

Distr.  
GÉNÉRALE

UNCTAD/COM/89  
1 Octobre 1996

FRANÇAIS  
ANGLAIS  
SEULEMENT

## **CONFÉRENCE DES NATIONS UNIES SUR LE COMMERCE ET LE DÉVELOPPEMENT**

### **LE SECTEUR PÉTROLIER EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE**

#### **- SITUATION, DÉVELOPPEMENTS, ET PROSPECTIVES**

Claudine Sigam, consultante auprès de la CNUCED

Cette recherche a pu être menée à bien grâce au projet TP-INT/93/AOG, "Commercialisation des produits de Base et Politiques de Gestion des risques", financé par le gouvernement des Pays Bas.

La CNUCED remercie les nombreuses entreprises impliquées dans le secteur pétrolier qui ont bien voulu répondre à nos demandes d'information qui font la substance de cette étude: ADDAX, l'Association des Producteurs Pétroliers Africains, le CRES, MBendi Information Services, Petrogaz, Petrolin UK, Phibro et Tamoil. Certaines compagnies nationales africaines et Ministères de l'Energie nous ont apporté un concours précieux: il s'agit de GNPC (Ghana), NNPC (Nigéria), NOCZIM (Zimbabwe), NP (Sierra Leone), SNH (Cameroun), TPDC (Tanzanie), Ministères de l'Energie et des Mines (Burkina Faso et Namibie).

GE.96-51743

## TABLE DES MATIÈRES

<u>Chapitres</u>	<u>Paragraphes</u>
INTRODUCTION .....	i - v
I. PLACE DE L'AFRIQUE SUBSAHARIENNE DANS L'ECONOMIE PETROLIERE MONDIALE .....	1 - 24
A. Production de pétrole brut .....	1 - 8
B. Catégorie de brut produit .....	9 - 11
C. Consommation de produits pétroliers .....	12 - 15
D. Exportations .....	16 - 19
E. Importations .....	20 - 24
II. POIDS DES ECHANGES PETROLIERS DANS LES ECONOMIES NATIONALES .....	25 - 38
A. Poids dans le PIB .....	25 - 27
B. Incertitude des revenus d'exportations et coûts des importations .....	28 - 32
C. La manne pétrolière: atout ou fardeau ? .....	33 - 36
D. Une meilleure gestion est-elle possible ? .....	37 - 40
III. STRUCTURE DE L'INDUSTRIE PETROLIERE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE .....	41 - 66
A. Exploration et extraction .....	44 - 47
B. Raffinage .....	48 - 58
C. Stockage .....	59 - 61
D. Distribution et commercialisation .....	62 - 66
IV. MECANISMES DE FIXATION DES PRIX DES PRODUITS PETROLIERS ET METHODE DE COMMERCIALISATION .....	67 - 109
A. Les mécanismes de fixation des prix pétroliers au niveau international .....	67 - 90
B. Méthodes de commercialisation en Afrique subsaharienne .....	91 - 104
C. Mécanismes de fixation des prix domestiques .....	105 - 109
V. PROSPECTIVES .....	110 - 118
BIBLIOGRAPHIE	

## INTRODUCTION

i. Le commerce pétrolier est d'une importance capitale pour le continent africain. En 1993, sur un total de recettes d'exportation de 92 milliards \$ E.U., 40 % provenaient du seul secteur pétrolier. En ce qui concerne l'Afrique subsaharienne, composée de 49 pays et région couverte par cette étude, le pétrole rapportait à la même période un tiers de ses revenus d'exportation. Ces rentrées pétrolières étaient réalisées essentiellement par 7 pays; les autres étant des importateurs qui affectent plus d'un quart - voire parfois plus d'un tiers - de leurs ressources en devises à l'importation du pétrole.

ii. Le marché pétrolier international se caractérise par sa complexité. Les prix du brut et des produits pétroliers sont déterminés sur des marchés distincts mais interdépendants. Aux cotés des marchés du physique se sont développés des marchés dénommés "de papier", qui permettent l'adoption d'une multitude de stratégies commerciales pour tous les intervenants, quelle que soit leur taille. Ces stratégies vont de la transaction commerciale classique entre deux parties, à des formes plus élaborées intégrant la notion d'anticipation, la dimension temporelle et la prise en compte de nombreux acteurs.

iii. La Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement (CNUCED) s'intéresse depuis sa création aux questions relatives à la commercialisation des produits de base. Prenant acte des changements survenus dans les marchés au cours des années 1980, les gouvernements membres de la CNUCED, lors de la VIIIème conférence tenue en février 1992 à Cartagène, Colombie, décidèrent entre autres que "les pays en voie de développement doivent bénéficier d'une assistance dans le domaine des politiques commerciales en vue d'y intégrer différents mécanismes possibles tels l'utilisation des instruments financiers, pour gérer les risques de prix et autres risques liés aux produits de base".<sup>1</sup> En réponse à cette résolution, le Secrétariat de la CNUCED a développé un programme de travail qui s'articule autour d'activités de sensibilisation, de formation et de recherche. La présente étude fait partie intégrante d'un programme plus général abordant de façon pratique et analytique les problèmes de commercialisation, gestion des risques de prix et les nouveaux modes de financement dans le secteur des produits de base. Le volet pétrole a été particulièrement appuyé par le Gouvernement des Pays-Bas, à travers le projet TP-INT/93/AO9 qui rend possible cette étude. Ce projet a par ailleurs permis l'élaboration d'une étude antérieure sur un sujet parallèle<sup>2</sup>, ainsi que l'organisation d'une grande conférence panafricaine sur les questions de commercialisation, gestion des risques et financement dans le secteur pétrolier à Harare, Zimbabwe, en avril 1996.

iv. La présente étude analyse le secteur pétrolier en Afrique subsaharienne. Elle aborde notamment:

- les centres producteurs et perspectives de production;
- l'importance du pétrole pour les économies tant des importateurs que celles des exportateurs;
- l'impact de la volatilité des prix pétroliers sur les économies africaines;

---

<sup>1</sup> *Cartagena Commitment* (TD/364), para. 205.

<sup>2</sup> *Minerals and fuel price risks in Southern Africa, and possibilities for risk management* (UNCTAD/COM/69), 19 October 1995.

- l'analyse des secteurs de raffinage et distribution;
- l'analyse des systèmes de commercialisation et de fixation de prix utilisés dans les pays africains.

v. Enfin, à travers un essai de prospective, elle invite les Etats de la région subsaharienne à substituer à une vision statique des modes de commercialisation, une vision dynamique et adaptée, qui leur permettent progressivement de tirer meilleure partie des lois complexes et fluctuantes du marché pétrolier.

**Chapitre I****LA PLACE DE L'AFRIQUE SUBSAHARIENNE  
DANS L'ÉCONOMIE PÉTROLIÈRE MONDIALE****A. Production de pétrole brut**

1. La production pétrolière en Afrique date déjà du début du siècle, notamment en Egypte où les premières productions commencèrent dès 1910. Avec 6,86 millions de barils de pétrole brut produits quotidiennement dans le continent, l'Afrique représente aujourd'hui 10% du marché pétrolier mondial. Dans la région du sud du Sahara (région couverte par cette étude) dénommée Afrique subsaharienne, une modeste production pétrolière débute à la fin des années 1950. Cependant, elle ne deviendra significative qu'à partir du début des années 1970, avec l'exploitation des gisements de plusieurs pays de la région. En 1976, la production pétrolière subsaharienne était de 123 242 000 TM<sup>3</sup>, soit environ 2 463 420 barils de brut par jour (b/j). La mise en exploitation de nouvelles découvertes et l'amélioration des techniques de récupération assistée, notamment des condensats, ont depuis lors concouru à l'accroissement de la production subsaharienne de l'ordre de 26% comme le montre le tableau 1, de sorte qu'elle a dépassé 3,3 millions de b/j en 1995.

Tableau 1**Production pétrolière en Afrique Subsaharienne 1976-1995  
en 000 TM**

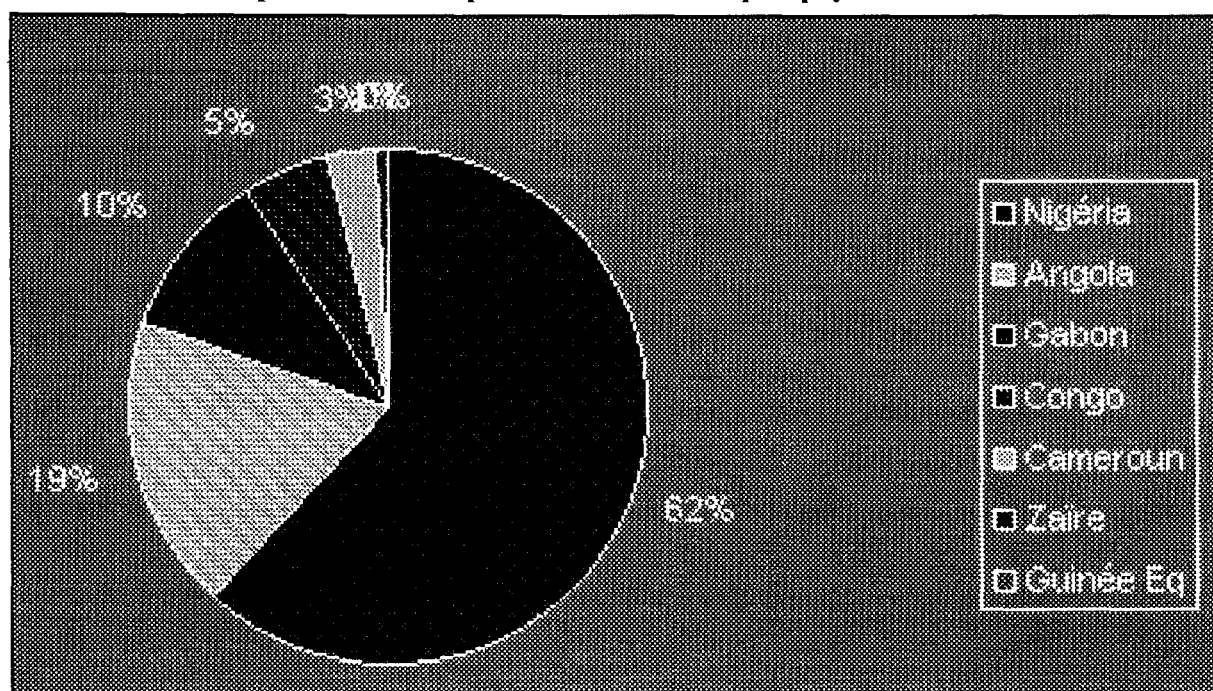
	1976	1985	1990	1994	1995
Nigéria	100 860	74 627	86 544	102 099	101 671
Angola	8 000	11 452	23 553	26 142	31 025
Gabon	11 376	7 592	13 800	15 876	17 187
Congo	2 010	5 937	7 584	9 003	8 772
Cameroun	-	9 170	8 292	6 543	5 050
Zaïre	996	1 270	1 441	1 214	1 516
Guinée Equatoriale	-	-	-	270	345
Côte d'Ivoire	-	1 394	199	174	489
Bénin	-	298	248	192	124
<b>TOTAL</b>	<b>123 242</b>	<b>111 740</b>	<b>141 661</b>	<b>161 513</b>	<b>166 179</b>
<small>Sources: Données de COMTRADE (CNUCED) pour 1976, 1985 et 1990; données de Petroleum Economist pour 1994 et 1995. Les chiffres de Petroleum Economist étant fait sur une base différente de ceux du COMTRADE, il serait inapproprié de les comparer.</small>					

<sup>3</sup> 1 Tonne Métrique (TM) correspond à 7,33 barils de pétrole brut et à 159 litres.

2. Cinq pays, tous situés le long de la côte Atlantique, réalisent l'essentiel de cette production. Le Nigéria, dont les premiers barils de brut sont extraits en 1958, occupe de loin la première position avec un rythme de production de 2 millions de barils par jours (b/j), soit 62% de la production subsaharienne de pétrole brut (cf. graphique 1). Ce pays est en outre le premier producteur du continent et le sixième producteur de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), ayant même été cinquième puisque son volume de production a légèrement dépassé celui du Koweït entre 1993 et 1994.

Graphique 1

**Répartition de la production de brut par pays en 1995**



3. L'Angola, avec environ 700 mille b/j actuellement, se situe à la seconde place depuis la moitié des années 1980, et sa première production dans l'enclave du Cabinda, où est par ailleurs concentrée les plus importantes réserves du pays, date de 1968. Une guerre civile longue de près de 20 ans a ravagé ce pays au fort potentiel. Paradoxalement, le secteur pétrolier semble avoir été épargné par les âpres de cette guerre aujourd'hui officiellement achevée.<sup>4</sup> En effet, la localisation offshore (en mer) des principaux gisements, a probablement mis hors de portée des attaques de l'Unita les installations, permettant à la production pétrolière angolaise de quadrupler

<sup>4</sup> La production angolaise a toutefois subi une perte quotidienne de 25 000 barils de pétrole brut (comparable à presque deux-tiers de la production actuelle du Zaïre) en 1993, après la prise de contrôle par les rebelles de l'Unita de la ville de Soyo au nord du pays, et la destruction des installations onshores s'y trouvant. Les réparations effectuées par l'Etat dès la restauration de sa légitimité à la fin de l'année 1994, ont permis au pays d'y reprendre une production réduite à 5 000 b/j.

entre 1983 et 1994.

4. Le Gabon<sup>5</sup>, qui jusqu'au début des années 1980 était le deuxième producteur de pétrole brut après le Nigéria en Afrique subsaharienne, s'est vu devancé par la montée en puissance de l'Angola. Principalement offshore jusqu'à la mise en production du champ Rabi-Kounga en janvier 1989, la production gabonaise est aujourd'hui largement onshore grâce à ce champ qui représente à lui seul 60% d'une production actuelle de 320 000 b/j.

5. Le Congo qui a supplanté le Cameroun<sup>6</sup> depuis 1992 est le quatrième producteur de la région avec 185 000 b/j contre 119 600 b/j pour le Cameroun. Ces deux pays composent, avec les trois pays cités précédemment, les principaux producteurs de la région. Le Zaïre et la Guinée Equatoriale<sup>7</sup> ont également des volumes de production qui dépassent le niveau de leurs importations et de consommation, leur permettant d'être des exportateurs nets. Ce qui implique qu'il y a dans la région subsaharienne sept exportateurs nets de pétrole brut. Des pays tels que le Bénin ou la Côte d'Ivoire ont des apports de moindre importance.

6. L'évolution de la production pétrolière en Afrique subsaharienne dans la décennie passée est liée aux événements survenus dans les échanges pétroliers au niveau international. En effet, en 1985-1986, les cours mondiaux chutent suite à l'essor des nouvelles formes de commercialisation du pétrole et à l'arrivée de nouveaux producteurs; la production africaine décline, traduisant la baisse des investissements et la faiblesse des réserves dans certains pays. En 1990-1991 un conflit armé embrase la région du golfe, principale réserve pétrolière de la planète prouvée à ce jour. La production de la région du sud du Sahara s'accroît de plus d'un quart par rapport à 1986, grâce surtout à la production angolaise, mais également à celle du Nigéria et du Gabon.<sup>8</sup>

7. Les prévisions de la production en Afrique subsaharienne sont données à la hausse dans les quatre prochaines années, bien que la mise en exploitation de certains gisements dans la région ait été abandonnée pour cause de rentabilité insuffisante. Cette croissance sera possible

<sup>5</sup> Troisième producteur de pétrole dans la région subsaharienne et 19<sup>ème</sup> mondial, le Gabon a quitté l'OPEP en janvier 1995, après 20 ans d'adhésion à l'organisation. La raison en est qu'en tant que plus petit producteur membre (1,3% de la production totale de l'organisation en 1994), le Gabon a sollicité sans succès la réduction du montant de sa cotisation.

<sup>6</sup> La production pétrolière au Cameroun est en chute libre. Commencée en 1976, elle culminera à 9,16 millions de tonnes en 1985. Depuis, elle n'a cessé de baisser pour ne plus être que 6,3 millions de tonnes en 1993; elle se situerait à moins de 4 millions de tonnes en 1996, soit une diminution de moitié en dix ans. Les explorations jusqu'ici restées minimales, devraient reprendre compte tenu des nouveaux permis qui ont été accordés. Toutefois, compte tenu des délais avant toute nouvelle découverte et de la baisse de la production, il est fort probable que le Cameroun cesserait d'exporter du pétrole brut à la fin de cette décennie.

<sup>7</sup> La production pétrolière en Guinée Equatoriale est très récente car elle a débuté en 1991 à un rythme de 1 200 b/j. Quoique modeste, 10 000 b/j en 1995, le pétrole est devenu un élément primordial dans l'économie nationale puisqu'il représente 45% des exportations totales du pays.

