

# L'exploration et la production pétrolière en Afrique depuis 2014

## Évolution des acteurs et de leurs stratégies



**Benjamin AUGÉ**

Mai 2018

**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.

**OCP Policy Center** est un *think tank* « policy oriented » qui a pour objectif, à travers des productions analytiques indépendantes, un réseau de partenaires et de chercheurs associés de premier plan et l’organisation de débats, de contribuer à fonder la connaissance et à éclairer la réflexion sur des questions économiques et de relations internationales centrales pour le futur du Maroc et plus largement pour le continent Africain. OCP Policy Center se veut être une plateforme ouverte de discussion et d’échange, un incubateur d’idées et une source proactive de propositions d’actions pour les décideurs politiques et économiques, et plus largement pour l’ensemble des parties prenantes au processus de croissance et de développement.

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

*Cette note a été réalisée dans le cadre du partenariat entre l’Institut français des relations internationales (Ifri) et l’OCP Policy Center.*

ISBN : 978-2-36567-867-4

© Tous droits réservés, Ifri, 2018

Couverture : © Navin Mistry/Shutterstock.com

### **Comment citer cette publication :**

Benjamin Augé, « L’exploration et la production pétrolière en Afrique depuis 2014.

Évolution des acteurs et de leurs stratégies », *Notes de l’Ifri*, Ifri, mai 2018.

### **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](mailto:accueil@ifri.org)

**Site internet :** [ifri.org](http://ifri.org)

# Auteur

Chercheur associé aux centres Énergie et Afrique subsaharienne de l'Ifri, **Benjamin Augé** est Docteur en géographie de l'Institut français de géopolitique (Université Paris 8), et 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'académie diplomatique néerlandaise Clingendael.

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. Ses travaux récents se focalisent particulièrement sur les relations entre les pays du golfe Persique et l'Afrique. Outre le Nigeria, l'Angola, le Gabon et la République du Congo, il étudie également les récents et futurs pays producteurs d'hydrocarbures comme la Mauritanie, le Sénégal, l'Ouganda, le Ghana, le Mozambique et la Tanzanie.

# Résumé

La baisse des cours du pétrole qui s'est amorcée en 2014 a considérablement influencé les stratégies des acteurs pétroliers en Afrique. Baisse des budgets d'exploration, disparition ou rachat de sociétés affaiblies, réorganisation ou repli des *majors* traditionnelles, création de nouvelles firmes et arrivées de *majors* étatiques intéressées par l'effet d'aubaine généré par la crise : le continent n'a pas échappé à une modification en profondeur de son secteur pétrolier.

Pour autant, la crise n'a pas redéfini la géographie de la production africaine dont les principaux géants restent et resteront le Nigeria, l'Angola, l'Algérie et la Libye, au moins en termes de réserves. Néanmoins, de nouvelles zones ont pu émerger grâce notamment à la prise de risques de *juniors* soutenues par de puissants fonds d'investissement qui ont cru au potentiel de géologues et d'équipes techniques autrefois salariés des *majors*. C'est d'abord le cas de l'Afrique de l'Est pour le pétrole, avec l'Ouganda et le Kenya, ainsi que pour le gaz, avec la Tanzanie et le Mozambique. Plusieurs découvertes pétrolières et gazières de grande importance ont pu être effectuées dans un nouveau bassin situé entre la Mauritanie et la Guinée. Aucun modèle de stratégie africaine ne se dessine cependant, chaque société faisant des choix d'acquisition et d'exploration propres.

Si les acteurs traditionnels, comme les *majors* occidentales ENI et Total, ont poursuivi leurs investissements sur ce continent qui joue un rôle central dans leur production globale, des *majors*, comme ConocoPhillips, sont tout simplement parties alors que d'autres ont effectué de nouvelles acquisitions risquées, comme BP et ExxonMobil.

Quant aux *majors* d'État asiatiques, les investissements dans l'exploration/production ont plutôt stagné pour la Chine (en ce qui concerne CNPC et Sinopec notamment) alors que certaines autres ont largement renforcé leur présence comme l'indonésienne Pertamina ou encore l'ONGC indienne.

Le repli des banques traditionnelles touchées par la crise financière de 2008 a conduit à un manque de fonds disponibles pour le secteur pétrolier en Afrique, et celui-ci s'est encore accentué depuis 2014 avec la baisse des cours. Les sociétés pétrolières privées et étatiques africaines ont ainsi diversifié leurs sources de financement. Comme Glencore au Tchad,

les *traders* se sont lancés dans des prêts au secteur extractif et les banques chinoises prêtent aussi davantage de fonds, y compris pour des projets n'incluant pas d'acteur chinois. Quant aux banques africaines, principalement nigérianes et sud-africaines, elles ont aussi joué un rôle de plus en plus moteur.

La crise a également poussé à davantage de coopération entre les différents types de sociétés pétrolières. Une *junior* comme Tullow Oil a par exemple souhaité travailler avec une *major* occidentale, Total, et une *major* d'État chinoise, Cnooc, pour développer les ressources qu'elle avait découvertes en Ouganda. Ces types de coopération et de partage du risque se sont développés durant la crise : il y a désormais moins de permis et de projets développés par un acteur unique. Enfin, la crise a favorisé l'arrivée des sociétés de services, qui ont été durement touchées par la baisse des contrats et la pression sur les prix de la part des opérateurs, et se sont investies dans la production. En prenant elles-mêmes des risques, ces sociétés de services s'assurent de l'utilisation de leur compétence et savoir-faire. Ceci protège également leur modèle économique, puisqu'elles sont devenues décisionnaires lors des développements pétroliers.

# Sommaire

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>6</b>
<b>RÉORGANISATION DES <i>MAJORS</i> PRIVÉES</b> .....	<b>9</b>
<b>DISPARITÉS DES STRATÉGIES DES <i>MAJORS</i> ÉTATIQUES</b> .....	<b>13</b>
Les différentes stratégies chinoises : CNPC, Cnooc et Sinopec .....	13
La société d'État indienne ONGC investit massivement dans le gaz .....	16
Les Malaisiens de Petronas dans l'attente .....	17
Pertamina profite de la crise .....	17
Petrobras : le grand départ .....	17
Les sociétés russes envoient des signaux contradictoires .....	18
Les sociétés d'État africaines en crise .....	19
<b>HÉTÉROGÉNÉITÉ DES SITUATIONS POUR LES INDÉPENDANTES</b> .....	<b>20</b>
Anadarko pied au plancher.....	20
Woodside fait son grand come-back.....	21
Perenco, la société familiale qui ne cesse de monter.....	21
<b>LES <i>JUNIORS</i> OUVERTS DE NOUVELLES PROVINCES</b> .....	<b>22</b>
Les deux <i>leaders</i> : Kosmos Energy et Tullow Oil .....	22
Des petits nouveaux très dynamiques .....	23
Les <i>juniors</i> nigérianes essaient de consolider leurs positions .....	24
Les <i>juniors</i> sud-africaines en ordre dispersé.....	25
<b>LES NOUVEAUX ACTEURS DE L'EXPLORATION/PRODUCTION</b> .....	<b>26</b>
Les <i>traders</i> investissent l'e&p .....	26
Les sociétés de services se lancent dans quelques petits projets d'e&p .....	27
D'anciens cadres de <i>majors</i> créent leur firme.....	28
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>29</b>

# Introduction

Comme toutes les autres zones d'exploration et de production pétrolière, l'Afrique a été touchée par la baisse des cours du brut amorcée en 2014 et à laquelle a succédé une période de prix relativement bas, oscillant entre 30 et 50 dollars (\$) le baril en 2015 et 2016, avant d'amorcer une légère remontée au cours de l'année 2017. Si ce niveau convenait parfaitement aux pétroliers au début des années 2000, il est devenu plus inconfortable aujourd'hui car les technologies nécessaires et les coûts de l'exploration dans les zones non conventionnelles (*offshore* très profond, bassins totalement enclavés, pétrole et gaz de schiste) ont considérablement accru les moyens financiers nécessaires pour découvrir et développer de nouvelles provinces d'hydrocarbures. La baisse très récente des coûts de développement, obtenue grâce à la pression sur les sociétés de services, a cependant permis de retrouver une certaine marge de manœuvre. Cette période de crise, commencée en 2014, et dans laquelle le secteur pétrolier se trouve encore aujourd'hui malgré une remontée régulière des cours depuis 2017, a fait beaucoup évoluer, dans des directions différentes, les acteurs de l'exploration en Afrique. Cette étude va spécifiquement se concentrer sur les acteurs de l'Afrique subsaharienne, qui rassemble 48 pays, tandis que les cas de l'Algérie ou de l'Égypte ont été abordés dans des notes précédentes<sup>1</sup>.

La production de pétrole en 2016, soit 7,9 millions de barils par jour (b/j) ou 8 % de la production mondiale environ et les réserves de pétrole (128 milliards de barils) ainsi que la production (208 milliards de mètres cubes) et les réserves gazières (503 trillions de pieds cubes ou 14,3 trillions de mètres cubes<sup>2</sup>) restent assez faibles en Afrique. Et ce, en particulier, si l'on compare ces volumes à d'autres régions (golfe Persique notamment). Cependant, l'intérêt du marché pour ce continent est lié à son niveau de développement économique entraînant une consommation domestique faible en énergie et en hydrocarbures en particulier. Cette équation permet à l'Afrique d'exporter une très grande partie du pétrole et du gaz qu'elle produit, soit 40 % pour le gaz et plus de 50 % pour son pétrole en 2017. Ce pourcentage serait d'ailleurs bien supérieur si la production de la Libye

---

1. Par exemple, B. Augé, « L'espoir d'une indépendance énergétique retrouvée en Égypte », *Notes de l'Ifri*, février 2016, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org), et B. Augé, « Les stratégies des compagnies pétrolières nationales africaines », *Notes de l'Ifri*, septembre 2017, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org).

