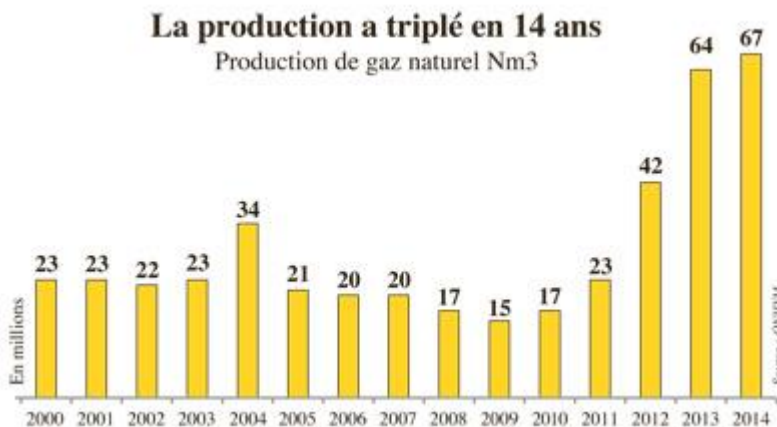




Prospection des hydrocarbures Record absolu pour le Gharb

Par Nouredine EL AISSI
| Edition N° :4690 Le 20/01/2016 |

- 22 puits ont été forés dont 19 avec résultat positif
- Ce qui a permis l'accroissement de la production à plus de 60 millions de Nm³ par an
- Elle est commercialisée à deux clients industriels de Kénitra



La dynamique des opérations d'exploration du gaz enregistrée ces dernières années dans la région du Gharb commence à donner ses fruits. Même avec des petits gisements découverts, le volume de production a plus que triplé entre 2006 et 2014 en passant de 20 millions de Nm³ à 67 millions de Nm³

Le bassin du Gharb attise les convoitises des compagnies pétrolières depuis près d'un siècle. Mais en attendant de découvrir de méga gisements de gaz, la région se contente pour l'instant de modestes exploits. Ces dernières années, la région a connu une dynamique en matière d'exploration. «Depuis 2006, notre établissement et son partenaire la société irlandaise Circle Oil ont mené des campagnes de sismique 2D et 3D et 3 campagnes de forages», indique la direction de l'Office national des hydrocarbures et des mines (ONHYM).

Cela dans le cadre des accords pétroliers Sebou et Lalla Mimouna. Les résultats de ces opérations restent prometteurs.

Ainsi, sur un total de 22 puits forés durant ces dernières années, 19 puits sont positifs, selon la direction de l'Office. Toujours dans le même registre, on rappelle également le partenariat conclu avec la société Gulfsands, dans le cadre des accords pétroliers Rharb Nord et Rharb Sud.

Un partenariat qui a permis en plus de l'acquisition de la sismique 2D et 3D, de forer 10 puits dont 6 avec un résultat positif. Cette dynamique au niveau des travaux d'exploration avec le recours à une technologie avancée a contribué à l'amélioration du volume de production du gaz au niveau du bassin du Gharb. Ainsi, la production a dépassé 60 millions de Nm³ en 2014 contre seulement 23 millions de Nm³ enregistrés en 2000.

Depuis le début des travaux d'exploration, globalement «la production du gaz naturel provenant des gisements découverts dans le bassin du Gharb a dépassé 1,5 milliard de Nm³ dont 500 millions sur les dix dernières années», rappelle la direction de l'ONHYM

Selon cette dernière «les gisements en production dans le bassin du Gharb contiennent généralement du gaz sec (99% méthane), ce qui rend leur exploitation facile et ne pose pas de problèmes de commercialisation». De plus, il faut noter qu'en dépit de leur taille modeste, l'exploitation de ces petits gisements de gaz naturel s'avère rentable. Cela s'explique notamment par leur accès facile par forage dont la profondeur varie de 900 à 1.800 m. Ce qui rend le taux de récupération des gisements du bassin du Gharb aux alentours de 90%. Un autre facteur favorable est celui de la présence de clients potentiels dans la région. Ainsi, presque la totalité de la production est commercialisée à deux grands industriels de la région. Il s'agit «de la Compagnie marocaine des cartons et du papier (CMCP) et de Super cérame qui consomment annuellement aux alentours de 60 millions de Nm³», est-il indiqué.