<sup>8</sup> Ce pays est affilié à l'OPEP depuis 1971. L'OPEP a institué au sein de sa coalition une production par quote-parts des différents membres. Lorsqu'éclatent les hostilités dans le Golfe en 1990, l'OPEP n'est pas très regardante sur les quantités produites par les pays membres car il faut compenser les manques générés par l'absence du Koweït et de l'Irak. Le Nigéria augmente alors de 4% sa production de brut entre 1990 et 1991.

grâce d'une part aux futures découvertes prévues, et d'autre part, au développement rapide que devrait connaître certains projets dans la décennie en cours comme expliqué dans l'encadré 1. La plus importante hausse, hormis l'apport de ces nouveaux producteurs, devrait être enregistrée en Angola, compte tenu de ses réserves significatives et de la paix civile retrouvée.<sup>9</sup>

Tableau 2

**Réserves prouvées au 1<sup>er</sup> janvier 1995  
(en 000 barils)**

	<b>Réserves</b>	<b>Ratio</b>
	<b>réserves/production</b>	
Nigéria	19 800 000	27
Angola	5 412 212	22
Gabon	1 340 000	11
Tchad	1 000 000	-
Congo	830 000	12
Cameroun	400 000	10
Soudan	1 400 000	-
Zaïre	187 000	21
Côte d'Ivoire	50 000	-
Afrique du Sud	40 000	-
Bénin	27 000	25
Guinée Eq.	12 000	6
Ghana	500	-
<b>TOTAL</b>	<b>30 798 712</b>	<b>25</b>

Sources: Oil & Gas Journal (OGJ), Marchés Tropicaux & Méditerranéens (MTM)

8. Les réserves totales prouvées à ce jour en Afrique subsaharienne sont évaluées à plus de 30 milliards de barils, soit un peu plus de 3% des réserves mondiales. Ceci signifie que le rythme actuel de production est assuré pour les trente prochaines années. Le tableau 2 donne les réserves estimées par pays dans la région. Il est important toutefois de souligner que l'estimation des réserves pétrolières bien que répondant

**ENCADRE I  
LES PERSPECTIVES DE PRODUCTION  
EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE**

La perspective d'une importante production commerciale au Tchad et au Soudan va contribuer à la hausse du volume de brut dans la région subsaharienne:

- Au Tchad, la découverte de riches gisements dans le bassin de Doba au sud du pays et la paix permettra au Tchad de reprendre une production qu'elle avait débuté à la fin des années 1970. Cette précédente production au nord du pays, dans la région de Sedigui, atteignit 1500 b/j en 1980. Elle fut inhibée par les coûts élevés des importations des matériaux (dû à la longue distance et à l'état désastreux des routes, dans ce pays enclavé), mais surtout par la guerre civile qui ravagea le pays. Les potentialités des nouveaux gisements permettent de prévoir une production de 220 000 à 230 000 barils par jour de brut au début du siècle prochain.

- Une production de quelques millions de barils de pétrole brut affectés à l'exploration est déjà effective depuis 1994 au Soudan. Selon les prévisions du consortium canadien Arakis Energy Corporation qui opère dans le pays, la première production commerciale du Soudan devrait être amorcée dans les prochaines années. En 1995, la production pétrolière aurait atteint 40 000 b/j et, en cas de succès du programme d'amélioration de la productivité des puits mis sur pied par le consortium, elle sera de 60 000b/j en 1996.

Des explorations sont en cours dans d'autres pays de la région, notamment à Djibouti, en Erythrée, au Ghana, en Guinée Bissau et au Sénégal. Cependant, les gisements ne sont pas encore économiquement rentables ou politiquement exploitables.

<sup>9</sup> Ces prévisions en hausse n'influenceront toutefois pas sur les coûts de production de pétrole brut qui sont relativement élevés en Afrique subsaharienne, notamment en raison de l'étroitesse et de la profondeur des gisements. A titre de comparaison, il est nécessaire pour un même volume, de forer beaucoup plus de puits au Nigéria que dans la majorité d'autres grands producteurs; il en résulte des coûts de production 3,5 à 4 fois plus élevés par rapport à ceux des pays du Moyen-Orient.



**ENCADRE II**  
**L'ESTIMATION DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES**

L'estimation des réserves dépend d'un certain nombre de facteurs. En premier lieu, le rapport entre le coût technique de production et le prix du baril au moment de l'estimation doit être pris en considération. Le coût est fonction de la taille et de la profondeur des gisements (il va, à titre d'indication, de 0,5 \$E.U. par baril pour un gisement d'un milliard de barils et de deux milles mètres de profondeur à 6 \$/b pour un gisement d'une centaine de millions de barils et de dix milles mètres de profondeur). Globalement, le pétrole devient récupérable si son prix de (marché) dépasse au minimum le double de son coût de production.

Des considérations d'ordre politique peuvent également intervenir dans l'évaluation des réserves pétrolières: elles peuvent être faussées si le gouvernement minimise sciemment l'importance des réserves dans des zones de conflit politique, ou bien ne laisse filtrer aucune information sur l'état des découvertes. Le cas du Soudan en conflit dans sa partie méridionale où serait localisés, selon certaines recherches, 1,4 milliard de barils est à ce titre patent.

En revanche, des contraintes financières peuvent amener le gouvernement à surestimer les réserves totales pour attirer les investisseurs étrangers, produire plus et éventuellement vendre moins cher.

à des critères normés, est influencée par un certain nombre de facteurs décrits dans l'encadré 2.

**B. Catégories de pétrole brut produit en Afrique subsaharienne**

9. Le pétrole brut est un produit non homogène. De ce fait, il en existe plusieurs variétés dont la différenciation résulte soit de la viscosité du pétrole, soit de sa densité, soit de sa teneur en gaz, soit enfin de sa teneur en soufre. L'on compte dans le monde environ 70 qualités de brut (dont 27 types en Afrique subsaharienne), parmi lesquelles environ une trentaine de qualités occupent la plus grande part des bruts échangés. Toutefois trois grands types de brut servent de référence dans le commerce pétrolier international. Il s'agit du Brent de la mer du Nord, le WTI (West Texas Intermediate), regroupant les variétés produites sur le continent Nord-américain et enfin le Dubaï qui a supplanté l'Arabian light, tous deux produits dans le Golfe persique.

10. En Afrique subsaharienne, les bruts sont en général du pétrole non sulfuré avec des gravités allant de moyennes à légères. Dans le commerce international, les bruts produits dans cette partie du monde se réfèrent généralement au Brent 38% API (American Petroleum Intermediate). Les bruts légers sont les variétés les plus recherchées, en vertu de la forte proportion de produits blancs (ayant une plus grande valeur ajoutée) obtenus au raffinage, tels que l'essence et le gasoil; cette plus grande valeur ajoutée s'explique par la hausse de la demande en carburants et par la baisse de la consommation de combustibles pétroliers dans l'industrie. De plus, les structures techniques requises pour leurs traitements induisent des coûts de raffinage relativement bas comparés à ceux des bruts lourds ou produits noirs.

11. Auparavant diligentés par les variétés nigérianes légères et peu sulfureuses<sup>10</sup>, notamment le Bonny light léger et peu sulfureux et le Forcados, les échanges internationaux de bruts africains depuis 1986 enrégistrent une forte hausse des bruts angolais. Il en résulte que la référence pour un certain nombre de grades en Afrique est devenue celle du Cabinda, constituée d'un panier de trois bruts (Takula, Molongo et Palanca). Les principaux bruts de la région sont présentés par ordre d'importance dans les échanges internationaux dans le tableau 3.

Tableau 3

**Principaux bruts africains commercialisés  
par ordre d'importance**

Rang	Bruts	Origine	Gravité en % API	taux de souffre
1	Forcados	Nigéria	31	0,2
2	Bonny light	Nigéria	37	0,1
3	Takula*	Angola	33	0,2
4	Bonny medium	Nigéria	26	0,1
5	Brass River	Nigéria	42	0,1
6	Kolé	Cameroun	34	0,3
7	Palanca	Angola	n.d.	n.d.
8	Qua Iboe	Nigéria	37	0,1
9	Djeno	Congo	28	0,2
10	Molongo*	Angola	n.d.	n.d.
11	Rabi	Gabon	34	0,1
12	Escravos	Nigéria	36	0,1
13	Mandji	Gabon	30	1,2
14	Lokele	Gabon	n.d.	n.d.
15	Soyo Blend	Angola	34	0,2
16	Anten	Nigéria	35	n.d.
17	Pennington	Nigéria	36	0,1

\* font partie du mélange de Cabinda

n.d. non disponible

Source: Oil Markets and Prices, Paul Horsnell & Robert Mabro, Oxford, 1993.

**C. Consommation des produits pétroliers en Afrique subsaharienne**

12. L'Afrique subsaharienne (hormis l'Afrique du Sud) se caractérise par un très faible niveau d'industrialisation, une urbanisation très réduite (en moyenne 25%) et une utilisation intensive du bois de chauffe pour les besoins énergétiques des ménages.<sup>11</sup> Combinées à la profonde recession économique que traverse la majorité des pays du sud du Sahara, ces caractéristiques pourraient expliquer pourquoi la consommation de produits pétroliers servant essentiellement au transport, n'a pas augmenté ces dix dernières années. Elle stagne en moyenne autour de 3% de la consommation mondiale des hydrocarbures, pour une population représentant un dixième de la population planétaire. Selon une étude de la Banque Mondiale, la consommation par tête d'habitant est en moyenne de l'ordre de 100 kg par an, ce qui est encore moins de la moitié du taux atteint par le sous continent indien.

13. Toutefois, cette moyenne cache bien des disparités, car si l'on analyse les données sur les taux de consommation de produits pétroliers dans la région, il apparaît que le plus important consommateur par tête d'habitant des produits pétroliers se trouve être les Seychelles avec 2235

<sup>10</sup> Bien que les coûts de production des bruts nigériens soient très élevés par rapport à ceux des variétés moyennes-orientales, leurs prix sont toutefois au plus haut de l'échelle des prix OPEP. Avant que le cours du Bonny Light ne soit indexé sur le marché, le différentiel entre le Bonny light et l'Arabian light était de 1,92 \$E.U./baril.

<sup>11</sup> Néanmoins, la balance énergétique fait apparaître une forte proportion d'hydrocarbures dans la consommation commerciale énergétique de la région. En effet, les produits pétroliers y représentent plus de 85% en moyenne de cette consommation en 1990. Ce pourcentage tombe en dessous de 50% en ce qui concerne les pays de l'Afrique australe et va jusque 6,5% pour le Lesotho où la prédominance dans la balance est le charbon avec 87%.

Kg en 1990.<sup>12</sup> Le Zimbabwe, pays ayant pourtant le secteur manufacturier le plus vaste et le plus diversifié de la région subsaharienne, après l'Afrique du Sud, contribuant pour près de 1/4 du PIB depuis plus de 25 années, ne consomme qu'environ 157 kg par tête d'habitant. Par contre de nombreux pays tels que le Burkina Faso, le Burundi, l'Éthiopie ou le Malawi n'ont pas atteint le taux de 20 kg de consommation par tête d'habitant en 1990.

14. Quand à l'Afrique du Sud, sa consommation énergétique s'élève actuellement en 657 kg par tête d'habitant. Elle occupe le deuxième rang dans le sous-continent, mais la structure de sa consommation est sans rapport avec celui du reste des pays de la région analysée. Frappée par des sanctions internationales jusqu'en 1993 pour cause d'Apartheid, ce pays a fortement développé une industrie carbochimique unique au monde, au point que le tiers de sa consommation énergétique finale en 1993 était pourvu par le charbon dont il détient la cinquième réserve mondiale. La part des produits pétroliers (y compris ceux issus du pétrole synthétique<sup>13</sup>) dans sa consommation énergétique finale en 1993, a été de 36,5% soit 15,51 millions de tonnes (équivalent pétrole). Malgré l'existence d'un secteur industriel important et diversifié, les produits pétroliers notamment le gasoline et le diesel (83% de la consommation totale des produits pétroliers) sont essentiellement affectés au transport comme partout dans la région.

15. Selon les données de la CNUCED, le continent africain consomme l'équivalent de 37% de sa production pétrolière. Dans les principaux pays producteurs de brut de la région subsaharienne, le taux de consommation est inversement proportionnel au volume de production (exception faite du Nigéria qui consomme environ 15% de sa production). C'est ainsi que le taux varie entre 17% au Zaïre et 5% au Gabon; taux qui sont relativement élevés compte tenu du niveau d'industrialisation de ces différents pays.

## **D. Exportation**

### **D.1 Les exportations de brut**

16. La quasi totalité (plus de 90%) de la production pétrolière de la région est exportée à l'état brut, compte tenu des faibles performances des structures de transformation en Afrique subsaharienne (hormis celles de la République Sud Africaine), comme on va le voir au chapitre III. Les exportations de pétrole brut subsaharien représente donc un peu plus de 4% des exportations mondiales ces dernières années. Un taux presque équivalent aux exportations de la République Islamique d'Iran ou un peu moins de la moitié de celles d'Arabie Saoudite. L'évolution de ces exportations depuis le début des années 1980 figure dans le tableau 4.

---

<sup>12</sup> Un taux atteint par le fait que cette petite île est un des points stratégiques de ravitaillement, tant civil que militaire, en hydrocarbures des appareils de navigation aérienne et maritime. De plus sa consommation énergétique commerciale est exclusivement pourvue par les produits pétroliers.

<sup>13</sup> L'importance de la production pétrolière synthétique dans ce pays peut être également soulignée par le fait que le gasoline synthétique représente 46% des ventes totales nationales de gasoline.

Tableau 4

**Évolution des exportations de brut  
(en barils/jour)**

	1980	1990	1991	1992	1993
Nigéria	1 952 160	1 550 000	1 598 080	1 573 280	1 545 480
Angola	110 140	438 900	474 840	489 440	465 020
Gabon	153 740	249 300	277 380	271 900	296 220
Congo	68 420	150 040	146 500	147 380	157 640
Cameroun	32 240	144 620	138 020	123 060	100 500
Zaire	17 060	24 200	28 940	29 520	27 700
Source: Données de COMTRADE (CNUCED)					

17. Les deux-tiers de la production de pétrole brut de la région subsaharienne sont acheminés vers les Etats-Unis où est localisée la plus grande capacité mondiale de raffinage. S'agissant du plus grand producteur de la région, le Nigéria, 55% du brut produit et 80% du volume revenant au pays (NNPC) partent dans ces marchés.

18. La structure des exportations par pays (cf. tableau 6) dans les principaux producteurs pétroliers de la région subsaharienne fait apparaître une dépendance croissante de cette matière première, puisque dès le début de sa production, le pétrole y a pris une part de plus en plus importante dans les exportations totales. C'est particulièrement le cas au Nigéria, en Angola et au Congo où les exportations pétrolières constituent en valeur plus des quatre cinquièmes des exportations nationales depuis le début des années 1980. Le Gabon accuse également une forte dépendance pétrolière, deux-tiers de ces exportations totales en valeur. La dépendance du Cameroun vis-à-vis des exportations pétrolières est en nette diminution, traduisant le ralentissement de la production depuis 1991, en raison de la faiblesse des réserves prouvées. Quant au Zaïre, ses exportations pétrolières sont en constante augmentation depuis le début de la production et ont doublé au cours de la dernière décennie; elles occupent une place de plus en plus importante dans les exportations totales, soit près de la moitié en 1993.

#### D.2 Les exportations de produits pétroliers

19. Les exportations de produits pétroliers sont moins importantes que celles du brut. En valeur (non compris l'Afrique du Sud), elles ont représenté en 1993, 7% des exportations subsahariennes de pétrole brut, en augmentation par rapport aux 3% de 1980, après avoir culminé à plus de 9% en 1986. Ces exportations sont essentiellement destinées aux autres pays<sup>14</sup> de la

<sup>14</sup> Cependant, d'importantes quantités de fioul obtenu au raffinage du brut dans la région, notamment au Nigéria et au Ghana, sont exportés vers les pays de l'OCDE et plus particulièrement vers les Etats-Unis.

Tableau 5

**Part des exportations pétrolières dans les exportations totales en %  
1970 - 1993**

Année	1970	73	74	80	84	86	90	91	92	93
Nigéria	57	83	92	92	97	106*	92	95	94	80
Angola	11	29	49	74	86	87	89	90	82	73
Gabon	41	42	67	80	72	53	77	73	70	77
Congo	0,7	31	84	94	92	72	109*	90	87	83
Camcroun	-	-	-	29	26	21	51	49	46	38
Zaïre	-	-	-	-	22	10	20	26	52	49
Guinée Equatoriale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45

Source: calculé sur la base des données COMTRADE (CNUCED).  
\* Pour des raisons liées à la collecte des données, les chiffres des exportations totales parfois ne correspondent pas au total des exportations principales.

région. Le Nigéria, la Côte d'Ivoire<sup>15</sup>, le Kenya<sup>16</sup> et le Sénégal réalisent l'essentiel de ces exportations de produits dans la région grâce à leur structure de raffinage relativement plus opérante que dans le reste de la région. La République Sud Africaine quant à elle, dispose de la plus importante structure de raffinage comme souligné dans le chapitre III; ses exportations sont principalement destinées aux marchés d'Afrique australe et de l'Est, d'Inde et de la côte Atlantique.