2. Données pour 2016, *BP Statistical Review*, 2017.

était comptabilisée au niveau d'avant-guerre civile commencée en 2011. Le tableau ci-dessous dresse l'état de la production, des réserves et des principales sociétés en production active dans les différents pays africains.

	Première année de production	Production (millions b/j 2017)	Réserves (milliards de barils) 2016
<b>NIGERIA (Shell, Total, Chevron, ExxonMobil, ENI, Oando)</b>	1958	1,53 (1,47 en 2016)	<b>37,2</b>
<b>ANGOLA (Total, Chevron, ExxonMobil, ENI, BP)</b>	1959	1,64 (1,7 en 2016 et 1,8 en 2015)	<b>11,6</b>
<b>LIBYE (ENI, BASF-RWE)</b>	1961	0,83 (0,39 en 2016)	<b>48,4</b>
<b>ALGÉRIE (Sonatrach, Anadarko, BP,</b>	1958	1,05 (1,11 en 2016)	<b>12,2</b>
<b>ÉGYPTE (ENI, BP, Apache)</b>	Début du XX <sup>e</sup> siècle	0,64 (0,67 en 2016)	<b>3,5</b>
<b>SOUDAN (CNPC, ONGC, Petronas)</b>	1999	0,10 chiffres de 2016 (0,12 en 2014 et 0,109 en 2015)	<b>1,5</b>
<b>SOUDAN DU SUD (CNPC, ONGC, Petronas)</b>	2011	0,12 chiffres de 2016 (0,15 en 2014 et 0,14 en 2015)	<b>3,5</b>
<b>GUINÉE ÉQUATORIALE (ExxonMobil, Marathon, Noble Energy)</b>	1992	0,13 (0,14 en 2016)	<b>1,1</b>
<b>RÉPUBLIQUE DU CONGO (Total, ENI, Chevron, Perenco)</b>	1967	0,24 chiffre de 2016 (0,26 en 2014 et 0,25 en 2015)	<b>1,6</b>
<b>GABON (Perenco, Total, Shell)</b>	1957	0,20 (0,23 en 2016)	<b>2,0</b>
<b>TCHAD (ExxonMobil, Petronas, CNPC)</b>	2003	0,073 chiffres de 2016 (0,082 en 2015 et 0,073 en 2014)	<b>1,5</b>
<b>GHANA (Tullow Oil, Anadarko, Kosmos Energy)</b>	2010	0,17 (0,1 en 2016 et 2015)	<b>2,0</b>
<b>TUNISIE (ENI, Shell)</b>	1966	0,063 chiffres de 2016 (0,073 en 2014 et 0,065 en 2015)	<b>0,4</b>
<b>CAMEROUN (Perenco)</b>	1977	0,076	<b>0,5</b>
<b>COTE D'IVOIRE (Bouygues, Tullow Oil, CNR International)</b>	1995/	0,027	<b>0,5</b>
<b>RÉPUBLIQUE DÉMOCRATIQUE DU CONGO (Perenco)</b>	1976	0,023 (stable)	<b>0,5</b>
<b>NIGER (CNPC)</b>	2011	0,020 (stable)	<b>0,6</b>
<b>AFRIQUE DU SUD (PetroSA)</b>		0,002 (stable)	<b>0,1</b>
<b>MAURITANIE (Petronas, Tullow Oil)</b>	2006	0,006 (arrêt du seul gisement en 2017)	<b>0,1</b>

Sources : BP Statistical Review 2017, IEA market Report, et données recueillies sur le terrain par l'auteur.



Cette note entend décrire l'évolution des stratégies et investissements sur le continent par type d'acteur pétrolier. Plutôt que de dérouler un plan par pays ou même par région, l'approche suit celle des acteurs ; elle vise à analyser les stratégies des sociétés pétrolières actives dans l'exploration et la production pétrolière et gazière en Afrique subsaharienne adoptées au cours des quatre dernières années. Il s'agira aussi de comprendre si l'émergence de nouveaux acteurs et l'évolution de leurs stratégies ont des implications plus larges sur les équilibres géopolitiques et l'engagement des puissances anciennes et émergentes en Afrique, et si l'on assiste, dans ce domaine, à l'émergence de sociétés africaines.

Cette note débute par l'analyse de l'évolution de la stratégie africaine des *majors* occidentales privées, puis poursuit par celle des *majors* d'État asiatiques (majoritairement chinoises), russes (Gazprom et Rosneft) et latino-américaines (principalement Petrobras), avant de s'intéresser aux acteurs de plus petite taille : indépendantes occidentales, *juniors* occidentales et africaines. Ensuite, elle examine l'arrivée de deux nouveaux types d'acteurs dans l'exploration/production : les traders et les sociétés de services. Le secteur de la distribution et du raffinage du pétrole ne sera pas ici évoqué afin de se concentrer essentiellement sur la dimension exploration/production. Le choix des acteurs décrits s'est fait en fonction de leur dynamisme, y compris dans cette période difficile, ou, au contraire, de leur perte d'influence au regard de leur activisme passé sur le continent. Ce travail ne vise pas l'exhaustivité mais plutôt à comprendre la dynamique et les choix de certains acteurs clés en période de crise.

# Réorganisation des *majors* privées

Les *majors* occidentales impliquées en Afrique ont eu des stratégies très différentes depuis 2014. Certaines, comme ConocoPhillips, sont complètement sorties du continent africain. Cette dernière a d'abord vendu, pour 1,5 milliard de dollars, tous ses actifs au Nigeria en juillet 2014 à la firme nigériane Oando<sup>3</sup>. Alors que les négociations avaient débuté en 2013, soit avant la baisse des cours, cette vente a été une très bonne opération pour la *major* américaine, beaucoup moins pour Oando, attaquée depuis 2017 par ses principaux créanciers<sup>4</sup>. Souhaitant se concentrer sur ses investissements dans le gaz et pétrole de schiste aux États-Unis, ConocoPhillips a également vendu en janvier 2016 ses actifs au Sénégal à la firme australienne Woodside, alors même que ceux-ci étaient porteurs de revenus futurs, liés à la découverte de SNE (500 millions de barils).

En dehors de ConocoPhillips, aucune autre *major* n'a fait le choix de mettre totalement de côté l'Afrique. Cependant, certaines d'entre elles ont clairement décidé de se séparer de leurs actifs les moins stratégiques. C'est le cas de Shell a réduit ses capex<sup>5</sup> de 31,6 en 2014 à 26,1 milliards en 2015, puis à 22 milliards en 2016<sup>6</sup>, en vendant quantité de permis *onshore* et *offshore* (OML 25, 29, 30, 34, 40 et 42) peu profonds à partir de 2011 au Nigeria. Chevron a opéré des ventes similaires<sup>7</sup> (OML 52, 53, 55, 83 et 85) à partir de 2013. Tous ces permis ont été rachetés, parfois pour de très importantes sommes (jusqu'à 2,5 milliards de dollars pour l'OML 29), par des sociétés nigérianes. Shell et Chevron ne se sont pas pour autant retirés du pays mais se sont davantage focalisées sur les vastes gisements en

---

3. M. Rose, « ConocoPhillips Deal Propels Oando to Nigeria's Top League », *Reuters*, 30 juillet 2014, disponible sur : <https://uk.reuters.com>.

4. « Nigeria : l'influent Alhaji Dahiru Mangal, l'épine dans le pied d'Oando », *Africa Energy Intelligence*, n° 800, 12 septembre 2017.

5. Le capex d'une société pétrolière représente tous les coûts de développements de nouveaux projets, ceux de l'exploration et de la maintenance des activités déjà existantes. Sa diminution a un impact direct sur les investissements de recherche/exploration.

6. « Shell Cuts 2015 Capex Again to Face Oil Downturn », *Reuters*, 30 juillet 2015, disponible sur : [www.reuters.com](http://www.reuters.com). Les chiffres 2016 sont disponibles sur : [www.statista.com](http://www.statista.com).

7. Chevron a également revu à la baisse ses capex, - 13 % entre 2014 et 2015. « Chevron Plans \$35 billion Capex Budget for 2015, a 13 Percent Cut », *Reuters*, 30 janvier 2015, disponible sur : [www.reuters.com](http://www.reuters.com).

*offshore* profond, qui sont moins exposés aux actes de vandalisme ainsi qu'aux pratiques de vol de brut en *onshore* (plusieurs centaines de milliers de barils par jour). Afin de rationaliser son portefeuille, Shell a également vendu en mars 2017 la quasi-totalité de ses permis au Gabon au fonds américain Carlyle pour 587 millions de dollars<sup>8</sup>. Ces ventes sont également à inscrire dans le contexte de BG Group par Shell en 2015, pour 70 milliards de dollars. Si cette opération lui a permis d'obtenir de nombreux blocs africains notamment de grandes découvertes de gaz en Tanzanie, des petits gisements en production en Tunisie et surtout d'importantes positions en Égypte, le coût est élevé. Quant à Chevron, en dehors du Nigeria où elle opère le champ géant d'Agbami, elle a conservé ses blocs en Angola où elle demeure l'un des plus importants opérateurs (blocs 14 et O ainsi que l'usine de GNL de Soyo), ainsi qu'en République du Congo où elle a des participations dans le bloc de Moho aux côtés de l'opérateur Total. Elle a cependant pris très peu de nouveaux blocs d'exploration, mis à part dans l'*offshore* marocain en 2013, bloc pour lequel elle a souhaité partager les risques en faisant entrer comme partenaire Qatar Petroleum en 2016.

