

Les stratégies des compagnies pétrolières nationales africaines



Benjamin AUGÉ

Septembre 2017

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une association reconnue d’utilité publique (loi de 1901). Il n’est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l’Ifri s’impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 978-2-36567-771-4

© Tous droits réservés, Ifri, 2017

Comment citer cette publication :

Benjamin Augé, « Les stratégies des compagnies pétrolières nationales africaines », *Notes de l’Ifri*, Ifri, septembre 2017.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles

Rue Marie-Thérèse, 21 1000 – Bruxelles – BELGIQUE

Tél. : +32 (0)2 238 51 10 – Fax : +32 (0)2 238 51 15

E-mail : bruxelles@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteur

Benjamin Augé est docteur en géographie de l'Institut français de géopolitique (université Paris 8), il est par ailleurs le rédacteur en chef de la lettre d'information *Africa Energy Intelligence* (groupe Indigo Publications). Il enseigne la géopolitique du pétrole et du gaz en Afrique à l'Université de Nouakchott en Mauritanie et à l'Instituto Nacional de Relacoes Internacionais (ISRI) au Mozambique. Il est également intervenant à l'École de Guerre, Sciences Po Paris ainsi qu'à l'École nationale d'administration (ENA).

Ses recherches se focalisent sur la gouvernance des secteurs pétrolier, gazier et électrique dans les pays africains. Benjamin Augé s'intéresse notamment aux conflits entre les différents acteurs (locaux, nationaux, internationaux) pour le contrôle des zones pétrolières ainsi qu'aux litiges frontaliers liés aux gisements pétroliers et gaziers. Outre le Nigeria, l'Angola, le Gabon et la République du Congo, il se focalise particulièrement sur les récents et futurs pays producteurs d'hydrocarbures comme le Soudan, le Tchad, la Mauritanie, l'Ouganda, le Ghana, le Mozambique et la Tanzanie.

Résumé

L'étude et la comparaison des sociétés d'État pétrolières de l'Algérie, du Nigeria et de l'Angola permettent de comprendre l'histoire politique de ces pays. Leur réel périmètre d'action s'évalue en fonction de nombreux paramètres économiques et politiques. La Sonangol angolaise a été la matrice à partir de laquelle le Mouvement populaire de libération de l'Angola (MPLA) a financé et remporté la guerre civile contre l'Union nationale pour l'indépendance totale de l'Angola (UNITA). Cela permet de comprendre l'importance centrale qu'a jouée et continue à jouer cette société qui est davantage un fonds d'investissement et une caisse pour le régime plutôt qu'une société pétrolière classique produisant du brut. Au Nigeria, la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) s'est bureaucratisée et sa gestion est inefficace et opaque. Elle est au cœur de toutes les grandes affaires de corruption du pays qui peuvent porter parfois sur plusieurs milliards de dollars. Sonatrach a créé une véritable oasis de compétences dans l'appareil étatique algérien, ce qui contraste avec les deux autres sociétés, mais les lois restrictives successives ont découragé les investisseurs privés qui n'ont plus qu'un rôle secondaire dans le pays. Or, l'Algérie n'a ni la technologie, ni les fonds nécessaires, ni la volonté politique pour développer les ressources non conventionnelles de son domaine minier ; elle a besoin du privé pour mettre en valeur son domaine conventionnel.

Sommaire

INTRODUCTION	5
SONATRACH : EN QUÊTE DE STABILITÉ POUR ATTIRER LES INVESTISSEURS ÉTRANGERS.....	8
Activités et organisation	10
Stratégie d'investissements à l'étranger et diversification vers d'autres sources d'énergie	12
Quelles perspectives d'évolution de la production pour Sonatrach ?....	13
LA NIGERIAN NATIONAL PETROLEUM COMPANY, UNE SOCIÉTÉ INEFFICACE FORCÉE DE SE RÉFORMER.....	15
L'organisation de la NNPC	17
Diversification vers d'autres énergies et investissements à l'étranger..	18
Fonctionnement et revenus	19
Le contenu local au Nigeria.....	20
Perspectives.....	21
SONANGOL, L'ÉTAT DANS L'ÉTAT ANGOLAIS.....	22
Sonangol, une compagnie diversifiée essentielle à l'économie angolaise	23
Le partage de la rente entre Sonangol et les <i>majors</i>.....	26
Le contenu local dans le secteur pétrolier en Angola	26
Perspectives.....	27
CONCLUSION	28

Introduction

L'effondrement des prix du brut depuis juin 2014 contraint les pays producteurs de pétrole à s'adapter à une nouvelle réalité économique et sociale, faisant plonger plusieurs États dans des crises économiques et sociales profondes liées à la dépréciation du taux de change de leur monnaie en dollar, à leurs faibles réserves fiscales et à la dépendance budgétaire aux recettes pétrolières, qui sont en baisse. Depuis début 2015, les économies pétrolières sont entrées dans une ère de réduction drastique de leurs dépenses et tentent de contenir la grogne sociale liée à la réduction des subventions et autres avantages. La crise la plus spectaculaire affecte ainsi le Venezuela. En dépit de l'accord historique de mai 2016 entre les pays membres et non membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) pour restreindre la production de brut – accord qui a été reconduit le 25 mai 2017 jusqu'en mars 2018, les perspectives d'évolution des cours à la hausse sur le court et moyen terme restent aujourd'hui bien incertaines, en particulier face au développement rapide des pétroles de schiste américains¹.

Au-delà de ces défis immédiats pour retrouver le chemin de la croissance économique, ces États doivent aussi composer à plus long terme avec le « risque carbone² », risque qui contraindrait la production d'hydrocarbures dans les prochaines décennies avec le déploiement progressif des politiques de transition énergétique. Rappelons que selon le scénario 2 °C de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), qui appelle des engagements encore plus ambitieux que ceux pris par 195 États en décembre 2015 dans l'accord de Paris sur le climat, la demande pétrolière mondiale devrait baisser de quelque 20 millions de barils par jour (b/j) entre aujourd'hui et 2040, soit une baisse de 20 % environ par rapport à la consommation actuelle. La plupart des compagnies pétrolières internationales (CPI) tentent de s'adapter pour maîtriser ce risque carbone en diversifiant leurs activités et renforçant la résilience de leurs actifs, mais les compagnies pétrolières nationales (CPN) des pays producteurs d'hydrocarbures, dans lesquelles l'État détient plus de 50 % des parts,

1. S. Cornot-Gandolphe, « La revanche des pétroles de schiste », *Études de l'Ifri*, septembre 2017, disponible sur : www.ifri.org.

2. C. Mathieu, « Le secteur des énergies fossiles face au risque carbone », *Actuelles de l'Ifri*, avril 2015, disponible sur : www.ifri.org.

ne semblent pas encore avoir pris le même tournant, alors même qu'elles subissent de plein fouet la nouvelle réalité du marché pétrolier.

Créées pour la plupart durant les mouvements de nationalisation des années 1970, ces compagnies ont pour objectif de contrôler la production et la commercialisation des ressources pétrolières et gazières des États producteurs. Elles n'ont pas été bâties suivant le même modèle, avec des différences frappantes, tant dans leur relation avec le gouvernement, que dans leur efficacité, leur présence à l'international, leur stratégie d'investissement ou le degré d'intégration de leurs activités.