<sup>15</sup> La Côte d'Ivoire réalise des performances remarquables en matière d'exportations de produits pétroliers compte tenu de sa modeste production de brut; en effet, sa raffinerie est la seule en Afrique de l'Ouest produisant des quantités appréciables de produits blancs, lui permettant ainsi de fournir tant les pays voisins que d'autres bien plus éloignés de ses frontières, tel que la Namibie.

<sup>16</sup> Le pétrole raffiné occupe une large place dans les exportations totales du Kenya. En 1990, il a représenté 12% des exportations totales du pays. Toutefois, en valeur, les produits pétroliers exportés en 1990 étaient inférieurs d'un tiers par rapport à 1980, en raison de la chute des cours mondiaux et de la diminution des quantités exportées. Une tendance qui s'est accentuée suite à la perte progressive de compétitivité de la raffinerie de Mombassa (KPRL) imputable à la stagnation de la capacité de transformation et aux problèmes structurels que rencontrent l'entreprise. De surcroît, la KPRL qui jusqu'à la première moitié de 1994 réalisait des bénéfices, fait maintenant des pertes aggravées par la force du shilling kényan.

## **E. Importations**

### **E.1 Importations de brut**

20. La région subsaharienne a importé plus de 18 millions de tonnes métriques en 1993, soit 1,2% des importations mondiales ou 14% de ses exportations de brut. Avec près de 12 millions de tonnes de pétrole brut importé officiellement chaque année, l'Afrique du Sud réalise à elle seule plus des deux tiers des importations totales de la région. Ce pays importe son brut essentiellement du Moyen Orient.<sup>17</sup> Généralement, les pays situés à l'Est du continent importent du brut en provenance du golfe exceptée l'Ethiopie qui l'importe de l'ex-URSS. Les pays restant importent ou complètent le volume de brut utilisé dans leur raffinerie avec des bruts en provenance d'autres producteurs de la région, en particulier du Nigéria, du Gabon et de l'Algérie.

21. Le reste des importations de brut de la région, 6 millions de tonnes, est essentiellement réalisé par quatre pays qui sont le Kenya, la Côte d'Ivoire, le Ghana et le Soudan, possédant tous des unités de transformation. Toutefois, les nombreuses difficultés structurelles que rencontrent ces différentes raffineries dans la région subsaharienne conjuguées à l'absence de devises font que ces importations tendent à s'amenuiser au profit des importations de produits pétroliers.

### **E.2 Importations des produits pétroliers**

22. Les importations de produits pétroliers, essentiellement affectés au transport, sont très faibles en Afrique subsaharienne puisqu'elles ne représentent en valeur qu'un pour cent des importations mondiales de produits raffinés en 1993. Toutefois, l'on observe une certaine tendance à la hausse des importations de produits pétroliers dans les pays ayant une structure de raffinage, sans que pour autant la consommation interne de ces pays n'ait augmenté. Ceci traduit en fait la baisse de la transformation des produits raffinés dans le pays pour les besoins internes en raison de la sous utilisation des capacités existantes et de la faible rentabilité de ces petites infrastructures.<sup>18</sup>

23. Aux côtés de ces importations officielles, il existe des quantités importantes d'échanges frauduleux de produits pétroliers dans la région. De nombreux pays sont frappés par ce phénomène comme on peut le voir dans l'encadré III. Ce phénomène résulte essentiellement

---

<sup>17</sup> La politique énergétique de l'Afrique du Sud dans le passé était guidée par les sanctions internationales. Il en a donc résulté un besoin exacerbé de sécuriser son approvisionnement en produits pétroliers. Pour ce faire l'Afrique du Sud a constitué des stocks stratégiques tenus secrets depuis l'entrée en vigueur, en 1973, de l'embargo des Nations Unies sur les produits pétroliers. Selon les estimations du Shipping Research Bureau établi à Amsterdam, les importations annuelles représentent en moyenne 15 millions de tonnes. Les autorités sud africaines ont annoncé que des stocks stratégiques de pétrole d'une valeur de 1,5 milliard de rand ont récemment été vendus pour soutenir le développement socio-économique, les recettes additionnelles étant utilisées pour financer l'entreprise Mossgaz. Les réserves stockées restantes se situeraient (estimations très prudentes) entre 50 et 60 millions de barils, avec des coûts de stockage avoisinant 3,5 dollars E.U. par baril par an.

<sup>18</sup> C'est notamment le cas du Kenya où jusqu'au début de 1993, l'importation des produits pétroliers qui sont déjà fabriqués par la raffinerie nationale n'était pas autorisée. Toutefois, de l'aveu même des autorités, il est souvent plus avantageux d'importer des produits raffinés que de transformer le pétrole brut dans les raffineries locales, même lorsque les cours internationaux sont stables.

d'une absence de coordination et de corrélation des politiques monétaires et fiscales dans les pays concernés. Au sein d'une même zone monétaire, cette contrebande subsiste. Par exemple en Côte d'Ivoire, la fraude consisterait à détaxer des produits raffinés destinés à l'exportation vers le Mali, le Burkina Faso et la Guinée. Dès obtention d'un visa de sortie de complaisance, ces produits sont déversés dans le marché intérieur.

24. Cette carence amenuise l'avantage comparatif en terme de coût de transport qui pourrait exister. En effet, la distance étant plus faible comparativement aux importations en provenance des raffineries méditerranéennes, des Caraïbes ou du Moyen Orient, l'on est en droit de s'attendre à ce que les coûts de transport soient plus faibles. Cependant, la faiblesse des quantités de produits raffinés dans la région et l'absence d'infrastructures de transfert se conjuguent pour anéantir d'éventuels avantages comparatifs, faisant peser lourdement ces importations sur les économies nationales.

### **ENCADRE III** **LE PROBLÈME DE LA CONTREBANDE**

Les importations illégales de produits pétroliers sont importantes dans la région subsaharienne. Au premier rang desquelles celles en provenance du Nigéria, qui, bien que difficilement quantifiables, sont estimées à 16% de la production effective de produits raffinés dans le pays, soit 50 000 b/j et touchent tous les pays avoisinants, notamment le Cameroun où l'on considère que la fraude représente 15% du marché des produits pétroliers.

Le Congo recevrait également chaque mois environ 880 tonnes de produits pétroliers frauduleusement acheminées depuis l'Angola par l'entremise de militaires sous-payés et soucieux d'arrondir leurs fins de mois. Ceci coûterait à l'Etat congolais environ F CFA 140 millions par an en taxes non-perçues.

En Ouganda aussi, 30% de la consommation interne de produits pétroliers seraient issues de la contrebande en provenance du Kenya voisin lorsque les prix à la pompe y sont plus bas.

Toutefois, la récente dévaluation du F CFA, l'augmentation des prix des produits au Nigéria, notamment celui de l'essence qui est passé de 3,25 Nairas par litre (N/l) à 11 N/l en octobre 1994 et les interventions musclées des autorités des différents pays concernés auraient permis à ces trafics de diminuer.

## Chapitre II

### LE POIDS DES ÉCHANGES DES PRODUITS PÉTROLIERS DANS LES ÉCONOMIES NATIONALES

#### A. Poids dans le PIB

25. Les 49 pays qui composent l'Afrique subsaharienne ont des économies diverses. Cependant, on peut observer un certain nombre de similitudes notamment au niveau de la faiblesse du PIB et d'une certaine dépendance vis-à-vis des importations de produits pétroliers, compte tenu de leurs niveaux dans la consommation commerciale énergétique. Aucun des groupes de pays n'est épargné. Les pays ayant une structure de raffinage, pour des raisons structurelles et financières (cf. Chapitre III), importent de plus en plus les produits déjà raffinés. Les autres pays affectent une grande partie des recettes d'exportation à l'importation de produits pétroliers. En outre, plus dans les pays producteurs de pétrole<sup>19</sup> qu'ailleurs, les produits pétroliers sont utilisés par les gouvernements comme base de prélèvement qui contribue pour près de 40% aux revenus fiscaux dans la région.<sup>20</sup> Paradoxalement dans beaucoup de pays, alors que les exportations pétrolières servent de source d'imposition, la consommation locale est par contre subventionnée.<sup>21</sup>

26. Le pétrole rapporte chaque année plus de 18 milliards de \$E.U. aux pays de la région subsaharienne, et participe à près d'un tiers à la formation du PIB dans les quatre principaux pays exportateurs de brut. Cette dépendance est particulièrement prononcée au Nigéria où les revenus pétroliers ont représenté 98% des ressources en devises en 1994. En Angola, ils atteignent un record de 99% en 1993. Son concours dans la formation du PIB est beaucoup plus forte au Congo où il dépasse les 37% et les exportations pétrolières représentent plus des quatre cinquième des exportations totales du pays. Quant à la Guinée Equatoriale, le pétrole brut a dopé de façon disproportionnée son économie. En effet, son PIB a fait un bond historique de 15% en 1992, et le FMI prévoyait une nouvelle croissance de 7% en 1993. Au Zaïre, l'industrie pétrolière est purement et simplement une enclave, sans réel impact sur l'économie nationale. La totalité des revenus pétroliers est effectivement détenue offshore, en partie pour rassurer les compagnies investissant dans le secteur. Au Cameroun par contre, suite à la baisse générale de la production de brut, les revenus pétroliers sont en forte diminution, 29% du PIB au milieu des

---

<sup>19</sup> Compte tenu du fait que les Etats producteurs perçoivent de la part des compagnies exploitantes des redevances.

<sup>20</sup> Petroleum Industry, Data Sheets, sub-Saharan Africa Note No. 17, World Bank, September 1992.

<sup>21</sup> La consommation pétrolière est subventionnée autant dans les pays exportateurs que dans ceux qui en importent. La subvention est directe lorsque les prix à la pompe n'augmentent pas malgré la hausse des cours internationaux. Elle peut être indirecte de deux façons:

- le pétrole est vendu aux compagnies publiques de transports aux cours internationaux mais, les prix de transport sont fixés à des niveaux si bas qu'un apport de liquidités par l'Etat est nécessaire pour permettre aux compagnies en question de couvrir leurs frais d'exploitation;
- une autre forme de subvention indirecte est celle en vigueur au Nigéria. En raison du fait que l'essentiel des transactions commerciales sont réalisées par l'Etat Fédéral dans ce pays, un taux de change de 1 E.U.\$ = 22 Nairas, politiquement fixé par le gouvernement en invoquant la lutte contre l'inflation, était encore en vigueur en avril 1996, alors que le cours officiel au même moment était de 1 E.U.\$ = 82 Nairas.



années 1980 contre 7,2% en 1993. Cet assujettissement très marqué dans ces différents pays, traduit ainsi un certain manque de diversification de leurs économies respectives, qui sont dès lors, essentiellement rentières.

Tableau 6

**Le poids des échanges pétroliers dans les économies nationales  
(données de 1993 en % ou chiffre le plus récent disponible)**

	% secteur pétrolier dans PIB	% recettes pétrolières dans revenus de l'Etat	% exportations pétrolières dans exportations totales
Nigéria	32	75 (1994)	80
Angola	35	60 (1991)	73
Gabon	31	46	77
Congo	37	51 (1992)	83
Cameroun	7	29	39
Guinée Equatoriale	20	12	45
Zaire	16	46	49

27. Les politiques fiscales des pays de la région, à l'image des coûts de prestations de gros,<sup>22</sup> sont extrêmement disparates et ne laissent apparaître aucune corrélation d'un pays à l'autre. Comme partout d'ailleurs, les taxes pétrolières constituent un apport indéniable de ressources aux économies de la région. L'on a par exemple la Guinée Bissau où les taxes pétrolières annuelles s'élèvent à 55 millions \$E.U. et représentent 93% des taxes gouvernementales indirectes (TGI); au Mali, les chiffres sont respectivement 86 millions \$E.U. et 74% TGI; 72 millions \$E.U. et 69% TGI au Burkina Faso. Par contre, ils ne sont que de 9 millions \$E.U. et 7% TGI au Lesotho.

**B. L'incertitude des revenus d'exportations et des coûts d'importations pétroliers**

28. Lorsque l'on observe l'évolution des prix pétroliers sur ces dix dernières années, on peut s'apercevoir, comme illustré sur la figure 2, que les prix varient constamment. Hormis les deux années charnières (1986 et 1990) où les mouvements ont été brutaux, le graphique laisse

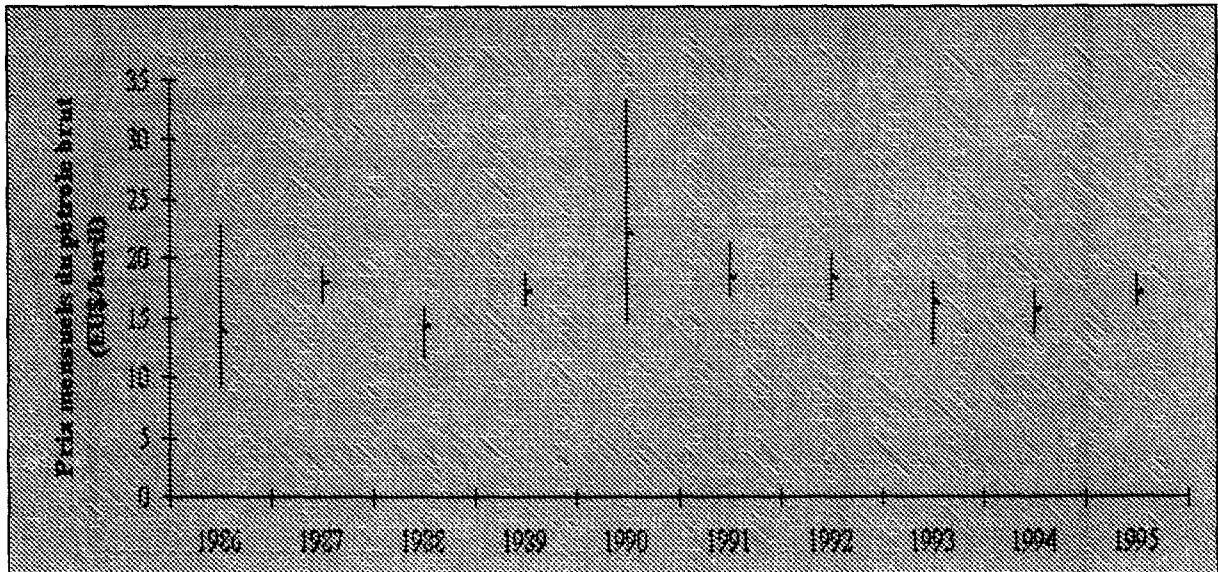
---

<sup>22</sup> En 1990 par exemple, les coûts de prestations de gros sont de 10 \$E.U./baril de produits raffinés au Nigéria contre 90 \$E.U. en Ouganda.

apparaître une relative stabilité. Cependant, l'analyse de ces mouvements montre que ces périodes d'accalmies relatives sont tout de même marquées par des variations mensuelles de prix comprises dans une fourchette de 5 \$E.U. en moyenne, ce qui représente des sommes substantielles, au regard des quantités en jeu.

### Graphique 2

#### **Evolution des prix du pétrole brut, 1986 - 1995: prix mensuel moyen, le plus bas, le plus élevé et le prix moyen.**



29. Ces mouvements caractéristiques du marché pétrolier affectent aussi bien les économies des pays exportateurs que celles des importateurs. Dans les pays exportateurs, les projets d'investissements très souvent ambitieux se basent sur des prévisions de cours trop élevés; lorsque les recettes perçues se révèlent plus basses que prévues, les gouvernements doivent procéder à des ajustements très importants qui engendrent des coûts additionnels (encadré IV). Au Nigéria par exemple, une baisse de 1 \$E.U./baril du brut se traduit par une perte quotidienne d'environ 800 000 \$E.U., soit plus de 300 millions de \$E.U. en une année. Ceci a pour effet d'exercer des pressions considérables sur la balance des paiements et d'accroître le niveau d'endettement du pays, notamment vis-à-vis des compagnies exploitantes.<sup>23</sup> Pour l'Angola, les chiffres seraient respectivement de 357 000 et plus de 130 millions.