À l'inverse, certaines *majors* occidentales ont pris de nouveaux risques en Afrique pendant la crise. C'est le cas de BP, alors même que son budget exploration est passé de 3,5 milliards de dollars en 2013 à 1 milliard de dollars en 2016<sup>9</sup> et ses capex de 22,9 à 20 milliards de dollars entre 2014 et 2015<sup>10</sup>, ce montant ayant stagné autour de 19 milliards de dollars en 2016<sup>11</sup>. En dehors de ses participations dans l'*offshore* angolais (blocs 18 et 31), en Algérie et en Libye, en situation de force majeure<sup>12</sup>, et en Égypte, où BP est opérateur de 15 % de la production de brut et de 30 % de la production de gaz du pays, la *major* britannique restait très attentiste sur le continent, et ce bien avant la catastrophe de Deepwater horizon/Macondo en 2010. En 2016, BP s'est pourtant engagée à acheter la totalité de la production du premier FLNG<sup>13</sup> d'Afrique au Mozambique

---

8. « Carlyle-Backed Assala Energy Acquires Shell Gabon Assets », Carlyle Group, 24 mars 2017, disponible sur : [www.carlyle.com](http://www.carlyle.com).

9. R. Bousso et D. Zhdannikov, « BP's Oil Search Strategy Shrinks with Budget Cuts », 23 mai 2015, disponible sur : [www.reuters.com](http://www.reuters.com).

10. « BP Profits Exceed Expectations, Cuts Capex », Business World, 3 février 2015, disponible sur : [www.independent.ie](http://www.independent.ie).

11. « Total Trims 2016 Capex by 15 % », *Oil & Gas Journal*, 2 novembre 2016, disponible sur : [www.ogj.com](http://www.ogj.com).

12. Cette disposition permet à une société de geler ses investissements du fait de causes prévues par le contrat – instabilité politique et sécuritaire ou catastrophe naturelle – tout en conservant ses droits sur une zone d'exploration ou d'exploitation.

13. Les Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) permettent de recueillir sur la même embarcation le gaz en *offshore*, puis de le liquéfier, avant que les méthaniers viennent s'y « brancher » pour transférer le gaz sous forme liquéfiée.

(projet développé par ENI et qui produira en 2021). La même année, la *major* britannique est également devenue opérateur au Sénégal et en Mauritanie du gisement transfrontalier de Tortue (25 trillions de pieds cubes ou 0,71 trillion de mètres cubes). Elle vient aussi, en janvier 2018, de rentrer dans les eaux territoriales de Sao Tomé et Príncipe (blocs 10 et 13). Après plusieurs investissements en Namibie et au Maroc, BP a finalement décidé de s'en séparer. ExxonMobil est dans une situation comparable ; elle a récemment pris des risques alors même que ses capex sont passées de 31 à 23 milliards de dollars entre 2015 et 2016. Sans sortir de sa zone de confort (le Nigeria et l'Angola), la *major* américaine a pris des blocs au Mozambique (2016), en Mauritanie (2017) et au Ghana (2018). Elle a également fait une rapide excursion en Côte d'Ivoire et au Liberia, pays qu'elle a décidé de quitter après seulement quelques années de présence, à la suite de résultats d'exploration mitigés.

Quant aux deux leaders du pétrole africain dont plus de la moitié de la production vient du continent, Total (dont les capex ont baissé de 15 % entre 2015 et 2016<sup>14</sup>) et ENI<sup>15</sup> (capex également en baisse), ils ont également tous deux décidé de prendre de nouvelles positions pendant la crise. En dehors de leurs activités habituelles dont ils tirent la plus grande part de leurs revenus (pour Total, le Nigeria, l'Angola, la République du Congo, le Gabon et, pour ENI, l'Angola, l'Égypte, la Libye, la République du Congo, la Tunisie), les deux firmes ont poursuivi leurs investissements. Total est rentré en 2011 en Ouganda et a pris la décision de développer les gisements du lac Albert en pleine crise en 2016. Ce projet complexe prévoit d'exporter le brut *via* un oléoduc jusqu'au port tanzanien de Tanga, sur une distance de plus de 1 400 kilomètres. Elle a d'autre part pris de nouveaux blocs en Afrique du Sud, Mauritanie et République démocratique du Congo ainsi que récemment en 2017 en Angola et au Sénégal. Enfin, *via* ses récents rachats, notamment ceux de Maersk Oil ainsi que des activités GNL d'Engie, elle a pris de nouveaux actifs au Kenya et renforcé son empreinte en Algérie. Par ailleurs, ENI s'est appuyée sur ses découvertes gigantesques effectuées au Mozambique à partir de 2010 et révélant un potentiel qui serait supérieur à celui de l'Algérie<sup>16</sup>. Elles ont donné lieu au premier développement africain par FLNG du gisement de Coral qui sera livré en

---

14. « Total Trims 2016 Capex by 15 % », *op. cit.*

15. Total et ENI sont dirigés par des PDG dont le parcours a été marqué par l'Afrique. Patrick Pouyanné, patron de Total depuis 2014 a notamment été secrétaire général de l'Angola. Quant à ENI, dirigé par Claudio Descalzi, il a été le chef des activités africaines du groupe. D'autre part, son épouse étant congolaise, il y a noué des contacts très haut placés.

16. À ce sujet, voir B. Augé, « Pétrole et gaz en Afrique de l'Est : quels enjeux et quel périmètre ? », *Notes de l'Ifri/OCP Policy Center*, mars 2015, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org), et B. Augé, « Le développement du secteur gazier en Tanzanie et au Mozambique. Les prémices de deux expériences dissymétriques », *Notes de l'Ifri*, octobre 2016, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org).

2021. Or ENI a aussi pris sa décision d'investissement en pleine crise, en décembre 2016. Dans la même période, elle a également multiplié les développements en Égypte (champ de Zohr<sup>17</sup>), en Angola (bloc 15-06) ou encore au Ghana (Sankofa). Total comme ENI (BP<sup>18</sup> avec Lightsource BP et Shell ont des projets solaires mais pour le moment en dehors du continent) sont les deux principales firmes pétrolières à avoir investi dans les énergies alternatives en Afrique, même si cela reste modeste pour le moment. ENI a construit en mars 2017 une centrale de 10 mégawatts (MW) pour satisfaire ses besoins énergétiques sur le champ algérien de Bir Rebaa North. Avec sa filiale de pose de panneaux solaires à grande échelle SunPower, rachetée aux deux tiers en 2011, Total voit l'énergie solaire comme un marché rentable et pas uniquement une façon d'approvisionner ses gisements éloignés des réseaux électriques. SunPower a par exemple remporté le contrat d'une importante ferme solaire de 75 mégawatts à Prieska en Afrique du Sud.

---

17. À ce sujet, voir B. Augé, « L'espoir d'une indépendance énergétique retrouvée en Égypte », *Notes de l'Ifri*, février 2016, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org).

18. Quelques petits projets ont été menés par BP dans le passé dans le solaire notamment en Zambie en 2005 ou au Maroc en 2003 via une filiale de BP France, Apex-BP Solar. Cependant, en 2011, la société a quitté le secteur photovoltaïque avant de revenir début 2018 avec un investissement dans l'une des plus importantes sociétés de panneaux solaires européennes Lightsource. Source : « BP, Lead in the Development of Photovoltaic Projects », CE Noticias Financieras, 27 janvier 2018. Shell a également souhaité revenir dans le secteur solaire en 2018 après plus d'une décennie d'absence suite à la vente en 2008 de Siemens Solar. Seulement, son récent investissement dans Silicon Ranch Corporation est davantage destiné aux États-Unis.

# Disparités des stratégies des *majors* étatiques

Les *majors* détenues au moins à plus de la moitié de leur capital par des États ont considérablement accru leurs investissements en Afrique depuis une vingtaine d'années. L'arrivée des premières sociétés chinoises date de 1996 au Soudan. Or, si la crise a freiné certaines d'entre elles, d'autres, au contraire, y ont vu l'opportunité d'acquérir de nouveaux actifs à bon compte.