Certaines sont assimilées à des caisses d'accumulation de la rente pétrolière et ne disposent pas de véritable capacité opérationnelle. Dans des pays comme le Venezuela, l'État s'appuie sur sa CPN pour promouvoir un agenda politique et social, au-delà des objectifs économiques. D'autres CPN peuvent prendre en charge le développement des infrastructures nationales ou la mise en place de programmes sociaux. Certaines compagnies sont (ou ont été) dirigées par les ministres du Pétrole, comme la National Iranian Oil Company (NIOC) jusqu'en 2001, Sonatrach (2001-2003) et Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) à partir de 2004. Enfin quelques CPN ont des activités qui relèvent habituellement des prérogatives de l'État, à l'instar de Sonangol, qui joue plutôt un rôle de régulateur des activités des CPI en Angola et ne produit qu'une part réduite du gaz et du pétrole extraits dans le pays. Les compagnies d'État de pays émergents importateurs d'hydrocarbures, comme la China National Petroleum Corporation (CNPC), la China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) et la China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) occupent une place à part dans ce paysage, leur principal objectif étant de garantir l'accès aux ressources avec un large déploiement à l'international et des investissements directs étrangers en forte hausse depuis les années 2000, tout en assurant une forte production intérieure où elles sont en position dominante.

Cette étude porte sur le cas de trois compagnies pétrolières nationales de pays africains, l'Algérie, le Nigeria et l'Angola, qui ont produit en 2016 respectivement 1,1 million, 2 millions et 1,8 million de barils par jour en moyenne. Ces compagnies d'État doivent composer avec des défis lourds pour maintenir leur production d'hydrocarbures et attirer les investissements étrangers. Elles ont dû trouver de nouveaux marchés pour leurs exportations de brut léger du fait de l'essor des pétroles de schiste aux États-Unis et l'effondrement des importations américaines. Contrairement aux CPI qui ont pour unique objectif la maximisation des profits, la stratégie d'une CPN est plus complexe, car elle doit être en ligne avec les priorités politiques du pays et engendrer des revenus financiers pour

alimenter les caisses de l'État tout en produisant des externalités positives sur les citoyens. Ces CPN peuvent être également utilisées au service d'un clan, d'un parti ou même d'une famille. Cette pluralité d'objectifs tend à compliquer la planification financière de la compagnie et entrave le déploiement d'une stratégie de développement sur le long terme.

Sonatrach : en quête de stabilité pour attirer les investisseurs étrangers

La Sonatrach a été créée en 1963, au lendemain de l'indépendance de l'Algérie. Les présidents algériens successifs ont souhaité très tôt que la société d'État soit intégrée et puisse mener des campagnes d'exploration, produire, transporter et distribuer le pétrole brut et le gaz localement, et les vendre à l'étranger. Cette stratégie de déploiement sur toute la chaîne pétrolière et gazière s'est renforcée avec la nationalisation du secteur par l'Algérie en février 1971, devenant ainsi le premier producteur de l'OPEP à franchir cette étape mis à part la tentative infructueuse de Mossadegh en Iran dans les années 1950. Grâce à ses 154 filiales, Sonatrach est la seule compagnie africaine à développer des activités depuis l'exploration pétrolière jusqu'à la pompe à essence. Les compagnies nigériane (NNPC) et angolaise (Sonangol) ne disposent pas de compétences équivalentes pour explorer ni produire du brut et doivent s'appuyer sur des opérateurs étrangers ou d'autres partenaires privés. Le Nigeria est même un importateur de produits pétroliers du fait de capacités de raffinage insuffisantes. Selon les derniers chiffres disponibles³, Sonatrach a mis au jour en effort propre 32 des 33 découvertes de ressources d'hydrocarbures en 2016. La même année, elle a réalisé la totalité des 10 869 kilomètres de sismique 2D et plus de 95 % de la sismique 3D. De même, ses filiales ont réalisé 94 forages d'exploration sur les 106 effectués. C'est également le cas pour les activités de développement : sur les 144 puits, 111 l'ont été par Sonatrach. Sur la totalité de production de gaz et de pétrole en 2015, 191 millions de tonnes équivalent pétrole (3,8 millions de barils équivalent pétrole par jour), la Sonatrach produisait seule 144 millions de tonnes et le reste était produit en association avec les CPI. Près de 98 millions de tonnes équivalent pétrole ont été exportés à l'étranger, équivalent à 33,1 milliards de dollars pour l'État algérien (contre 67 milliards de dollars en 2014), soit 41 % du budget du pays. Cependant, malgré ses performances, la société d'État algérienne doit composer avec de nombreux défis.

3. Principaux agrégats, chiffres définitifs, année 2015, Sonatrach, disponibles sur : www.sonatrach.dz.

Sur un territoire de 2,3 millions de kilomètres carrés et avec des bassins sédimentaires – totalisant 1,5 million de kilomètres carrés – dont certains au sud du Sahara sont particulièrement enclavés, Sonatrach s'épuise financièrement afin de tenter de stabiliser sa production. Or, le volume total d'hydrocarbures produit a stagné depuis plus d'une décennie avant de remonter sensiblement en 2016, mais seulement pour la partie gaz. La production gazière a atteint 91 milliards de mètres cubes (Gm³) en 2016⁴, en hausse de 6 Gm³ par rapport à 2015 et de 11 Gm³ par rapport à 2009. Cet accroissement est cependant inférieur à la hausse de la consommation intérieure, qui a atteint 40 Gm³ en 2016, contre 27 Gm³ en 2009. Ainsi, les exportations de gaz sont limitées et les capacités d'exportation sont sous-utilisées : l'Algérie a exporté au total 54 Gm³ en 2016, dont 37 Gm³ sous forme de GNL, contre 55,8 Gm³ en 2010⁵. La Sonatrach envisage de lancer de nouveaux gisements en 2017, 2018 et 2019 qui pourraient permettre de compenser le déclin des anciens gisements et permettre de légèrement faire progresser les exportations⁶. La tendance est particulièrement préoccupante pour la production de pétrole brut : 1,99 million de barils par jour en 2005 contre 1,58 en 2016⁷ et la tendance est encore à la baisse depuis le début de l'année 2017 avec environ 1,1 million de barils par jour⁸. Et ce, alors même que la consommation a considérablement augmenté entre 2005 et 2016 passant de 249 000 barils par jour à 412 000 barils par jour. En définitive, la part de la production exportée s'est sensiblement réduite dans la dernière décennie.

Cette dynamique de production en berne est à lier à la loi relative aux hydrocarbures adoptée en 2005⁹ qui impose que tout projet – exploration, production, transport, transformation – soit contrôlé, au minimum, à 51 % par Sonatrach. Ce dispositif, très pénalisant pour le secteur privé, a été encore rendu plus confiscatoire avec la taxe sur les profits exceptionnels votée en 2006 et appliquée depuis cette date, qui ponctionne un pourcentage sur les profits des pétroliers au-delà d'un baril à 30 dollars. Cet environnement des affaires a entraîné la désaffection des sociétés privées pour l'Algérie, comme le démontre le nombre réduit de permis attribués à l'issue des processus d'appels d'offre depuis 2005. Si environ 90 % des permis proposés en 2005 *via* appels d'offres étaient attribués,

4. Cette augmentation est notamment due à la mise en services des réseaux de gazoducs (GR5) entre le bassin sédimentaire de Reggane (région de l'Adrar) avec les gisements de Reggane, Touat et de Timimoun et le nœud gazier de Hassi R'Mel.

5. *BP Statistical Review of World Energy 2017*, disponible sur : www.bp.com.

6. Agence internationale de l'énergie, *Gas 2017*, Paris.

7. *BP Statistical Review of World Energy 2017*.

8. Selon les chiffres donnés par l'OPEP.

9. Le texte de loi est disponible sur : www.energy.gov.dz.

90 % des permis proposés en 2014 ne l'ont pas été, sachant que trois fois plus de permis ont été offerts en 2014.

Les investissements privés dans le secteur pétrolier sont ainsi en baisse depuis plus de dix ans. Seules quelques sociétés actives depuis plusieurs décennies comme Eni, Anadarko (premier producteur privé en Algérie) et dans une moindre mesure Total poursuivent leur effort dans le pays. Ces investissements privés sont souvent liés à des accords signés avant la loi de 2005, non rétroactive. De plus, les événements terroristes d'In Amenas tuant, en janvier 2013, 37 otages d'une dizaine de nationalités n'ont pas aidé à attirer de nouveaux investisseurs. Les activités ont repris sur ce site gazier qui produit à nouveau quelque 11 Gm³ par an, soit 1/9^e de la production nationale.