30. Les pays importateurs de pétrole affectent une part significative de leurs recettes d'exportation aux achats de produits pétroliers, et sont par conséquent durement frappés par des

<sup>23</sup> C'est notamment le cas au Nigéria où, les arriérés de la dette dus par les compagnies nationales aux compagnies pétrolières internationales sont très importants. Selon la NNPC, ils se seraient élevés à 350 millions de dollars à la fin de l'année 1994, et selon leurs partenaires, ils atteindraient 500 millions; tandis qu'au mois de novembre 1993, ces arriérés n'étaient que de 20,6 millions de \$E.U..

hausse de prix. Le cas le plus extrême est celui du Mozambique où, en 1990, les importations pétrolières représentèrent 12% des importations totales, correspondant en valeur à 81% des exportations totales.

31. La conjugaison d'autres facteurs rend encore plus inextricable la situation. En effet, la difficulté de comprimer le volume des produits raffinés importés sans répercussions graves sur le reste des activités industrielles, combinée au renchérissement des coûts de transport qui s'ensuit (facteur plus crucial dans les pays enclavés<sup>24</sup>), aménage le taux de couverture de leurs exportations pendant que les prix d'importations augmentent. Pour un pays comme la Tanzanie, une variation à la hausse du prix du pétrole de 1 \$E.U./baril nécessite une dépense supplémentaire de plus de 8 millions \$E.U. d'une année à l'autre, sans compter les effets induits sur l'économie nationale toute entière.

32. Un exemple récent des conséquences de la volatilité des produits pétroliers est celui de la guerre du golfe, qui fut à l'origine de la hausse des cours en 1991. Ceci eu des répercussions bénéfiques pour les pays exportateurs de pétrole brut dans la région. Toutefois, bien qu'un nombre infime de pays notamment le Gabon, le Congo, le Nigéria ou l'Angola aient pu profiter de cette hausse brutale des prix internationaux, la majorité des pays en Afrique subsaharienne en a fortement souffert. La hausse des coûts des importations de produits pétroliers et la faiblesse des revenus des exportations

#### ENCADRE IV

##### **LA CHUTE DES COURS PETROLIERS EN 1986**

A la fin des années 1970 et début 1980, le haut niveau des recettes pétrolières permit aux pays exportateurs de mener un grand train de vie sans grandes difficultés de trésorerie, et mieux encore, pour certains d'entre-eux, sans augmentation de la dette extérieure.

Au Nigéria, les revenus pétroliers représentent 70% des recettes fédérales; la politique fédérale nigérienne alors inflationniste est caractérisée par de fortes dépenses publiques, un perpétuel financement du déficit budgétaire chronique et des programmes ambitieux de développement. Au Congo, l'augmentation des redevances pétrolières et des taxes depuis 1978 a permis de multiplier par 17 entre 1979-1983 les dépenses gouvernementales. De pareils exemples peuvent également être cités dans le cas du Gabon ou du Cameroun.

La baisse des prix survenue en 1986 affecta profondément ces différentes économies. Au Nigéria, en 1986, les revenus des exportations chutent de plus de 46% par rapport à ceux de l'année précédente à 6,4 milliards \$E.U. Tous les secteurs économiques du pays vont alors être touchés (excepté celui de l'agriculture). La balance commerciale du Gabon qui était excédentaire avant 1986, va accuser un recul important puisqu'en 1986, les recettes des exportations tombèrent de plus de 50% par rapport à l'année précédente; le niveau des recettes gouvernementales issues du secteur pétrolier baisseront de 24% par rapport à l'année précédente, avec dans le même temps une diminution de seulement 10% des dépenses courantes. Au Congo, la chute survenue en 1986 dans les revenus pétroliers va pratiquement doubler le déficit budgétaire, et, à la fois la balance courante et le compte en capital subiront de sévères réductions. Au Cameroun, la détérioration des revenus pétroliers survenue sera à l'origine de l'augmentation de plus d'un quart de la dette extérieure en 1986.

Malgré une série de mesures drastiques dans la plupart des pays, en général, les gouvernements ne parviendront pas à équilibrer leur comptes. Les déficits et le recours aux emprunts internationaux continueront à augmenter les années suivantes, précipitant la majorité de ces pays dans un marasme économique qui, parfois, perdure.

<sup>24</sup> Par exemple au Rwanda et au Burundi, le transport représente un tiers des coûts totaux des importations pétrolières.

causées par les perturbations dans le commerce international aggravèrent donc une situation économique déjà désastreuse pour la plupart des pays de la région. En effet, certains gouvernements furent contraints de déboursier pour leurs importations de produits pétroliers des montants en hausse de 200%, ce qui induisit des augmentations des prix internes de 350% dans un pays comme la Zambie.

### **C. La manne pétrolière: un atout ou un fardeau?**

33. Cette question mérite d'être soulevée car en Afrique subsaharienne, les performances économiques des pays exportateurs de pétrole ne semblent guère meilleures que celles des pays que la nature n'a pas doté de cette manne. Si on compare le taux de croissance de pays exportateurs de brut avec celui de pays accusant une forte dépendance en matière d'exportations par rapport à un autre produit de base, il apparaît que les performances des pays exportateurs de pétrole ne sont pas plus brillantes.<sup>25</sup> De même, le taux de croissance des pays exportateurs de pétrole ne s'est pas fondamentalement amélioré si l'on considère la période post et anté exportations pétrolières.<sup>26</sup>

34. Un certain nombre de raisons expliquent cet état de fait. Premièrement, les recettes brutes de l'industrie pétrolière sont importantes mais les bénéfices nettes que rapportent le secteur sont par contre faibles. Dans les premières années de production, les coûts de développement dans le secteur énergétique sont très élevés.<sup>27</sup> Les marchés de capitaux internes, dans la majorité des pays en développement, ne sont pas assez importants pour pouvoir générer les ressources suffisantes, les rendant alors tributaires des capitaux extérieurs, que ce soit ceux des investisseurs ou des bailleurs de fonds. Bien souvent, les activités de développement et de production dans ce secteur sont compliquées, en terme d'outillage et de personnels qualifiés que l'on ne trouve pas toujours en nombre suffisant localement. De ces deux facteurs, il résulte qu'une grande partie des ressources en devises perçues par les pays producteurs est utilisée pour couvrir les coûts relatifs à la production, en particulier les premières années de la production.

35. En second lieu, l'industrie pétrolière pèse directement sur les autres secteurs d'activités industrielles. En effet, les salaires offerts dans l'industrie pétrolière sont généralement plus attractifs qu'ailleurs, drainant alors les cadres qualifiés au détriment des autres secteurs productifs et du secteur public. De même, l'industrie pétrolière bénéficie d'une plus grande attention de la part du gouvernement, provoquant du même coup une certaine négligence des autres secteurs productifs.

---

<sup>25</sup> On peut citer le cas de la Guinée et du Zimbabwe dont les économies sont fortement tributaires du Bauxite (plus des deux tiers des exportations totales) pour le premier, et du tabac pour le second (près de 60% des exportations totales). En 1993, leur PIB respectif était en hausse de plus de 4%. Tandis qu'à la même période, le taux de croissance du PIB des pays exportateurs de brut de la région, excepté celui de la Guinée Equatoriale, était négatif et/ou en déclin.

<sup>26</sup> En 1975-76, juste avant le début de la production de brut au Cameroun, le taux de croissance du PIB est de -5,2%; en 1993-94, il est de -3,8%. Au Nigéria par contre, il s'est dégradé: de 5,2% au début des années 1960, le taux de croissance de ce pays n'a été que 0,3% en 1993-94.

<sup>27</sup> Au Bénin par exemple, l'augmentation de 13% du rythme de production de brut entre 1984 et 1985 (début de la production en 1982), nécessita l'exploitation d'un puits supplémentaire pour un coût estimé à 120 millions SE.U..

36. Enfin, le développement des exportations pétrolières engendrent aussi des contrecoups négatifs. Pour le gouvernement, les revenus provenant du secteur pétrolier (qui normalement rehaussent le niveau général des prix) sont difficilement prévisibles; et des estimations par trop optimistes peuvent entraîner des programmes d'investissements trop ambitieux qui vont lourdement peser sur les budgets étatiques de nombreuses années durant.<sup>28</sup> Les revenus pétroliers accroissent également les réserves nationales en devises; ceci peut engendrer une réévaluation de la monnaie locale, rendant alors les autres exportations moins compétitives ("Dutch Disease").

#### **D. Une meilleure gestion de la manne pétrolière est-elle possible ?**

37. La manne pétrolière n'est pas forcément aisée à gérer. La plus grande difficulté demeure l'incertitude qui prévaut sur le niveau des recettes pétrolières attendues. La meilleure solution reste une gestion des recettes permettant d'absorber les fluctuations des cours pétroliers internationaux. Pour cela, il existe des techniques dont on peut présenter quelques-unes.

38. Premièrement, un pays exportateur pourrait mieux coordonner ses revenus et ses dépenses. Le commerce du pétrole s'effectuant en dollars E.U., il serait par exemple plus judicieux de libeller les dettes en \$E.U., lorsque les recettes pétrolières sont utilisées pour rembourser les dettes. Le marché financier permet même de lier le service de la dette aux prix pétroliers à l'aide des obligations indexées au prix des matières premières ou "commodity bonds", dont le taux d'intérêt (et, quelque fois le principal) est libellé en quantité de pétrole. Un pays importateur de pétrole pourrait également faire concorder les sorties avec les rentrées de devises issues d'une matière première qu'elle exporte. C'est notamment ce que préconise le Ghana qui suggère de lier les flux de dollars engendrés par ses importations de brut et ses exportations d'or.

39. Deuxièmement, un pays exportateur ou importateur pourrait utiliser les instruments de marché, tels que les contrats à terme, options ou contrats d'échange (swaps), pour directement gérer les risques de prix<sup>29</sup>. A l'aide de ces instruments financiers, il est possible de prendre une position par rapport au prix que l'on souhaite payer ou recevoir pendant une période déterminée à l'avance, pouvant couvrir plusieurs années. On peut ainsi mieux anticiper les mouvements brutaux des prix dans le sens désiré, selon que l'on soit importateur ou exportateur. Mieux encore, il est possible, moyennant une prime (ce qui n'élimine pas cependant totalement le

---

<sup>28</sup> La dette extérieure des pays du Sud du Sahara est passé de 96% des exportations en 1980 à 362% des exportations en 1989. Entre 1980-1988, le paiement des services de la dette des pays de l'Afrique subsaharienne s'est accru de 18% des revenus des exportations à environ 26%. Dans certains pays de la région, le ratio du service de la dette atteint 75%. Le service de la dette extérieure absorbe en 1995, près de 70% des recettes pétrolières du Nigéria et 60% de celles du Congo. Ce lourd endettement des pays exportateurs de pétrole trouve souvent son origine dans les erreurs de prévisions (généralement basées sur des revenus pétroliers stables et à des cours très élevés) faites lors de projets d'investissements, que les Etats tiennent absolument à mener à bien, même en cas de non justification économique.

<sup>29</sup> Un pays comme le Costa Rica a par exemple entamé avec succès un programme de gestion des risques de prix et de taux de change qui est clairement exposé dans *Managing Commodity Price Risk Management in Developing Countries*, Stijn Claessens & Ronald Duncan, Ed. A World Bank, Washington, 1994.

risque), de profiter des variations des prix<sup>30</sup> ou des anomalies inhérentes à la structure des prix. Une autre opportunité que confère l'utilisation des produits financiers dérivés est d'accéder aux liquidités suffisamment disponibles dans les marchés où se négocient ces instruments. Cependant, les principales difficultés que peuvent rencontrer les pays de la région sont la nécessité d'avoir un accès facile au crédit (car des dépôts initiaux sont requis avant toute prise de position sur les marchés à terme) et les coûts additionnels qu'impliquent la gestion courante des positions. Il s'agit donc de surmonter les contingences financières. Mais il reste aussi les barrières institutionnelles à franchir en initiant des réformes qui autorisent l'accès de ces marchés aux entreprises étatiques.

40. Troisièmement, un pays pourrait utiliser un fonds de stabilisation - une option plus facile pour un exportateur que pour un importateur. Ce fonds fonctionne comme stabilisateur des recettes d'exportation: en période de prix élevé, une partie des revenus alimente ce fonds et lorsque les prix baissent, les ressources précédemment accumulées en période favorable sont prélevées. Les fonds de stabilisation présentent cependant un certain nombre de désavantages discutés dans l'encadré V. En dernière analyse, la combinaison de la mise en place d'un fonds de stabilisation et de l'utilisation des produits financiers dérivés, permettrait, à la lumière des réalités politiques et économiques actuelles, d'optimiser les potentialités d'une gestion propice de la manne pétrolière.

---

<sup>30</sup> C'est par exemple ce qui s'est passé avec la Duke Oil, compagnie de négoce affiliée à la NNPC et basée à Londres. Selon ses initiateurs, la mise a été multipliée par 400 après la création d'une structure de trading sur les marchés à terme. Cette structure qui avait provisoirement, sur décision politique, interrompu ses activités après trois années d'exploitation, vient de les reprendre à un rythme de 2 contrats par mois.

**ENCADRE V**  
**LES FONDS DE STABILISATION**

(i) Certains pays en développement ont jusqu'ici préféré l'utilisation d'un fonds de stabilisation pour gérer les risques externes auxquels ils étaient exposés. L'accès limité aux marchés financiers internationaux, la subsistance d'un certain risque de base sur les cours à terme et/ou le manque de connaissance profonde de ces marchés, ont habituellement été les arguments fournis pour exprimer leur confiance au fonds de stabilisation des produits de base.

(ii) Le fonds fonctionne de la façon suivante: lorsque les cours des produits de base sont élevés, les recettes d'exportation le sont également. Le pays peut alors accumuler des avoirs en devises susceptibles d'être prélevé en vue d'annihiler les effets induits par d'éventuelles baisses des prix dans les périodes suivantes. Accumulés les actifs étrangers en période de terme d'échange favorable est essentiellement un mécanisme d'autoassurance, et ceci implique un coût pour le pays ayant un accès limité à l'épargne étrangère.

(iii) Un certain nombre de pays ont déjà utilisé les fonds de stabilisation de cette façon là. C'est par exemple le cas du Chili pour le cuivre (cf encadré VI), et des îles Pacifiques, pour un nombre de produits (exposé dans l'encadré VII); de la Colombie pour le café; ou encore d'Oman, pour le pétrole.

(iv) Néanmoins, il subsiste un certain nombre de problèmes avec les fonds de stabilisation. Le premier est de caractère technique: comment déterminer le montant à déposer dans le fonds de stabilisation, et combien peut être dépensé ? Les deux systèmes suivant utilisés le plus fréquemment fonctionnent de façon automatique. Dans le premier cas, on détermine des prix fixes de référence. Par exemple, dans le cas d'Oman, si le prix du pétrole se situe entre 18 et 20 \$E.U./baril, 7.5% des revenus nets sont déposés dans un fonds spécial; le pourcentage progresse proportionnellement aux augmentations des prix pour atteindre 100 % d'épargne si le prix est supérieur à 25 \$E.U./baril. Les ressources de ce fonds peuvent être utilisés si les prix tombent en dessous de 18 \$E.U./baril. Dans le cas inverse, les paiements sont déterminés sur la base des prix survenus dans le passé - par exemple, si les prix moyens de ce mois dépassent de 10 % les prix moyens de la même période de l'année précédente, la moitié des revenus supplémentaires est épargnée. Dans les deux cas, la difficulté majeure reste néanmoins le mode de détermination des pourcentages adéquats. De plus, l'efficacité d'un fonds de

**ENCADRE VI**

**Le cas du Chilean Copper Stabilisation Fund**

Le chilean copper stabilisation fund (CSF) fut établi en 1985 dans le cadre du programme gouvernemental d'ajustement structurel en coopération avec la Banque Mondiale. Le CSF fut conçu pour stabiliser les revenus d'exportation en utilisant les réserves de changes extérieurs pour absorber les variations cycliques des revenus. Il avait donc pour but, la promotion d'une épargne prudente. Les accords du CSF prévoyait que le gouvernement chilien dépose le surplus de revenus du producteur paraétatique de cuivre dans le budget général à la banque centrale. Une partie des fonds pouvait être prélevée en cas de chute des revenus des exportations.

Il a alors été défini une bande de prix autour du prix de référence qui fixait la barre déterminant le déclenchement du processus de retrait ou de dépôt: lorsque le prix du moment est au dessus de la bande de prix, une proportion des excédents est déposée dans le fonds; en cas de baisse, un retrait peut être effectué pour compenser les pertes. Ces surplus déposés étaient considérés comme des réserves internationales. Puisque les cours du cuivre furent élevés à la fin des années 1980 et que les surplus s'accrurent, les accumulations furent utilisés en 1989 pour rembourser une partie de la dette extérieure du Chili et pour compenser d'éventuelles baisses dans les revenus extérieurs.

