



L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest : État des lieux

Jean-Pierre Favennec, Philippe Copinschi

► **To cite this version:**

Jean-Pierre Favennec, Philippe Copinschi. L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest : État des lieux : Cahiers du CEG, n° 33. 1999. hal-02437351

HAL Id: hal-02437351

<https://hal-ifp.archives-ouvertes.fr/hal-02437351>

Preprint submitted on 13 Jan 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Centre Économie et Gestion

L'amont pétrolier en Afrique de l'Ouest

État des lieux

Jean-Pierre Favennec

Philippe Copinschi

octobre 1999

Cahiers du CEG - n° 33

ÉCOLE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS

Centre Économie et Gestion

228-232, avenue Napoléon Bonaparte

92852 RUEIL-MALMAISON CEDEX

télécopieur : 01 47 52 70 66 - téléphone : 01 47 52 64 10

La collection "Cahiers du CEG" est un recueil de présentations de travaux réalisés au Centre Économie et Gestion de l'École du Pétrole et des Moteurs, Institut français du Pétrole, travaux de recherche ou notes de synthèse. Elle a été mise en place pour permettre la diffusion de ces travaux, parfois sous une forme encore provisoire, afin de susciter des échanges de points de vue sur les sujets abordés.

Les opinions émises dans les textes publiés dans cette collection doivent être considérées comme propres à leurs auteurs et ne reflètent pas nécessairement le point de vue de l'École du Pétrole et des Moteurs ou de l'IFP.

Pour toute information complémentaire, prière de contacter :

Nathalie ALBA-SAUNAL *tél.* : 01 47 52 64 10

The "Cahiers du CEG" is a collection of articles carried out at the Center for Economics and Management of the IFP School, Institut Français du Pétrole. It is designed to promote an exchange of ideas on the topics covered.

The opinions expressed are the sole responsibility of the author(s) and do not necessarily reflect the views of the IFP School or IFP.

For any additional information, please contact :

Nathalie ALBA-SAUNAL *tél.* : + 33 1 47 52 64 10

Résumé

La région du Golfe de Guinée en Afrique de l'Ouest est l'une de celles dont la production et les réserves ont le plus considérablement augmenté depuis quelques années, essentiellement grâce à l'offshore. C'est également là que se sont faites les plus spectaculaires découvertes de ces dernières années notamment en mer profonde. Les faibles coûts de production et le bon accueil réservé aux investisseurs étrangers font de la région une destination de choix pour toutes les grandes compagnies internationales, même si les incertitudes et les tensions politiques demeurent et fragilisent la situation.

Dans ces conditions, les relations qu'entretiennent les États hôtes avec les compagnies pétrolières étrangères évoluent : au-delà des aspects purement formels de ces nouveaux rapports (voir encadré consacré aux contrats pétroliers), c'est tout l'ancien système des "chasses gardées" qui est remis en cause par l'ouverture de plus en plus grande du secteur aux lois de la concurrence.

Neuf pays seront développés en détail : le Nigeria, l'Angola, le Gabon, le Congo, le Cameroun, la Guinée Equatoriale, la Côte d'Ivoire et le Tchad.

1. Présentation

Montée en puissance de l'Afrique de l'Ouest

Cinquième région productrice de pétrole en 1989, l'Afrique, dans son ensemble, tend, dix ans plus tard, à s'imposer comme un sérieux prétendant à la seconde place des régions pétrolières derrière le Moyen-Orient. Parmi les pays dont la production et les réserves ont le plus considérablement augmenté se trouvent plusieurs pays d'Afrique de l'Ouest regroupés autour du Golfe de Guinée. C'est dans cette zone d'intense activité que se sont faites les plus spectaculaires découvertes de ces dernières années. Plusieurs facteurs expliquent le boom actuel de l'exploration-production en Afrique sub-saharienne et particulièrement dans les pays du Golfe de Guinée : disparition, à l'intérieur des paysages politiques des États africains, des clivages idéologiques de la Guerre froide et ouverture généralisée au libéralisme économique et commercial (y compris dans les anciens pays marxistes comme l'Angola ou le Congo) permettant un accès plus large aux domaines miniers pour les compagnies étrangères, amélioration des techniques d'exploration et de production, notamment en offshore. De nombreuses découvertes ont été faites dans les récents mois en mer profonde, les plus significatives étant Girassol, Dalia, Rosa et Kuito en Angola, Moho au Congo, Zafiro en Guinée Equatoriale et Bonga au Nigeria. La taille importante des gisements et les caractéristiques d'exploitation (qualité du brut, facilité d'évacuation) devraient assurer la rentabilité de la production même en situation de prix bas. Les dépenses d'investissement dans l'offshore profond du Golfe de Guinée sont de l'ordre de 11 000 dollars par baril par jour (b/j.) de capacité maximum, soit l'équivalent des coûts en Mer du Nord, et les coûts de

production s'établissent autour de 6,5 dollars par baril¹. Mais l'ampleur des investissements nécessaires oblige, le plus souvent, les compagnies à monter de vastes consortiums afin de partager les coûts et les risques des opérations.

Cependant, si la faiblesse des coûts de production et d'évacuation du pétrole du Golfe de Guinée et le bon accueil réservé aux investisseurs étrangers rendent la région particulièrement attractive, les incertitudes politiques fragilisent la situation. En effet, aucun des pays de la zone (exception faite, du moins à court terme, du Gabon) n'est à l'abri de secousses politiques graves : la guerre en Angola entre le gouvernement et les rebelles de l'UNITA a repris alors que le Congo, le Nigeria et le Cameroun sont en proie à des tensions politico-ethniques récurrentes et souvent meurtrières. Néanmoins, une autre caractéristique de l'Afrique de l'Ouest est de n'avoir jamais (sauf au Nigeria) nationalisé les intérêts de production d'une compagnie étrangère. De plus, sauf lors de la guerre du Biafra (1967), aucune interruption prolongée de la production n'a eu lieu dans la région.