Activités et organisation

La Sonatrach est sous la tutelle directe du ministère de l'Énergie. Le poste de président de la Sonatrach est en général davantage exposé que celui du ministre de l'Énergie, la CPN fournissant à l'État algérien une majeure partie de ses revenus (en moyenne équivalent à plus de 50 % du budget, l'Algérie ayant récemment puisé dans ses réserves fiscales, aujourd'hui de moins 100 milliards de dollars¹⁰, pour compenser la baisse des revenus) et le pouvoir politique ne manque pas de faire porter la responsabilité des difficultés au numéro un de Sonatrach, actuellement occupé par Abdelmoumen Ould Kaddour¹¹. Sonatrach a connu six PDG en sept ans, ce qui pose un problème majeur de gouvernance et met à mal la confiance des investisseurs. Enfin, ce n'est pas de nature à assurer une forte mobilisation des cadres.

10. Disponible sur : <https://algeriepart.com>. Le Premier ministre Ahmed Ouyahia a pourtant prévenu qu'en cas d'absence de réforme, les salaires de la fonction publique ne pourraient pas être versés à la fin 2017 : disponible sur www.algerie-focus.com.

11. Les faits reprochés aux dirigeants remerciés étaient soit liés à des affaires de corruption comme contre Mohammed Meziane (2003-2010) ou alors officiellement pour absence de résultat. Amine Mazouzi a été limogé en mars 2017, après sa nomination en mai 2015, et a été remplacé par Abdelmoumen Ould Kaddour. Ce dernier a été très proche de l'ancien ministre du Pétrole et ami proche du président Abdelaziz Bouteflika, Chakib Khelil. Kaddour a été précédemment le patron de BRC, la *joint-venture* entre Sonatrach et l'américain Brown and Root Condor dissoute après le scandale sur des surfacturations dans les marchés octroyés à cette entreprise. Spécialiste du secteur pétrolier, il est très soutenu par les généraux algériens. En plus de l'instabilité au poste de directeur de la Sonatrach, les changements récents de Premiers ministres, Ahmed Ouyahia, succédant en août 2017 à Abdelmadjid Tebboune après moins de trois mois au pouvoir, ne rassurent pas non plus les investisseurs.

Sonatrach n'a plus la capacité d'octroyer les permis, compétence dévolue depuis 2005 à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (Alnaft), organisme rattaché au ministère de l'Énergie. Cependant, la Sonatrach contrôle tous les métiers du pétrole à travers ses filiales, comme la sismique, le forage, la pose d'oléoducs et la distribution de produits pétroliers. La CPN algérienne est également active dans le transport aérien pour relier les sites pétroliers aux villes côtières (Tassili Airlines) ou dans le génie civil (Société nationale de génie civil et bâtiment). Sonatrach est aussi impliquée dans des activités bien éloignées du pétrole comme la gestion d'hôtels ou de centres d'exposition, la sécurité, l'agroalimentaire ou encore l'assurance.

Sonatrach gère également le transport de ses hydrocarbures, pour approvisionner notamment l'Europe à travers le Medgaz (vers l'Espagne), l'oléoduc transméditerranéen (*via* la Sicile vers l'Italie continentale) ou encore le Maghreb Europe (*via* le Maroc vers l'Espagne). Sonatrach est aussi la première société au monde à avoir utilisé la technologie de gaz naturel liquéfié (GNL) en 1964. Elle dispose actuellement de quatre trains de liquéfaction dont les deux récents trains de Skikda (10 millions de tonnes) et Arzew (10,5 millions de tonnes). Ses capacités de raffinage s'élèvent 30 millions de tonnes par an – 600 000 b/j pour une consommation de 412 000 b/j en 2016, avec cinq usines en activité (Alger, Skikda, Hassi Messaoud, Arzew, Adrar).

L'État algérien a ainsi fait le choix de nationaliser en 1971 une grande partie des activités liées au pétrole et de ne laisser au secteur privé qu'une portion congrue. Les sociétés internationales de services comme Petrofac, Schlumberger ou JGC (Japon) sont bien présentes dans les métiers à haute valeur technologique, mais les activités traditionnelles du secteur sont effectuées par les filiales de Sonatrach, laissant donc peu de place pour le développement du secteur privé algérien.

Sonatrach apparaît ainsi comme une sorte d'État dans l'État d'après son influence dans l'économie. Elle employait directement près de 47 000 salariés permanents et plus de 10 000 agents en contrat court à la fin 2014¹².

12. Rapport annuel Sonatrach, 2014.

Stratégie d'investissements à l'étranger et diversification vers d'autres sources d'énergie

Grâce à sa filiale d'exploration/production à l'international Sipex (Sonatrach International Petroleum Exploration & Production) créée en 1999 aux îles Vierges britanniques, Sonatrach a acquis des blocs à l'étranger en Mauritanie et au Mali (bassin partagé avec l'Algérie du Taoudeni) ainsi qu'au Niger (Kufra), en Libye mais aussi au Pérou (avec le champ producteur de Camisea). Les investissements à l'étranger sont restés relativement modestes et Sipex renégocie systématiquement à la baisse ses programmes de travaux. Ainsi, aucun forage n'a été effectué en 12 ans au Niger, mais le contrat n'a pas été résilié pour des raisons d'influence géopolitique algérienne dans la région du Sahel.

Disposant d'un fort potentiel de ressources d'hydrocarbures non conventionnelles (20 000 Gm³ de ressources de gaz techniquement récupérables et 5,7 Gb de pétrole selon l'Energy Information Administration), Sonatrach a réalisé quelques projets pilotes en 2015 à In Saleh dans le sud du pays, avec pour objectif d'atteindre à terme une production de 30 Gm³/an de gaz de schiste¹³. Ces tentatives se sont traduites par de fortes contestations locales et des manifestations durement réprimées par les forces de sécurité¹⁴. La Sonatrach a décidé début 2016, en raison des prix bas du baril et des difficultés d'acceptation des populations riveraines, d'abandonner pour le moment tout projet de gaz de schiste et de se concentrer sur la mise en valeur des gisements de gaz et pétrole conventionnels. Si cette décision est d'abord politique afin d'éviter des troubles, elle l'est aussi par la non-maîtrise des techniques d'exploration. La Sonatrach avait d'ailleurs signé plusieurs accords de partenariat en 2012 sur le gaz de schiste notamment avec Shell et Eni mais la politique a eu raison de ces projets¹⁵.

Quant aux énergies renouvelables, l'Algérie, reste aujourd'hui en retard, malgré son fort potentiel solaire. Afin d'éviter l'utilisation d'hydrocarbures pour faire fonctionner les gisements, la Sonatrach incite les entreprises pétrolières à construire des centrales solaires. La première d'entre elles a été mise en place par la société italienne Eni en mars 2017

13. « Pétrole et gaz de schiste : développements internationaux », Centre hydrocarbures non conventionnels (CHNC), mars 2017.

14. Disponible sur : www.rfi.fr.

15. Platts European Gas Daily, 28 septembre 2012.

sur le gisement de Bir Rebaa Nord¹⁶. Un partenariat a également été conclu avec Total en avril 2017 dont l'une des composantes est le développement du solaire. Sonatrach sera également actionnaire à 40 % sur les futurs méga projets de centrales solaires (trois fois 1 350 MW) dont les appels d'offres seront lancés courant 2017¹⁷. En dehors de ces projets, les investissements de Sonatrach dans les énergies renouvelables sont limités à ce jour. Cependant, la réduction de la part à l'exportation des hydrocarbures et la diminution de la production – au moins pour le pétrole brut – contraignent l'État algérien à envisager enfin sérieusement le solaire comme une composante essentielle de son mix énergétique futur. Selon le ministre de l'Énergie¹⁸, l'Algérie chercherait à économiser environ 300 Gm³ de gaz naturel entre 2021 et 2030, et entend donc développer 22 000 MW de capacités renouvelables d'ici 2030. Cela en ferait l'un des programmes les plus ambitieux en Afrique et mobiliserait des dizaines de milliards de dollars d'investissements. Ces objectifs très ambitieux ne pourront certainement pas être atteints sans amélioration du climat des investissements en Algérie dans le secteur de l'énergie.