**ENCADRE V - suite**

stabilisation pourrait être accrue si les prévisions étaient basées sur des prix anticipés (tels ceux publiés dans les marchés à terme) plutôt que sur les prix survenus par le passé.

(v) Le deuxième problème est d'ordre politique. Peut-on justifier la thésaurisation de montants importants dans un compte spécial pendant que le pays reste pauvre ? Par ailleurs, lorsque la taille d'un fonds de stabilisation dépasse un certain seuil, des pressions politiques pour commencer à dépenser ces ressources risquent de devenir très fortes. Malheureusement, compte tenu des fluctuations extrêmes des prix pétroliers, un fonds de stabilisation efficace doit avoir une taille importante. Nécessité économique et réalité politique paraissent donc incompatibles.

(vi) Il y existe pourtant une solution, qui permette à un pays de stabiliser ses recettes d'exportations pétrolières et ses revenus gouvernementaux sans forcément avoir recours à un fonds de stabilisation de taille considérable. C'est la combinaison d'un fonds de stabilisation et l'utilisation des instruments de marché de gestion des risques.

(vii) Dans le temps, le prix du brut est distribué de façon asymétrique. Pour les importateurs, le problème est qu'il y a, par intermittence, des prix très élevés. Tandis que ce qui préoccupe les exportateurs, c'est lorsque les prix pétroliers restent assez bas pendant une longue période, et il est difficile de prévoir où et quand les prix vont revenir au niveau considéré comme équilibre. Un fonds de stabilisation doit disposer de ressources importantes afin de prévenir ces éventualités. Pourtant, en utilisant des instruments de marché, on peut transférer une partie de ces risques: par exemple, avec les options, on peut se prémunir du risque de hausses brutales et importantes de prix; avec des swaps, on pourrait se fixer des prix effectifs attractifs sur une longue période. Lorsque l'on utilise ces instruments, un fonds de stabilisation même de taille réduite peut être opérationnelle - et par ailleurs, parce que le fonds en lui-même est plus sûr, on peut facilement s'en servir comme garantie dans des transactions financières structurées, permettant ainsi l'accès à des crédits à faible taux d'intérêt ou encore facilitant l'accès au marché de gestion des risques à long terme.

**ENCADRE VII****LES FONDS EN FIDEICOMMIS OU "TRUST FUNDS" DES ÎLES PACIFIQUES**

Plusieurs pays du Pacifique détiennent des Trust funds publics de types variés: Le fonds de ressources minérales en Papouasie Nouvelle Guinée est le plus important, mais Kiribati, Tuvalu et Nauru ont également des trust funds. Ces Trust funds sont généralement approvisionnés par le produit du commerce d'une ressource renouvelable (revenus miniers en Papouasie Nouvelle Guinée, ceux issus des mines de phosphates à Kiribati et Nauru, tandis que celui de Tuvalu a été constitué grâce aux contributions de plusieurs bailleurs de fonds). Dans chacun de ces cas, l'objectif principal du fonds est de promouvoir la stabilité financière du pays, et de prémunir le programme de développement national de la fluctuation des recettes. Excepté dans le cas de la Papouasie Nouvelle Guinée, la plupart des autres pays utilisaient les revenus déposés dans le fonds pour réaliser des investissements extérieurs, susceptibles de stabiliser la balance des paiements.

Cependant, les ressources de ces fonds ne furent pas toujours dépensées de façon appropriée. En effet, l'augmentation des revenus lors des périodes fastes encouragea de façon démesurée la consommation; et spécialement dans le cas du plus grand fonds de la Papouasie Nouvelle Guinée, les retraits fluctuèrent considérablement avec les dépôts (traduisant ainsi le fait que le fonds servaient essentiellement à transférer les revenus d'un secteur à un autre. En conclusion, même dans les économies relativement étroites, il a été très difficile de gérer ces fonds de façon optimale.

\* Un exemple pratique est illustré dans Stijn Claessens & Panos Varangis, *Oil Price Instability, Hedging, and an Oil Stabilization Fund - the Case of Venezuela*, The World Bank, Policy Research Working Paper No. 1290, April 1994.



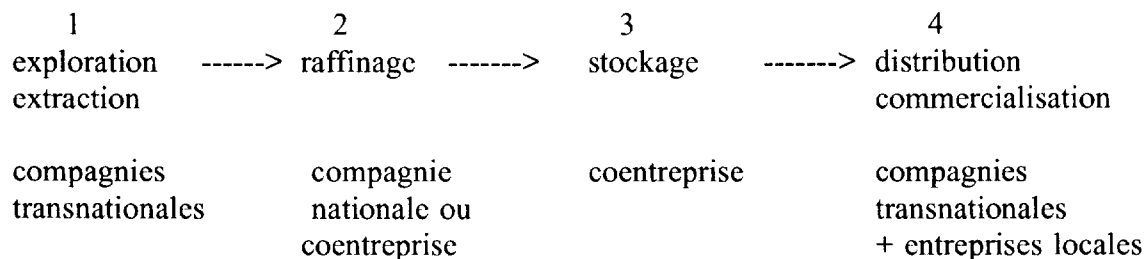
### Chapitre III

## STRUCTURE DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE AFRICAINE APERCU GÉNÉRAL

41. Les pays producteurs de la région subsaharienne ne maîtrisent pas la technologie attachée à la prospection et à l'exploitation pétrolière et n'ont pas les moyens financiers pour ce faire. Ils sont donc entièrement dépendants des compagnies pétrolières internationales<sup>31</sup> pour leurs productions. Ceci malgré la prise de participation par les gouvernements dans le capital des compagnies exploitantes<sup>32</sup> et l'apparition de nouveaux partenaires non traditionnels à l'instar de la compagnie brésilienne Petrobras qui opère en Angola. De surcroît, les problèmes chroniques de trésorerie que connaissent ces pays et la faiblesse des monnaies locales les placent en situation financière délicate.

42. Les gouvernements africains ont organisé institutionnellement le contrôle le secteur pétrolier, par le biais d'entreprises étatiques ou de coentreprises impliquant l'Etat et les compagnies pétrolières internationales (cf. encadré VIII). Ces entités couvrent et coordonnent la partie opérationnelle et commerciale du secteur; le plus souvent, elles sont propriétaires des installations techniques (terminaux, complexes de raffinage, structures de stockage, etc.). De plus, elles ont, dans la plupart des cas, un monopole sur l'approvisionnement et la distribution dans le pays.<sup>33</sup>

43. Schématiquement l'industrie pétrolière peut être subdivisée en quatre niveaux dans les pays producteurs de brut, avec une indication des principaux intervenants:




---

<sup>31</sup> Notamment européennes, américaines et japonaises, avec lesquelles les relations commerciales dans cette partie du monde tendent à être exclusives.

<sup>32</sup> La compagnie nationale nigérienne NNPC détient 57% des parts de toutes les coentreprises du secteur pétrolier dans le pays depuis 1977, excepté dans la compagnie Ashland dans laquelle le distributeur Total a acquis 50% d'intérêts en 1994. En Angola, la Sonangol pour sa part en possède 51% depuis 1978, bien que la gestion de opérations demeure entre les mains des compagnies étrangères opérantes. Toutefois, un pays comme le Congo amorce la tendance inverse puisqu'il a récemment vendu ses parts (25%) dans Elf Congo et qu'il est également prévu qu'il cède les 20% détenus dans Agip Congo Recherches, ces deux compagnies étant responsables de 98% de la production congolaise.

<sup>33</sup> Bien qu'il ne soit pas expressément stipulé de monopole légal dans les politiques commerciales des pays producteurs, il apparaissait que, jusqu'aux récentes tendances de libéralisation amorcées dans le secteur, dans la pratique, seule la compagnie pétrolière nationale vendait du brut à la raffinerie dans les pays producteurs.

## A. Exploration et extraction

44. L'exploration et l'extraction du pétrole brut constituent l'amont de l'industrie pétrolière. Cette partie est partout (ailleurs), et plus particulièrement en Afrique subsaharienne, dominée par les compagnies pétrolières internationales très intégrées et dont la gigantesque surface financière permet de couvrir la totalité des risques inhérents à cette phase.<sup>34</sup> En Afrique subsaharienne, elles opèrent dans le cadre de contrats de partage de production dont les clauses varient d'un cas à l'autre, de durée moyenne de 20 ans.

45. C'est pourquoi le secteur pétrolier, contrairement aux autres industries extractives qui restent souvent au niveau artisanal, connaît un certain dynamisme et bénéficie d'importants investissements étrangers. Sans apports financiers extérieurs, le secteur stagnerait. Diverses études estiment à ce propos que si la compagnie nationale prenait elle-même le risque de la prospection, il faudrait au moins 30 à 35 années de recherche et cela coûterait entre 8 à 10 milliards \$ E.U.. Ils sont par conséquent tributaires de ces grandes compagnies.

46. Les Etats africains garantissent à ce stade aux entreprises exploratrices un profit minimum<sup>35</sup> en fonction de facteurs techniques tels que les conditions

### ENCADRE VIII LES COÛTS DE CO-PRODUCTION LE CAS DU NIGERIA

La rapide détérioration de l'infrastructure pétrolière nigérienne est préoccupante pour l'économie nationale. En effet, les oléoducs et les installations dans le delta du Niger, nécessitent une maintenance suivie et un remplacement régulier. Au Nigéria, les gisements sont généralement petits et peuvent perdre chaque année 15% de leur capacité de production à cause de la chute de la pression des réservoirs et de l'entartrage causé par l'eau. Un programme continu de forage doit alors être maintenu. Le problème est que depuis 1993, les dépenses sur les travaux de routine dans le delta ont été réduits. Le volume des travaux nécessaires est maintenant tellement important que le potentiel de production s'en est trouvé affecté et certains puits et oléoducs sont fermés jusqu'à nouvel ordre. Pour l'année 1995, les principaux opérateurs craignent la baisse de la production effective de brut en dessous du quota OPEP.

Les difficultés financières remontent à 1992, lorsque le gouvernement réduisit drastiquement les fonds de la NNPC pour l'année 1993 (actuellement, un baril à raffiner localement coûte 374 Nairas et la marge de la NNPC sur chaque baril est de 1 naira 70 Kobos). La NNPC détient 57% d'intérêts dans presque toutes les activités de production pétrolière. Dans ce contexte, la compagnie étatique est tenue de participer à hauteur de 57% des dépenses (et reçoit en retour 57% de la production). Lorsque les disponibilités financières sont insuffisantes, la coentreprise productrice est tenue de baisser ces travaux d'exploration et de production. Selon la compagnie Elf, les arriérés dus à la totalité des compagnies internationales opérantes s'élèvent à 1 milliard de \$E.U. (y compris montants en Naïra et les dépenses inaprouvées dont les participants doivent quand même s'acquitter). Parmi les plus grands producteurs, les dettes envers Shell s'élèveraient à 380 millions de \$, Chevron et Mobil 200 millions chacun et Agip et Elf 100 millions chacun. Le budget prévisionnel de 1995 revu à la hausse après des récriminations (2,3 milliards contre 1,7 milliards initialement prévu), devrait permettre selon les compagnies, une reprise raisonnable de la production et la modernisation de certaines infrastructures. Toutefois, l'expérience de l'administration publique nigérienne pousse à la prudence: les producteurs souhaitent que les procédures d'appel de fonds ou cash call (70% en dollars et 30% en nairas) soient réaménagées de sorte à leur fournir une certaine assurance sur le respect des paiements selon un calendrier préétabli.

Source: Petroleum Economist février 1995

<sup>34</sup> Les investissements requis dans l'industrie pétrolière sont effectivement considérables. Au Nigéria, par exemple, Shell dispose à travers la SDPC de 1000 puits de production reliés à 86 centrales; et le coût unitaire d'une centrale de distribution est de 50 millions \$E.U.. Pour 1996 dans ce pays, les investissements nécessaires dans le secteur ont été évalués à 4 milliards \$E.U..

<sup>35</sup> Par exemple, la NNPC a signé avec ses partenaires en 1991, un MOU (Memorandum of Understanding) sur un plan de 5 ans qui comporte de nombreuses mesures incitatives. Entre autre, il y est garanti des marges de profit en fonction du capital investi dans le secteur. Cette marge est de 2,3 \$EU. par baril, à condition que les coûts techniques d'exploitation par baril n'excèdent pas 2,5 \$EU. Elle se situe à 2,5 \$EU. par baril si le capital investi sur chaque baril dépasse 1,5 \$EU., avec des coûts d'exploitation totaux ne dépassant pas 3,5 \$EU. par baril.

géologiques des bassins et le niveau des investissements. Le pays perçoit à travers la compagnie étatisée des redevances ou royalties<sup>36</sup> sur la quantité de brut produit et une partie de la production. Dans ce cas, la part de production qui revient à la compagnie pétrolière nationale peut être soit vendue sur le marché international, ou tout simplement perçue en espèces.<sup>37</sup> La part de production perçue en nature peut également être transformée localement dans des raffineries dont disposent tous les pays producteurs de pétrole de la région (excepté la Guinée Equatoriale et le Bénin).

47. Dans cette partie de l'industrie, la compagnie pétrolière française Elf domine largement la production pétrolière sur l'ensemble du continent africain avec 65% des parts nettes de redevances en 1994, en baisse d'un point par rapport à 1993. En effet, elle produit 448 000 barils par jour de pétrole brut et d'hydrocarbures extraits du gaz brut, dont 60% (267 000 b/j) proviennent du Nigéria et du Gabon.<sup>38</sup> Le volume restant est essentiellement réalisé dans les différents pays de la zone Franc, et particulièrement au Congo où elle détient aujourd'hui 80% de la production. La zone du golfe de Guinée en particulier procure également la moitié des réserves de cette compagnie qui y est en outre le premier contribuable. Elle est talonnée par la compagnie Anglo-hollandaise Shell, détenant à elle seule 47,8% de la production des compagnies internationales au Nigéria.<sup>39</sup> La compagnie américaine Chevron est également très implantée au Nigéria, au Zaïre et surtout en Angola où elle contrôle les deux tiers de la production. Toutes les "majors" sont présentes dans la région ainsi que de nombreuses nouvelles compagnies<sup>40</sup> comme on peut le voir dans le tableau 7.

---

<sup>36</sup> En réalité, il est difficile de contrôler la collecte des taxes. Ce qui revient à dire que certaines compagnies quelque fois ne payent pas les taxes aussi bien au niveau des contrats de partage que dans l'aval de l'industrie pétrolière en Afrique subsaharienne. Pour illustrer ce propos, des compagnies internationales actives dans la région avouent que le moyen de pression dont disposent les dirigeants de la région sur eux pour obtenir de l'argent est de menacer de faire procéder à un contrôle fiscal.

<sup>37</sup> Comme c'est le cas au Zaïre.

<sup>38</sup> Le Gabon est la principale production pétrolière de Elf où le profit réalisé par la compagnie est passé de 51,3 millions \$E.U. en 1994 à 54,4 millions \$E.U. en 1995.

<sup>39</sup> Shell détient 30% de la production sur les gisements de Bonny et Forcados au Nigéria, lui procurant près de 300 000 barils par jour de la production, soit plus que la production de Shell dans tout autre pays au monde.

<sup>40</sup> En Guinée Equatoriale, la compagnie indépendante américaine Walter International a repris en 1990 les parts de la compagnie espagnole Repsol dans la production. Elle a exporté 1,2 millions de barils de brut pour une valeur de 23 millions \$E.U. en 1993.

Tableau 7

**Principales compagnies pétrolières internationales actives en Afrique subsaharienne**

	Angola	Cameroun	Congo	Gabon	Guinée Equatoriale	Nigéria	Autres
Total		R,D		E,R,D	D	P,D	Côte d'Ivoire: R,D. Sénégal: R,D. Afrique du Sud: R,D.
Shell	E,P	E,P,R,D	E	E,P,R,D		E,P,D	Tchad: E,D. Côte d'Ivoire: P,R,D. Kenya: R,D. Namibie: E,P. Afrique du Sud: R,D. Sénégal: R,D. Zaïre: P,D.
BP	E						Afrique du Sud: R,D. Sénégal: R. Kenya: R,D.
Elf	E,P	E,P,D	E,P,R,D	E,P,R,D		E,P,D	Tchad: E. Niger: E,D. Côte d'Ivoire: R,D. Sénégal: R,D.
Caltex							Afrique du Sud: R,D. Kenya: R,D.
Mobil		P,R,D		R	E	P,D	Côte d'Ivoire: R,D. Sénégal: R,D.
Petrofina	E,P,R,D	E		R,D			Zaïre: E,P,D.
Exxon	E						Kenya: R,D. Niger: E. Tchad: E.
Chevron	E,P		E,P			E,P	Zaïre: P. Namibie: E.
Texaco	E. P	R,D		R		E,P,D	Côte d'Ivoire: R,D.
Phillips Petroleum		E		E	E,P	P	Côte d'Ivoire: E.
Agip	E,P		E,P	R		P,D	Tanzanie: R,D. Zaïre: R,D. Zambie: R,D.
Autres	Ranger Oil, Statoil, Conoco, Norsk Hydro - E. Petrogal - E,D.	Perenco - P.	Engen - E,P. Amoco - E.	Engen, Perenco, Occidental, Marathon, Amerada Hess, Arco, Amoco - E. British Gas - P.	Walter Int. - P. UMC - E.	Amoco - P.	Bénin: Pluspetrol - P. Erythrée: Amoco - E. Anadarko - E. Djibouti: Chevron - E. Soudan: Arakis Energy - E. Guinée-Bissau: Monument Oil - E. Côte d'Ivoire: ADDAX - E. UMC/Pluspetrol - E,P. Zaïre: Teikoku Oil - P. UNOCAL - P.

