

## Quel avenir pour les hydrocarbures en Afrique ?

Alors que les marchés du pétrole poursuivent leur chute inattendue passant sous la barre des 30 dollars et quelques semaines seulement après la conférence COP21, de nombreuses questions se posent déjà pour le développement énergétique de l'Afrique – économiques, sociaux, pour la transition énergétique et bien sûr pour les investissements dans l'exploration et la production d'hydrocarbures.

Plus de 50 invités concernés par les différentes dimensions du contre-choc pétrolier en cours ont permis d'aborder avec un regard diversifié les questions spécifiques liés au développement et l'accès à l'énergie.

Comment la baisse des prix impacte-t-elle les économies du continent ?

Les décisions de la COP21 et la transition énergétique imaginée seront-elles contrariées voire remises en cause par la forte baisse ?

Les énergies renouvelables voient-elles leur compétitivité et leur financement bouleversés ?

La table ronde, introduite par **Jean-Pierre Favennec**, Président de l'ADEA et par **Philippe Lambert**, Vice-Président et coordinateur du think tank Énergie pour l'Afrique a donné la parole à quatre experts particulièrement avisés :

- **Philippe Hugon**, professeur des Universités et directeur de recherches à l'IRIS
- **Stéphane Solé**, Vice-Président Afrique chez Technip
- **Anne-Sophie Vervial**, Vice-Présidente Afrique du Sud, Madagascar & Mozambique, Total Exploration & Production Africa
- **Jérôme Halbout**, managing partner, 4D Global Energy.



**Philippe Hugon, spécialiste de l'économie et de la géopolitique du continent Africain est professeur des universités, directeur de recherches à l'IRIS.**

Quel est l'impact de la baisse des prix des hydrocarbures sur les économies africaines, entre effets macro-économiques, arbitrages politiques et enjeux géopolitiques ? c'est le vaste sujet que Philippe Hugon s'est attaché à analyser.

« L'Afrique est très contrastée et le choc actuel produit des effets

immédiats directs et indirects, des impacts multiples, des opportunités et des risques, selon que les économies sont importatrices ou exportatrices nettes d'énergie, notamment d'hydrocarbures et selon leur degré de diversification, souligne Philippe Hugon.

« Les économies africaines sont devenues de manière croissante exportatrices d'hydrocarbures, du fait des progrès d'exploration notamment offshore, de la fiscalité attractive, de la stratégie de diversification des risques de la part des puissances et des compagnies et investisseurs, d'une compétitivité »

### Poids des Hydrocarbures dans les économies africaines (2015)

| Pays               | % PIB | % exportations | % recettes État |
|--------------------|-------|----------------|-----------------|
| Algérie            | 30    | 90             | 60              |
| Angola             | 48    | 98             | 72              |
| Cameroun           | 10    | 50             | 20              |
| Congo Belge        | 50    | 85             | 75              |
| Guinée équatoriale | 85    | 90             | 85              |
| Gabon              | 45    | 70             | 50              |
| Nigeria            | 14    | 80             | 65              |



» mondialisée de la part des groupes pétroliers des pays occidentaux et des majors. Les pays africains ont représenté au cours des cinq dernières années un tiers des nouvelles découvertes d'hydrocarbures dans le monde. 18 pays sont exportateurs nets de pétrole et récemment de nouvelles découvertes ont été réalisées en Côte d'Ivoire, au Libéria, au Mozambique au Sénégal ou en Sierra Leone.

Selon Jean-Pierre Favennec, « le continent africain représente aujourd'hui 10% des réserves mondiales et environ 10% de la production mondiale d'hydrocarbures. La consommation est globalement 6% de la demande mondiale du fait du niveau de développement de toute la partie sub-saharienne, hormis l'Afrique du Sud.