La question des subventions sur l'essence et l'électricité est également centrale en Algérie. En les additionnant aux transferts sociaux divers, elles représentaient quelque 13,3 milliards d'euros en 2016, soit 23,7 % du budget¹⁹. À l'avenir, le gouvernement algérien souhaite accorder les subventions et les aides en fonction des revenus des citoyens. L'objectif serait de poursuivre l'appui pour les plus modestes et les réduire drastiquement pour les ménages plus aisés. Une augmentation de l'essence en 2016 avait cependant créé des tensions sociales, les Algériens considérant qu'ils ont droit à un carburant bon marché, étant producteur de brut. Réduire toutes les subventions sera ainsi un exercice très compliqué et susceptible d'entraîner des tensions sociales.

Quelles perspectives d'évolution de la production pour Sonatrach ?

Face à une consommation énergétique intérieure qui croît à un rythme de 5 % par an, Sonatrach doit faire face à des défis importants. Le nouveau président de Sonatrach, Abdelmoumen Ould Kaddour souhaite ainsi prendre des mesures rapides. Il a affirmé en juillet 2017 qu'il travaillait à

16. APS, « Sonatrach veut généraliser l'énergie solaire sur les champs pétroliers et gaziers », *Huffpost Maghreb*, 19 mars 2017, disponible sur : www.huffpostmaghreb.com.

17. Disponible sur : www.huffpostmaghreb.com.

18. Source : Petrostratégies, 10 avril 2017.

19. *Le Figaro*, 29 juin 2017.

une nouvelle loi pour 2018 afin d'attirer les investisseurs privés²⁰. Cela permettrait de soulager Sonatrach d'une partie de l'effort d'exploration qui l'empêche d'investir massivement et conduisant à la baisse de sa production pétrolière. Le nouveau directeur de la Sonatrach aura-t-il les moyens politiques et la durée suffisante à son poste afin de se lancer dans cette réforme très sensible ? Rien n'est moins sûr. Cette réforme pourrait permettre aux sociétés privées de prendre le leadership sur certains gisements et de redonner des marges budgétaires à la Sonatrach.

20. Upstream, 12 juillet.

La Nigerian National Petroleum Company, une société inefficace forcée de se réformer

Créée en 1977, la société d'État nigériane, Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), fêtera ses 40 ans d'existence cette année. Son premier président en 1977 est l'actuel chef de l'État Muhammadu Buhari, qui était également à l'époque le ministre en charge du pétrole sous la présidence du régime militaire d'Olusegun Obasanjo. Les patrons successifs de la NNPC sont pour la plupart des cadres qui ont fait leur carrière au sein de la société d'État. C'est le cas de son actuel directeur général Maikanti Kacalla Baru, docteur en ingénierie mécanique nommé en juin 2016 après avoir été depuis 2015 l'un des quatre directeurs adjoints en charge de l'exploration/production du groupe. Seulement, au Nigeria, et contrairement au cas angolais, les activités du directeur général de la NNPC sont largement encadrées par le ministère des Ressources pétrolières. Ce dernier est la tutelle directe de NNPC et le ministre n'hésite d'ailleurs pas à remplacer le dirigeant de la société d'État. Ces nominations obéissent à des logiques de réseaux régionaux et nationaux²¹. Au Nigeria, les ministres ont souvent un poids politique important, étant les représentants d'un des 36 États fédérés. Généralement, leur nom a été transmis par le gouverneur de leur État d'origine au président de la fédération qui a ensuite une latitude limitée pour les refuser²². Ils ont donc une double légitimité et ont, de ce fait, une position plus forte qu'un directeur général de NNPC, nomination exclusive du président. Depuis l'arrivée de Muhammadu Buhari au pouvoir en mai 2015, c'est le président lui-même qui occupe le poste de ministre du Pétrole. Muhammadu Buhari a cependant nommé un secrétaire d'État expérimenté aux ressources pétrolières en la personne d'Emmanuel Kachikwu (ex-vice-président

21. Actuellement le directeur général de la NNPC, MK Baru a davantage de poids que le secrétaire d'État au pétrole Emmanuel Ibe Kachikwu.

22. Cette démarche a toujours été observée, sauf lors de la formation du dernier gouvernement en 2015 par le président Muhammadu Buhari. Ce dernier a souhaité choisir ses ministres directement, sans prendre en compte les listes de noms transmis par les différents gouverneurs, ni par le parti au pouvoir, l'All Progressives Congress (APC).

d'ExxonMobil au niveau Afrique). Ce dernier, qui a occupé aussi les fonctions de directeur général de NNPC entre 2015 et 2016, en préside désormais le conseil d'administration depuis juin 2016.

La compagnie nigériane a multiplié les scandales financiers depuis sa création. Le plus retentissant d'entre eux est la disparition de plusieurs milliards de dollars entre janvier 2012 et juillet 2013. Le gouverneur de la Banque centrale du Nigeria (CBN) de l'époque, Sanusi Lamido a révélé publiquement que ces milliards manquaient dans les caisses de son organisation, après avoir tenté, en vain, de sensibiliser le président Goodluck Jonathan à ce sujet. Selon Sanusi Lamido, qui est désormais l'Emir de Kano (la deuxième plus influente figure de l'islam sunnite au Nigeria), sur les 67 milliards de dollars de revenus pétroliers entre janvier 2012 et juillet 2013, la NNPC en a reversé moins de 50 milliards²³. Cette affaire a entraîné la mise à l'écart de Sanusi Lamido par Goodluck Jonathan. Ce type de scandale a émaillé l'histoire de NNPC où les dirigeants ont défilé, sans réellement avoir le temps de marquer leur empreinte²⁴.

Le volume de brut vendu par la NNPC représente plus de 50 % du volume total produit dans le pays. Les *majors* sont toutes présentes : Shell (258 000 barils par jour équivalent pétrole), Total (243 000), Chevron (204 000), ENI (117 000), ExxonMobil (169 000) ainsi que les sociétés locales comme la plus importante d'entre elles Oando (54 000 barils par jour équivalent pétrole).

Depuis le milieu des années 1990, le delta du Niger est régulièrement en proie à des troubles liés à des groupes (Ogoni, puis Ijaw) souhaitant une meilleure répartition des revenus entre l'État, les compagnies et les habitants de cette région de 40 millions d'habitants. Leur mode d'action est passé des manifestations pacifiques au milieu des années 1990 (Mosop) à des vandalismes à grande échelle sur les infrastructures pétrolières et gazières entre 2006 et 2009, notamment perpétrés par le Movement for the Emancipation of the Niger Delta (MEND). Depuis février 2016, un nouveau groupe, Niger Delta Avengers (NDA), sévit dans la région et fait sensiblement baisser la production pétrolière en recourant à des explosions d'oléoducs et gazoducs. Les efforts de médiation du vice-président Yemi Osinbajo qui se rend régulièrement dans cette région – contrairement au

23. « Nigeria Central Bank Head Lamido Sanusi Ousted », *BBC.com*, 20 février 2014, disponible sur : www.bbc.com

24. B. Augé, « Nigeria : les immenses défis pétroliers du nouveau président Muhammadu Buhari », *Actuelles de l'Ifri*, septembre 2015, disponible sur : www.ifri.org.

président Muhammadu Buhari – ont permis une baisse des tensions depuis quelques mois mais celle-ci reste extrêmement précaire.