Sources: MBendi Information Services, divers N° de marchés Tropicaux et Méditerranéens, Revue BP, Shell.

Légende:

E: Exploration

P: Production

R: Raffinage

D: Distribution - seulement mentionnée pour pays ayant des activités d'exploration, de production ou de raffinage.

## **B. Raffinage**

48. Pour des raisons de développement économique, d'indépendance énergétique et de prestige national, de nombreux Etats africains, au lendemain des indépendances dans les années 1960 et 1970, ont manifesté le désir de voir localiser des raffineries sur leur territoire. Cependant, le seuil de rentabilité économique des investissements requis qui varie en fonction de la composition du brut à traiter, de sa disponibilité et de la demande des produits est relativement élevé. Les capacités de 20 000 barils par jour sont aujourd'hui considérées comme un minimum. 11 pays en Afrique subsaharienne sur 17 possédant une raffinerie en état de marche<sup>41</sup> atteignent ce seuil. Le problème de la capacité de raffinage est discuté dans l'encadré IX.

49. A travers la composition de l'industrie de raffinage de la région, figurant dans le tableau 8, il apparaît que plus d'un quart d'Etats en Afrique subsaharienne détiennent totalement des raffineries; les autres opèrent en coentreprises<sup>42</sup> avec très souvent les mêmes compagnies pétrolières internationales actives dans la prospection. Dans les pays producteurs de pétrole, la raffinerie nationale est théoriquement approvisionnée par la production locale. Toutefois, certains pays producteurs<sup>43</sup> doivent utiliser des variétés plus légères, car la techno-structure des raffineries existantes n'autorise pas le traitement optimal du brut produit localement. Dans ce cas, ils doivent exporter tout ou partie de leur production de brut vers les Etats-Unis et l'Europe, et importer les quantités nécessaires à leurs besoins. Cette opération "d'échange" se réalise à perte pour le pays concerné, car il ne bénéficie pas de la saisonnalité de la demande.

50. Les transnationales sont très présentes dans l'industrie de raffinage en Afrique subsaharienne. Ce sont elles qui sont généralement chargées de l'exploitation des raffineries dans lesquelles elles détiennent des intérêts. C'est notamment le cas d'Agip, dans les trois raffineries où elle détient la moitié des parts (Tanzanie, Zaïre et Zambie); de Shell au Kenya, où encore de Elf au Congo et au Gabon. La compagnie Total, plus axée sur l'aval de l'industrie pétrolière, est par exemple conseillère technique à la Sonara au Cameroun.

51. 10% de la production de brut africain sont raffinées et consommées dans la région. Le traitement du pétrole brut dans les raffineries permet de répondre à la demande du marché des

---

<sup>41</sup> Malgré l'existence de structure de raffinage dans plusieurs pays africains, il apparaît que soit pour des erreurs de décision, soit en raison de problèmes financiers ou des erreurs de gestion, ou même pour les trois raisons confondues, plusieurs d'entre-elles ont dû stopper leurs activités: il s'agit de la raffinerie zimbabwéenne en 1965, celles du Togo et de la Sierra Leone en 1982, et celles du Libéria et du Mozambique en 1984. La raffinerie somalienne quant à elle est à l'arrêt depuis le début de la guerre civile en 1991.

<sup>42</sup> Excepté celle de la Mauritanie qui est détenue par le gouvernement, mais la gestion et l'exploitation ont été confié par la Somir à une société d'Etat algérienne qui est la Naftal.

<sup>43</sup> C'est notamment le cas au Zaïre, en Côte d'Ivoire et au Cameroun, où les bruts légers utilisés dans la raffinerie nationale proviennent d'importations, afin de correspondre de façon optimale à la configuration technique de la raffinerie. Si dans le cas du Zaïre et de la Côte d'Ivoire les raffineries furent construites une dizaine d'années avant le début de la production effective de pétrole brut dans ces pays, le cas du Cameroun paraît plus surprenant, car la raffinerie ouvre en 1981, soit plusieurs années après le début (1977 - 1978) de la production pétrolière dans ce pays, c'est-à-dire la connaissance exacte de la variété de brut produite localement.

**ENCADRE IX**  
**TAILLE DES RAFFINERIES**  
**ET VIABILITÉ ÉCONOMIQUE**

Selon des informations confirmées par la profession, la capacité minimale requise pour la viabilité d'une raffinerie est de 20 000 b/j. En Afrique subsaharienne, et plus particulièrement dans les pays non producteurs de brut, cette capacité n'est pas parfois atteinte. L'Afrique du Sud, le Nigéria et, dans une moindre mesure le Kenya, la Côte d'Ivoire et le Cameroun sont les pays ayant des capacités nominales compétitives pour des économies d'échelles. Les raffineries restantes sont généralement conçues pour les marchés locaux très souvent étroits, et sont par conséquent, de petite taille. Les configurations techniques sont simples et ne permettent pas de convertir efficacement les bruts lourds en produits légers tels que l'essence ou le kérosène (qui correspondent plus à la principale demande pour le transport). En effet, la demande en produits noirs sert essentiellement pour l'électricité, le chauffage et la petite industrie existante.

Dans ce contexte, d'autres contingences d'ordre financier affectent également les performances de ces structures.

- Si ces structures devraient théoriquement en terme de volume pouvoir couvrir les besoins de la région, il n'en reste pas moins que les taux d'utilisation sont très faibles, environ 50% en moyenne, principalement à cause d'une absence de maintenance. Afin de remédier à cela, les pays ont besoin de procéder à d'importants investissements pour remettre sur pied ou pour adapter les raffineries existantes. La réalisation d'une nouvelle unité est encore plus onéreuse. En Angola par exemple, 2 milliards \$E.U. seront nécessaires pour la construction de la nouvelle raffinerie. Au Bénin, des plans pour la construction d'une raffinerie en coentreprise avec des intérêts américains prévoient un investissement estimé à 900 millions de \$E.U..

- Plus la structure est petite, plus les coûts d'investissements par b/j sont élevés. Une étude de la Banque mondiale estimait en 1980 que, pour une raffinerie de 20 000 b/j, les coûts d'investissements par baril étaient de 4500 \$E.U. contre 2100 \$E.U. pour les raffineries de taille internationale de 120 000 b/j de capacité; impliquant un coût d'exploitation de 4,5 \$E.U. par baril pour ces petites raffineries contre 2,1 pour les autres. Des chiffres sur lesquels tout le monde ne semble pas d'accord puisque les experts de la raffinerie malgache évaluaient l'année dernière leur coût de traitement à moins d'1 \$E.U./baril contre 1,5\$E.U. dans les autres pays de la région.

Fort de ces constatations, il est à craindre que la raffinerie de 2 à 5000 b/j (combinée à une centrale électrique de 12mW) qui est prévue avec la production pétrolière prochaine du Tchad, bien que n'étant pas destinée à l'exportation, ne soit une fois de plus une erreur dès le départ. Il est vrai que la capacité annuelle de production du générateur fournissant l'électricité au Tchad stagne depuis les années 1970, particulièrement à cause de la difficulté qu'éprouve le pays à importer des produits pétroliers qui occupent le deuxième poste dans les importations totales du pays. Une fois les investissements réalisés, cette raffinerie devrait donc permettre au pays d'économiser des devises et parer aux fréquentes ruptures d'approvisionnement.

Toutefois, s'il est exact qu'une raffinerie à capitaux majoritairement publics comme ce sera le cas au Tchad trouve en générale une justification plus politique qu'économique, il n'en demeure pas moins que les paramètres économiques et l'expérience d'autres pays dans la région devraient être mieux intégrés dans les études de faisabilité, notamment la construction de cette structure après avoir établi la variété de brut qui y sera effectivement produite et utilisée. D'ailleurs, la Banque Mondiale avait estimé au début 1996, au terme d'une étude de pré-faisabilité que la rentabilité de ce projet n'était pas garantie puisqu'il reposait sur un prix moyen du brut tchadien à 17\$E.U./baril alors qu'un brut de qualité comparable se négociait fin 1995 à environ 14\$E.U./baril.

produits légers (carburants) et lourds (fuels lourds). L'essence, le gasoil, le diesel, et le pétrole lampant sont les produits pétroliers couramment consommés dans la région. Alors que ce sont les produits légers ou blancs essentiellement destinés au transport qui sont les plus usités, les raffineries de la région fabriquent plus les produits lourds. La configuration technique simple des structures de raffinage de la région constitue sans nul doute un obstacle majeure, puisqu'elle ne permet pas à la raffinerie d'accroître l'offre des produits et d'évoluer vers des produits plus élaborés; Et la situation est aggravée par le fait que la restructuration d'une raffinerie exige des investissements conséquents.

52. Seules les raffineries, d'Afrique du Sud, du Nigéria, du Kenya et dans une moindre mesure de la Côte d'Ivoire produisent d'importantes quantités de produits blancs. Malheureusement, les performances des raffineries du Nigéria et du Kenya, pour des raisons structurelles, se dégradent au point où l'on observe une tendance à l'augmentation des importations de produits raffinés susceptible d'être fabriqué localement.

53. Les échanges pétroliers sont un des rares exemples de coopération intra africain (Sud-Sud), puisque les deux tiers des raffineries en Afrique subsaharienne utilisent les bruts produits dans la région comme on peut l'observer dans le tableau 8. De plus, à l'image du Burkina Faso qui possède 5,4% de participation dans la raffinerie ivoirienne, la compagnie Unipetrol<sup>44</sup> détenue à 40% par la NNPC du Nigéria, vient de procéder à une acquisition allant dans ce sens. En effet, Unipetrol vient de racheter au gouvernement sierra leonais la Freetown Oil Refinery (dont les coûts d'investissement pour la rehabilitation sont évalués entre 1,5 et 2 millions de \$E.U.) pour un montant de 1,2 millions de \$E.U.. Cette opération a pour objectif de couvrir la totalité de la demande interne de la Sierra Léone.

54. L'absence de compétitivité résultant de la gestion de ces différentes raffineries et les difficultés financières qui empêchent la modernisation de l'appareil de production, posent avec acuité le problème même de la survie de ces structures de raffinage. Seules celles existantes en Afrique du Sud, au Nigéria, au Kenya, en Côte d'Ivoire<sup>45</sup> et éventuellement au Gabon (où en 1992 Elf a acquis un certain nombre d'activités de BP dans le raffinage et la distribution, faisant passer la capacité annuelle de raffinage du pays de 800 000 tonnes à 861 000 tonnes en 1993) semblent à même de soutenir la rude concurrence en provenance des centres de production les plus proches à savoir: le Golfe sur la côte Est, les Caraïbes et la Méditerranée sur la côte le flanc ouest.

---

<sup>44</sup> Sa filiale Unipetrol-Togo est également très active dans la commercialisation du brut et des produits pétroliers au Togo qui est une source d'approvisionnement des marchés malien et burkinabé.

<sup>45</sup> En 1993, la Société Ivoirienne de Raffinage (SIR) à Abidjan réalise un bénéfice estimé à 3,7 milliards de francs. En 1994, les opérations de la raffinerie furent gravement perturbées par une grève.

Tableau 8

## Variétés de bruts utilisées dans les raffineries africaines

Pays	Principales variétés
Afrique du Sud	Iranian light (Iran)
Angola	Palanca, Kwanza (local)
Cameroun	Kole (local), Brass river (Nigéria)
Congo	Djeno (local), Cabinda (Angola)
Côte d'Ivoire	Forcados (Nigéria)
Erythrée	Soviet Blent (Ex-URSS)
Gabon	Mandji, Rabi (local)
Ghana	Bonny light, Brass river (Nigéria)
Kenya	Murban based feedstock (Emirats Arabes Unis)
Madagascar	Arabian/Iranian light (Arabie Saoudite, Iran)
Mauritanie	Zarzantine Algeria (Algérie)
Nigéria	Escravos, Bonny light/medium (Nigéria)
	Arabian light (Arabie Saoudite)
Sénégal	Bonny light (Nigéria), Mandji (Gabon)
Somalie	Arabian light (Arabie Saoudite)
Soudan	Iranian light (Iran)
Tanzanie	Arabian (Arabie Saoudite)/Iranian light based feedstock (Iran)
Zaïre	Bonny light, Escravos, Pennington (Nigéria)
Zambie	Arabian light (Arabie Saoudite)

Sources: Petroleum Industry Data sheets, Note 17, World Bank, September 1992; Oil Markets and Prices, Paul Horsnell & Robert Mabro, Oxford 1993.

() Origine du brut

55. Après plus d'une décennie d'expérience, et un constat d'échec, les instances multilatérales, principaux bailleurs de fonds dans la région (contrairement aux pays d'Amérique latine ou de l'Europe de l'Est) telles que le FMI et de la Banque Mondiale, recommandent vivement la libéralisation et dans certains cas la fermeture pure et simple de ces structures. L'argumentation principale pour le désengagement des Etats de la région de l'aval de l'industrie pétrolière est la possibilité d'attirer ainsi les capitaux à risques, dans l'exploration et la production de pétrole brut. De même, elles incitent les pays à revoir le système de rémunération de tous les intervenants dans l'aval du secteur pétrolier en Afrique subsaharienne.

56. Toutefois, les pays montrent de la réticence, à l'image de la Tanzanie. Ce pays estime que la libéralisation pourrait être dangereuse compte tenu de la pratique en vigueur dans le pays. Jusqu'en 1973, les importations de produits pétroliers étaient libres. L'embargo qui frappa les compagnies pétrolières américaines, responsables des importations de pétrole dans le pays, à la suite de la guerre du Kippour en 1973 causa des ruptures de stocks, alors qu'au même moment, des tankers avec des soutes pleines flottaient dans l'océan indien. Le pays décida alors d'instituer un monopole sur l'importation du brut et des produits via une compagnie nationale (TPDC). Un monopole qu'elle réchigne à démanteler par crainte d'une situation similaire à celle de l'époque



de la guerre du Kippour. D'autre part, cette crainte est alimentée par la peur de voir pratiquer par les compagnies de distribution le "transfer pricing". C'est-à-dire intégrer les frais de gestion de la maison-mère (possible grâce à la liberté de choix du fournisseur) dans les prix appliqués dans le pays par la filiale locale. Ceci aurait pour conséquence une explosion des prix.

57. Selon certaines études, la demande en produits pétroliers dans les pays africains situés au sud de l'équateur est en forte hausse depuis 1990 (une croissance équivalente au double de la croissance du PIB). Si cette tendance se poursuivait, la demande en essence ne serait plus pourvue par l'offre régionale actuelle dès 1997, de même que celle du diesel en 1998-1999. Dans le cas où, comme le souhaite la Banque Mondiale certaines raffineries de la région venaient à fermer, la situation déjà précaire deviendrait critique. Au contraire, il est question de construire d'autres structures de raffinage.<sup>46</sup> Compte tenu des problèmes d'environnement, il est fort probable que ces nouvelles raffineries ne puissent être localisées en Afrique du Sud. L'on parle du Mozambique, ou de l'Angola. Il reste maintenant aux gouvernements de faire procéder à des études spécifiques sur la position de l'offre et de la demande, d'identifier et évaluer le potentiel de la raffinerie et d'élaborer des stratégies régionales afin de mettre en oeuvre la meilleure solution pour l'ensemble de la région.<sup>47</sup>

58. Le FMI et la Banque Mondiale ont posé comme préconditionnalité pour l'octroi de différentes tranches de crédits dans le cadre des PAS, au mieux la libéralisation du secteur pétrolier, et au pire la fermeture des structures de raffinage.<sup>48</sup> Le marché pétrolier dans cette région devrait donc être marqué par un mouvement de dérégulation<sup>49</sup>, qui n'implique pas cependant la remise en question des conditions de partage de la production dont les négociations sont menées au cas par cas. Le Mali, l'Ouganda et, depuis novembre 94, le Kenya, ont déjà libéralisé leur marché pétrolier, abandonnant l'ancien système de prix administrés. Au Kenya par exemple, les compagnies de commercialisation étrangères telles que Shell et Exxon, qui possèdent ensemble 50% dans la Kenyan Petroleum Refinery Limited (KPRL), ne doivent plus passer par l'Etat pour importer leur brut.