## Les différentes stratégies chinoises : CNPC, Cnooc et Sinopec

Les trois firmes d'État pétrolières chinoises sont toutes actives en Afrique. Si **China National Petroleum Corp** (CNPC) était en Chine destinée aux développements à terre, **China National Offshore Oil Co** (Cnooc) à ceux en *offshore* et **Sinopec** au raffinage, ces sociétés n'ont jamais vraiment respecté ces périmètres d'activités dans leurs investissements en Afrique. Jusqu'à peu, les firmes chinoises ont soit géré les projets sur le continent avec d'autres sociétés d'État asiatiques avec lesquels elles ont l'habitude de travailler (cas du Soudan), soit géré seules les projets (Niger, Tchad). Depuis quelque temps, l'arrivée des firmes chinoises sur des zones de tensions les a poussés à davantage partager les développements avec des firmes occidentales, non sans difficulté (cas de l'Ouganda avec Total et Tullow Oil). Cependant, si l'Afrique est importante pour l'achat de brut et de gaz par le trader d'État Unipec ou les autres firmes chinoises, le continent reste loin d'être prioritaire pour l'exploration/production. CNPC ne mentionne que quatre fois l'Afrique dans son rapport annuel 2016 et y produit moins de 200 000 b/j<sup>19</sup>. Sinopec, qui produit moins de 100 000 b/j en Afrique *via* Addax Petroleum<sup>20</sup>, mentionne le continent six fois et principalement sur des investissements dans la distribution<sup>21</sup>. Cnooc est la seule à sembler s'attacher davantage au continent en le mentionnant 44 fois dans son rapport 2016 et en donnant sa production africaine exacte,

---

19. CNPC, « Rapport annuel 2016 », disponible en français sur : [www.cnpc.com.cn](http://www.cnpc.com.cn).

20. À la fin 2017, le Nigeria produisait 35 000 b/j, suivi du Cameroun avec 28 000 b/j et du Gabon avec 23 000 b/j. Sources : « Cameroun/Gabon/Nigeria : Sinopec punit Genève pour l'affaire Addax », *Africa Energy Intelligence*, n° 799, 29 août 2017.

21. Sinopec, « Report 2016 », disponible sur : [www.sinopecgroup.com](http://www.sinopecgroup.com).

soit 80 000 barils équivalents pétrole par jour sur une production totale de 1,3 million de b/j. Cette production est cependant en hausse modérée par rapport à 2012 où elle n'atteignait que 56 000 barils équivalents pétrole par jour<sup>22</sup>.

**CNPC** est la première à être rentrée en Afrique en 1996 en développant les découvertes de Chevron au Soudan, que cette dernière avait abandonné du fait de la deuxième guerre civile de 1983. Ces permis désormais répartis entre le Soudan et le Soudan du Sud depuis l'indépendance de celui-ci en 2011, ont une production en chute libre en raison de l'absence de nouvelles découvertes et des dégâts causés par la guerre civile (voir tableau d'introduction). CNPC a ensuite multiplié les investissements dans la région sahélienne au Niger (2008), au Tchad (2008) et en Mauritanie, dont elle est finalement partie. Comme au Soudan ou au Niger (Elf) auparavant, elle n'a fait que développer les découvertes d'autres *majors* occidentales. Le comportement de CNPC depuis 2014 n'a pas beaucoup évolué. Elle ne s'est pas désengagée des pays dans lesquels elle était active. Cependant, depuis son entrée au Tchad et au Niger, la CNPC n'a pas fait de nouvelles acquisitions en Afrique à l'exception de son investissement en 2013 pour plus de 2 milliards de dollars dans le bloc 4 du Mozambique où se situent plusieurs dizaines de trillions de pieds cubes de réserve. Le premier projet sur ce bloc, un FLNG de 3,4 millions de tonnes par an, sera livré en 2021. Du fait des besoins croissants de la Chine en GNL, cet investissement coûteux et effectué au prix fort d'avant crise, était stratégique mais a pu susciter des regrets une fois les prix tombés et les difficultés apparues. Quant à son projet d'exporter le brut nigérien d'Agadem actuellement raffiné dans l'usine de Zinder<sup>23</sup>, il est au point mort. Si des défis logistiques et sécuritaires sont certainement à prendre en compte, étant donné que l'exportation du brut devra passer par un pays tiers, soit le Bénin (tracé le plus long), le Nigeria (le plus court mais le moins sûr) ou le Tchad (même problème que pour le Nigeria avec la menace de Boko Haram), il est évident que la baisse des cours du baril n'a pas incité la *major* chinoise à se lancer dans ce projet qui lui permettrait pourtant d'exporter 60 000 b/j.

Quant à la **Cnooc**, elle est actuellement la seule *major* chinoise à avoir des projets de développement. Au Nigeria d'abord, elle est partenaire de Total pour le développement du gisement géant d'Egina (OML 130 et OML 138 *via* sa filiale Nexen) qui sera mis en production en 2018 (200 000 b/j),

---

22. Cnooc, « Report 2016 », disponible sur : [www.cnoocLtd.com](http://www.cnoocLtd.com).

23. Cette raffinerie a été construite par CNPC et ses partenaires en 2011. Cette infrastructure a été la condition sine qua non de l'obtention du permis d'Agadem. Jusqu'à maintenant, cette raffinerie est un gouffre financier pour la *major* chinoise qui envisage cet investissement comme une partie intégrante de son partenariat d'État à État entre le Niger et la Chine.



après avoir profité de la mise en huile du gisement d'Akpo sur le même bloc. Le lancement d'Egina a été décidé en 2013, soit avant le début de la crise. En revanche, Cnooc a décidé, malgré la crise, de lancer ses investissements en Ouganda pour développer le gisement de Kingfisher. Opérateur de ce champ, il est également le partenaire de Total et de la *junior* Tullow Oil qui a découvert le brut dans ce pays d'Afrique de l'Est enclavé. Faire coopérer ce trio de sociétés très hétérogènes (une *junior* britannique, une *major* occidentale et une société d'État chinoise) est un apprentissage difficile. Le projet ne pourra de toute manière fonctionner que si les opérateurs des différentes zones s'entendent pour aller dans le même sens : construire l'oléoduc vers la Tanzanie et l'approvisionner. Le projet ne fait sens et n'atteindra une taille critique uniquement si les réserves des trois partenaires sont additionnées afin d'atteindre 1,6 milliard de barils récupérables. Se pose actuellement un défi, celui de la coopération avec la Cnooc qui a une culture opérationnelle spécifique, alors même que les trois sociétés sont partenaires dans tous les gisements qu'ils opèrent. Cependant, les financements chinois étaient fondamentaux pour le développement de ce projet complexe.

Une des banques chinoises les plus actives dans le secteur pétrolier africain est l'Industrial and Commercial Bank of China (ICBC). Détenu à 78 % par l'État chinois, ICBC est en train de finaliser le premier développement d'un FLNG en Guinée équatoriale<sup>24</sup>. Elle a également racheté en 2007, pour 5 milliards de dollars, 20 % du capital de Standard Bank, une des banques sud-africaines les plus impliquées dans le financement de projets énergétiques en Afrique. ICBC s'occupe principalement des prêts aux sociétés non chinoises, les autres firmes d'État chinoises investissent davantage *via* leurs fonds propres ou grâce à l'Exim Bank of China.

Enfin, le cas de **Sinopec** est singulier car le pétrolier se désengage très clairement d'Afrique. Son principal vecteur sur le continent, Addax Petroleum, racheté pour 7,2 milliards de dollars en 2009, a lancé en décembre 2017 un processus de cession de ses actifs au Nigeria et au Gabon<sup>25</sup> (il ne lui restera en théorie que des permis au Cameroun mais qui pourraient *in fine* se retrouver dans la vente également). L'expérience de Sinopec avec Addax Petroleum a été particulièrement difficile car, contrairement à ses deux consœurs chinoises, elle a fait cohabiter un management chinois avec des cadres occidentaux venant pour la plupart de

---

24. « Guinée équatoriale. Fortuna : qui est le partenaire chinois mystère d'Ophir ? », *Africa Energy Intelligence*, n° 809, 31 janvier 2018.

25. « Nigeria : Le deal secret avec NNPC qui peut faire déraiser la vente d'Addax », *Africa Energy Intelligence*, n° 807, 19 décembre 2017.



Shell<sup>26</sup>. Les erreurs dans les filiales se sont multipliées et des affaires de corruption ont finalement été étalées sur la place publique en 2016 lorsque l'auditeur Deloitte a refusé officiellement de valider les comptes de 2015<sup>27</sup>. Cela a donné lieu à une enquête du procureur de Genève, condamnant en juillet 2017 la firme à une amende de 32 millions de francs suisses en échange de l'abandon des poursuites pénales contre les cadres poursuivis<sup>28</sup>. Ces ennuis judiciaires ont convaincu Sinopec de rapatrier le siège d'Addax Petroleum à Pékin. Les affaires de corruption d'Addax Petroleum provenant principalement de ses activités au Nigeria et au Gabon, le management à Pékin a préféré s'en séparer afin d'éviter toute nouvelle publicité néfaste pour l'image de la *major* Sinopec. Au niveau opérationnel, Addax Petroleum produit moins que lorsqu'elle a été rachetée en 2009 (120 000 b/j environ) du fait d'un sous-investissement chronique. En dehors des actifs africains, Addax Petroleum a également des blocs producteurs en mer du Nord et au Kurdistan irakien.