Dans ce contexte, la production de brut du Nigeria s'est effondrée en 2016, atteignant un niveau historiquement bas de 1,2 million b/j en été, avant de se ressaisir pour remonter à 1,8 million b/j actuellement, ce qui demeure largement inférieur aux pics de 2,2 millions b/j régulièrement atteints en 2011 et 2012. Le pays est actuellement exempté de quotas de production par l'OPEP.

L'organisation de la NNPC

La NNPC a progressivement créé 11 filiales pour s'occuper des différents secteurs liés à son métier de base. Elles sont actives dans les échanges de brut et des produits pétroliers nigériens (Nyson, Duke Oil), les raffineries (Kaduna Refining & Petrochemical Company et Port Harcourt Refining Company Limited, Warri Refining & Petrochemical Company Limited), les sociétés d'interprétation sismique (Integrated Data Service Limited), un bureau spécialisé dans les projets d'ingénierie (National Engineering & Technical Co, NETCO), pour le transport et la vente du gaz nigérian dans le pays et à l'étranger (Nigerian Gas Company Limited, NGC), la production de brut (Nigerian Petroleum Development Company, NPDC), la gestion des intérêts de l'État nigérian en termes d'emploi local et de bienfaits sur l'économie du pays (National Petroleum Investment Management Services, Napims), l'approvisionnement en essence du pays en distribuant des allocations de produits pétroliers aux traders (Pipelines and product marketing company, PPMC) et enfin les stations-service (NNPC Retail Ltd). Néanmoins, en dépit de cette multitude d'activités, la NNPC peine à se développer sur la totalité de la chaîne pétrolière. La quasi-totalité des métiers principaux de la NNPC à savoir sismique, interprétation, production, forage, *trading*, distribution sont effectués par le biais de partenariats avec des sociétés privées.

Le cas de la filiale de la NNPC, la Nigerian Petroleum Développement Company (NPDC), illustre bien ce manque d'efficacité. NPDC détient des participations dans 38 concessions et opère actuellement 205 000 b/j soit près de 10 % de la production du pays. Cependant, pendant toute la période de la présidence de Goodluck Jonathan, elle a délégué à des sociétés de services le soin d'être effectivement active sur le terrain. Cette façon de procéder est coûteuse et mécontente grandement les partenaires privés des blocs sur lesquels la NPDC s'est arrogé le rôle d'opérateur. Ainsi, en dehors de porter les parts de l'État nigérian sur les blocs et de vendre la part de son brut, c'est-à-dire le segment où le niveau de corruption est le

plus élevé, il est difficile de déceler une véritable création de richesse grâce à une montée en compétence de la NNPC. Les sociétés privées nigérianes la considèrent d'ailleurs comme un obstacle majeur pour leurs affaires.

L'état des raffineries est également de nature à discréditer la volonté politique des dirigeants du pays. Aucune des raffineries du pays – toutes publiques –, Warri, Port Harcourt et Kaduna ne peut fonctionner à plus de 30 % de sa capacité installée. L'absence de fonds effectivement déboursés pour la réhabilitation de ces raffineries est liée notamment au lobbying des traders nigériens comme étrangers, dont les activités d'importations de produits pétroliers sont excessivement rentables. Depuis 1999, les présidents au pouvoir ont tous martelé la nécessité de remettre en état les raffineries nigérianes, sans aucun succès. Le seul projet qui pourrait à terme ruiner les activités des *traders* locaux est la raffinerie de Lagos en cours de construction porté par l'homme le plus riche du Nigeria et du continent africain, Aliko Dangote²⁵. Cette usine d'une capacité de 650 000 b/j – soit plus de deux fois la consommation du pays – ne verra cependant pas le jour avant fin 2018 voire 2019.

Diversification vers d'autres énergies et investissements à l'étranger

Le directeur général en charge de l'environnement et de la sécurité, Rabiou Suleiman, est actuellement en charge de lancer des projets de diversification des activités du groupe dans les énergies renouvelables. Même si Suleiman déclare dans des entretiens à la presse²⁶ que le Nigeria, en la personne de son président Muhammadu Buhari, s'est engagé à réduire son empreinte carbone, il n'y a pas eu encore de mesures concrètes pour y parvenir. L'ancienne ministre nigérienne de l'Environnement Amina Mohammed, devenue secrétaire générale adjoint de l'ONU depuis mars 2017, a promis que le Nigeria lancerait un « green bond » courant 2017 afin de financer des projets structurants pour réduire les émissions de gaz à effet de serre du pays. Jusqu'à maintenant, seules des initiatives purement privées se sont structurées pour produire de l'électricité à partir du solaire ou éolien. Ainsi, la société Oriental Petroleum a noué début 2017 un partenariat avec la société française GreenWish Partners, afin de construire une centrale solaire de 50 MW dans l'État de Jigawa au nord du Nigeria²⁷.

25. Disponible sur : www.premiumtimesng.com.

26. Disponible sur : www.esi-africa.com.

27. Africa Energy Intelligence, « Nigeria : Comment l'Oriental Group s'enflamme pour le solaire », n° 787, 14 février 2017.

Cependant, des projets de ce type, annoncés en grande pompe et sans concrétisation, sont légion au Nigeria. Le géant d'Afrique de l'Ouest peut s'appuyer également sur une dizaine de barrages hydroélectriques, mais ces derniers ne sont pas gérés par la NNPC et ont été, pour la plupart, privatisés depuis 2013. Sur la totalité de la production d'électricité actuelle du Nigeria – entre 3 000 et 4 000 MW – la part du renouvelable reste très faible, la grande majorité des centrales électriques fonctionnant, comme en Algérie, au gaz. La production d'électricité est d'ailleurs souvent limitée par l'interruption des approvisionnements gaziers, autre problème majeur auquel est confronté le pays, qui pourtant torche 8 Gm³ de gaz associé par an selon la Banque mondiale²⁸, soit l'équivalent de la consommation de gaz annuelle de l'Autriche et un peu moins d'un quart de la production actuelle, qui s'élève à 45 Gm³ en 2016. C'est aussi un facteur qui, comme en Algérie, limite les exportations de GNL, qui totalisent 23 Gm³ en 2016.

Fonctionnement et revenus

En dehors des contrats de partage de production, la plus grande partie des revenus de NNPC provient des cinq *joint-ventures* qu'elle a montées avec ENI, Total, ExxonMobil, Shell et ChevronTexaco. Hormis la *joint-venture* avec Shell dans laquelle NNPC détient 55 % des parts, toutes les autres sont contrôlées à 60 % par la société nationale nigériane. La grande différence entre le fonctionnement des contrats de partage de production et celui des *joint-ventures* est que tous les partenaires financent les investissements en rapport avec leur niveau d'engagement. Il n'y a aucun portage possible des parts de l'État. Ce fonctionnement est particulièrement problématique au Nigeria car la NNPC ne parvient que très rarement à réunir les fonds pour répondre aux appels de fonds successifs. Ce dysfonctionnement, très récurrent, retarde considérablement les investissements. Les *majors* occidentales sont *in fine* contraintes de prêter des fonds à la NNPC en échange d'un volume de brut plus important que leur niveau de participation dans la *joint-venture* afin de se faire rembourser²⁹. Dans le cadre de ces *joint-ventures*, qui représentent une partie très significative de la production totale du pays, soit 2 millions de barils par jour et 45 Gm³ de

28. Disponible sur : www.worldbank.org.

29. La NNPC réfléchit à une réforme visant à transformer les *joint-ventures* actuelles en Incorporated Joint-Venture (IJV) qui permettrait aux différentes entités de prendre des décisions sans l'aval de la NNPC. Les IJV seraient autonomes et auraient un conseil d'administration avec des membres de NNPC et des sociétés privées qui iraient sur le marché chercher les fonds nécessaires. Cela permettrait d'éviter de dépendre du budget de la fédération et réduirait la chaîne de commande de décision.

gaz en 2016³⁰, la NNPC prend de 55 à 60 % du brut qu'elle vend directement *via* ses filiales comme Hyson ou Duke Oil, ou qu'elle vend par allocations à des traders locaux ou étrangers ainsi qu'à certains États comme l'Inde ou le Cameroun (résultat des allocations pour 2017³¹). Ses revenus sont ainsi substantiels, même si en considérable diminution du fait de la baisse des cours. Ils sont ainsi passés de 3 trillions de Nairas (94 milliards \$) à 1,86 (56 milliards \$) entre 2014 et 2015³².