---

<sup>46</sup> Le gouvernement actuel du Nigéria vient d'autoriser la construction de deux raffineries par des privés.

<sup>47</sup> Source: Brian Paxton, Directeur de Mbendi Information Services, Documents préparatoires pour la African Oil Trade Conference, Harare, Avril 1996.

<sup>48</sup> Comme par exemple au Congo ou encore en Tanzanie. Dans ce dernier pays, la fermeture de la raffinerie TIPER, pourtant détenue en coentreprise entre la compagnie nationale pétrolière TPDC et Agip, est la condition préalable à l'octroi de la deuxième tranche de crédit (200 millions \$E.U.) dans le cadre du PAS.

<sup>49</sup> Les prix des produits pétroliers ont fortement augmenté ces derniers temps, particulièrement dans les pays de la zone franc depuis la première dévaluation historique du franc cfa survenue au mois de janvier 1994.

**Tableau 9**  
**Composition de l'industrie de raffinage en Afrique Subsaharienne**  
 (raffineries actives au 1<sup>o</sup> janvier 1995)

Pays	Nbre de raffineries	Nom	Lieu	propriété	capacité b/j	
					1991	1995
Afrique du Sud	4	* Sapref	Durban	Shell 50%, BP 50%	120 000	165 000
		* Enref	Durban	Engen 100%	67 000	104 000
		* Calref	Cape Town	Caltex 100%	60 000	90 000
		* Natref	Sasolburg	Sasol 63%, Total 37%	78 000	86 000
Angola	1		Luanda	Etat 36%, Fina Petroleos de Angola 55%, autres 9%		32 100
Cameroun	1	Sonara	Limbé	Etat 38,2% SNI 27,5%, Total 8%, Mobil 8%, Shell/Pecten 8% Texaco 0.3%		42,000
Congo	1	CORAF	Pointe-Noire	Hydrocongo (paraétatique) 60%, Elf 40%		21 000
Côte d'Ivoire	1	SIR	Abidjan	Etat 47,2%, Total 10,3%, Elf 15,1%, Shell 10,3%, Mobil 8%, Burkina 5,4%, Texaco 3,7%		64 400
Erythrée	1	ASEB	Assab	Etat 50%, Ethiopian Petroleum Corp. 50%		18 000
Gabon	1	Sogara	Port-Gentil	Etat 25%, Elf 24%, Total 19%, Mobil, Shell, Texaco, Agip, Fina 6,25% chacun, autres 7%		17,300
Ghana	1	Tema Oil Refinery	Tema	Etat (par Ghana National Petroleum) 100%		25 315
Kenya	1	KPRL	Mombassa	Etat 50%, Caltex 11,75%, BP 12,7%, Shell 12,7%, Esso 12,85%		90 000
Madagascar	1	Solima	Tamatave	Etat 100%		16 350
Mauritanie	1	SOMIR	Nbou	Etat 100%		20 000
Nigéria	4	* Kaduna Refinery & Petrochemical Co.	Kaduna	Etat (par NNPC) 100%		104 500
		* Port Harcourt I	Alesa-Eleme	Etat (par NNPC) 100%		60 000
		* Port Harcourt II	Alesa-Eleme	Etat (par NNPC) 100%		150 000
		* Warri Refinery & Petrochemical Co.	Warri	Etat (par NNPC) 100%		118 750
Sénégal	1	SAR	Mbao	Elf 30%, Shell 23,6%, Total 12,8%, Mobil 11,8% BP 11,8%, Banque Nationale du Sénégal		17 000
Soudan	1	Port Sudan Refinery Ltd.	Port Soudan	Etat 100%		21 700
Tanzanie	1	TIPER	Kigamboni	Etat 50%, Agip 50%		15 750
Zaire	1	SOZIR	Muanda	Etat 50%, Agip 50%		17 000
Zambie	1	IPR	Ndola	Etat 50%, Agip 50%		23 750

Sources: Oil & Gas Journal December 94; Petroleum Economist, Avril 95; Marchés Tropicaux, Octobre 95.

**Abréviations:** CORAF - Congolaise de Raffinage  
 IPR - Indeni Petroleum Refinery CL  
 KPRL - Kenya Petroleum Refineries Ltd.  
 NATREF - National Petroleum Refiners of South Africa PL  
 SAPREF - South African Petroleum Refineries PL  
 SAR - Société Africaine de Raffinage  
 SIR - Société Ivoirienne de Raffinage; inclue la Sté Multinationale de Bitumes  
 SOGARA - Société Gabonaise de Raffinage  
 SOMIR - Société Mauritanienne des Industries du Raffinage  
 SOZIR - Société Zairo-Italienne de Raffinage  
 TIPER - Tanzanian & Italian Petroleum Refining CL

## C. Stockage

59. Le stockage du brut dans les pays producteurs s'effectue dans des tanker-réservoirs qui sont construits au large, permettant aux bateaux de se ravitailler en mer. C'est par exemple le cas au Nigéria et en Angola où une bonne part de risque pays est ainsi éliminée. Il en existe d'autres plus petites au Cameroun, en Côte d'Ivoire, et au Gabon. En Guinée Equatoriale, une était prévue pour le mois de juillet 1996. Au Congo, Elf a construit un tanker réservoir flottant qui a été ancré près du champ de Nkossa. Par contre le Zaïre n'en possède pas, puisque toute la production pétrolière y est onshore (sur terre).

60. Dans les pays importateurs, les produits pétroliers et le brut arrivent par tankers. Lorsque le pays est enclavé comme c'est le cas de plus d'un tiers de pays en Afrique subsaharienne, les importations sont assez difficiles, car elles doivent transiter par un autre pays. Le Mozambique est de ce point de vue une plaque tournante. En effet, 80% du pétrole consommé au Zimbabwe, 5% de celui du Swaziland et également le Malawi transite par trois ports mozambicains.<sup>50</sup> Cet enclavement est un handicap alourdi par l'insuffisance des infrastructures de transport, dans la mesure où le coût de transport, vient

### ENCADRE X

#### **L'INDUSTRIE PETROLIERE SUD-AFRICAIN**

L'industrie pétrolière Sud-Africaine fortement régulée, emploie 11000 personnes et représente 7% du PIB. Elle est atypique à tout point de vue. En raison de son isolement suite aux sanctions internationales, ce pays a su développer grâce à ses immenses ressources houillères une industrie de fabrication de pétrole synthétique à partir du charbon et du gaz naturel. Cette industrie carbochimique, basée sur le traitement conventionnel du pétrole brut, était jusqu'ici, pour des raisons stratégiques, extrêmement protégée. Ce pays possède en outre la plus importante capacité de raffinage en Afrique subsaharienne, depuis la fin d'un programme d'accroissement débuté en 1991, l'ayant permis de faire passer sa capacité nominale de raffinage de 325 000b/j à 445 000 b/j.

Avec l'ouverture économique de l'Afrique du Sud, le potentiel d'exportation des produits pétroliers vers le reste de l'Afrique subsaharienne est très important. En particulier si l'important mouvement de dérégulation amorcé et la forte restructuration des petites raffineries existantes dans la région est réalisée. Le développement du potentiel des exportations de l'Afrique du Sud dépend de l'issue des débats commencés en 1993 dans un cadre tripartite entre le gouvernement, le monde syndical et les professionnels du "National Economic Forum's Liquid Fuels Task Force" au sujet de:

- la réforme du mécanisme de fixation des prix des produits pétroliers.
- l'avenir du régime de commerce de détail
- la protection du gouvernement sur l'industrie des combustibles synthétiques.

Cependant, toute modification sera difficile, et la longueur des débats le prouve puisqu'à la mi-1996, peu de changements majeurs sont survenus.

<sup>50</sup> Le pétrole à destination du Zimbabwe est convoyé par un oléoduc depuis le port de Beira vers Harare ou Mutare. La Tanzanie est également un point de passage important puisque le pétrole destiné à la Zambie transite par ce pays d'où a été construit un oléoduc transfrontalier, le Tazama pipeline, détenu à 2/3 par le gouvernement zambien et 1/3 par le gouvernement tanzanien. La production prochaine de brut au Tchad nécessite la construction d'un oléoduc long de 1050 km devant charier le brut tchadien jusqu'au nouveau port de Kribi au Cameroun sur la côte Atlantique.

s'ajouter le coût de production.<sup>51</sup>

61. A l'intérieur des pays, le stockage des produits pétroliers est géré par des compagnies détenues en coentreprise par le gouvernement et les entreprises de distribution présentes dans les différents pays.<sup>52</sup> Le stockage des produits s'opère généralement dans des petites structures<sup>53</sup> qui, tout comme dans le cas des raffineries, nécessite une restauration, compte tenu de leur âge et de la faiblesse de la maintenance.

#### **D. Distribution/commercialisation**

62. La distribution et la commercialisation des produits pétroliers dans la majorité des pays de la région sont contrôlées par les traditionnelles transnationales, présentes dans toute la filière. Trois compagnies internationales couvrent l'ensemble du continent: Shell contrôle plus d'un tiers des parts de marché en République Sud-Africaine, aux Iles Maurices et dans la corne de l'Afrique; Total détient 15% de la distribution sur l'ensemble du continent et réalise le tiers de ses ventes en Afrique du Sud; et Mobil. De grands groupes pétroliers tels que Elf et BP ont une présence marquée dans des zones bien précises: Elf par exemple est principalement distributeur en Afrique francophone, tandis que BP a progressivement cédé ses intérêts dans la région, au profit de Elf principalement, pour se replier sur la région australe du continent.

63. Si dans de nombreux pays de la région l'Etat a le monopole des importations pétrolières, par contre, seul dans près d'un dixième de pays, la commercialisation est exclusivement réalisée par les pouvoirs publics. Il s'agit du Bénin<sup>54</sup>, des Comores, du Congo, de Sao Tome, de la Somalie et des Seychelles. En Mauritanie, en Guinée Equatoriale, au Mozambique ou encore en Zambie, l'Etat est impliqué au minimum à 50% dans des coentreprises pour la distribution. En plus des chaînes de distribution des transnationales qui couvrent de vastes réseaux, certains États de la région disposent de station-services. On peut citer le cas de African Oil au Nigéria; Goil au Ghana détenant 25% des parts de marché; PetroZaire au Zaïre, 19%; PetroIvoire en Côte d'Ivoire 8%, etc.

---

<sup>51</sup> Un camion-citerne effectue facilement en saison des pluies 3 à 4 heures pour parcourir une distance de 100 Km sur une route non bitumée. Et d'après une évaluation du secteur des transports en Afrique Subsaharienne réalisée par la commission des communautés européennes en 1993, les prix des transports routiers y sont parmi les plus élevés du monde. Le cas de la Côte d'Ivoire est par exemple cité où le coût d'une tonne km est deux fois plus élevé qu'en France et cinq fois plus qu'au Pakistan.

<sup>52</sup> Ces entreprises sont généralement déjà présentes dans l'exploration, la production, et le raffinage dans la région.

<sup>53</sup> Des projets d'accroissement de structures de stockage sont à l'ordre du jour dans la région. C'est par exemple le cas au Zimbabwe, où il est prévu de construire de nouvelles structures de stockage capables de contenir six mois de consommation ou 3,6 millions de barils de produits raffinés. De plus, la compagnie suédoise Skanska International Civil Engineering a été choisie pour la construction prochaine d'infrastructures souterraines de stockage pour un montant de 300 millions \$E.U..

<sup>54</sup> Le Bénin vient d'adopter, à la fin du mois de juillet 1996, une loi destinée à libéraliser le secteur de la distribution dans le pays.

Tableau 10

**Présence de compagnies transnationales dans le secteur  
de la distribution en Afrique subsaharienne**  
(nombre de pays - l'Afrique du Sud exclue)

	Afrique de l'Ouest	Afrique Centrale	Afrique australe	Afrique de l'Est
Agip	2	2	1	6
BP	-	-	9	4
Caltex	-	-	9	2
Elf	9	3	-	1
Engen	-	-	4	1
Mobil	9	4	5	5
Petrofina	-	4	-	2
Shell	10	4	6	8
Texaco	5	2	-	-
Total	8	5	6	8
Source: basé sur des données de MBendi Information Services				

64. Un certain nombre de groupes privés en Afrique sont très actifs dans la distribution. Il s'agit au premier chef du groupe d'intérêts Sud-Africains, Engen, qui possède des parts de marchés importants en Afrique australe, et contrôle près du tiers de la distribution au Botswana. En Afrique de l'Est, des compagnies locales telles que Kobil ou Gapco ont acquis ces dernières années, les structures de distribution de certaines compagnies transnationales. Dans un pays comme le Tchad, des entreprises privées locales détiennent 35% des parts de marché de la distribution. Au Burkina Faso (dont le cas est exposé dans l'encadré XI), la Tagui contrôle 5% des parts du marché national. Dans d'autres pays, les privés locaux se sont associés aux transnationales et disposent de parts de marché substantiels; c'est par exemple le cas du Malawi où, la coentreprise qui détient plus de 61% des parts de marché est composée à 80% des intérêts locaux privés et à 20% de BP.

65. Le transfert des produits pétroliers à l'intérieur des pays s'effectue généralement par camions-citerne malgré la faiblesse générale des infrastructures routières au détriment de la voie ferroviaire, moyen de transport plus rentable dans ce secteur et très souvent laissé à l'abandon dans ces pays. La faiblesse des infrastructures de transport est donc une carence supplémentaire. L'on ne peut ici que déplorer l'absence de réseaux à l'échelle de sous-région qui seraient pourtant des vecteurs de rapprochement et d'intégration.

**Encadré XI**  
**LE CAS DU BURKINA FASO**

Le Burkina Faso est un pays situé à l'ouest de l'Afrique cumulant en matière d'énergie un triple handicap: ce pays est totalement enclavé; Il ne produit pas de pétrole brut; et ne dispose pas en son territoire d'une raffinerie. Par conséquent, le Burkina est totalement dépendant des importations d'hydrocarbures, absorbant 45% de ses recettes d'exportation, pour couvrir ses besoins énergétiques.

Les importations pétrolières de ce pays sans desserte portuaire et sans oléoduc, s'effectuent par voies routière et ferroviaire depuis les ports d'Abidjan en Côte d'Ivoire et de Cotonou au Bénin. Le pays dispose de deux dépôts de 36 000 m<sup>3</sup> chacun adjoint d'un centre d'emplisseur de gaz butane de 300 TM, et d'un parc de 500 camions-citernes (de 30 000 à 60 000 litres de capacité). Ces capacités de stockage ne permettent pas de couvrir deux mois de consommation. Ce qui aggrave sa dépendance.

En effet, pour un volume de 20 000 m<sup>3</sup> de produits, représentant la consommation de 3 mois de l'une des principales régions du pays (celle de Bobo-Dioulasso), le blocage du port d'Abidjan, aurait pour conséquence un surcoût de transport de l'ordre de 400 millions F CFA. Tandis que le blocage de celui de Cotonou provoquerait une rupture d'approvisionnement en fuel-oil nécessaire à la production électrique nationale. Ceci induirait la substitution de ce produit par le Diesel-oil dont la consommation pendant un mois alourdirait la facture pétrolière d'environ 300 millions de F CFA.

C'est pourquoi le pays envisage de pratiquement doubler les capacités de stockage actuelles pour atteindre la norme de 90 jours de stock de sécurité. Les coûts des investissements requis sont estimés à 3 milliards 700 millions de FCFA.

La distribution des hydrocarbures est assurée dans le pays par cinq compagnies pétrolières privées (parmi lesquelles quatre sont des filiales de compagnies pétrolières internationales et la cinquième, la Tagui, est une société détenue par des intérêts privés locaux). Un autre distributeur local, la Société de Transport et de Distribution (STD) est uniquement spécialisée dans la distribution du GPL.

*Source: Energie et Développement Socio-Economique au Burkina: Projet de Développement du secteur de l'électricité 2-5 juillet 1996; Documents préparatoires, Ministère de l'Energie et des Mines.*

66. Selon la Banque Mondiale, le démantèlement des monopoles existants dans ce secteur de l'industrie pétrolière en Afrique subsaharienne permettrait de réaliser d'importantes épargnes. S'il est plus probable que les Etats demandent à en être convaincus avant d'amorcer ce processus, il apparaît que la résistance peut aussi venir des compagnies étrangères. Au Cameroun par exemple, ce seraient plutôt, les sociétés de distribution (exclusivement transnationales) déjà en place qui soient hostiles à la libéralisation de la distribution car elles craignent d'être les seules à respecter les règles du jeu (fiscalité, normes de sécurité et de qualité) dans un marché susceptible d'être à tout moment déstabilisé par la fraude en provenance du Nigéria.<sup>55</sup> Toutefois les recommandations de la Banque Mondiale se basent sur l'expérience réussie enregistrée dans d'autres régions (Europe Centrale, Asie du Sud-Est, et actuellement en Amérique Latine) qui a permis la concurrence de nombreux fournisseurs sur ces marchés.