Le développement de la production offshore

À l'exception du Nigeria et du Gabon, où les gisements marins ne représentent encore qu'un tiers de la production, la plus grande partie du pétrole produit en Afrique de l'Ouest provient de l'offshore. L'une des raisons du développement rapide de l'offshore est l'instabilité politique qui règne dans les pays de la région : alors que les guerres civiles, le sabotage des installations pétrolières (pose de mines sur les champs pétroliers, destruction des pipelines, etc.) ou les intimidations dirigées contre les compagnies étrangères (enlèvement des cadres occidentaux) ont rendu les activités de production à terre relativement risquées (surtout en Angola, au Congo ou au Nigeria), l'offshore profond permet de se mettre hors de portée des menaces. En Angola notamment, tous les développements récents ont eu lieu en offshore juste hors d'atteinte de l'artillerie de l'UNITA, quitte à procéder ensuite à des forages horizontaux en direction de la côte.

L'exploration pétrolière de l'offshore profond (plus de 200 mètres de profondeur d'eau) en Afrique de l'Ouest n'a véritablement démarré qu'en 1993. Le nombre de forages d'exploration est ainsi passé de 15 en 1993 à 45 en 1999. Sur la cinquantaine de permis attribués dans les eaux profondes du Golfe de Guinée, 11 sont considérés comme particulièrement prometteurs :

¹ Chiffres cités par *Pétrole Informations* n° 1739, mars-avril 1999, p. 38.

Pays	Bloc	Opérateur
Angola	14	Chevron
	15	Exxon
	17	Elf
Congo	Haute Mer	Elf
	Marine IX	Shell
	Mer profonde Sud	Elf
	Mer profonde Nord	Exxon
Guinée Equatoriale	B	Mobil
Nigeria	OPL 211	Agip
	OPL 212	Shell
	OPL 219	Shell

Une vingtaine de champs ont commencé à produire et une vingtaine d'autres devraient être mis en production d'ici deux à trois ans. Les découvertes récentes les plus importantes sont :

Pays	Opérateur	Champ	Réserves estimées	Bloc
Angola	Elf	Girassol	700 millions de barils	17
		Dalia	1 milliard	17
		Rosa	700 millions	17
	Chevron	Kuito	1000 millions	14
		Landana	500 millions	14
		Kissanje	250 millions	15
Congo	Elf	Moho	400 millions	Haute Mer
Guinée Equatoriale	Mobil	Zafiro	350 millions	B
Nigeria	Shell	Bonga	750 millions	OPL 212

Sources : IFP et FT Energy Economist.

Tous ces gisements sont situés en offshore, profond le plus souvent. Du fait de ces découvertes à répétition, les réserves de la région du Golfe de Guinée ont atteint un taux de renouvellement de 200 % en 1997 et 1998. Sur les dix dernières années, elles ont ainsi augmenté de 30 %.

Évolution des relations entre États hôtes et compagnies pétrolières étrangères

Depuis plusieurs années, les États africains cherchent à diversifier leurs partenaires étrangers et à ne plus se limiter à des relations privilégiées avec une ou deux compagnies étrangères. Certes, Shell, Elf, Chevron et Agip conservent encore dans la région du Golfe de Guinée une place prépondérante. Mais la concurrence se fait de plus en plus forte entre compagnies étrangères avec l'arrivée d'Exxon, de Texaco, de Mobil ou de Total ainsi que de sociétés indépendantes nord-américaines comme Ranger Oil, Vanco ou Ocean Energy (ex-UMC). Poussées à l'internationalisation par l'épuisement progressif du potentiel pétrolier américain, ces compagnies indépendantes prennent position dans la région soit en reprenant des gisements petits ou anciens n'intéressant plus les Majors (comme l'illustre la récente reprise par Addax du champ Espoir en Côte d'Ivoire, deux ans après son abandon), soit en acquérant

des positions minoritaires dans les grands développements en cours. Le temps des “ chasses gardées ” semble révolu.

D'un autre côté, les États hôtes, du fait des difficultés financières auxquelles ils sont confrontés, ont de plus en plus tendance à assouplir les législations et les régimes fiscaux applicables aux compagnies pétrolières étrangères. Ainsi, les associations (*joint-ventures*), prisées depuis les années 70 par les gouvernements des pays producteurs parce qu'elles leur permettaient de s'intégrer pleinement à l'activité pétrolière, font progressivement place à des contrats de partage de production rédigés dans des termes généralement plus avantageux pour les compagnies étrangères. Le libéralisme économique prôné par les institutions financières internationales (FMI et Banque mondiale) et auquel se sont ralliés la plupart des chefs d'État africains depuis le début de la décennie semble être un élément moteur dans le développement de la production pétrolière dans le Golfe de Guinée.

2. Nigeria

Le Nigeria, membre de l'OPEP, est le premier producteur d'Afrique de l'Ouest et représente à lui seul près de 60 % de la production de la région. La part de l'offshore y est encore faible (40 %) en comparaison avec d'autres pays comme l'Angola. Le pétrole nigérian est principalement produit dans la région du delta du Niger à partir de quelque 250 champs de taille modeste (moins de 50 millions de barils de réserves chacun). La plupart des opérateurs sont les grandes compagnies occidentales, engagées dans des *joint-ventures* avec la société nationale, la NNPC, même si le développement de l'offshore se fait maintenant de plus en plus sur la base de contrats de partage de production.

Les principales associations sont :

Opérateur	Part	Partenaires	Part
Shell	30 %	NNPC	55 %
		Elf	10 %
		Agip	5 %
Chevron	40 %	NNPC	60 %
Mobil	40 %	NNPC	60 %
Agip	20 %	NNPC	60 %
		Phillips Petroleum	20 %
Elf	40 %	NNPC	60 %
Texaco	20 %	NNPC	60 %
		Chevron	20 %

Shell, première compagnie au Nigeria, produit, à partir d'une centaine de champs situés autour des terminaux de Bonny, au sud-est du pays, et de Forcados, plus à l'ouest, près de 40 % de la production totale nigériane, suivie de Mobil (25 %) et de Chevron (20 % à partir de 25 champs). Les autres compagnies européennes sont relativement peu présentes avec Agip (6 %) et Elf (4 %). BP-Amoco, acteur historique du secteur pétrolier nigérian revenu au Nigeria il y a huit ans (après quinze ans d'absence), a annoncé, après six années de recherches infructueuses, son intention de mettre en vente ses 220 millions de dollars d'actifs dans l'offshore profond. En 1998, les huit opérateurs présents dans l'offshore au Nigeria (Agip, BP

et Statoil, Chevron, Conoco, Elf, Mobil, Shell, Texaco) ont investi environ 300 millions de dollars. Il existe 6 terminaux : Bonny, Brass River, Escravos (Shell), Forcados (Shell), Qwa Iboe (Mobil), Odudu (Elf) et Pennington (Texaco).