## La société d'État indienne ONGC investit massivement dans le gaz

La société d'État indienne Oil and Natural Gas Corporation Ltd (**ONGC**) est rentrée en Afrique en 1996, sur les mêmes blocs soudanais que CNPC. Elle a ensuite pris son temps avant de reprendre de nouvelles positions. Elle est rentrée en 2007 en Libye sur des blocs *offshore*, pays hors duquel elle a évacué tout son personnel lors de la guerre civile de 2011. Elle a également pris des positions au Nigeria, qu'elle n'a plus aujourd'hui. Juste avant le début de la crise, elle a déboursé un montant important pour rentrer sur l'un des blocs sur lequel se trouvent les découvertes géantes de gaz au Mozambique. ONGC ainsi que l'autre société d'État indienne pétrolière **Oil India Ltd** ont payé en 2013 le prix fort, soit 2,48 milliards de dollars, pour s'emparer de 10 % du bloc 1 situé au nord du Mozambique, opéré par Anadarko. Pour l'Inde, cet investissement, de loin le plus important de son histoire en Afrique, fait sens étant donné les besoins importants en GNL du pays et pour éviter de dépendre uniquement des mêmes fournisseurs comme le Qatar. Depuis la crise, ONGC n'a fait que deux investissements en Afrique, et plus précisément en Namibie, en prenant en novembre 2017 des positions marginales sur les permis de Tullow Oil (2012A, 15 % ainsi que PEL 0037, 30 %).

26. « Afrique : Hans Van Geloven, un ex-Shell de plus promu chez Addax », *Africa Energy Intelligence*, n° 732, 21 octobre 2014.

27. « Le groupe genevois Addax mis en accusation par ses auditeurs », *Le Temps*, 21 février 2017, disponible sur : [www.letemps.ch](http://www.letemps.ch).

28. S. Besson, « Genève classe l'enquête contre Addax et encaisse 31 millions », *Le Temps*, 5 juillet 2017, disponible sur : [www.letemps.ch](http://www.letemps.ch).

## Les Malaisiens de Petronas dans l'attentisme

La société d'État malaisienne **Petronas** est également rentrée en 1996 en Afrique, sur les mêmes blocs de CNPC et ONGC. En 1996, Petronas a aussi racheté une raffinerie ainsi qu'un réseau de stations-service en Afrique du Sud : Engen Petroleum Ltd. Malgré ses importants investissements en Afrique (au Tchad en 1999, puis en Mauritanie en 2007), tous ses permis sont vieillissants. Son seul bloc mauritanien, Chinguetti, a cessé de produire en décembre 2017. Elle a de plus lâché un certain nombre de blocs pendant la crise au Mozambique ou au Cameroun. En 2014, soit avant la baisse des cours, elle s'est cependant emparée d'un permis dans l'*offshore* profond au Gabon. Aujourd'hui, en dehors de certaines velléités de prendre de nouveaux permis au Soudan du Sud, Petronas est plutôt dans l'attentisme en Afrique. Elle vient toutefois de s'emparer en février 2018 de participations dans l'*offshore* gambien (blocs A2 et A5<sup>29</sup>).

## Pertamina profite de la crise

Autre société d'État asiatique, la firme indonésienne **Pertamina** a pris des blocs en Libye en 2005 puis au Soudan en 2007, tous les deux au point mort. Elle a ensuite fait son plus gros investissement en Afrique en 2017 en rachetant pour plusieurs centaines de millions de dollars la société française **Maurel & Prom**. La vente qui devrait être effective en 2018 va lui permettre de rentrer sur des permis producteurs au Gabon, au Nigeria et en Tanzanie, ainsi que d'obtenir un bloc d'exploration en Namibie. Dans un contexte de cours du brut encore relativement bas, cet investissement montre bien comment des sociétés d'État aux moyens financiers importants, moins guidées par des profits immédiats et davantage par une stratégie de long terme, peuvent trouver de belles opportunités dans la crise en s'emparant de sociétés en difficulté ou alors de blocs idéalement situés mais en manque d'investisseurs. Pertamina aurait payé beaucoup plus cher l'achat de Maurel & Prom s'il était intervenu avant la crise de 2014.

## Petrobras : le grand départ

Actif en Afrique depuis les années 1990, **Petrobras** a accumulé des permis en Tanzanie, en Angola, au Nigeria ou même brièvement en Namibie. Puis, elle a lancé en novembre 2017 la vente de tous ses permis en Afrique *via* sa

---

29. « Petronas Farms into FAR's Gambia Blocks Ahead of New Well », Offshore Energy Today, disponible sur : [www.offshoreenergytoday.com](http://www.offshoreenergytoday.com).

filiale Petrobras Oil & Gas B.V dans laquelle elle a la majorité<sup>30</sup>. Les actifs les plus importants de Petrobras en Afrique sont au Nigeria où le pétrolier brésilien possède des participations sur les gisements géants d'Akpo et Egina (opéré par Total) ainsi qu'Agbami (Chevron). L'un des partenaires de Petrobras dans Petrobras Oil & Gas B.V, la banque brésilienne Grupo BTG Pactual avait déjà essayé, sans succès, en 2016, de vendre ses 40 %. Petrobras a tenté de repousser au maximum cette vente, afin d'éviter de vendre à perte. Mais sa situation financière fragilisée, liée à des investissements onéreux dans l'*offshore* brésilien et à des scandales de corruption, l'a tout de même contrainte à lancer ce processus de vente, qui est en cours alors que les prix du brut restent encore bien inférieurs à l'avant 2014.

## Les sociétés russes envoient des signaux contradictoires

Les deux sociétés étatiques russes **Gazprom** et **Rosneft** ont relativement peu investi en Afrique. Gazprom possède uniquement des participations dans un bloc producteur en Libye (El Feel) depuis 2008, et des permis d'exploration en Algérie (El assel) depuis 2009 ainsi qu'en Angola (3/05 et 3/05A). Malgré les multiples accords de principe avec nombre de pays (le Nigeria, la Mauritanie, la Namibie et le Mozambique), Gazprom n'a jamais donné suite et s'est contentée d'acheter du GNL qui sera produit au Cameroun. Pour Rosneft, l'Afrique reste encore très largement une *terra incognita*. Cependant, ses deux seules décisions d'investissement ont été prises après le début de la crise pétrolière. Rosneft vient d'investir dans le gisement géant de Zohr (30 trillions de pieds cubes ou 0,83 trillion de mètres cubes) en Égypte. Elle a consenti un chèque de 1,125 milliard de dollars en octobre 2017 pour s'emparer de 30 % de ce gisement<sup>31</sup>. Rosneft a également remporté en 2015 plusieurs blocs dans l'*offshore* du Mozambique, pour lesquels les négociations sur les modalités sont cependant toujours en cours. Ces opérations sont réalisées en partenariat avec ExxonMobil, dans la continuité du partenariat stratégique entre les deux sociétés. Lukoil, une société russe à majorité privé mais qui profite très largement des réseaux étatiques, s'est séparée de ses permis en Côte d'Ivoire, au Ghana et en Sierra Leone en 2016. Elle a encore des actifs au Cameroun où elle prévoit de forer en 2018. Lukoil a d'ailleurs fait savoir

---

30. « Nigeria : Qui s'occupe de la vente des gisements géants de Petrobras ? », *Africa Energy Intelligence*, n° 805, 21 novembre 2017.

31. Communiqué de presse de Rosneft, « Rosneft Closes the Deal to Acquire a 30 % Stake in Zohr Gas Field », 9 octobre 2017, disponible sur : [www.rosneft.com](http://www.rosneft.com).

début 2018 qu'elle serait intéressée par le rachat des actifs de Petrobras au Nigeria<sup>32</sup>.

## Les sociétés d'État africaines en crise

La baisse des cours du baril a finalement eu une incidence limitée sur les activités des sociétés d'État africaines mais a aggravé leurs difficultés. La plupart d'entre elles étaient en crise avant 2014 et un brut moins élevé a dégradé leur situation financière déjà critique. La **Sonatrach** algérienne, seule firme d'État africaine à opérer elle-même d'importantes quantités de brut et de gaz étant en capacité de mener des activités de sismique, de forage, de production, de transport et de distribution n'a pas baissé ses activités depuis 2014. Elle a dû même compenser le manque d'implication du secteur privé, en repli continu depuis la dernière loi des hydrocarbures de 2005, amendée en 2013<sup>33</sup>. La Sonatrach, qui a des permis pétroliers au Niger, au Mali et en Mauritanie, n'a par contre quasiment pas investi sur ces blocs pendant la crise. Cependant, avant la baisse des cours, Sonatrach investissait déjà très peu, afin de concentrer ses moyens sur le territoire algérien, ainsi qu'en raison des problèmes sécuritaires notamment au nord du Mali et du Niger. Quant à la **NNPC** nigériane, la crise a encore paralysé davantage ce mastodonte dont le principal objectif est de collecter les revenus pétroliers et négocier les contrats avec les firmes privées. NNPC se fait aider par des sociétés de services pour produire du brut via sa filiale NPDC. La crise a par ailleurs forcé la **Sonangol** angolaise à changer de dirigeants : Isabel Dos Santos, fille de l'ex-président José Eduardo Dos Santos, a été nommée en 2016 afin de remplacer le technocrate et ancien directeur financier Francisco de Lemos José Maria. Isabel Dos Santos a été à son tour remerciée en décembre 2017 par le nouveau président João Lourenço. Sonangol a un fonctionnement assez similaire à la NNPC mis à part que la firme angolaise a adopté des contrats de partage de production dans lesquels sa participation est portée par les firmes privées partenaires. NNPC a quant à elle privilégié les *joint-ventures* avec les *majors* (Total, Eni, Shell, Chevron et ExxonMobil). De ce fait, NNPC doit payer sa part liée aux travaux d'exploration et de développement. La baisse des cours a ainsi rendu encore plus compliqué les levées de fonds de NNPC sur le marché.