Et Philippe Hugon précise: « les hydrocarbures représentent dans de nombreux pays pétroliers une part très élevée du PIB, des recettes d'exportation et des recettes budgétaires. Les économies pétrolières, peu diversifiées sont évidemment fortement impactées. « Une approche macro-économique montre que la baisse des prix (140 \$ en 2013 à 30 \$ en janvier 2016) a des effets récessifs dans les 18 pays membres de l'association des

producteurs africains (APPA) exportateurs nets d'hydrocarbures (chute des devises, des recettes fiscales, ralentissement des investissements, et des projets de diversification, réendettement, ajustement du budget élaboré sur un prix deux fois supérieur) et des effets expansionnistes plus modérés dans les autres pays importateurs nets.

« La réalité est beaucoup plus complexe, car il faut intégrer plusieurs autres facteurs que les jeux de prix, d'offre et de demande :

- Les anticipations des acteurs sur une baisse des prix - cycliques ou correspondant à une tendance baissière lourde avec des effets cliquet et d'inertie et des résiliences liées aux fonds de stabilisation (cas de l'Algérie et de l'Angola disposant de réserves permettant d'amortir à court terme les chocs)...

- Les effets meso-économiques sur les filières exportatrices, importatrices et internes des hydrocarbures (offshore ou onshore, transports, raffinerie, distribution etc.). L'exploitation des hydrocarbures dépend de la comparaison entre coûts d'exploitation, du prix des hydrocarbures et de la fiscalité. Certains pays matures sont en situation de baisse durable de la production (CEMAC). La produc-

tion dans d'autres pays est liée au contexte politique (cas de la Libye ou du Nigeria) alors que d'autres nouveaux arrivants ont des capacités fortes d'accroître leur production (Côte d'Ivoire, Libéria, Sierra Leone, Mozambique).

- Les jeux géopolitiques de liens avec les compagnies et les États dans un contexte géopolitique mondial où la rivalité entre l'Arabie saoudite et l'Iran ainsi que le ralentissement de la croissance chinoise modifient la donne des États africains. « On a déjà noté une baisse de 40 % des investissements chinois en Afrique en 2015 », note Philippe Hugon. La baisse des prix a un impact sur les contrats d'exploration ou d'exploitation, le devenir des projets au sein des filières pétrolières (raffineries, transports, distribution, la fiscalité pétrolière). Ces effets sont différenciés à court et moyen terme selon la fiscalité pétrolière qui est une des plus avantageuses du monde ou du fait des effets d'inertie des projets en cours.

- Les interdépendances mondiales du fait des liens entre les prix des hydrocarbures et les autres matières premières, du ralentissement de la croissance mondiale et de la baisse de la demande qui rétroagit sur les pays africains importateurs comme exportateurs de pétrole.

- Les politiques nationales, notamment de subvention et de transition énergétique. L'allègement de la facture pétrolière pour les pays importateurs nets réduit le coût des subventions et l'accroît pour les pays exportateurs. Les subventions sont un enjeu politique majeur. Elles s'élèvent dans certains »

» cas à plusieurs points du PIB en profitant pour près de 44% au quintile le plus élevé. Le coût des subventions s'élève en Algérie à 13% du PIB. Une opportunité unique de démantèlement une fois pour toutes des politiques de subvention souvent pernicieuses existe aujourd'hui », souligne Philippe Hugon. Les Etats mènent des politiques très diverses de transition énergétique. Plusieurs pays risquent plutôt de ralentir leurs projets d'énergies renouvelables, mais certains comme l'Ethiopie les ont renforcées en répondant aux objectifs de la COP21. Les politiques nationales sont liées, également, à l'existence ou non de fonds de stabilisation (cas de l'Algérie ou de l'Angola), à la débudgétisation des recettes pétrolières, aux politiques de change ou de stabilisation des prix intérieurs.

« Les impacts quant au développement sont fonction de la manière dont les pays ont bénéficié de la période des vaches grasses pour diversifier ou non leurs économies et mettre en place des projets structurants. La chute des prix permet de casser les rentes et de réduire les effets de dutch disease. Les impacts sociaux concernent notamment les pays qui, tels l'Algérie, ont acheté la paix sociale par la rente pétrolière. Les impacts sécuritaires sont liés la baisse de capacité de financement des forces armées (exemple du Cameroun, du Nigeria ou du Tchad contre Boko Haram) mais inversement à la réduction des transactions corruptives, des nuisances ou des collusions qui alimentent le terrorisme.