Production pétrolière au Nigeria (mars 1999)		
Compagnie	Production (b/j.)	Part du total
Shell	830 000	40 %
Mobil	530 000	25 %
Chevron	410 000	20 %
Agip	125 000	6 %
Elf	90 000	4 %
Texaco	50 000	2 %
Conoco	20 000	1 %
Amni	16 000	1 %
Pan Ocean	3 000	-
Autres	12 000	-
Total	2 086 000	

Sources : Energy Intelligence Group.

Le Nigeria possède également d'importantes réserves de gaz naturel. Mais faute d'une infrastructure industrielle de qualité, la majorité (76 %) du gaz associé est brûlée à la torche. Les grands groupes pétroliers, Shell en tête, ont annoncé leur intention d'investir massivement dans la valorisation du gaz naturel nigérian et d'éliminer totalement le brûlage d'ici 2010. Dans le cadre d'une coopération régionale (au sein de la Communauté économique des États d'Afrique de l'Ouest), le Nigeria a signé des accords d'exportation de gaz avec plusieurs de ses voisins. Un projet de pipeline reliant les pays côtiers entre le Nigeria et la Côte d'Ivoire et dans lequel Chevron et Shell pourraient être impliquées est à l'étude. Enfin, une importante usine de liquéfaction de gaz devrait être achevée cette année à Bonny Island. La capacité de cette usine, dont l'opérateur technique sera Shell (25,6 % des parts) en association avec la NNPC (49 %), Elf (15 %) et Agip (10,4 %), sera dans un premier temps (démarrage fin 1999) de deux fois 2,9 milliards de mètres cube par an et sera étendue avec la construction un troisième train de 3,7 milliards de mètres cube par an et, éventuellement, d'extensions supplémentaires.

Deux problèmes majeurs freinent la croissance de la production au Nigeria. D'une part, les tensions politiques ou ethniques rendent les opérations des compagnies pétrolières, surtout dans les zones terrestres, particulièrement périlleuses : les enlèvements de cadres des compagnies occidentales, les actes de sabotage et les menaces y sont courants. À plusieurs reprises au cours de ces dernières années, les principales compagnies pétrolières étrangères (au premier rang desquelles Shell) ont dû suspendre une partie de leurs activités pour des raisons de sécurité. D'autre part, l'État nigérian, en proie aux difficultés économiques et financières sans fin, est incapable de faire face à ses engagements vis-à-vis des compagnies étrangères au sein des associations nouées avec la NNPC. Les arriérés de paiement de la compagnie nationale se comptent en centaines de millions de dollars et continuent à grossir : en 1998, seuls 2 des 3,7 milliards de dollars à charge de la NNPC ont été financés. Les compagnies étrangères réclament une diminution de la part détenue par la NNPC dans les *joint-ventures*, voire leur remplacement par des contrats de partage de production. La

corruption généralisée, autre révélateur du dysfonctionnement total des institutions politiques, économiques et sociales du pays, est un obstacle supplémentaire au développement de l'activité économique en général et pétrolière en particulier.

Malgré ces difficultés, les projets sont nombreux :

- Shell a mis à l'étude le champ de Bonga en mer profonde (1 200 m.) et prévoit d'investir au Nigeria plus de 8,5 milliards de dollars sur 5 ans (un record pour le continent africain) afin d'augmenter la production de 600 000 b/j. (soit +30 % de la production totale) et de développer les ressources en gaz naturel pour l'exportation (vers l'Espagne, la France, l'Italie et la Turquie),
- Mobil espère porter sa production au Nigeria (actuellement de 530 000 b/j, dont 110 000 de condensats du champ de Oso) à 1 million de b/j. d'ici 2002, en développant notamment le champ de Yoho (début de la production prévu en 1999, 75 000 b/j.),
- Chevron vient de mettre en développement deux champs marins importants : Ewan et Gdogoda.
- Shell, Chevron et Elf ont entamé la phase d'exploration sur une vingtaine de permis situés dans le nord et le centre du pays.

Le Nigeria possède quatre raffineries d'une capacité totale de 440 000 b/j. Mais l'insuffisance de maintenance et la mauvaise gestion, voire les actes de malveillance dont elles sont victimes, ne leur permettent pas de produire au maximum de leurs possibilités. Au cours de ces dernières années, le Nigeria s'est même retrouvé obligé de pallier les pénuries d'essence par l'importation de produits pétroliers. Deux raffineries sont situées à Port Harcourt : la plus grande (Rivers State), utilisée à 75 % de sa capacité de 150 000 b/j, et la plus ancienne (Alesa Eleme, d'une capacité de 60 000 b/j), construite dans les années 60 et actuellement fermée pour cause de vétusté. Ces deux raffineries sont censées approvisionner le nord et l'est du Nigeria en produits pétroliers. La seconde grande raffinerie, d'une capacité de 120 000 b/j (mais ne produisant ces dernières années qu'environ 75 000 b/j en raison de fermetures à répétition), se trouve à Warri, dans le sud-ouest du pays. La dernière raffinerie, celle de Kaduma (capacité de 110 000 b/j) située dans le nord près de la capitale Abuja, a été fermée en mai 1997 à la suite de l'explosion d'une unité de refroidissement².

Des projets de remise en fonctionnement normal des raffineries ont été développés impliquant la participation de compagnies pétrolières étrangères en partenariat avec la NNPC (et ainsi la perte de monopole de la NNPC sur les activités de raffinage). Total a ainsi pris la charge de celle de Kaduma, Shell et Mobil ayant fait des propositions pour la reprise des trois autres.