---

32. « Russian Oil Giant Eyes Nigerian Oil Assets », *National Daily Newspaper*, 16 janvier 2018, disponible sur : <https://nationaldailyng.com>.

33. Pour une étude détaillée des stratégies des *majors* d'État africaines, lire B. Augé, « Les stratégies des compagnies pétrolières nationales africaines », *Notes de l'Ifri*, septembre 2017, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org).

# Hétérogénéité des situations pour les indépendantes

Disposant de moins de moyens que les *majors* mais étant capables de développer des projets tout de même complexes, les indépendantes qui se caractérisent par une activité portée uniquement sur l'exploration/production – contrairement aux *majors* qui sont aussi actifs dans la transformation et la distribution du pétrole – ont pris d'importants risques dans l'exploration depuis 2014.

## Anadarko pied au plancher

Sans conteste, l'américaine **Anadarko** (628 000 barils équivalent par jour de moyenne au dernier trimestre 2017<sup>34</sup>) est l'indépendante la plus impliquée en Afrique. En dehors de ses découvertes au Ghana en 2007 aux côtés de deux autres *juniors* – Tullow Oil et Kosmos Energy –, c'est Anadarko qui, à partir de 2010, a permis de mettre au jour les découvertes de gaz au Mozambique sur le bloc 1 (plus de 75 trillions de pieds cubes). Anadarko a investi plus d'un milliard pour ce projet mozambicain afin de mener les travaux d'exploration et de mesure du gisement de Golfinho qui approvisionnera les futurs trains de liquéfaction à terre. Le programme de développement du projet a été soumis au gouvernement mozambicain en 2017. Parallèlement avec ENI qui opère le bloc jouxtant le sien au Mozambique, Anadarko a ainsi facilité la mise au jour d'une nouvelle province pétrolière. Du fait de l'importance de ce projet et malgré le pourcentage relativement faible d'Anadarko sur le bloc 1 (26,5 %), ExxonMobil qui est rentré en 2017 sur le bloc 4 d'ENI (voir ci-dessus), chercherait à racheter cet actif<sup>35</sup>. En dehors de ce pays, la firme américaine produit sur plusieurs gisements au Ghana et est le premier producteur privé en Algérie avec les champs d'El Merk (139 000 b/j) ainsi que de celui de HBNS (118 000 b/j).

---

34. Rapport trimestriel d'Anadarko, 4<sup>e</sup> trimestre 2017.

35. « Mozambique : Anadarko en mauvaise posture au grand plaisir d'ExxonMobil », *Africa Energy Intelligence*, n° 808, 9 janvier 2018.

## Woodside fait son grand come-back

Rentrée en 2001 en Afrique pour développer la découverte de Chinguetti en Mauritanie, la plus grande indépendante australienne **Woodside Energy** (226 000 barils équivalent pétrole par jour en 2017) avait finalement tout vendu en 2007 après des déboires sur son gisement mauritanien dont le réservoir s'est avéré contenir deux fois moins de brut qu'estimé avant la mise en production. Comme d'autres firmes telles que Pertamina, Woodside a considéré comme opportun de faire son retour en Afrique en pleine crise des cours du baril. Elle a repris, en 2014, des blocs d'exploration en *offshore* profond comme au Gabon en 2014 ainsi qu'au Maroc (Rabat Deep Offshore I-VI). Elle a également décidé en 2016 d'investir 440 millions de dollars pour racheter les actifs de ConocoPhillips sur les blocs sénégalais de Sangomar et Sangomar Deep où se situent les découvertes de SNE et FAN (500 millions de barils récupérables<sup>36</sup>), et a mis en place une équipe dédiée afin de rentrer sur de nouveaux permis en Afrique.

## Perenco, la société familiale qui ne cesse de monter

Autre société indépendante dont l'histoire est intrinsèquement liée avec l'Afrique : **Perenco**. Cette firme dirigée par la famille française Perrodo créée dans les années 1970 a grandi en reprenant des gisements matures opérés principalement par Total. Elle opère aujourd'hui 450 000 b/j dont plus de 200 000 qui lui reviennent directement. Perenco est le plus important producteur du Gabon, de la République démocratique du Congo ainsi que du Cameroun (après le rachat de Total en 2011), elle est également présente au République du Congo et Tunisie. Loin de freiner ses investissements, la crise de 2014 a confirmé le bien-fondé du modèle de développement de Perenco, à savoir des coûts de développement les plus bas possible sur des gisements matures en *onshore* ou *offshore* peu profond. En février 2017, elle a encore racheté auprès de Total une dizaine de gisements au Gabon pour 350 millions de dollars.

---

36. « Sénégal : Woodside prend pied sur SNE malgré les tentatives de FAR », *Africa Energy Intelligence*, n° 780, 1<sup>er</sup> novembre 2016.

# Les *juniors* ouvrent de nouvelles provinces

Au cours des dernières années, plusieurs *juniors*, soit des sociétés produisant moins de 100 000 b/j, ont permis d'accélérer l'exploration dans des zones encore méconnues. Or, c'est bien ces *juniors* qui jouent le rôle de pionniers et font des découvertes en Afrique, en particulier dans des pays en production récente ou future (cas de l'Ouganda, du Ghana ou du Kenya). Les *majors* viennent ensuite, dans un deuxième temps, développer les découvertes effectuées lorsqu'elles sont très importantes. En cas de découverte plus modeste, les *juniors* peuvent les développer seules, en multipliant les partenariats entre elles.

## Les deux *leaders* : Kosmos Energy et Tullow Oil

Deux sociétés se sont clairement démarquées en Afrique par leur activisme pendant la crise : les Américains de **Kosmos Energy** et les Britanniques de **Tullow Oil**. Les deux sociétés concentrent presque entièrement leurs activités en Afrique, en dehors de quelques rares investissements dans les Caraïbes. Mais les Caraïbes étant, d'après les géologues, le pendant géologique du golfe de Guinée, ces sociétés ne s'éloignent pas vraiment de leur zone privilégiée<sup>37</sup>. Elles n'ont pas du tout stoppé leurs investissements respectifs pendant la crise. Hormis ses découvertes au Ghana, Kosmos Energy a mis au jour en 2015 la découverte de Tortue entre la Mauritanie et le Sénégal avant d'attirer BP en 2016 pour l'aider à la développer. Entre 2015 et 2018, elle a également pris pas moins de six blocs d'exploration dans l'*offshore* de Sao Tomé et Príncipe, l'une des zones les moins bien connues d'Afrique. Fin 2017, Kosmos Energy a aussi pris trois permis dans l'*offshore* de Guinée équatoriale (W, S et EG-21). Kosmos Energy a été bien aidé à ses débuts grâce aux financements de l'un des plus puissants fonds d'investissement américain Warburg Pincus<sup>38</sup>. Quant à Tullow Oil, elle a

---

37. B. Augé, « La stratégie des marges symétriques pour la conquête de nouvelles ressources pétrolières », *Notes de l'Ifri*, avril 2017, disponible sur : [www.ifri.org](http://www.ifri.org).

38. Ce fonds d'investissement américain particulièrement agressif prend d'importants risques en misant sur des sociétés récentes montées par de brillants géologues, qui, grâce à l'absence de pesanteur du fait de leurs petites structures, font davantage de découvertes. Warburg Pincus a ainsi permis de



été créée en 1985 et a pris ses premiers blocs au Sénégal en 1986 où ont été produites de petites quantités de gaz. Elle a depuis découvert le Ghana (2007), l'Ouganda (2006) et le Kenya (2012). Or, depuis 2014, elle n'a pas arrêté sa soif de nouveaux permis y compris dans des zones extrêmement peu radiographiées comme en Zambie avec l'acquisition d'un bloc (31) en 2016 ou dans l'*offshore* namibien avec le PEL 00 37 et 00 30 en 2014 et 2015. Encore plus récemment, fin 2017, la firme s'est emparé de pas moins de neuf permis dans l'*onshore* et l'*offshore* ivoirien<sup>39</sup>.

## Des petits nouveaux très dynamiques

Une autre firme de la galaxie Warburg Pincus, **Delonex Energy**, a été créée en 2012 par Rahul Dhir, un ancien de Cairn India<sup>40</sup>, avec comme objectif premier de prendre des permis en Afrique de l'Est. La firme a remporté un appel d'offres en 2015 pour prendre des permis dans l'*offshore* du Mozambique, et a aussi remporté les blocs 18, 19, 21 dans la région de l'Ogaden en Éthiopie à la fin 2014 ainsi que trois permis au Kenya en 2015 cédés par Marathon Oil. Enfin, Delonex Energy a racheté la totalité des actifs tchadiens d'United Hydrocarbon en 2017 dont certains pourraient rentrer rapidement en production. Si Delonex Energy a bien été fondée avant la crise, elle a fait la plupart de ses acquisitions lorsque les prix du brut étaient au plus bas. Elle a pu, grâce à ses soutiens financiers, prendre des risques dans des zones mal connues (Kenya et Mozambique) et investir dans un projet où les réserves étaient déjà prouvées.