Stéphane Solé

Il n'y a pas de relation directe entre les variables macro-économiques, souligne Philippe Hugon. La chute des rentes a un coût social pour les catégories dépendantes des subventions ou des redistributions qui achètent la paix sociale. Elle peut être aussi une opportunité pour réduire les effets pervers des mannes extérieures et la malédiction des ressources naturelles.

Philippe Hugon souligne que la comparaison de la croissance des économies africaines durant la période 2000-2014 de prix élevés des hydrocarbures, montre qu'elle a été comparable pour les pays exportateurs nets d'hydrocarbures et les pays importateurs nets qui ont connu une plus grande diversification économique.

Au total, le contre-choc pétrolier actuel crée de nombreuses incertitudes économiques, sociales et géopolitiques. Mais ce sont les décideurs politiques qui ont entre leurs mains les principaux leviers. Il est certain que nous assistons actuellement à un très net ralentissement de l'économie en Afrique. La démocratisation ne progresse pas vraiment. La jeunesse et autres exclus ne rentrent pas dans le jeu.

**Stéphane Solé,**  
**Directeur Afrique chez Technip**

« L'impact du choc pétrolier sur nos activités parapétrolières, à savoir: la conception, l'ingénierie et la réalisation des infrastructures de production et de transport de pétrole et gaz, est très important », souligne Stéphane Solé.

En Afrique, Technip emploie directement environ 1 000 personnes. Elle y est principalement engagée sur des projets dans l'offshore profond, nécessitant des innovations techniques très importantes.

Parmi les projets récents ou en cours, Technip a réalisé les infrastructures sur les gisements Kaombo pour Total en Angola, Dalia FPSO, pour Total au Nigeria, Jubilee avec Tullow au Ghana ainsi que plusieurs autres projets comme Coga au Congo/Gabon pour Total, le Block 31 avec BP en Angola, PP2 pour Sasol en Afrique du Sud pour n'en citer que quelques-uns.

Dans le contexte actuel de contre-choc pétrolier, les compagnies s'apprêtent à entrer dans un mode de survie en 2016, souligne Stéphane Solé. Tous les acteurs de la »

» chaine pétrolière, sociétés de service, d'engineering et autres doivent s'adapter à très court terme en réduisant leurs coûts, notamment leurs effectifs en ligne avec la baisse de leurs carnets de commandes.

À l'échelle mondiale, la baisse annoncée des investissements de l'industrie est de l'ordre de 380 milliards de dollars depuis novembre 2014. S'agissant du continent africain, de nombreux projets non encore lancés sont soit annulés soit repoussés, notamment au Nigéria, Ghana et en Angola.

En Afrique de l'Est, notamment en Ouganda et au Kenya, les projets pétroliers de Total et Tullow sont repoussés. Il en est de même des projets gaziers en offshore profond en Tanzanie et au Mozambique.

Les nombreux reports de projets vont aussi accroître la concurrence et impacter les marges, et une consolidation du secteur n'est pas à écarter, aussi bien au niveau international, à l'instar de Halliburton/Baker Hughes, qu'au niveau régional ou de certains pays.

« Dans notre groupe, où nous employons 38 000 personnes à travers le monde, nous avons annoncé la réduction de 15% de nos effectifs. Nous réévaluons nos investissements et activités afin de dégager des économies de 830 millions d'euros. On doit s'adapter. Les projets sur lesquels nous intervenons pour les sociétés pétrolières engagées dans l'exploration-production en Afrique ont un coût de revient allant de l'ordre de dix dollars/baril comme par exemple en Tanzanie pour des gisements onshore et 60-80 dollars pour l'offshore profond de l'Afrique de l'Ouest.