3. Angola

L'Angola est, depuis le milieu des années 80, le second producteur d'Afrique sub-saharienne. Essentiellement issue, à l'origine, des gisements terrestres de Kwanza (Pétrofina) et de ceux situés au large de Soyo (Pétrofina) et de l'enclave de Cabinda (Chevron) en eau peu profonde, la production pétrolière s'est élargie à l'offshore profond au cours de ces dernières années. Les risques importants que les combats font courir aux installations pétrolières terrestres ou

² Estimations de la production des raffineries : US Energy Information Administration (mars 1999).

proches de la côte³, la baisse des coûts d'exploration et de production en mer profonde et l'attitude conciliante (*businesslike*) du gouvernement dos Santos (du Mouvement populaire de libération de l'Angola (MPLA), ancien parti unique marxiste) envers les compagnies étrangères ont permis le développement rapide de la production offshore. Celle-ci représente actuellement 95 % de la production totale du pays et ce chiffre devrait encore augmenter puisque 85 % des réserves terrestres ont déjà été extraites.

Actuellement, sur les 750.000 b/j. produits en Angola, plus de la moitié (420 000 b/j) est issue du bloc 0 opéré par Chevron et situé au large de Cabinda, le reste provenant essentiellement des blocs marins 3 (200 000 b/j) et 2 (100 000 b/j) opérés respectivement par Elf et Texaco. Le solde est assuré par les champs terrestres de Fina (20 000 b/j) ainsi que par les deux champs marins du bloc 4 : Kiame (7 000 b/j - opéré par Ranger Oil) et Kiabo (5 000 b/j - Sonangol, la compagnie nationale). Mais plusieurs découvertes importantes ont été faites dans l'offshore profond ces dernières années :

Bloc	Opérateur	Champ	Réserves (barils)	Découverte
14	Chevron	Kuito	1000 millions	1997
		Landana	500 millions	1997
		Benguela		1998
		Belize		1998
15	Exxon	Kissanje	250 millions	1998
		Marimba		1998
		Hungo		1998
		Dikanza		1998
16	Shell	Bengo	100 millions	1994
17	Elf	Girassol	700 millions	1996
		Dalia	1000 millions	1997
		Rosa	700 millions	1998
		Lirio		1998

Sources : IFP et FT Energy Economist.

Grâce à la mise en production prochaine (d'ici un ou deux ans) de plusieurs de ces champs géants, la production pétrolière angolaise devrait atteindre le million de barils par jour en 2001 et 1,22 million en 2004 (contre 735 000 en 1998 et 230 000 en 1985). Avec ces découvertes importantes et les possessions antérieures (notamment le bloc 0), Chevron et Elf (deuxième producteur du pays avec 26 % de la production, soit 220 000 b/j) devraient conforter leurs positions en Angola en assurant à eux deux 83 % de la production future du pays. Ces deux compagnies devraient, au total, investir d'ici 5 ans entre 7 et 8 milliards de dollars dans le pays. Texaco, troisième opérateur, ne contribue à la production angolaise qu'à hauteur de 80 000 b/j, soit environ 10 % du total.

Les firmes étrangères se bousculent actuellement en Angola et n'hésitent pas, pour acquérir des périmètres nouveaux, à verser de substantiels bonus de signature (parfois supérieurs à 100 millions de dollars par bloc). Au total, environ 50 milliards de dollars devraient être

³ Une partie de ces installations sont d'ailleurs fermées en raison de la situation politique et militaire et le terminal de Malongo (Cabinda), destination du pétrole produit par Chevron sur le bloc 0, fait l'objet d'une défense armée permanente.

investis par les compagnies pétrolières dans l'exploration et le développement de l'offshore profond et ultra profond angolais dans les dix prochaines années, soit près de l'équivalent du PNB de l'Angola sur cette même période. La disponibilité des équipements d'exploration ou de forage en eau très profonde étant largement inférieure aux besoins, il est en effet stratégique pour les compagnies de parvenir à acquérir les blocs contigus de manière à pouvoir bénéficier d'économies d'échelle (tant au moment de l'exploration que lors de la production ou de l'évacuation de la production par pipeline ou navire). Elf a ainsi bataillé pour obtenir le bloc 32, voisin du prolifique bloc 17. En raison des coûts d'investissement élevés dans l'offshore, seules les grandes compagnies sont présentes en Angola : à peine une quinzaine d'opérateurs maîtrisent la technologie nécessaire pour l'offshore profond. Ainsi, si le gouvernement angolais semble parfaitement parvenir à faire jouer la concurrence entre compagnies étrangères au moment de l'allocation des blocs pour la prospection, il a été obligé d'établir des régimes fiscaux sur mesure pour Elf et Chevron, opérateurs sur les deux blocs (17 et 14) où ont été faites les plus importantes découvertes récentes de l'offshore angolais, et ce malgré son impérieux besoin de financement : la guerre entre le gouvernement et l'UNITA a repris malgré les efforts de paix déployés par la Communauté internationale depuis la signature d'un accord de paix (le Protocole de Lusaka) en novembre 1994 sensé mettre fin aux hostilités avec la rébellion. Cette guerre coûte à l'État environ un million de dollars par jour, sans compter les dépenses engendrées par l'engagement militaire de l'Angola au Congo-Brazzaville et en République démocratique du Congo (RDC). Très fortement endetté (la dette représente 450 % du PNB), l'Angola, dont le produit intérieur brut dépend à 60 % du secteur pétrolier, a passé des accords avec certains de ses créanciers (Brésil et Portugal notamment) afin de pouvoir rembourser une partie de la dette en nature, sous forme de pétrole brut. Les exportations de pétrole brut rapportent quelque 5 milliards de dollars par an au pays.

L'Angola ne possède qu'une seule raffinerie sur son sol. Située près de la capitale Luanda et détenue conjointement par Fina (61 %, opérateur), Sonangol (36 %) et des investisseurs privés (3 %), elle produit environ 32 000 b/j dont la plus grande partie est destinée à l'armée et une petite partie exportée vers les États-Unis. Un projet d'établissement d'une seconde raffinerie a été annoncé début 1998. D'une capacité de 200 000 b/j, elle devrait être construite à proximité de la ville de Lobito (côte centrale) pour 1 milliard de dollars et exporter sa production vers les pays de la région⁴.