Autre *junior* qui a particulièrement grandi ces dernières années : **Impact Oil & Gas**. Fondée en 2009 par le géologue britannique Mike Doherty (30 ans d'expérience), Impact Oil & Gas s'est donnée comme objectif de prendre des permis en *offshore* en Afrique. La particularité de cette *junior* est qu'elle est parvenue en un minimum de temps à sécuriser des positions en Afrique du Sud, en Namibie et au Gabon, ainsi que dans la zone commune (AGC) entre le Sénégal et la Guinée Bissau, tout en attirant sur ses blocs les plus importantes *majors*. Total, Statoil et ExxonMobil sont rentrées sur ses permis en Afrique du Sud, Total a également pris le rôle d'opérateur sur son permis en Namibie. Dans l'AGC, c'est la Cnooc qui est opérateur. Ce succès rapide tient aux contacts de ses dirigeants dans le milieu de la finance et des sociétés pétrolières (l'un de ses administrateurs,

---

découvrir de grands gisements au Ghana et au Sénégal permettant un important retour sur investissement. Le fonds est aussi actif en Égypte et aux États-Unis.

39. « Côte d'Ivoire : Tullow organise avec méthode un quasi-monopole », *Africa Energy Intelligence*, n° 805, 21 novembre 2017.

40. Cette société principalement active en Inde est l'un des principaux producteurs privés du pays : capitalisation boursière : 13 milliards de dollars et plus de 3 milliards de revenus en 2012. Chiffres disponibles sur : [www.delonenergy.com](http://www.delonenergy.com).



Tony Parker est l'ancien directeur pétrole et gaz de Bank of America en Europe), ainsi qu'aux compétences de ses géologues.

Une autre société, **Cairn Energy**, a récemment fait parler d'elle en mettant à jour le gisement de SNE et FAN au Sénégal (500 millions de barils) en 2015. Cairn Energy n'est pas une société nouvelle car elle est liée à Cairn India qui produit en Inde depuis plusieurs décennies. Cairn Energy a consenti d'importants efforts d'exploration pendant la crise.

## Les *juniors* nigérianes essayent de consolider leurs positions

Il serait difficile d'évoquer les *juniors* en Afrique sans parler du seul pays du continent ayant réussi à développer un écosystème suffisamment propice à l'éclosion d'investisseurs locaux dans le secteur pétrolier : le Nigeria. La plupart des firmes nigérianes qui produisent ont, au préalable, développé une activité de *trading*. Cela leur a permis de rentrer dans l'exploration/production avec des fonds conséquents. La plus importante d'entre elles est **Oando**. Cette dernière, autrefois uniquement *trader* et distributeur de produits pétroliers, a décidé de se lancer dans la production pétrolière lors du rachat des actifs nigériens de ConocoPhillips en 2013. Grâce à ces actifs, elle produit quelque 40 000 b/j. Plusieurs autres *traders* comme Sahara Energy, Aiteo, et Taleveras ont racheté des permis aux *majors* (voir plus haut avec Shell et Chevron), parfois pour plusieurs milliards de dollars. Si leurs situations financières sont précaires du fait de la chute des prix, aucun d'entre eux n'a cependant revendu les actifs en question. La raison pour laquelle ces sociétés ont pu se lancer dans l'exploration/production est qu'elles ont toutes pu amasser d'importants capitaux grâce à la distribution d'essence sur un grand marché (180 millions d'habitants) et qu'elles ont également pu profiter d'un programme appelé « Swap contract ». Ce dernier a permis entre 2010 et 2015 à Sahara Energy, Aiteo, Taleveras notamment, d'approvisionner le Nigeria en produits pétroliers en échange de brut de l'État. Ce programme avait été mis en place du fait des problèmes de liquidité chronique du Nigeria. De 2010 à 2015, ces firmes ont prospéré rapidement, étant assurées d'avoir jusqu'à 90 000 b/j de brut à vendre sur le marché international. Leur capacité à lever des fonds auprès des banques nigérianes est une autre raison de leur entrée dans le secteur de l'exploration/production. Ces dernières facilitent considérablement les prêts et donc la prise de risque. Certaines de ces sociétés ont même acquis des permis en dehors du Nigeria comme Taleveras et Sahara Energy en Côte d'Ivoire ou Taleveras en Guinée équatoriale.

Une autre société nigériane, qui n'a pourtant jamais été dans le trading de brut, a réussi à prendre de nombreux permis en dehors du Nigeria. Grâce à l'entregent de son président, Arthur Eze, **Oranto** est parvenue à s'emparer de permis dans pas moins de dix pays (d'abord au Liberia, à Sao Tomé & Príncipe, au Nigeria, au Bénin, au Ghana, au Sénégal, en Namibie, puis elle a encore étendu sa présence en 2017 à l'Afrique de l'Est avec l'acquisition de permis au Soudan du Sud et en Ouganda). La stratégie de la firme est de nouer de solides relations avec les autorités politiques au plus haut niveau pour lui permettre de dépenser le moins possible dans ses blocs en attendant qu'une *major* reprenne le rôle d'opérateur. La stratégie s'est avérée pour le moment payante : les investissements sont minimums et Oranto parvient à repousser la plupart de ses obligations contractuelles.

## Les *juniors* sud-africaines en ordre dispersé

Les faibles ressources prouvées et exploitées en Afrique du Sud (le pays produit quelque 20 000 b/j) n'ont pas favorisé l'éclosion de nombreuses sociétés locales actives dans l'exploration/production. Il est cependant possible d'en mentionner deux qui ont des activités en dehors du pays : Efora Energy et Dig Oil. Ces deux firmes sont notamment partenaires de Total sur le bloc 3 à l'est de la République démocratique du Congo où la *major* repousse depuis plusieurs années un forage, du fait de la crise du baril ainsi que de la difficulté d'atteindre la zone avec ses équipements. Ce forage est capital, le permis étant situé à proximité du lac Albert, où l'Ouganda a mis au jour plus d'un milliard de barils récupérables. Efora Energy est aussi présent dans l'exploration en Égypte où elle a effectué des forages en pleine crise politique en 2015, et possède des actifs dans la distribution en Afrique du Sud et au Nigeria. Quant à Dig Oil, en dehors du Congo, son seul autre bloc se trouve en Centrafrique mais elle n'a pas réalisé d'avancées majeures dans cette zone depuis plusieurs années à cause de la crise politique et sécuritaire qui sévit dans le pays.

La société sud-africaine Sasol qui produit depuis 2004 de très faibles quantités de gaz au Mozambique qu'elle exporte en Afrique du Sud par un gazoduc, détient une branche exploration/production très mineure par rapport à ses activités chimiques qui font d'elle un géant mondialisé avec des activités en Chine, au Qatar et aux États-Unis notamment.

# Les nouveaux acteurs de l'exploration/production

La crise qui dure depuis 2014 a bien entendu changé les stratégies des *majors* et *juniors* déjà implantées en Afrique mais elle a également suscité de nouvelles pratiques de la part d'acteurs qui avaient l'habitude de travailler en Afrique mais pas directement comme opérateurs dans l'exploration/production. Deux raisons ont présidé au nouvel activisme de ces acteurs dans la production pétrolière : d'abord la pression des opérateurs traditionnels sur les coûts des sociétés de services. Ces dernières devaient en permanence revoir leurs offres à la baisse pour remporter des contrats. Certaines de ces sociétés de services ont donc préféré sauter le pas et s'associer directement sur les projets, comme n'importe quel partenaire sur un bloc en développement. L'autre raison de l'arrivée de nouveaux acteurs est le manque de liquidité sur le marché. Les banques traditionnelles occidentales, particulièrement BNP Paribas et Société Générale pour prendre le cas français, ont largement délaissé le financement de projets pétroliers en Afrique, devenus subitement trop risqués, depuis la crise financière de 2008. La baisse des cours en 2014 a encore aggravé cette réticence des banques occidentales. Quand bien même des banques africaines, principalement nigérianes telle que la First Bank, et sud-africaine comme Standard Bank, ont de plus en plus pris le relais, grand nombre d'acteurs étatiques ont préféré se tourner vers les *traders* (ou la Chine, voir ci-dessus), disposant d'importantes liquidités. Les *traders*, eux aussi touchés par la crise du brut, ont trouvé une nouvelle activité : le prêt aux acteurs de l'exploration/production.

## Les *traders* investissent l'e&p

En dehors des *traders* nigériens évoqués plus haut, deux des plus importants *traders* européens de brut et de produits pétroliers **Glencore** et **Vitol** ont récemment massivement investi dans l'exploration/production. Glencore a d'abord racheté pour 1,35 milliard de dollars en février 2014 Caracal Energy, société canadienne en difficulté financière au Tchad. Caracal Energy ayant des blocs et des découvertes, Glencore a financé leur développement. Glencore a également investi dans

l'exploration au Maroc (avant d'en partir en décembre 2017<sup>41</sup>) et a des positions en Guinée équatoriale dans les blocs I et O. Glencore a également prêté plus d'un milliard de dollars pour permettre à l'État tchadien de racheter en 2014 les parts de Chevron dans les gisements d'ExxonMobil. Elle a ainsi joué un rôle de banquier. De même Vitol, qui a eu des positions dans l'exploration/production depuis deux décennies en Russie, a récemment fait son entrée dans ce secteur en Afrique. Elle a notamment investi au Ghana sur le projet de Sankofa, opéré par ENI, qui produira d'importantes quantités de gaz à la fin 2018.