De plus, pour permettre à nos clients de réduire les coûts de développement, nous innovons en créant des partenariats stratégiques. Citons la création de Forsys, notre alliance avec FMC Technologies, qui nous permet d'intervenir dans les phases amont des projets - sélection de concepts et ingénierie d'avant-projets détaillés - durant lesquelles la possibilité d'influencer sur les coûts est la plus grande. Plus récemment,

notre partenariat stratégique avec Serimax, filiale de Vallourec, qui grâce à la technologie permet d'optimiser les coûts des projets.

Parallèlement aux réductions de coûts demandés aux sociétés parapétrolières, les opérateurs travaillent avec les états pour diminuer les coûts de développement. Cela concerne entre autres le « local content » qui en général entraîne des coûts plus importants. Par exemple, la fabrication en Angola où le coût local peut être multiplié par 3 ou 4 sur certains projets industriels. Autre d'axe de réduction de ces coûts envisagés par les opérateurs, les renégociations des droits & taxes du pays producteur afin de mieux traverser cette période de crise, souligne Stéphane Solé.

« L'incertitude sur la durée du choc actuel sur le prix du baril, indique Stéphane Solé, impacte aussi notre capacité à attirer les jeunes talents dans le secteur pétrolier et gazier. Or les investissements repartiront un jour, repensés et sur des nouvelles bases ».



**Anne-Sophie Vervial, Vice-Présidente, Afrique du Sud, Madagascar & Mozambique, pour Total Exploration & Production Africa.**

**L'**Afrique est une zone stratégique pour Total, qui y réalise le tiers de ses investissements, notamment dans l'amont mais aussi dans le raffinage et la distribution.

Plusieurs pays d'Afrique ont bénéficié en 2015 d'une forte baisse de leur facture pétrolière, comme par exemple le Maroc avec une baisse de 28,7 % sur les 7 premiers mois de 2015 par rapport à 2014. Cependant, certains pays grands producteurs souffrent de plusieurs façons du choc actuel, comme le Nigéria dont la monnaie s'affaiblit et l'inflation repart dans les taux à deux chiffres.

Les investissements du groupe Total dans l'amont qui avaient déjà baissé en 2015, vont baisser encore en 2016 en particulier le budget de l'exploration a déjà été réduit de près de 40% par rapport à ceux réalisés en 2014.

Le continent africain qui représente le tiers de ces investissements amont verra également ceux-ci se contracter significativement. À titre d'exemple, Total a foré plus de 75 puits en 2014 sur le continent Africain, notamment pour ses trois projets majeurs Kaombo en Angola, Egina au Nigéria et Moho Nord au Congo. Il est fort probable qu'une petite cinquantaine de puits seulement seront forés en 2016.

Nous allons cependant profiter de cette période d'accalmie pour re-



Anne-Sophie Vervial

penser certains projets, étudier des nouvelles façons plus collaboratives et moins coûteuses de travailler avec nos fournisseurs pour trouver des solutions plus innovantes, souligne Anne-Sophie Vervial.

L'industrie pétrolière doit s'adapter au contexte et a déjà commencé en 2015 avec un niveau mondial de ses investissements de l'ordre de 500 milliards de dollars contre 700 milliards en 2014. Ceci aura aussi un effet macro-économique dépressur.

La COP21 est un événement majeur que nous intégrons dans notre vision et nos opérations chez Total, souligne Anne-Sophie Vervial. Notre action est multiple, en améliorant profondément notre efficacité énergétique, en promouvant le gaz naturel qui est de loin l'hydrocarbure le moins émetteur en termes de gaz à effet de serre et pratiquement aucune particule fine, en étant un acteur impliqué dans l'accès à l'énergie durable décentralisée. Total est très engagée dans la filière solaire au travers de sa filiale SunPower. La baisse du prix des énergies fossiles, affecte directement le développement des énergies renouvelables,

en les renchérissant relativement.