La fourniture de ce gaz produit localement va certainement contribuer à la réduction de la facture énergétique de ces deux opérateurs dont l'activité est consommatrice d'énergie. Mais pour les approvisionner, l'installation d'équipements appropriés était nécessaire. Sur ce volet, l'ONHYM souligne qu'«au fur et à mesure des découvertes, l'infrastructure de production du Gharb s'est développée, avec la mise en place progressive de stations de traitement de gaz et la ramification du réseau des gazoducs». Aujourd'hui, le réseau de gazoduc dans le bassin du Gharb dépasse les 160 km. Il est constitué de deux gazoducs principaux de diamètres 4'' et de 8'' reliant les stations de collecte et les clients dans la région de Kénitra sur une longueur de 55 km. A cela s'ajoute un certain nombre de canalisations de faible diamètre et de petite longueur permettant de raccorder les puits aux stations de comptage et de traitement et aux réseaux de gazoducs principaux. A signaler que les deux stations de collecte, de comptage et de traitement de gaz sont situées à Belksiri et à Douar Jaber.

Par Nouredine **EL AISSI**

Prospection des hydrocarbures

Fort impact de la crise pétrolière

Par **Noureddine EL AISSI**

| Edition N° :4690 Le 20/01/2016 | Partager

- **Baisse du volume des investissements de 20% sur le plan international**
- **Près de 3,8 milliards de DH investis au Maroc en 2015, contre 6,8 milliards en 2014**
- **Forage d'un puits : 80 à 200 MDH en onshore et plus de 800 MDH en offshore**

Outre le bassin du Gharb, d'autres zones présentent des potentialités pour la production du gaz comme cela est déjà le cas pour la région d'Essaouira. Selon les études et recherches effectuées, l'offshore atlantique présente pour sa part des perspectives pour la découverte des gisements de tailles différentes de gaz et aussi du pétrole. Mais la conjoncture actuelle du secteur du pétrole sur le plan international ne favorise pas l'engagement de nouveaux investissements dans la prospection et même la production des hydrocarbures.

Avec une chute vertigineuse des prix du pétrole, la rentabilité des investissements est sérieusement impactée dans un secteur capitalistique et risqué. Une telle situation va certainement pousser les opérateurs à revoir leurs programmes d'investissements à travers le monde. En 2015, on estime la baisse à 20% des investissements au niveau mondial. Pour le Maroc, l'ONHYM prévoit un montant de près de 3,8 milliards de DH au titre de l'année 2015 dont le grand lot, soit environ 3,5 milliards de DH, investi par les opérateurs partenaires de l'Office. Rappelons qu'en 2014, le volume des investissements mobilisés par les partenaires de l'ONHYM avoisinait les 6,5 milliards de DH.

Mais selon les responsables, tous les efforts seront déployés pour maintenir les programmes de prospection prévus aussi bien pour le gaz que le pétrole. Une tâche difficile dans une conjoncture qui déstabilise un secteur fortement capitalistique. Sur ce volet, on apprend que le coût de forage d'un puits en onshore varie entre 80 et 200 millions de DH et peut dépasser les 800 millions de DH en offshore.

Le dernier conseil d'administration de l'ONHYM a permis de faire le point sur les activités de prospection. «A fin 2015, la recherche des hydrocarbures s'est déployée sur une superficie totale de 455.070,80 km² et comptait 39 permis en onshore, 79 permis en offshore, 4 autorisations de reconnaissance en onshore, 3 en offshore et 9 concessions d'exploitation (dont 2 ONHYM) ainsi que 4 MOU (Mémoire d'entente) sur les schistes bitumineux», indique l'Office. A cela s'ajoutent deux nouveaux projets de recherche initiés en 2015.

Le premier, porte sur la reconnaissance géologique régionale du potentiel de la zone côtière de Lemsid et l'autre sur la reconnaissance préliminaire du potentiel pétrolier du Moyen Atlas Oriental. L'année 2015 a été marquée aussi par la poursuite du renforcement du partenariat.

Sur ce volet, on retient notamment la signature d'un nouvel accord pétrolier, de quatre nouveaux contrats de reconnaissance et de sept avenants aux accords pétroliers. Ce qui va certainement renforcer davantage les activités des partenaires de l'ONHYM dans les prochaines années. Leur bilan 2015 se distingue par la réalisation de dix puits d'exploration dont un en offshore au large d'Essaouira, par les partenaires PXP et Pura Vida. Huit puits ont été forés dans le bassin du Gharb par Circle Oil et Gulfsands dont trois ont été positifs et deux autres ont montré des indices de gaz. Sans oublier un puits réalisé par San Leon sur les permis Tarfaya onshore.

Code avantageux

Dans cette conjoncture défavorable, le code des hydrocarbures marocain pourra constituer un outil pour drainer de nouveaux investisseurs, eu égard à ses avantages importants. En effet, ce code prévoit un certain nombre d'incitations et d'exonérations fiscales tant dans le stade de l'exploration que dans celle l'exploitation. Le code donne 75% au partenaire et 25% à l'État via l'ONHYM.

N. E. A.