## Les sociétés de services se lancent dans quelques petits projets d'e&p

En pleine crise, les sociétés de services pétroliers ont choisi de prendre des risques sur les projets de développement. C'est le cas de la firme anglo-norvégienne **BW Offshore** dont le métier de base est de louer des FPSO (embarcation qui récupère le brut produit en *offshore* et sur laquelle les tankers viennent s'amarrer pour transférer la production dans leurs cuves). BW Offshore a racheté fin 2016 pour 33 millions de dollars les participations d'une *junior* canadienne aux abois, Harvest Natural Resources (HNR), sur Dussafu. Ce bloc était en phase de développement dans l'*offshore* du Gabon<sup>42</sup>. Elle va ainsi pouvoir positionner l'un de ses FPSO afin de recueillir la production des gisements. Début 2017, BW Offshore a également racheté 56 % du projet gazier de Kudu dans l'*offshore* namibien dont l'objectif est de produire de l'électricité. Kudu découvert dans les années 1970-1980 par Chevron a connu de nombreux déboires et a multiplié les opérateurs comme Tullow Oil, sans être développé, du fait de sa petite taille : 1 trillion de pieds cubes ou 0,02 trillion de pieds cubes. Autre cas de société de services qui s'est lancée dans la production : **Schlumberger**. Spécialisée dans l'assistance au forage, à la formation et au développement de projets pétroliers complexes, celle-ci a fondé en juillet 2016 la *joint-venture* **OneLNG** en partenariat avec le spécialiste norvégien des FLNG **Golar**. Objectif du duo : prendre des participations dans des gisements déjà découverts en phase de développement et effectuer tout le travail de récupération du gaz afin de l'amener sur le marché. Or le premier projet sur lequel va intervenir OneLNG est Fortuna en Guinée équatoriale. OneLNG va ainsi concevoir un système sous-marin de récupération du gaz et positionner un FLNG que

41. « Afrique : Glencore abandonne peu à peu ses rêves d'explorateur », *Africa Energy Intelligence*, n° 809, 23 janvier 2018.

42. « Gabon : BW Offshore va pouvoir recaser ses FPSO sur Dussafu », *Africa Energy Intelligence*, n° 784, 3 janvier 2017.

Golar mettra à disposition. L'avantage pour OneLNG est qu'il est certain d'obtenir le marché étant partenaire de l'opérateur. Quant à ce dernier, Ophir Energy, il sait qu'il obtient le service au tarif le moins cher possible car le fournisseur est également engagé financièrement.

## D'anciens cadres de *majors* créent leur firme

Des nouvelles sociétés d'un genre singulier ont également fait leur apparition pendant la crise. Le départ massif de certains cadres, notamment géologues, des *majors*, *juniors* et indépendantes du fait de la réduction d'effectifs, a entraîné la création de nouvelles sociétés. C'est le cas notamment de **Trident Energy** fondée en 2016 par d'anciens dirigeants de la société familiale Perenco dont son ancien directeur général Jean-Michel Jacoulot<sup>43</sup>. Trident Energy fait également partie des firmes financées par le fonds américain Warburg Pincus (tout comme Kosmos Energy et Delonex Energy). Trident Energy a remporté ses premiers permis en octobre 2017 en Guinée équatoriale, en rachetant pour 650 millions de dollars aux côtés de Kosmos Energy, les actifs gaziers des Américains de Hess Corp<sup>44</sup>. Trident Energy devrait également s'emparer des actifs d'ENI en Tunisie. Jean-Michel Jacoulot et les autres cadres venant de Perenco ont une stratégie bien claire : acheter des permis que leur ancienne firme n'avait pas acquis. Ils connaissent ainsi parfaitement la géologie et les enjeux des blocs sur lesquels ils souhaitent rentrer.

Ce genre de société créée par d'anciens cadres de *majors* ou grandes sociétés n'est cependant pas une nouveauté. L'ex-géologue de Shell, Michael Blaha avait fondé **Cove Energy** en 2009, société grâce à laquelle il avait acquis 8,5 % du bloc 1 d'Anadarko au Mozambique. Il avait revendu en 2012 – après les premières découvertes de gaz – sa société pour 1,9 milliard de dollars. Il a ensuite fondé **Discover Exploration** qui a pris des permis de l'autre côté du canal du Mozambique, aux Comores. Une autre compagnie, **HRT Oil & Gas**, avait été fondée en 2004 par Marcio Mello, un ancien géologue de Petrobras qui avait notamment participé aux recherches dans le bassin de Santos, au large de Rio de Janeiro, dans lequel des découvertes géantes du pré-sel ont été mises au jour à partir de 2006. HRT Oil & Gas avait ainsi pris en 2010 plusieurs permis dans l'*offshore* de Namibie, pendant géologique de l'*offshore* septentrional brésilien.

---

43. « Afrique : Le projet secret des ex-Perenco prend forme », *Africa Energy Intelligence*, n° 778, 4 octobre 2016.

44. Communiqué de presse de Hess, « Hess Announces Sale of Interests in Equatorial Guinea; Divestment Part of Strategy to Focus Portfolio on Higher Return Assets », disponible sur : [www.hess.com](http://www.hess.com).

# Conclusion

L'analyse de la stratégie des sociétés qui continuent à investir dans un environnement difficile en Afrique appelle plusieurs commentaires. D'abord, ces dernières ont réussi à sanctuariser un budget exploration alors que beaucoup d'autres, contraintes de réduire fortement leurs investissements depuis 2014, ont dû se séparer de permis. Elles ont donc toutes des équipes en charge des finances qui ont réussi à lever des fonds. Ces équipes n'ont pu cependant obtenir des financements que grâce à la qualité de leurs géologues et aux découvertes d'avant crise. Les deux marchent en tandem dans le pétrole : la qualité des géologues qui prennent des risques est ainsi récompensée par les banques et fonds d'investissements qui savent que le jeu en vaut la chandelle, car les chances de découvrir du pétrole grâce aux équipes techniques qu'elles soutiennent sont grandes. Pour ce qui est des firmes d'État, l'équation est différente car l'argent est disponible plus facilement et la stratégie davantage à long terme. Pourtant, rares sont celles à avoir massivement investi dans cette période difficile en Afrique. Les *majors* chinoises sont globalement en retrait (Sinopec) ou très attentistes (CNPC). Les firmes russes ont peu avancé pendant la crise en dehors de Rosneft sur l'Égypte et le Mozambique et Lukoil, en pleine transition après son départ d'Afrique de l'Ouest. Pertamina a utilisé la crise comme un levier d'opportunités avec le rachat de Maurel & Prom.

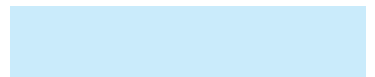
Une fois encore, crise ou pas, les firmes qui prennent le plus de risques en Afrique, dans des zones plutôt nouvelles, ne sont ni les *majors* privés, ni les *majors* d'État, mais les *juniors*. L'exemple de Kosmos Energy, Delonex Energy ou récemment Trident Energy est parlant. Toutes ses firmes sont portées par le fonds d'investissement américain Warburg Pincus.

L'arrivée des traders Glencore et Vitol sur les métiers d'exploration et de production démontre que la crise a touché également ces géants qui ont dû diversifier leur chaîne de valeur en utilisant différemment leurs formidables réserves de dollars. Ils ont aussi répondu à un besoin de financement des États (cas du Tchad) qui a fait l'acquisition des parts de Chevron grâce aux fonds de Glencore. D'autres acteurs, d'habitude dans les services et qui ont pris des actifs d'exploration ou en phase de développement, ont également apporté des solutions techniques moins coûteuses. Leur arrivée dans l'e&p a été poussée par la crise dans leur métier de base mais ces difficultés ont également permis de faire coopérer

des acteurs devenus partenaires contraints de travailler de concert pour faire baisser les prix des développements.

Enfin, il faut rappeler combien toutes ces firmes, de différentes tailles, de provenances et cultures différentes, avec des savoir-faire singuliers, parviennent à trouver leur place dans une répartition tacite des tâches sur le continent africain. Les *juniors* et indépendantes, davantage dans un rôle de pionniers auront toujours besoin des *majors* privées ou *majors* d'État pour développer de coûteux et complexes projets. De même, les *majors* ont besoin des firmes plus « agiles » qui leur ouvrent la voie pour mettre à jour de nouvelles provinces pétrolières et assurer un remplacement de leurs réserves, facteur essentiel pour leur cours à la Bourse. La crise n'a pas changé cette répartition des rôles : elle a juste contraint à davantage de coopération entre des sociétés qui n'avaient pas forcément l'habitude de travailler en commun. C'est par exemple le cas de l'Ouganda où cohabitent une *junior*, une *major* occidentale privée et la Cnooc chinoise. Ces partenariats sont parfois difficiles mais nécessaires, tant les fonds chinois sont importants dans le développement du pétrole africain depuis près de dix ans maintenant.

L'étude des activités de ces firmes pendant la crise permet également en creux de mettre en valeur les nouvelles zones aux grandes potentialités en Afrique. D'abord, la zone allant de la Mauritanie en passant par le Sénégal, la Guinée-Bissau et la Guinée que l'on appelle le bassin MSGBC sur lequel se situe le gisement géant de Tortue ainsi que celui pétrolier de SNE. D'autre part, l'Afrique de l'Est avec les découvertes de gaz au Mozambique et en Tanzanie et de pétrole en Ouganda et au Kenya. Le reste des autres zones sont soit déjà connues (ce qui n'empêche pas leur développement comme au Nigeria, au Congo, en Algérie ou au Gabon), soit trop incertaines comme à Sao Tomé-et-Principe ou en Zambie.



**ifri**

institut français  
des relations  
internationales