4. Gabon

Depuis les années 50 et les premières découvertes de pétrole, le Gabon, membre de l'OPEP entre 1975 et 1995, a tiré l'essentiel de ses ressources budgétaires et de ses recettes d'exportation de son industrie pétrolière. Cela lui a permis d'assurer une certaine stabilité politique et un développement économique particulièrement enviable à l'aune des performances africaines. Avec un PIB par habitant de 6 300 dollars en 1997⁵ le Gabon se trouve au quatrième rang sur le continent derrière l'île Maurice, l'Afrique du Sud et le Botswana et très loin devant les autres pays de la région. Mais depuis le contre-choc de 1986, les difficultés financières de l'État (augmentation considérable de l'endettement extérieur et

⁴ Information donnée par l'US Energy Information Administration (mai 1998), reprise dans *Petroleum Economist*, décembre 1998, p.10.

⁵ En parité de pouvoir d'achat. Cela place le Gabon à un niveau comparable à celui de la Pologne ou de la Turquie.

alourdissement du service de la dette, obligation de faire appel à l'aide du FMI et de la Banque mondiale) et l'absence de nouvelles découvertes notables (à l'exception du champ de Rabi-Kounga découvert par Shell en 1985 et mis en production en 1989) ont considérablement assombri les perspectives économiques du pays. Le Gabon s'est fait, depuis le milieu des années 80, déposséder de sa place de second producteur d'Afrique de l'Ouest par l'Angola.

La production a débuté dans les années 50 et 60 autour des champs terrestres d'Elf situés à proximité de Port Gentil. Dans les années 70 et 80, l'essentiel de la production fut assuré par le champ géant onshore de Gamba (opéré par Shell) et par les champs marins opérés par la compagnie française, notamment Anguille, Hylie, Baudroie, Torpille ou Grondin. Depuis 1990, seule la mise en production du champ géant de Rabi et de ses satellites a modifié ces données.

Shell, qui assure plus de 60 % de la production du Gabon grâce aux champs de Gamba et de Rabi-Kounga, est le premier opérateur du pays devant Elf. Elf-Gabon, détenue par Elf Aquitaine (57 %), l'État gabonais (25 %) et des investisseurs privés (18 %), opère sur une trentaine de champs, principalement situés en mer. Plusieurs champs découverts par Elf sont actuellement en développement. C'est le cas de Vanneau et de Pélican, où la compagnie espagnole Repsol détient également des intérêts. En dehors de Shell et Elf, les huit autres compagnies étrangères présentes au Gabon en tant qu'opérateurs sont : Total/Energy Africa, Amoco, Phillips, Amerada Hess, Arco, Marathon/Santa Fe, Occidental et Vaalco. La compagnie Kelt (devenue Perenco) vient d'acquérir plusieurs licences.

Au contraire des autres pays de la région, l'exploration offshore n'a pas donné au Gabon de résultats prometteurs et seul un tiers de la production actuelle provient de l'offshore (surtout de gisements anciens et en phase descendante comme Anguille, Hylie ou Baudroie, opérés par Elf). Seule la découverte du champ de Rabi-Kounga (détenu par Shell 42,5 % et opérateur, Elf-Gabon 47,5 % et Amerada Hess 10 %), dont les réserves atteignent les 440 millions de barils, a pu relancer un temps la production pétrolière du pays. Ce champ, comptant plus de 60 puits horizontaux et 50 verticaux, fournit actuellement 215 000 des 350 000 b/j (soit 61 %) de la production gabonaise. Celle-ci reste essentiellement le fait de champs de taille modeste en onshore ou en offshore peu profond. Aucun projet de grande ampleur n'existe actuellement dans l'offshore gabonais. Comme les réserves sont relativement limitées, on estime qu'en l'absence de nouvelles découvertes du type Rabi-Kounga, la production devrait décliner rapidement et disparaître vers 2015. Pour cette raison, le gouvernement tente de relancer l'exploration dans l'offshore profond en attirant les compagnies étrangères par le biais de conditions fiscales et contractuelles attrayantes.

Cependant, la faiblesse des réserves du pays offrant peu de perspectives à long terme, les compagnies étrangères semblent être de moins en moins tentées d'investir au Gabon : lors du dernier appel d'offre pour l'exploration de 12 blocs en offshore ultra profond lancé en 1998, seules trois Majors (Elf, Texaco et Chevron) ont déposé des offres, malgré les termes avantageux proposés par le gouvernement gabonais. Tant Elf que Shell semblent être entrées dans une logique de repli, limitant leurs investissements et révisant leurs opérations dans le pays à la baisse. Pour cette raison, le Gabon attire de plus en plus les compagnies indépendantes de taille moyenne (généralement nord-américaines) comme l'illustre la mise sur pied, en décembre 1998, d'un consortium regroupant Total (28 %, opérateur), Unocal

(25 %), Vanco Energy (22 %), KerrMcGee (14 %) et Reading and Bates Development (11 %) pour l'exploration de deux blocs en offshore ultra profond (blocs Anton Marin et Astrid Marin). Plusieurs champs de taille modeste (Tchatamba sur le bloc Kowe (opéré par Marathon : 15 000 b/j), Limande (Agip), Moukouti (Perenco) ou Etame (Vaalco Energy)) sont entrés en production l'année dernière : ils sont, pour la plupart, le fait de compagnies indépendantes nord-américaines.

5. Congo

Le Congo-Brazzaville est devenu le quatrième producteur de pétrole de l'Afrique de l'Ouest, devançant ainsi le Cameroun. L'offshore fournit la quasi-totalité de la production congolaise, et d'importants efforts d'exploration et de développement ont été entrepris dans l'offshore profond, autour notamment du champ de Kitina (plus de 100 millions de barils de réserve pour une production qui devrait s'établir autour de 50 000 b/j.), sur le bloc Marine VII (opéré par Agip (37,75 %), avec Hydro Congo (35 %) et Chevron (29,25 %), et mis en production en 1998) et du champ de Moho découvert par Elf en 1995 sur le bloc Haute Mer et dont les réserves sont estimées à 400 millions de barils. Six autres champs, rassemblant environ 650 millions de barils de réserves, devraient bientôt entrer en production. Ces différents champs devraient faire l'objet d'un investissement global de 2,3 milliards de dollars, une grande partie étant destinée au développement de Moho.

