



Le secteur des hydrocarbures en Oman

Mars 2019

© DG Trésor

Début 2019, presque 25 ans après le lancement du plan « Vision 2020 » visant à diversifier la base productive, le secteur des hydrocarbures (30 % du PIB) reste plus que jamais le moteur de l'économie omanaise à travers sa contribution aux exportations (58 %) et aux recettes budgétaires (57 % pour le pétrole et 19 % pour le gaz). La chute des prix à partir de la mi-2014 a lourdement impacté l'activité, se traduisant par l'apparition de déficits jumeaux à des seuils jamais atteints dans l'histoire du pays. Afin de préserver sa rente, le Sultanat, petit producteur à l'échelle mondiale (970 600 b/j, dont la majorité est destinée à la Chine), conserve un taux d'investissement élevé dans l'amont pétrolier à travers la compagnie nationale Petroleum Development Oman mais également en encourageant l'entrée d'opérateurs internationaux. En parallèle, le Sultanat cherche à développer l'aval pétrolier, principal pilier du plan d'accélération de la diversification économique (Tanfeedh), accentuant au passage la forte croissance de la demande domestique en gaz (estimée entre 10 à 15 % par an). A moyen-terme, le Sultanat pourrait ainsi choisir de rehausser ses importations de gaz afin de maintenir son niveau de production de GNL destiné à l'export. Néanmoins, les grands projets du secteur des hydrocarbures pourraient connaître des difficultés de financement dans le sillage de la hausse du risque souverain sur les marchés, alors qu'Oman est désormais classé en catégorie spéculative par Moody's, S&P et Fitch.

1. Le secteur pétrolier amont reste le premier moteur de l'économie omanaise

Si le secteur des hydrocarbures ne représente que « seulement » 30 % du PIB omanais, il continue d'irriguer massivement l'économie à travers sa forte contribution aux exportations (58 % en 2017) et aux recettes publiques (75 % en 2017). Historiquement, les revenus issus de la manne pétrolière ont été redistribués aux Nationaux *via* un emploi quasi-assuré dans la fonction publique et diverses prestations en nature. En parallèle, l'économie dite « non-pétrolière » repose en réalité sur le dynamisme de la dépense publique. La chute des prix du baril à la mi-2014 a entraîné l'apparition de déficits jumeaux qui se maintiennent aujourd'hui à des niveaux élevés. Le prix d'équilibre budgétaire omanais atteindrait 96 USD d'après *Fitch*, l'un des plus élevés de la région derrière Bahreïn, ce qui souligne la forte vulnérabilité du Sultanat aux facteurs externes influençant des cours du pétrole de plus en plus volatiles, d'autant que le *Dubai Mercantile Exchange*, marché à terme où sont échangés les barils omanais, reste relativement instable en raison du manque de transparence de l'indice de référence « *DME Oman* ».

Les réserves prouvées de pétrole en Oman s'élevaient fin 2017 à 5,4 Mds de barils (0,3 % des réserves mondiales), soit un peu moins de 15 années d'exploitation. Tandis que la production de pétrole brut s'était élevée à 970 600 b/j en 2017 -suite aux engagements de réduction de 45 000 b/j pris auprès de l'OPEP+ en novembre 2016-, faisant du Sultanat le 20^{ème} pays producteur avec 1 % de part de marché mondiale, elle a légèrement progressé en 2018, à 978 400 b/j (+0,8 %) suite au relâchement des quotas en fin d'année. Sur longue période, du fait d'un taux d'investissement élevé et de l'expertise acquise en récupération assistée (*EOR*), la production a crû de +2,6 % en moyenne par an depuis 2008. En décembre 2018, le Sultanat s'est néanmoins engagé à de nouveau limiter sa production à 970 000 b/j (-3,1 % par rapport au niveau record atteint en novembre) jusqu'en juin 2019 *a minima*, suite à l'effort concerté des pays de l'OPEP+ pour enrayer la chute des cours de -30 % entre octobre et décembre 2018. A noter qu'à la dépendance aux cours du pétrole se couple une dépendance commerciale à l'égard de la Chine, 1^{er} client de loin du Sultanat représentant 83,1 % des 792 600 b/j exportés en 2018.

