nouvelle est que cela ne suffit pas. De plus, la participation des opérateurs étrangers à l'exploration diminue au fil du temps en raison de cette absence de succès et aussi et surtout parce que les conditions contractuelles étaient jugées fort peu incitatives.

A la fin 2011, a précisé la Sonatrach, 53 contrats de recherche [exploration] étaient en vigueur, dont 40 conclus avec la compagnie nationale seule. Le nombre de contrats d'exploration en partenariat – Sonatrach et une ou des firmes étrangères – ne dépassait pas 13, soit seulement le quart de l'ensemble des contrats d'exploration. La superficie couverte par les 53 contrats totalisait 245 491 km², dont 176 134 km² (71,7%) pour les accords avec la Sonatrach seule et 69 357 km² pour les contrats en partenariat.

Toujours à la fin 2011, 14 contrats de prospection [qui ne prévoient pas d'obligations en matière de forage - NDLR] étaient en vigueur et ils couvraient une superficie de 532 635 km². Ces 14 contrats ont été attribués à la Sonatrach. Le groupe national évoquait par ailleurs 18 projets de contrats Sonatrach transmis à l'agence Alnaft (Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures) en 2011, dont 17 projets de contrats d'exploration et un projet de contrat de prospection.

L'enjeu de la nouvelle loi sur les hydrocarbures est donc très important pour la compagnie nationale, pour l'Etat algérien et pour la population du pays, qui reste dépendant à environ 97% des hydrocarbures pour ses exportations. Il ne s'agit d'ailleurs pas de penser que des changements législatifs, quels que soient leur intérêt et leur utilité, suffiront pour inverser certaines tendances défavorables. Mais ce texte contient diverses dispositions qui sont de nature à retenir l'attention des acteurs de l'industrie :

-i Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel vendus sur le marché national devront couvrir les coûts et permettre de dégager des marges "raisonnables". A priori, rien de très original mais la loi précise que les coûts "doivent inclure les amortissements des investissements existants et des nouveaux investissements ainsi que ceux des renouvellements d'investissements nécessaires à la continuité de ces activités".

-i) Durant les travaux de mise en œuvre du plan de développement approuvé par Alnaft, si le contractant réalise une “découverte fortuite dans le ou les niveau(x) géologique(s) objet du plan de développement y afférent, il peut prétendre à un droit sur cette découverte fortuite”.

- Dans le cas d’hydrocarbures non conventionnels, la période de recherche est fixée à 11 ans - contre sept ans autrement -, le contractant pouvant bénéficier d’une phase dite pilote d’une durée maximale de quatre ans qui sera accordée par Alnaft. La période d’exploitation sera d’une durée de 30 ans pour les hydrocarbures non conventionnels liquides et de 40 ans pour les hydrocarbures non conventionnels gazeux, contre 25 ans et 30 ans respectivement pour les hydrocarbures conventionnels. Cette période pourra être augmentée d’une durée de deux fois cinq ans, à la demande du contractant pour la première prorogation et à sa demande et après accord d’Alnaft pour la seconde.

- Le contractant ayant découvert un gisement peut bénéficier, après approbation du ministre chargé des hydrocarbures [actuellement le ministre de l’Energie et des Mines], d’une autorisation de production anticipée à partir d’un ou de plusieurs puits pour une durée ne dépassant pas 12 mois. Cette autorisation est accordée ou pas par Alnaft. Elle ne peut être octroyée que dans le “but exclusif d’acquérir des informations et caractéristiques complémentaires nécessaires pour lui permettre d’élaborer un plan de développement à soumettre” à Alnaft.

- Alnaft peut demander à chaque producteur de gaz de contribuer à la satisfaction des besoins nationaux. Les quantités de gaz en question sont cédées à la Sonatrach. Le prix appliqué est “la moyenne, pondérée par les volumes, des prix des différents contrats de vente de gaz algérien à l’exportation réalisés par le contractant”.

- Le droit d’utilisation des infrastructures de transport par canalisation des hydrocarbures “est garanti sur la base du principe de libre accès des tiers moyennant le paiement d’un tarif non discriminatoire”.

Une loi de cette ampleur nécessite évidemment pour son application l’adoption - que l’on espère la plus rapide possible - de textes réglementaires qu’il faudra regarder de près. Suite à cette seconde étape, la phase suivante sera l’organisation d’appels d’offres internationaux afin d’évaluer l’intérêt des compagnies étrangères pour le domaine minier de l’Algérie dans des conditions politiques – après la prise d’otages à In Amenas – et juridiques fort différentes de celles du passé. Ce sera là le véritable test.

Francis Perrin