A l'heure actuelle, le champ en production le plus important est celui de N'Kossa, découvert en 1984, opéré par Elf (51 %), avec Chevron (30 %), Hydro Congo (15 %) et Engen (Afrique du Sud, 4 %) et entré en production en 1996. Les réserves de N'Kossa sont estimées à 500 millions de barils et la production atteint 100 000 b/j. Les autres grands champs du pays sont actuellement en déclin : Tchibouela (découvert en 1983, opéré par Elf, production de 40 000 b/j), Zatchi (1980-Agip-30 000 b/j), Sendji (1973-Elf-17 000b/j) et Loango (1972-Agip-17 000 b/j). Emeraude, principal champ dans les années 80 au moment où 50 000 b/j y étaient produits, n'a plus qu'une production résiduelle (quelques milliers de barils par jour), bien que ses réserves soient encore importantes (plusieurs centaines de millions de barils). Elf, opérateur du champ, juge pour le moment ces réserves inexploitable en raison de la médiocre qualité du brut (22°API). Tous ces champs (à l'exception de N'Kossa) sont reliés par un réseau de pipelines au terminal côtier de Djeno.

Avant même la mise en production effective de Moho, Elf revendique déjà la place de premier opérateur au Congo avec une production de 130 000 b/j (soit 50 % de la production totale congolaise), suivi d'Agip avec 90 000 b/j (35 %). Mais Elf contrôle directement ou indirectement près de 80 % de la production du pays. En tout, une dizaine de compagnies étrangères se partagent la vingtaine de champs marins que compte le Congo : en plus d'Elf et Agip, Shell, Exxon, Chevron, Occidental et Amoco sont également actifs au Congo.

Comme ailleurs dans la région, l'économie du Congo est rapidement devenue extrêmement dépendante de ses hydrocarbures : la moitié de la richesse du pays provient du secteur pétrolier, tout comme les deux tiers du budget de l'État et 90 % des recettes d'exportation. Or, depuis 1994, les difficultés financières de l'État congolais ont obligé le gouvernement à modifier les termes des contrats passés avec les compagnies étrangères : alors que jusqu'à présent le contrat type prévoyait systématiquement la création d'une association avec la compagnie nationale (Hydro-Congo), les nouveaux permis sont accordés sous la forme de

contrats de partage de production, plus appréciés par les compagnies étrangères. Elf et Agip ont obtenu des contrats de ce type pour les champs de N’Kossa et de Kitina. Occidental bénéficie du même type d’accord pour les blocs Marine XI et Marine XII sur lesquels il est opérateur avec 85 % des parts.

6. Cameroun

Depuis le contre-choc pétrolier de 1986, le Cameroun s’était enfoncé dans la crise économique. Du fait du gaspillage des revenus pétroliers et de la baisse des cours du pétrole (et des autres matières premières que produit et exporte le Cameroun comme le café, le coton ou le cacao), l’endettement de l’État a énormément gonflé et le seul service de la dette atteint aujourd’hui 30 % de la valeur des exportations. Cependant, la dévaluation du franc CFA en 1994 a permis de stabiliser puis de relancer l’économie du pays. Depuis quatre ans, la croissance est forte, l’inflation plus ou moins maîtrisée et le budget du gouvernement en excédent (comme le prescrivent les recommandations des institutions financières internationales, FMI et Banque mondiale).

Dans le même temps, l’absence de découvertes pétrolières importantes susceptibles de renouveler les réserves a entraîné une baisse continue de la production : en 10 ans, la production pétrolière a diminué de 33 % en passant de 180 000 b/j en 1985 à 120 000 b/j actuellement. Seule la mise en production par la compagnie Kelt Energy (devenue Perenco) d’un petit gisement (Kribi) sur la côte méridionale en 1997 a permis d’enrayer la baisse de la production grâce à ses 17 000 b/j. Mais en réalité, seules des découvertes dans l’offshore profond, bientôt ouvert à la prospection, pourraient relancer durablement la production en reconstruisant les réserves du pays (75 % des réserves recouvrables totales avaient été produites en 1997).

Débutée par Elf dans le bassin de Douala dans les années 1960, la production pétrolière au Cameroun a bénéficié de l’arrivée de Mobil, Shell et Total à la fin des années 60 et des nombreuses découvertes dans le Bassin du Rio del Rey au cours des années 70. Elle était de 58 000 b/j en 1980 et atteint son sommet (180 000 b/j) en 1985. C’est dans cette phase de croissance que la Société Nationale des Hydrocarbures (SNH) fut fondée afin d’assurer les intérêts de l’État dans le secteur pétrolier. La production se concentre aujourd’hui autour de deux pôles : le bassin du Rio del Rey, dans le nord du pays en eau peu profonde où Elf et Shell-Pecten se partagent l’essentiel de l’activité et le bassin de Douala/Kribi-Campo.

Elf, présente depuis 1951, continue à dominer l’industrie pétrolière camerounaise puisque la compagnie française possède 50 % des permis et opère une cinquantaine de champs dont Ekoundou et Kombo, deux des plus importants du pays. Le Cameroun ne représente cependant que 3 % de la production du groupe en Afrique. Shell, seconde compagnie étrangère après Elf via sa filiale Pecten, possède une série de permis sur des zones non explorées. Mais, en l’absence de découvertes significatives depuis plusieurs années, Shell a décidé de se retirer en revendant ses avoirs à de petites compagnies indépendantes. D’autres Majors comme Total, pour qui l’enjeu du Cameroun n’est pas essentiel, ont également cédé leurs diverses participations dans l’exploration-production. Phillips Petroleum, Perenco ou les firmes canadiennes Trophy Petroleum et Euroil ont ainsi pu faire leur entrée sur la scène pétrolière camerounaise.

Un contentieux frontalier oppose le Cameroun au Nigeria à propos de la péninsule de Bakassi dont on soupçonne le sous-sol de contenir d'importantes réserves de pétrole. La récente décision de la Cour Internationale de Justice de La Haye de se reconnaître compétente sur le problème constitue une première victoire diplomatique pour le Cameroun.