Si la compagnie nationale *Petroleum Development Oman (PDO)* domine l'amont pétrolier, représentant

62 % de la production en 2018, certaines multinationales sont également parvenues à développer leurs activités E&P en Oman, à commencer par l'Américain *Occidental (Oxy)*, 2^{ème} producteur du Sultanat, mais aussi le Chinois *CNPC* et le Libanais *CC Energy Development*. En réponse aux contraintes budgétaires, le Sultanat entend d'ailleurs favoriser l'entrée d'opérateurs internationaux sur l'amont pétrolier afin d'alléger le poids des investissements supportés par *PDO*, qui prévoit d'investir 20 Mds USD entre 2018 et 2021 (soit plus de 5 % du PIB chaque année) pour rehausser la production nationale de +10 % (soit 100 000 b/j). L'intérêt des investisseurs semble d'ailleurs manifeste, en témoigne l'arrivée de l'Italien *ENI*, qui s'est vu attribuer la licence d'exploitation du bloc 52 en novembre 2017 (*Qatar Petroleum* étant associé au projet à hauteur de 30 %) et celle du bloc 47 en janvier 2019, ainsi que le renforcement de la présence d'*Oxy*, qui a récupéré les blocs 30, 51, 65 et 72. Le ministère a par ailleurs annoncé la mise en enchère cette année de 6 blocs d'exploration et d'exploitation.

2. Le secteur pétrolier aval constitue une priorité pour « diversifier » la base productive

L'aval pétrolier, à ce jour encore marginal, est essentiellement porté par l'entreprise publique *Oman Oil Refineries and Petrochemicals Company (ORPIC)*, qui opère les deux raffineries du Sultanat à Mascate (106 000 b/j) et Sohar (197 000 b/d). La production de produits raffinés a atteint 213 200 b/j en 2018 (+23,3 % dans le sillage du *ramp up* de la raffinerie de Sohar) et a été destinée au marché intérieur à hauteur de 59,5 %. *ORPIC* développe par ailleurs l'un des projets phares du Sultanat, le *Liwa Plastics Industries Complex*, d'un coût total estimé à 6,5 Mds USD, qui transformera dès 2020 les produits raffinés de la raffinerie de Sohar en polymères.

Oman Oil a lancé en parallèle la construction d'une 3^{ème} raffinerie, située dans la zone économique spéciale de Duqm (sud-est du pays), pour un coût total estimé à 7 Mds USD. Développée en *joint-venture* avec *Kuwait Petroleum* (50 % du capital), elle devrait produire 230 000 b/j dès 2021. Le plan de financement a été signé en novembre 2018 avec un consortium de 29 institutions comprenant des prêts de 4,6 Mds USD. A noter qu'*Oman Oil* a annoncé la fusion progressive de ses activités avec celles d'*ORPIC* afin de rationaliser sa stratégie -commune à la plupart des pays du Golfe- de renforcement de l'aval pétrolier, porteur d'une plus grande valeur ajoutée et bénéficiant de la hausse de la demande en produits pétrochimiques attendue à long terme dans le sillage de la croissance démographique et du développement économique des pays asiatiques émergents. Un projet de complexe pétrochimique (« *PetChem* ») adossé à la raffinerie de Duqm serait à cet égard envisagé à horizon 2025 (pour 9 Mds USD). Les difficultés actuelles de financement du Sultanat freinent néanmoins sa conception.

3. Relais de croissance potentiel, le secteur gazier doit en priorité répondre à la forte croissance de la demande énergétique domestique