Le contenu local au Nigeria

Le Nigeria est considéré comme l'un des pays africains les plus avancés sur le contenu local ou *local content* dans le secteur pétrolier. Une loi spécifique – *Local Content Bill* – a été votée à ce sujet en 2010 permettant notamment la création du Nigerian Content Development and Monitoring Board (NCDMB), organisme chargé de s'assurer que le plus d'employés possible dans le secteur soient nigériens mais surtout que les sociétés nigérianes obtiennent un accès privilégié aux contrats de services dont les opérateurs ont besoin. Le NCDMB, dont le siège se situe dans la région pétrolière du delta du Niger et plus précisément dans la capitale de l'État de Bayelsa, à Yenagoa, a comme tâche de maximiser les retombées du secteur pétrolier pour l'économie locale. Toutes les sociétés locales comme internationales doivent être répertoriées par le NCDMB qui délivre un certificat ou Nigerian Content Equipment Certificates (NCEC) permettant de candidater aux différents appels d'offres. Actuellement, 305 compagnies locales et étrangères possèdent ce certificat. Avant tout projet de développement, les opérateurs doivent soumettre un plan (*Nigerian content plan*) au NCDMB qui doit approuver les efforts de formation, transmission de savoir et la part réservée aux sociétés locales. Depuis septembre, le patron du NCDMB est un ancien cadre de Shell, Simbi Kesiye Wabote. Shell a été l'un des pionniers en matière de *local content* et a commencé à mettre en place des procédures dans ce sens au Nigeria pour tisser de meilleures relations avec les populations riveraines de ses gisements pétroliers. La compagnie a ensuite tenté de répliquer le modèle dans ses autres filiales, comme au Gabon, où aucune loi n'encadre le *local content*.

30. Ces volumes de production, tirés du *BP Statistical Review 2017*, ont considérablement baissé en 2016 du fait des vandalismes perpétrés par le mouvement Niger Delta Avengers (NDA visant les infrastructures de production et de transport). Le niveau de production devrait se stabiliser à nouveau en 2017 grâce aux discussions entre les groupes rebelles de la région et le gouvernement fédéral nigérian.

31. Africa Energy Intelligence, « Nigeria : Comment l'Oriental Group s'enflamme pour le solaire », *op. cit.*

32. Disponible sur : economicconfidential.com.

Le processus de contenu local au Nigeria est considéré par les pétroliers comme particulièrement difficile et très coûteux. Tout comme l'Angola, les appels d'offres sont souvent « fléchés » vers quelques sociétés locales proches du régime au niveau fédéral au alors vers des compagnies détenues par des hommes d'affaires puissants dans les zones de production. Compte tenu de l'importance de sa production et grâce à sa longue histoire pétrolière, le Nigeria a cependant su développer des compétences et infrastructures liées aux hydrocarbures sans commune mesure avec aucun autre pays du golfe de Guinée. Malgré l'existence d'une main-d'œuvre qualifiée, les projets pétroliers au Nigeria restent extrêmement coûteux, en raison des salaires relativement élevés et des niveaux généralisés de corruption³³. Le coût moyen par baril est de l'ordre de 34 dollars par baril selon le secrétaire d'État aux affaires pétrolières.

Perspectives

Avec ses réserves, les deuxièmes d'Afrique, le Nigeria pourrait assez aisément atteindre une production de trois millions de barils par jour. Aux problèmes ainsi décrits s'ajoute l'insécurité dans la région productrice du delta du Niger depuis la fin des années 1990, qui continue de sévir, entravant la production qui était tombée à un niveau historiquement bas mi-2016 et nuisant considérablement aux investissements des sociétés pétrolières³⁴. De même pour le gaz, le Nigeria possède les premières réserves du continent, l'ouverture de nouveaux trains de liquéfaction de NLNG pourrait permettre un accroissement rapide des volumes exportés, alors que le pays détient les premières réserves du continent devant l'Algérie. Seulement, tant qu'une certaine pacification de la zone du delta du Niger n'est pas acquise, il sera difficile d'envisager des développements de plusieurs milliards de dollars en *onshore*. Les sociétés étrangères semblent désormais miser sur la production de pétrole dans l'*offshore* où des découvertes importantes ont été effectuées.

33. 136 sur 176 dans le classement 2016 de la perception de corruption effectué par l'ONG Transparency International : www.transparency.org.

34. B. Augé « Pillage et vandalisme dans le Delta du Niger », *Hérodote*, vol. 134, n° 3, 2009, p. 151-175.

Sonangol, l'État dans l'État angolais

Créée en 1976 au lendemain de l'indépendance, la société d'État angolaise, Sonangol, est désormais toute puissante dans les affaires pétrolières du pays, qui est aussi un membre de l'OPEP. Elle a peu à peu relégué le ministère du Pétrole à un rôle de simple régulateur au pouvoir très restreint. Sonangol a comme principale fonction de délimiter les permis d'exploration, de les offrir au marché et de gérer la part de l'État dans certains permis *via* sa filiale Sonangol P&P. Son directeur a un rôle bien plus influent que celui du ministre du Pétrole. Ce déséquilibre dans la gestion des affaires pétrolières entre la société d'État et le ministère a commencé sous la direction de Joaquim David (1989-1998). Cette situation s'est encore accentuée sous l'ère de Manuel Vicente (1999-2012). Ce dernier a été nommé au comité politique – gouvernement réel du pays – du parti au pouvoir depuis l'indépendance (MPLA) en 2009. Manuel Vicente a ensuite été brièvement ministre de la Coordination économique avant de devenir vice-président depuis 2012. Il perdra ce poste à la suite des prochaines élections législatives qui se sont déroulées en août 2017³⁵. Entre 2012 et 2016, c'est le directeur financier Francisco de Lemos José Maria qui a pris la place de directeur. Très effacé, ce dernier, au profil de technocrate, n'a pas pu marquer son empreinte, n'étant pas dans la haute hiérarchie du parti. Les affaires pétrolières ont ainsi continué à être en partie traitées par Manuel Vicente en tant que vice-président et la Sonangol, durant cette période, a recruté beaucoup de cadres au profil de technocrates – apparentés MPLA.

La Sonangol n'est pas une société comme les autres, en particulier si on la compare avec les autres compagnies africaines (à l'exception peut-être de la SNPC en République du Congo). Plus qu'un instrument du régime, Sonangol est devenue une institution quasi familiale. La dernière démonstration de la grande porosité entre le pouvoir politique et la Sonangol a été la nomination en avril 2016 d'Isabel Dos Santos, la propre

35. Le président angolais, Eduardo Dos Santos, en place depuis 1979 a fait savoir qu'il ne se représentait pas aux élections de 2017 et laisserait le pouvoir à son ministre de la Défense Joao Lourenco qui a été élu président par le Parlement à la fin août 2017. Le vice-président devrait être l'ancien tout-puissant ministre du Développement des territoires Bornito de Sousa Baltazar Diogo.

filles du désormais ex-président angolais Eduardo Dos Santos, comme présidente. Arrivée à son poste alors que la société était en crise depuis 2014 du fait de la baisse des cours du brut, Isabel Dos Santos tente depuis près d'un an de réformer Sonangol grâce à l'appui de cabinets de conseil tels que PwC, Boston Consulting Group ou les avocats portugais de Vieira de Almeida (VdA³⁶). Elle est considérée comme la femme d'affaires la plus prospère du continent grâce à ses participations dans des banques (Banco Português de Investimento), dans les médias et télécommunications (NOS) ou dans le secteur pétrolier (Amorim Energia, l'un des actionnaires de la société d'exploration portugaise Galp).