**Jérôme Halbout est Managing Partner & founder at 4D Global Energy Advisors, fonds d'investissements qui sélectionne des opportunités d'investissements dans des sociétés actives en Europe et en Afrique, aussi bien dans l'amont et l'aval pétrolier et gazier**

« **A**vec l'avènement des hydrocarbures de roche-mère, qui ont pourvu jusqu'à la moitié des besoins pétroliers des États-Unis, le monde du pétrole se sent vivre actuellement dans un environnement de surabondance, constate Jérôme Halbout. Cependant, la détermination d'un prix d'équilibre par le coût opératoire du baril additionnel (lorsque les réserves sont larges et qu'il suffit de les exploiter un peu plus) a, avec les hydrocarbures non conventionnels américains, cédé le pas à un prix relié au coût de l'investissement capitalistique nécessaire pour aller forer de nouveaux puits (puisque'ils s'épuisent rapidement), ce qui a justifié dans une certaine mesure (c'est-à-dire hors »



Jérôme Halbout

» l'effet de la spéculation financière) un prix de marché élevé pendant plusieurs années. Avec la décision de l'Arabie Saoudite de regagner des parts de marché aux dépens des producteurs les plus chers, en inondant le marché de pétrole à bas prix, le baril additionnel n'est plus le plus cher à produire, et le marché est soumis à une chute libre des cours là où on nous aurait expliqué il y a peu de temps que les tensions géopolitiques auraient dû résulter en une prime à un prix haut du pétrole!

La plupart des projets pétrole-gaz africains visent à l'exportation vers les marchés internationaux, à cause de l'insuffisance de la demande et de l'infrastructure de consommation locale, et des risques politiques et sur les devises (dévaluation, libre transférabilité, etc.) auxquels sont exposés les projets locaux. Corrélativement, la taille et l'investissement que de tels projets requièrent sont souvent disproportionnés aux économies et moyens d'investissement locaux, souligne Jérôme Halbout.

Alors que, dans l'environnement actuel de bas prix du baril, de nombreux investissements sur des projets à l'exportation sont reportés voire annulés, les opportunités s'ouvrent toutefois sur des projets locaux, en particulier pour l'exploitation de gisements de gaz à terre (ie. à une fraction du coût des projets « offshore ») trop petits pour justifier un investissement d'exportation mais qui peuvent s'avérer précieux pour desservir la demande énergétique locale, sou-

ligne Jérôme Halbout. Ceux-ci peuvent bénéficier de prix à référence locale, parfois plus avantageux que les fluctuations des marchés de matières premières internationaux. C'est aussi l'occasion de développer davantage les compétences locales, former localement et créer des filières professionnelles qui dépassent le seul segment de la production d'hydrocarbures et couvrent également les infrastructures et services de distribution, pense Jérôme Halbout.

L'environnement actuel est particulièrement dur pour les « indépendants », compagnies de taille moyenne qui se positionnent traditionnellement sur des provinces géologiques hors des sentiers battus. Le rôle des indépendants a été essentiel depuis de nombreuses années soit pour initier plusieurs très grandes découvertes en Afrique, comme par exemple en Uganda ou au Ghana (Tullow) soit pour reprendre les gisements découverts autrefois par les majors dans des conditions économiques plus agiles (Perenco, etc.).

« *Cependant, de nombreux opérateurs indépendants sont actuellement financièrement à risque sur leurs investissements existants car les revenus tirés du brut ont été brutalement divisés par deux ou trois en deux ans seulement. De même, ils ne trouvent plus de capitaux les marchés financiers sur lesquels ils se financent traditionnellement, qui sont en état de choc et se détournent des investissements pétroliers. Il y a donc un réel problème à lancer de nou-*

*velles prospections qui fourniront le pétrole et le gaz des années à venir, lorsque les réserves de pétrole à bas coût seront moindres. Certains Majors s'y risquent cependant, soucieux d'identifier aujourd'hui les réserves de croissance de demain, mais les perspectives peu encourageantes de prix du pétrole pour 2016 devraient en décourager plus d'un,* conclut Jérôme Halbout.