7. Guinée Equatoriale

Le champ de Zafiro, opéré par Mobil (qui en détient 71,25 % des parts) et entré en production en octobre 1996, fournit actuellement environ 80 000 b/j. Mais cette production devrait continuer à augmenter grâce à la découverte de gisements satellites. La production totale du pays atteint 100.000 b/j., provenant des champs de Zafiro et d'Alba (20 000 b/j de condensats) en activité depuis 1991 et le pétrole représente dorénavant 45 % des exportations totales de la Guinée Equatoriale. Près d'un milliard de dollars d'investissement⁶ sont encore nécessaires pour la valorisation de Zafiro et de ses satellites dont les réserves sont estimées à plus de 300 millions de barils. Bien qu'une certaine incertitude règne quant à l'avenir pétrolier du pays dans la mesure où les réserves actuelles ne représentent qu'une dizaine d'années de production, les compagnies étrangères se livrent dorénavant à une concurrence se traduisant par l'arrivée en force d'Elf (qui vient de se voir attribuer un important permis) et dont le gouvernement équato-guinéen semble pouvoir tirer parti : Mobil et Ocean Energy, les deux compagnies qui dominaient jusqu'alors le secteur, viennent de revoir les termes des contrats de partage de production dans un sens plus favorable à l'État.

La souveraineté de la Guinée Equatoriale sur le pétrole de Zafiro est contestée par le Nigeria : Elf, présente sur le bloc nigérian OML 102 situé à 3 km de Zafiro affirme que des données sismiques montreraient que le champ s'étend en zone nigériane et réclame par conséquent le partage de l'exploitation du champ.

8. Côte d'Ivoire

Producteur de taille relativement modeste (20 000 b/j en 1997), la Côte d'Ivoire tente de relancer son industrie pétrolière et gazière avec pour objectif de quintupler la production d'ici deux à trois ans, grâce à l'offshore profond, dont le potentiel est estimé à plusieurs milliards de barils. Cette politique passe par l'appel aux investisseurs privés internationaux, par le biais d'une nouvelle législation pétrolière plus souple. Ces dernières années, plusieurs blocs marins ont ainsi été attribués, principalement à des Indépendants nord-américains, les Majors restant, pour l'instant, peu attirées par le pays. Dans la même logique, la compagnie nationale, Petroci, a fait l'objet de plans de restructuration se traduisant notamment par son ouverture au capital privé. Mais en l'absence de nouvelles découvertes, la production ne devrait pas, dans le meilleur des cas, dépasser les 45000 b/j en 2 000, à partir des champs déjà en activité comme Lion (pétrole et gaz) et Panthère (gaz et condensats), tous deux découverts en 1994 et opérés par Ocean Energy. Le champ Espoir, opéré par Phillips Petroleum, a été fermé en 1998 en raison de ses coûts de production trop élevés mais la production pourrait reprendre sous l'égide d'un autre opérateur. Ocean Energy, très active en Côte d'Ivoire, y a fait, au cours de

⁶ Source : IFP.

ces dernières années, plusieurs découvertes dans l'offshore (Eland (gaz), Kudu (gaz), Ibex (gaz et pétrole)) et pourrait construire une unité de récupération de GPL (propane et butane) d'une capacité de 20 000 à 50 000 b/j. Une autre compagnie indépendante, Apache Corporation, a investi 90 millions de dollars dans le développement de Foxtrot, l'un des principaux champs de gaz du pays, en vue de débiter la production dans le courant de 1999.

L'aval pétrolier fait également l'objet de grandes ambitions de la part des autorités ivoiriennes. Avec la privatisation partielle de la principale raffinerie du pays, la Société ivoirienne de raffinage (SIR), située dans la région d'Abidjan, le gouvernement entend favoriser l'éclosion d'une économie pétrolière et gazière centrée autour d'un complexe de raffinage moderne de taille internationale, faisant ainsi d'Abidjan "la Rotterdam de l'Afrique", c'est-à-dire la plaque tournante du marché africain des produits pétroliers et gaziers. La SIR, qui exporte sa production dans la plupart des pays de la région (Nigeria compris), pourrait voir sa capacité de raffinage (actuellement de l'ordre de 70 000 b/j) tripler d'ici 2005 grâce à un investissement de 2 milliards de dollars⁷. Elle est détenue par l'État ivoirien (46 %), les grandes compagnies pétrolières (Elf, Total, Shell, Mobil et Texaco - 47 %) et l'État burkinabé (6 %).

9. Tchad

Le Tchad devrait faire son entrée sur la scène pétrolière africaine dans les années à venir grâce au champ de Doha (au sud-ouest du pays). Le développement de ce champ devrait être rendu possible par la construction d'un oléoduc entre les gisements de Doha (dont les réserves sont estimées à plus d'un milliard de barils) et la côte camerounaise, au terminal de Kribi. Le projet, mené par Exxon (40 %, opérateur), Shell (40 %) et Elf (20 %), et partiellement financé par la Banque mondiale, prévoit d'évacuer le pétrole via un oléoduc long de 1 050 km (160 au Tchad et 890 au Cameroun) et avec un débit de 220 000 b/j. Le coût total du projet est de 3,5 milliards de dollars. Le Tchad devrait bénéficier de revenus de l'ordre de 5 milliards de dollars sur la durée de vie du projet (20 à 25 ans) et le Cameroun d'environ 500 millions de dollars en droits de transit. Au total, plus de 300 puits devraient être forés.

Ce projet fait l'objet d'une vive opposition de la part de certaines ONG en raison des risques potentiels qu'il ferait courir à l'environnement (l'oléoduc devant traverser des zones naturelles protégées) et des atteintes aux droits de l'homme qu'il provoquerait (expropriation de paysans, etc.). L'indemnisation des familles d'agriculteurs expropriés vient de commencer. Tripoli aurait fait une offre alternative en proposant de faire aboutir l'oléoduc sur les côtes libyennes (et de financer son coût) en cas d'échec du projet avec le Cameroun. En tout état de cause, le prix relativement faible du pétrole en 1998 et au début de l'année 1999 a retardé ce projet dont la rentabilité n'est toujours pas formellement assurée. Le conseil d'administration de la Banque mondiale devrait rendre son avis définitif à la fin du mois de juillet 1999.