Sonangol, une compagnie diversifiée essentielle à l'économie angolaise

Si la Sonangol travaille directement à produire du pétrole grâce à sa filiale Sonangol P&P, elle a créé au fil des années près d'une vingtaine de filiales directement liées aux services pétroliers comme par exemple Sonagas pour le gaz ou Sonils pour la logistique – en partenariat avec la société italienne Intels – ou alors éloignées du métier de base de la compagnie comme Sodimo (construction) ou MStelecom (téléphonie). Sonangol est, à l'image de Saudi Aramco ou Sonatrach, une société qui innerve désormais des pans entiers de l'économie angolaise, très éloignée de son métier de base. Ainsi, le directeur général de Sonangol contrôle une grande partie de l'économie angolaise. Les revenus de la société, en baisse depuis 2014 du fait de la faiblesse des cours du brut, restent considérables : 40 milliards de dollars (2013), 24,6 milliards de dollars (2014), 16,2 milliards de dollars (2015) et 15,3 milliards de dollars estimés en 2016³⁷. Le secteur pétrolier représente plus de 50 % de l'économie angolaise en termes de création de richesse, 80 % des revenus de l'État et 90 % des exportations (le reste étant principalement composé des minerais dont le diamant). Si la production de pétrole et la gestion des fonds issus du pétrole restent son métier de base, Sonangol n'a en revanche pas mis en place une stratégie de diversification de sa production d'énergie (aucun programme d'énergie renouvelable n'a été impulsé dans le solaire ou l'éolien). Cependant, l'Empresa Nacional de Electricidade de Angola (ENE), la compagnie nationale électrique d'Angola investit actuellement des milliards de dollars dans les barrages, par le biais notamment des partenariats avec des grandes firmes telles que Odebrecht (Brésil), Siemens (Allemagne) ou encore Sinohydro (Chine).

36. Africa Energy Intelligence, « La Sonangol se bat en coulisse pour sortir du marasme financier », n° 783, 13 décembre 2016.

37. Disponible sur : <http://onlinelibrary.wiley.com>.

Grâce à la multiplication des découvertes entre la fin des années 1990 et le début des années 2000 dans les blocs en *offshore* profond³⁸ opérés par les *majors* (14-Chevron, 15, Exxon, 15/06 ENI, 17-Total), la production pétrolière de l'Angola s'est sensiblement accrue depuis la fin de la guerre civile en 2002. La production est ainsi passée de 740 000 b/j en 2001 à près de 1,8 million b/j à la fin des années 2000³⁹. Aujourd'hui, le débit oscille entre 1,6 et 1,8 million b/j.

Sonangol détient quelques investissements en dehors de ses frontières notamment les gisements géants irakiens de Qayara et Najmah, jusqu'à peu situés sur des territoires détenus par l'État islamique. Libérées par l'armée irakienne, les institutions chargées du pétrole à Bagdad font pression afin que la Sonangol reprenne les travaux de mise en développement courant 2017⁴⁰. Toujours au Moyen-Orient, elle a été impliquée à partir de 2009 à hauteur de 20 % dans un projet de GNL (South Pars 12) en Iran mais a cependant décidé d'en partir en 2012. Sonangol est également implanté dans l'*offshore* de Cuba où les travaux d'exploration sont cependant totalement stoppés depuis deux ans.

Sonangol est aussi un acteur dans le gaz liquéfié grâce à son train de liquéfaction d'Angola LNG inauguré en 2013. Chevron, Total, BP et ENI ont des participations dans ce terminal alimenté par les blocs 15 et 17. Mais le terminal rencontre des difficultés : alors que la totalité de sa capacité d'exportation (5,2 millions de tonnes par an) était destinée au marché américain, en passant par le terminal de Pascagoula dans le Mississippi dans lequel Sonangol avait pris des participations, la révolution du gaz de schiste aux États-Unis a totalement bouleversé la rentabilité économique du projet. Le terminal Pascagoula est actuellement en attente de l'obtention de l'autorisation du gouvernement fédéral pour être transformé en terminal de liquéfaction dans le but d'exporter du GNL américain⁴¹. Cependant, les investissements nécessaires à la transformation du terminal et la construction de cuve de stockage de gaz (8 milliards de dollars) retardent le projet américain, actuellement au point mort. Après plus de deux ans d'arrêt pour cause de maintenance entre 2014 et 2016 et d'une production de gaz insuffisante, Angola LNG vend désormais quasi exclusivement des faibles volumes sur le marché spot et n'a qu'une visibilité réduite en termes de rentabilité du fait de l'absence de contrat de long terme. Le récent accord de septembre 2017 de vente privilégiée de GNL au trader Vitol

38. Même si ce genre de production peut être considéré comme du non-conventionnel.

39. *BP Statistical Review of World Energy*, 2010.

40. Disponible sur : www.iraq-businessnews.com.

41. Disponible sur : www.sunherald.com.

devrait cependant améliorer la rentabilité des infrastructures gazières en place et redynamiser l'utilisation du terminal.

La fin de la guerre civile n'a en revanche pas attiré les investisseurs dans le raffinage en Angola. La Sonangol n'opère qu'une seule raffinerie située à Luanda qui produit un peu moins d'un tiers des besoins en produits raffinés du pays soit 44 200 barils par jour⁴². Jusqu'en 2007, Total détenait 55 % des parts de cette raffinerie mais en 2007, la compagnie française a décidé de céder ses parts à Sonangol. De nombreux projets de nouvelles raffineries ont été évoqués, notamment celui de Lobito qui aurait permis de transformer quelque 200 000 barils par jour. La construction de cette usine a cependant été interrompue mi-2016 par les équipes d'Isabel Dos Santos, du fait du manque de financement dû à la baisse des cours du brut. Ce projet battait de l'aile depuis déjà longtemps et les travaux officiellement lancés en 2012 n'avaient quasiment pas avancé. De nombreuses sociétés ont obtenu des études depuis l'idée originelle de la raffinerie en 1997, tels que les sociétés coréennes Samsung et SK Group en 2000 ou Sinopec en 2006 – partenariat stoppé en 2007⁴³. Le projet a ensuite été placé sous la responsabilité directe de Sonangol qui a contacté en 2008 la société américaine KBR pour effectuer de nouvelles études. Les reports successifs sont le résultat du manque d'intérêt des *majors* pour ce nouveau projet, Sonangol étant le seul actionnaire, si bien l'État doit continuellement mettre de l'argent dans un chantier dont les coûts ont flambé depuis la fin des années 1990. La raffinerie est estimée à 8 milliards de dollars alors qu'initialement, un coût de 2,5 à 3 milliards de dollars était envisagé. En décembre 2013, Standard Chartered Bank a obtenu un contrat de Sonangol pour travailler sur un plan pour financer la raffinerie⁴⁴. En 2017, le chantier de Lobito ressemble à un terrain vague alors même que plusieurs centaines de millions de dollars ont déjà été dépensés en études. Lobito n'est pas le seul projet à avoir été stoppé par Isabel Dos Santos suite aux mauvais résultats de la société d'État. À la fin 2016, la patronne de Sonangol a déclaré qu'aucun dividende ne serait versé au ministère du Budget du fait de la situation catastrophique des comptes de la société d'État. Sonangol générerait des profits de plus de 3 milliards de dollars en 2013 lorsque ses revenus atteignaient aisément 40 milliards de dollars. En 2015, ses profits ont fondu à 278 millions de dollars. Les dettes de Sonangol frôlent désormais les 10 milliards de dollars et ce alors même que la part de production lui étant réservée est très importante.

42. Chiffres de 2014 calculés grâce aux informations données par une des administratrices de Sonangol, Ana Costa, à l'agence publique d'information angolais, Angop, 27 février 2015.