## Le débat...

**Un large débat s'est engagé sur les thèmes suivants :**

- **Le contre-choc** actuel provient-il surtout de l'abandon du rôle de producteur d'appoint de l'Arabie Saoudite comme on a généralement tendance à souligner dans les médias ou plus particulièrement de l'émergence très rapide de la production de pétroles et gaz non conventionnels aux États-Unis ?
- **L'horizon temporel des investisseurs.** L'évolution de l'offre dans le contexte de bas prix et de report de projets ramènera-t-elle l'équilibre offre et demande et à quelle échéance ? L'appréciation par les différentes parties prenantes (com->>



Michel de Fabiani

» pagnies, indépendants, fournisseurs et gouvernements) sur la nature et la durée du cycle de baisse sera déterminante sur l'ampleur de la baisse des investissements et la perte en termes de capital humain de haute technicité.

- **La perte de capital humain** posera à nouveau problème pour le marché de l'emploi dans l'industrie pétrolière et parapétrolière qui souffre déjà de trous démographiques dans la tranche 45-55 ans en raison de vagues de licenciements antérieurs.

- La situation actuelle de réduction des investissements des groupes internationaux et majors, pourrait-elle représenter une chance pour le redéploiement sur des filières énergétiques endogènes et locales?

**Michel de Fabiani (Chambre de Commerce et d'Industrie Franco-Britannique)**

« L'arbitrage entre dividendes et investissements est une autre question. Les compagnies devront aussi envisager de réduire les dividendes pour lisser leurs baisses d'investissements

Parallèlement, elles devraient éviter une trop grande pression sur leurs fournisseurs du secteur parapétrolier dont la pérennité est une garantie de bon fonctionnement.

*S'agissant des énergies renouvelables, l'Afrique ne doit pas commettre la même erreur que l'Europe en voulant développer toutes les ENR dans tous les pays ou toutes les régions. Si l'on est sélectif des pays africains pourront réussir rapidement. »*

**Édouard Dahomé, Président de DRH Énergie et ancien directeur d'EDF Afrique**

« Comment convertir le grand potentiel hydroélectrique de l'Afrique en production durable qui pourrait générer davantage de richesse endogène et entrer dans les objectifs issus de la COP21 ? Il reste vrai que de grands projets tels qu'Inga en RDC ne pourront voir le jour que lorsqu'ils auront trouvé leurs clients au Congo et dans d'autres régions du continent comme l'Afrique du Sud. L'électri-

cité devient alors une énergie positive, facteur de développement régional qui favorise aussi les échanges sud-sud ».

**Christian Stoffaes, conseiller auprès de Jean-Louis Borloo, Fondation Énergies pour l'Afrique**

« L'électrification durable de l'Afrique reste une priorité absolue. Ban Ki Moon a rajouté l'accès à l'énergie aux grands objectifs du millénaire. L'objectif de créer une grande agence de l'électrification africaine progresse. Celle-ci sera un accélérateur du développement de l'Afrique. Les initiatives sont nombreuses mais éparses. C'est la raison pour laquelle la création d'une agence à objet unique, dédiée à l'électrification de l'Afrique, dirigée par les Africains et pour les Africains est indispensable » ■

## Contacts ADEA

- Jean-Pierre Favennec - président - Tel: 33 (0)6 08 49 19 15  
jean-pierre.favennec@adea-africa.org
- Philippe Lambert - vice président - Tel: 33 (0)6 07 36 56 33  
philippe.lambert@adea-africa.org
- François Verdier - vice président - Tel: 33 (0)6 88 38 18 19  
francois.verdier@adea-africa.org
- Latifa Hanifi - Secrétariat - Tel: 33 (0)1 47 16 97 92  
latifa.hanifi@adea-africa.org

Nous remercions la Fondation Énergies pour l'Afrique, présidée par Jean-Louis Borloo, pour son soutien