Les réserves prouvées de gaz naturel en Oman s'élevaient fin 2017 à 700 Mds m³, correspondant à près de 21 années de production et 0,3 % des réserves mondiales. En 2017, le Sultanat a produit 32,3 Mds m³ (97 M m³/j) de gaz naturel, le classant à la 26^{ème} place des pays producteurs (0,9 % de part de marché). La production gazière a fortement crû en 2018 (+13 % d'après le ministère du Pétrole et du Gaz), conséquence de l'entrée en production du champ gazier de Khazzan. Exploité par *BP (OOCEP)* étant actionnaire minoritaire à hauteur de 30 % et le Malaisien *Petronas* 10 % depuis octobre 2018), il devait fournir 28,3 M m³/j de gaz naturel dès 2018 (soit l'équivalent de 29 % de la production de 2016) et 42,5 M m³/j d'ici à 2020 suite à l'achèvement de la phase 2. Le reste des activités d'extraction gazière se répartit principalement entre *PDO* (bloc 6) et *Oxy* (bloc 62). L'essentiel du gaz omanais est transporté par l'entreprise publique *Oman Gas Co.* et se destine à la production de gaz liquéfié (35 %), à des fins industrielles (26 %), aux champs pétroliers (21 %) et à la production d'électricité (18 %). Outre l'intensification des techniques d'*EOR*, fortement consommatrices en gaz, le développement industriel du Sultanat et la progression démographique contribuent à accroître la demande intérieure, qui progresserait de 10 % à 15 % par an, étant entendu que les autorités se refusent toujours à réduire les subventions.

Jusqu'à l'entrée en production de Khazzan en septembre 2017, le Sultanat souffrait d'un déficit important

de gaz, conséquence d'une production attachée à l'export *via* des contrats de long-terme signés dans les années 2000 avec la Corée du Sud et le Japon. En conséquence, bien qu'exportateur net, le Sultanat s'est vu contraint d'importer du gaz qatarien *via* les Emirats arabes unis (5,5 M m³/j), ce qui n'a pas manqué de susciter des craintes lors du déclenchement de la crise diplomatique du Golfe en juin 2017. Le Sultanat a depuis renforcé de manière substantielle sa production de gaz avec Khazzan et PDO a découvert d'importantes nouvelles réserves de gaz à Mabrouk. Malgré tout, d'après le Secrétaire d'Etat du Pétrole et du Gaz, le pays pourrait se retrouver d'ici quelques années dans une situation de pénurie gazière, une préoccupation par ailleurs récurrente pour les investisseurs internationaux prospectés par le Sultanat, en particulier concernant les méga-projets pétrochimiques et industriels. A noter à cet égard que le Budget 2019 consacre 380 M OMR aux achats de gaz, probablement depuis le Qatar (2,2 M m³/j actuellement). En parallèle, le Sultanat cherche à réduire la croissance de la demande en gaz, en fixant notamment un objectif de 16 % du mix électrique provenant des énergies renouvelables d'ici 2025. PDO souhaite également substituer une partie de sa consommation de gaz destinée à l'EOR par l'énergie solaire avec déjà plusieurs projets en cours de réalisation. Signe des temps, le Sultanat devrait se doter d'ici mi-2019 d'un ministère de l'Energie compétent sur le pétrole, le gaz et l'électricité.

A court terme, le surcroît de production domestique devrait être *a fortiori* consacré à une utilisation locale, étant étendu qu'à l'export, l'usine de liquéfaction de Qalhat, pilotée par *Oman LNG*, connaît déjà un taux d'utilisation de 100 % (10,4 mtpa, soit 4,7 % des ventes mondiales de GNL), depuis la signature d'un contrat de vente de 7 ans avec *BP Singapore* en janvier 2018 (1,1 mtpa). Le ministère du Pétrole et du Gaz ne rehausserait sa capacité de liquéfaction que de +15 % d'ici 2021. Toutefois, à moyen-terme, le projet de gaz intégré porté par *Total* et *Shell* (14,2 M m³/j et par la suite 28,3 M m³/j), visant à exploiter une partie des réserves découvertes à Mabrouk, comprendra une valorisation du gaz en local *via* la construction d'une « station-service » de GNL pour bateaux au Moyen-Orient (*LNG Bunkering*) à Sohar et d'une usine GTL (*gas to liquids*) à Duqm.

Copyright

Tous droits de reproduction réservés, sauf autorisation expresse du Service Économique de Mascate (adresser les demandes à mascate@dgtrésor.gouv.fr).

Clause de non-responsabilité

Le Service Économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication.



Publication du Service économique de Mascate

Ambassade de France au Sultanat d'Oman
Madinat Qaboos PC 115, MASCATE
PO Box 208

Rédigé par : Louis MANGENOT
Revu par : Gilles BORDES

Version du 27/03/2019