⁷ Déclaration du ministre ivoirien de mines et des ressources pétrolières, reprises par l'US Energy Information Administration (mars 1998) et dans *Marchés tropicaux et méditerranéens*, hors série, décembre 1998.

Conclusion

L'Afrique sub-saharienne a ouvert son domaine pétrolier à la concurrence avec un succès certain : favorisée par un assouplissement des régimes fiscaux applicables aux compagnies pétrolières étrangères dans la plupart des pays de la région, l'arrivée de nombreux opérateurs nord-américains ou européens jusque-là exclus de fait des "chasses gardées" africaines a permis une considérable augmentation de l'activité pétrolière. Bénéficiant de réserves importantes et, grâce au progrès de l'exploration offshore, en progression constante, le Golfe de Guinée est ainsi devenu l'un des centres d'attraction du monde pétrolier. Il n'est cependant pas certain que tous les pays puissent en profiter pleinement. D'un côté, l'instabilité politique à laquelle doivent faire face les deux pays les plus prometteurs, le Nigeria et l'Angola, ne leur permet pas de traduire leur potentiel pétrolier en croissance économique durable. De l'autre, la dépendance technologique et financière des pays pétroliers de la région vis-à-vis des compagnies internationales oblige leurs gouvernements à modérer leurs exigences en matière de partage de la rente.

Déjà parus

CEG-1. D. PERRUCHET, J.-P. CUEILLE,

Compagnies pétrolières internationales : intégration verticale et niveau de risque.
Novembre 1990

CEG-2. C. BARRET, P. CHOLLET,

Canadian gas exports: modeling a market in disequilibrium.
Juin 1990

CEG-3. J.-P. FAVENNEC, V. PREVOT,

Raffinage et environnement.
Janvier 1991

CEG-4. D. BABUSIAUX,

Note sur le choix des investissements en présence de rationnement du capital.
Janvier 1990

CEG-5. J.-L. KARNIK,

Les résultats financiers des sociétés de raffinage distribution en France 1978-89.
Mars 1991

CEG-6. I. CADORET, P. RENO,

Élasticités et substitutions énergétiques : difficultés méthodologiques.
Avril 1991

CEG-7. I. CADORET, J.-L. KARNIK,

Modélisation de la demande de gaz naturel dans le secteur domestique : France, Italie, Royaume-Uni
1978-1989.
Juillet 1991

CEG-8. J.-M. BREUIL,

Émissions de SO₂ dans l'industrie française : une approche technico-économique.
Septembre 1991

CEG-9. A. FAUVEAU, P. CHOLLET, F. LANTZ,

Changements structurels dans un modèle économétrique de demande de carburant.
Octobre 1991

CEG-10. P. RENO,

Modélisation des substitutions énergétiques dans les pays de l'OCDE.
Décembre 1991

CEG-11. E. DELAFOSSE,

Marchés gaziers du Sud-Est asiatique : évolutions et enseignements.
Juin 1992

CEG-12. F. LANTZ, C. IOANNIDIS,

Analysis of the French gasoline market since the deregulation of prices.
Juillet 1992

CEG-13. K. FAID,

Analysis of the American oil futures market.

Décembre 1992

CEG-14. S. NACHET,

La réglementation internationale pour la prévention et l'indemnisation des pollutions maritimes par les hydrocarbures.

Mars 1993

CEG-15. J.-L. KARNIK, R. BAKER, D. PERRUCHET,

Les compagnies pétrolières : 1973-1993, vingt ans après.

Juillet 1993

CEG-16. N. ALBA-SAUNAL,

Environnement et élasticités de substitution dans l'industrie ; méthodes et interrogations pour l'avenir.

Septembre 1993

CEG-17. E. DELAFOSSE,

Pays en développement et enjeux gaziers : prendre en compte les contraintes d'accès aux ressources locales.

Octobre 1993

CEG-18. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX*,

L'industrie du raffinage dans le Golfe arabe, en Asie et en Europe : comparaison et interdépendance.

Octobre 1993

CEG-19. S. FURLAN,

L'apport de la théorie économique à la définition d'externalité.

Juin 1994

CEG-20. M. CADREN,

Analyse économétrique de l'intégration européenne des produits pétroliers : le marché du diesel en Allemagne et en France.

Novembre 1994

CEG-21. J.L. KARNIK, J. MASSERON*,

L'impact du progrès technique sur l'industrie du pétrole.

Janvier 1995

CEG-22. J.P. FAVENNEC, D. BABUSIAUX,

L'avenir de l'industrie du raffinage.

Janvier 1995

CEG- 23. D. BABUSIAUX, S. YAFIL*,

Relations entre taux de rentabilité interne et taux de rendement comptable.

Mai 1995

CEG-24. D. BABUSIAUX, J. JAYLET*,

Calculs de rentabilité et mode de financement des investissements, vers une nouvelle méthode ?

Juin 1996

CEG-25. J.P. CUEILLE, J. MASSERON*,

Coûts de production des énergies fossiles : situation actuelle et perspectives.

Juillet 1996

CEG-26. J.P. CUEILLE, E. JOURDAIN,

Réductions des externalités : impacts du progrès technique et de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Janvier 1997

CEG-27. J.P. CUEILLE, E. DOS SANTOS,

Approche évolutionniste de la compétitivité des activités amont de la filière pétrolière dans une perspective de long terme.

Février 1997

CEG-28. C. BAUDOIN, J.P. FAVENNEC,

Marges et perspectives du raffinage.

Avril 1997

CEG-29. P. COUSSY, S. FURLAN, E. JOURDAIN, G. LANDRIEU, J.V. SPADARO, A. RABL,

Tentative d'évaluation monétaire des coûts externes liés à la pollution automobile : difficultés méthodologiques et étude de cas.

Février 1998

CEG-30. J.P. INDJEHAGOPIAN, F. LANTZ, V. SIMON,

Dynamique des prix sur le marché des fiouls domestiques en Europe.

Octobre 1998

CEG-31. A. PIERRU, A. MAURO

Actions et obligations : des options qui s'ignorent.

Janvier 1999

CEG-32. V. LEPEZ, G. MANDONNET

Problèmes de robustesse dans l'estimation des réserves ultimes de pétrole conventionnel

Mars 1999

* une version anglaise de cet article est disponible sur demande