43. BMI Middle East and Africa Oil and Gas Insights, 1^{er} avril 2007.

44. Angola Press Agency, Angop, 2 décembre 2013.

Le partage de la rente entre Sonangol et les *majors*

Sur une moyenne de 1,8 million de barils par jour produits en 2016, la production revenant à la Sonangol est quasi équivalente à un million de barils par jour. La part de la production des sociétés pétrolières privées pour 2016 se décomposait ainsi⁴⁵ :

Sociétés pétrolières privées	Barils équivalent pétrole par jour
Total	243 000
BP	219 000
ExxonMobil	169 000
ChevronTexaco	108 000
Statoil	48 000
ENI	28 000

Les chiffres ci-dessus démontrent combien le partage de la rente entre le secteur privé et Sonangol est favorable à l'État angolais. Aucune règle globale ne prime en termes de partage car chaque contrat contient des pourcentages de répartition différents. L'Angola est considéré comme l'un des États en Afrique où les négociations sont les plus difficiles avec la société d'État.

Le contenu local dans le secteur pétrolier en Angola

S'il n'y a aucun texte spécifique sur le contenu local dans le secteur pétrolier angolais⁴⁶, l'Angola a tout de même, depuis une quinzaine d'années, imposé des règles⁴⁷ pour privilégier l'emploi des locaux et le recours à des services venant de firmes détenues par des Angolais (selon la loi locale détenue à au moins 51 % par des citoyens angolais). En théorie,

45. Les chiffres de production mentionnés sont issus des rapports 2016 des différentes sociétés.

46. Le ministre du Pétrole Vasconcelos de Botelho parle toutefois régulièrement de rédiger un texte spécifique pour traiter cette question. Le ministre en a encore reparlé à la fin mars 2017 lors d'une réunion de l'Angolan Association of Geosciences and Support for the Oil Sector (AEAGSAP), disponible sur : <http://macauihub.com>.

47. General Regulatory Framework for Hiring of Services and Goods from National Companies in the Oil Industry ("Decree 127/03") ; Decree 48/06 on Open Tender Procedures in the Oil Industry ("Decree 48/06"), Decree Law on the rules and procedures to observe in recruitment, integration, training and development of workers from the oil sector ("Decree-Law17/09").

depuis 2004, les compagnies pétrolières sont tenues de n'employer que des Angolais, les conditions pour employer des expatriés sont décrites dans le décret-loi 17/09 à l'article 4. Les exceptions sont nombreuses mais l'obtention des autorisations est un processus très lourd et coûteux. Le ministère du Travail angolais a un droit de regard sur tous les expatriés et peut même refuser des directeurs pays de sociétés étrangères.

En ce qui concerne les services au secteur pétrolier, les sociétés angolaises ont, grâce au décret-loi 187/03, la possibilité d'être plus chères de 10 % – à compétence égale – que la société étrangère la plus proche en termes de prix et de classement lors de l'appel d'offres. Ce procédé qui fausse la concurrence est très courant dans les pays pétroliers afin d'encourager les hommes d'affaires locaux. Dans les faits, la pression politique exercée afin que l'opérateur prenne telle ou telle société est si forte que les appels d'offres sont souvent biaisés. Les appels d'offres sont ainsi fléchés, en particulier pour tous les marchés ne requérant pas de hautes technologies – sismique, forage – comme dans le *catering*, gardiennage, transport, petits travaux d'ingénierie, logistique, etc.

Perspectives

Si certains projets vont accroître la production nationale comme ceux de Kaombo North et Kaombo South sur le bloc 32 de Total et Sonangol (démarrage de la production en 2018), le volume total risque de stagner, voire de diminuer avec la maturité de certains gisements des blocs 14 et 15. Ainsi, la capacité de l'Angola à dépasser la barre des 2 millions de barils par jour, voire même de dépasser le Nigeria de manière durable, paraît bien incertaine. Il est probable que l'Angola soit contraint d'assouplir le cadre dans lequel les sociétés étrangères travaillent – notamment au sujet de l'utilisation de la monnaie locale et des difficultés pour rapatrier les bénéfices effectués en Angola – afin d'attirer davantage d'investissements dans les prochaines années.

Conclusion

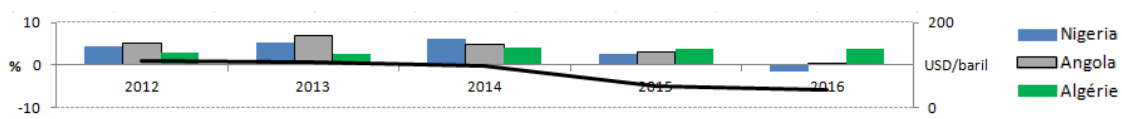
Le rôle des sociétés d'État est variable pour chacun des pays producteurs pris en compte dans cette étude. Si la stratégie du gouvernement algérien depuis l'indépendance en 1962 a permis à la Sonatrach d'être capable d'explorer, de produire de transporter et de raffiner, elle s'essouffle aujourd'hui car la part laissée au secteur privé est notamment trop faible. Le rôle de Sonangol et de la NNPC est bien différent de celui de Sonatrach. NNPC et Sonangol sont des organismes dont l'objectif est davantage de gérer la manne générée par les sociétés privées plutôt que de créer de la richesse par elles-mêmes. La crise depuis 2014 pourrait les amener à se réformer, mais cela nécessiterait une volonté politique forte et un long travail de réforme pour en renforcer la transparence et l'efficacité. La crise engendrée par la chute des prix du pétrole ne les a pas assez poussées dans ce sens, à l'exception peut-être, et dans des proportions bien gardées de la Sonatrach, ce qui devra encore être vérifié ces prochaines années.

Or, ces trois pays africains, tous membres de l'OPEP, sont à l'image de la plupart de leur homologue de l'organisation de Vienne : en grande difficulté économique et sociale du fait de la baisse des cours du baril qui touche directement leur société nationale pétrolière. Cependant, les effets de cette crise n'auront pas forcément les mêmes conséquences sociales et politiques car les demandes sociales ne sont pas identiques. Les citoyens algériens ont pris l'habitude de vivre avec des avantages que leur État providence permettait. Ils souffrent davantage en période de prix bas du baril car les conséquences sont immédiates, baisse des subventions et affaiblissement des services publics, mais il faut souligner que l'Algérie est le seul parmi les trois États pris en compte, à s'être doté d'un fonds de réserve fiscal qui est mis à contribution. Or, le mécontentement est difficile à prévoir pour un État dont les citoyens ont des habitudes de vie qui peuvent être subitement remises en cause. Cela d'autant plus que le régime politique se verrouille de plus en plus en Algérie. Au Nigeria comme en Angola, l'État n'a jamais eu un rôle protecteur et n'a jamais donné d'avantages à sa population soit du fait de son nombre (180 millions d'habitants au Nigeria) ou de la guerre civile (1975-2002 en Angola). Pour les dirigeants de ces deux pays, la différence est de taille s'ils se comparent à l'Algérie. Si le Nigeria et l'Angola sont fortement touchés au niveau de leur budget, leurs citoyens, non habitués à des avantages particuliers liés à l'argent du pétrole, ne sont pas susceptibles de poser des problèmes de

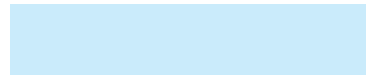
stabilité à leur gouvernement comme cela peut être le cas en Algérie. Dans ce contexte, les obstacles multiples aux réformes de ces sociétés pétrolières nationales devraient donc se poursuivre, entravant l'investissement et le développement de ces pays.

Annexe

Croissance économique en Angola, Nigeria et Algérie, et prix moyen annuel du Brent, 2013-2016



Taux de croissance en %	2012	2013	2014	2015	2016
Nigeria	4,3	5,4	6,3	2,7	-1,5
Angola	5,2	6,8	4,8	3	0,05
Algérie	3,1	2,8	4	3,7	3,8
Prix du Brent	111	108	99	52	43



ifri

institut français
des relations
internationales