<sup>55</sup> *Marchés Tropicaux et Méditerranéens*, 8 Décembre 1995.

Chapitre IV**MECANISME DE FIXATION DES PRIX PETROLIERS et  
METHODE DE COMMERCIALISATION**A. Les mécanismes de fixation des prix pétroliers au niveau international

67. Les prix pétroliers résultent de la combinaison de facteurs économiques, politiques et institutionnels. Ceci s'explique par la dimension stratégique inhérente au pétrole, rendant leurs mécanismes de formation extrêmement complexes. De nombreux paramètres affectent donc la formation des prix, dans des marchés imparfaits. La compréhension des structures, différentes selon les époques, nécessite au préalable une incursion (réalisée dans l'encadré XII) dans l'histoire de la production pétrolière industrielle. Du point de vue de la théorie économique, lorsque l'offre est abondante comme c'est le cas depuis une dizaine d'années, on pourra s'attendre à ce que les gisements marginaux comme ceux de Mer du Nord soit mis en jachère compte tenu de leurs coûts de production (10 à 15 dollars par baril contre 8 à 10 dollars aux Etats-Unis et 0,5 à 1 dollar au Moyen-Orient); mais ces gisements restent en production.

A.1. Détermination du prix du brut

68. La compétition entre les offres des raffineurs, dont chacun d'entre eux a calculé la valeur du brut selon ses propres projets, est le processus qui transforme les pressions sur les marchés des produits dans les prix du brut. La valeur de chaque brut découle de la valeur des produits que l'on peut en tirer (en moyenne, le prix du pétrole représente 40% de l'ensemble des produits raffinés rendus au consommateur final dans les pays de l'OCDE). La relation entre le prix du brut et celui des produits dérivés dépend des caractéristiques techniques du brut entrant dans le processus de la raffinerie et de la configuration technologique individuelle de cette dernière, ainsi que des différences géographiques et saisonnières entre les marchés qu'ils approvisionnent. Cette relation est moins simple qu'elle n'y paraît, à cause de l'influence d'un certain nombre de pressions contradictoires<sup>56</sup>. En résumé, l'évolution de leurs principaux marchés de produits et la disponibilité du brut sont les deux facteurs primordiaux dont les différentiels entre les marges de raffinage motivent les décisions des raffineurs.

69. Du fait de l'intense compétition entre les raffineurs et l'importante liquidité dans les marchés des principaux consommateurs de produits pétroliers, le prix des variétés produites dans le monde se réfère (en dollars E.U.) au cours des trois principaux bruts de référence (WTI, Brent et Dubaï). En Afrique subsaharienne, les prix des bruts produits localement se calculent sur la

---

<sup>56</sup> Dans le marché des produits pétroliers, il existe une multitude de participants et d'acheteurs qui sont intéressés par des prix bas, tandis que dans celui du brut, les vendeurs sont moins nombreux et leur intérêt porte sur des prix élevés. Les raffineurs quant à eux, ne sont ni intéressés par des prix bas, ni par des prix hauts mais plus par les marges qu'ils peuvent obtenir. D'autre part, la valeur de chaque produit raffiné à court terme dépend de la demande en ce produit; alors que sur le long terme, les innovations technologiques et le niveau des investissements interfèrent dans la formation du prix.

base du cours du Brent en y adjoignant un différentiel: soit une prime, soit une décote qui est déterminée en fonction de la qualité du brut et de l'éloignement des centres de consommations. En effet, la distance entre les lieux de production et les principaux marchés des bruts africains amenuise les éventuelles primes (conférées également par la saisonnalité de la demande) que peuvent avoir ces derniers vis-à-vis du Brent, de sorte que les bruts africains ont le plus souvent une décote par rapport au Brent; excepté le Bonny light dont la prime de qualité était, début 1996, de 10 cents/baril. Une prime qui selon les négociants, serait de 80 cents/baril si ce n'était la distance entre le Nigéria et son principal marché les Etats-Unis.

#### A.2. Types de marchés et formes contractuelles

70. Les techniques de commercialisation actuelles permettent de distinguer deux types de marchés (dans lesquelles coexistent deux autres formes d'organisation) en apparence distincts, mais dépendants l'un de l'autre:

- le marché du physique dont le but final est de parvenir à la livraison directe du produit;
- le marché financier (ou marché-papier) où s'échangent des instruments fongibles, répondant à des spécifications uniformes, et substituables les uns par rapport aux autres. En effet, la fongibilité est la condition sine qua non de l'existence d'un véritable marché car elle permet seule la sommation des offres d'une part et des demandes de l'autre, portant sur des qualités de biens identiques; elle simplifie l'exécution des transactions et favorise les opérations de stockage fondées sur les anticipations des agents économiques. Dans ce marché, il s'échange donc des instruments libérables, selon les types, à maturité ou à tout moment, sans forcément impliquer la livraison du produit. Le tableau 11 donne une présentation schématique de ces deux types de marchés:

Tableau 11

	Marchés physiques	Marchés financiers
Marché libre ou inorganisé (sans organe de contrôle)	- Spot    - Gré à gré	Marché OTC ou marché négocié
Marché boursier ou organisé (avec organe de contrôle et de compensation)		Marchés à terme
Type de contrats échangés	- Spot    - contrats à livrer	-contrat à terme    -swaps et autres instruments hybrides -options                -contrat à livrer



**ENCADRE XII**  
**STRUCTURES DE MARCHÉ**  
**ET FORMATION DES PRIX**

L'évolution des mécanismes de fixation des prix pétroliers est marquée par l'histoire de l'industrie elle-même.

- Jusqu'en 1973, les prix sont postés, c'est-à-dire administrés au niveau qui leur convient par les "majors" (les sept plus grandes compagnies pétrolières internationales plus la compagnie française des pétroles) qui contrôlent tant verticalement qu'horizontalement la filière pétrolière. En effet, la main mise qu'elles ont sur les productions du Moyen Orient et les réseaux performants de commercialisation et de raffinage dont elles disposent, permettent aux structures de marché d'être intégrées "du puits à la pompe". Les transactions sont alors presque toutes sur la base de contrats à long terme et à prix fixes.

- De 1973 à 1986, les prix resteront administrés, mais cette fois à la lumière des pressions du marché. S'étant regroupés au sein de l'OPEP dans les années 1960 et début 1970, les principaux pays producteurs de pétrole au Moyen Orient, en Amérique Latine et en Afrique prennent le contrôle d'un des maillons de la chaîne de production en nationalisant leurs gisements de pétrole et en jouant sur l'offre des prix. En effet, ils réagissent en cartel offensif et modifient les règles du marché à leur avantage du fait de l'inélasticité de la demande internationale. Cette période sera celle des deux chocs pétroliers symbolisés par des hausses brutales des cours du brut (de 1973 à 1981 les prix passeront de 2 à 40 \$E.U/baril). Les transactions vont alors s'effectuer sur la base de contrats spot (au comptant) sur le court terme en se servant des "prix officiels" administrés par l'OPEP. Ces changements vont créer des déséquilibres dans l'approvisionnement pétrolier des majors.

- Enfin, la troisième période est celle en vigueur actuellement et qui a débuté en 1987. L'émergence des producteurs indépendants dans d'autres régions non traditionnelles crée une multiplicité de producteurs qui vont accroître l'offre du produit. Par ailleurs les majors vont acheter d'importantes quantités de brut sur le marché spot à court terme pour constituer des réserves stratégiques, devenues une politique systématique américaine depuis la crise du golfe en 1990. Ces facteurs vont contribuer à la croissance des marchés libres, avec notamment un développement considérable du marché spot et l'effritement du pouvoir de l'OPEP dans la fixation des prix internationaux. Le mode de formation des prix pétroliers deviendra donc tributaire des lois du marché avec une prédominance au niveau de la demande. Aujourd'hui, les prix internationaux sont plus en rapport avec ceux en vigueur dans les marchés des consommateurs plutôt qu'avec celui du port d'embarquement du pétrole. Afin de gérer les risques de fluctuations de prix devenus importants, les opérateurs ont introduit le pétrole et ses dérivés dans les marchés dits organisés ou marchés à terme boursiers. De sorte que les mécanismes actuels de fixation des prix pétroliers intègrent les transactions fictives et le rôle régulateur des spéculateurs sur les marchés financiers, devenant par là même plus complexes.

La tendance qui se profile à l'horizon est celle du rétablissement du contrôle des "majors" sur la production. Car, face aux risques de rupture d'approvisionnement à partir des régions qui seraient politiquement déstabilisées, Les compagnies internationales utilisent l'ouverture de certains espaces comme la Russie ou l'Asie Centrale pour redevenir opératrices et minimiser ces risques à court terme.

## 2.1. Le marché libre

### 2.1.(a) Le marché spot ou marché au comptant

71. Les changements juridiques dans les principaux pays producteurs de pétrole ont entraîné des déséquilibres dans l'approvisionnement du brut au début des années 1970. Les majors durent totalement redéfinir la politique de gestion des stocks (passage d'une situation longue où les besoins en raffinage sont excédentaires à une situation courte accentuée par la révolution iranienne 1979). Ils achèteront dès lors d'importantes quantités de pétrole au comptant, favorisant ainsi l'essor d'un marché au comptant ou marché spot jusqu'ici marginal.<sup>57</sup> Le marché spot est subséquemment un marché d'équilibre et d'ajustement, dont le plus connu est le marché spot de Rotterdam (définissant en fait la région portuaire ARA Anvers-Rotterdam-Amsterdam, où sont concentrés plusieurs courtiers<sup>58</sup> dans le négoce international du brut et des produits pétroliers).

72. La disponibilité et l'offre faite au courtier sont les deux conditions qui prévalent à l'existence du marché spot où s'échangent des contrats impliquant à 90% une livraison directe du physique. Toutefois, il s'y opère également des transactions fictives. Par exemple, un courtier peut vendre un cargo de brut chargé à Pointe Noire au Congo et à livrer au port de Marseille en France. Entretemps, il se trouve en Algérie une cargaison répondant aux mêmes spécifications, mais ayant un avantage comparatif en terme fiscal, qui est disponible; le courtier procède alors à un "wash out", c'est-à-dire qu'il obtient un accord de liquidation et établit un nouveau contrat, la précédente transaction devenant du même coup fictive.

73. Le prix spot publié pour chaque type spécifique de produit, dont l'importance dans la formation des prix pétroliers est indéniable,<sup>59</sup> représente la moyenne des transactions ponctuelles effectuées par les opérateurs du monde entier. Ce prix provient des publications de services d'informations spécialisées<sup>60</sup> ou mercuriales et des offres qui transitent par les courtiers. Le prix spot reflète en principe, à chaque instant, le rapport entre l'offre et la demande sur le marché

---

<sup>57</sup> Jusqu'à l'émergence de l'OPEP, le marché spot ne représente que de 2 à 5 % du commerce international des produits pétroliers; le brut n'intervenant que pour des quantités négligeables dans ces transactions. En 1984/1985, il atteint son sommet en totalisant le tiers des échanges pétroliers internationaux. Depuis 1986, il connaît un essoufflement au profit des marchés boursiers sans que son rôle de référence dans la formation des prix ne soit fondamentalement remis en question.

<sup>58</sup> A la différence du négociant ou trader qui prend le risque commercial et s'engage à livrer ou à enlever à un prix donné, le courtier ou broker travaille pour une commission et est chargé de mettre en relation un acheteur et un vendeur. L'Afrique travaille très peu avec les courtiers au sens où on le conçoit en Europe, mais plus avec des intermédiaires rémunérés à la commission; ces intermédiaires ne sont pas forcément de la profession. Les commissions pour ces intermédiaires sont estimées à 200 millions \$E.U. par an au Nigéria.

<sup>59</sup> Théoriquement, plus les quantités qui transitent en dehors du marché spot sont importantes, moins ce prix doit à priori être significatif; paradoxalement, malgré l'essoufflement du marché spot, le prix spot ou "spot related" (c'est-à-dire que les prix retenus au moment de la négociation entre deux partenaires sont les prix spot publiés) continu de servir de référence au commerce du pétrole et entre 50 et 70% des transactions réelles ou fictives de pétrole passe par le spot. D'ailleurs, 25% à 30% du pétrole OPEP y compris produits raffinés et condensats est vendu au marché spot.

<sup>60</sup> Le service d'information le plus important dans le monde, et celui auquel se réfèrent la majorité des transactions pétrolières africaines, est le Platt's Oilgram Price, publié par Mc Graw-Hill à New York.

libre.

74. Un commerce spot actif existe pour les bruts d'Afrique subsaharienne, notamment celui de la côte américaine (US gulf coast). Ce commerce est particulièrement dynamique le long de la côte atlantique sur la partie ouest du continent où sont concentrés les plus grands producteurs de la région (c'est la raison pour laquelle, dans la profession, on parle des bruts d'Afrique de l'Ouest, même si l'Angola qui est un gros exportateur se situe en Afrique australe). Le pétrole d'Afrique subsaharienne est donc une source non négligeable de liquidités dans le marché spot, par le biais des volumes qui reviennent aux compagnies exploitantes dans la région.<sup>61</sup> Au Nigéria, par exemple, les partenaires pétroliers de la NNPC ont le droit de commercialiser environ 800 mille barils de brut par jour. C'est ainsi que de 1986 à 1991, les transactions spot totales sur les marchés "ouest africains" ont presque quadruplé, passant d'une moyenne de 4 cargaisons par semaine en 1986 à 15 par semaine en 1991, comparativement au 30 par jour enregistré en mer du Nord.

#### 2.1.(b) Le marché Over-The-Counter (OTC) ou marché négocié

75. Dans ce marché, on peut distinguer le marché négocié où il existe des échanges effectifs de produits physiques à l'aide de contrats,<sup>62</sup> et le marché du swap qui est un marché financier où les transactions sont fictives.

##### b.1. Le marché de gré à gré

76. Le marché de gré à gré porte sur des contrats dont les termes sont déterminés directement entre les partis en question selon leur desiderata respectif. Il s'y échange des contrats à livrer, ou forward, ou encore term-contract, qui peuvent être soit transférables, soit non transférables (lorsque le producteur l'exige comme par exemple l'Arabie Saoudite). A l'issue de la négociation, un prix est déterminé ou bien peut être "à fixer". Les coûts de transaction y sont en général bas parce que ce marché fait appel à peu d'intermédiaires. Par contre, le processus de formation de prix peut manquer de transparence, et de plus, la seule garantie de livraison et de paiement est la réputation de la contrepartie. Cette forme de contrat est privilégiée pour la majorité des exportations pétrolières d'Afrique subsaharienne.

77. Habituellement dans les contrats à livrer, on utilise des formules des prix. Ces formules sont composés de quatre facteurs de base: le point de vente, le brut de référence, le facteur d'ajustement correcteur du marché de référence, et la chronologie du mécanisme déclenché au moment où la valeur de la formule doit être mis en route. Par exemple, la NNPC disposait le 12

---

<sup>61</sup> La méthode de fixation des prix sur les transactions spot en Afrique de l'Ouest sont très proches de ce qui se passe en Mer du Nord. Depuis 1991, les échanges forfaitaires qui dépassaient 87% encore en 1986 ont disparu, et tout échange résiduel existant n'est désormais plus publié.

<sup>62</sup> Les opérations effectuées à l'aide de ces instruments peuvent se répéter plusieurs fois au point de créer des chaînes fictives qui influencent la formation des prix spot. Par exemple, ces transactions ne se limitent pas au Brent. En effet, les prix spot influencent les prix spot des bruts d'Afrique qui se réfèrent au Brent et dont la particularité réside dans le cadre de négociation essentiellement basé sur une chaîne courte.

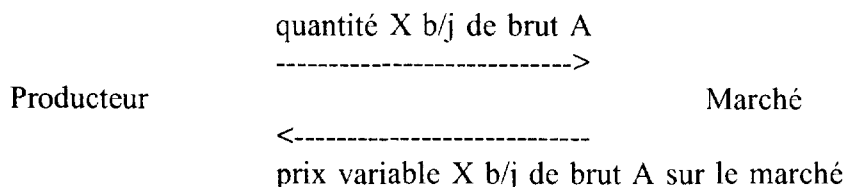
mars 1994 d'une cargaison de Bonny Light 37° API à vendre aux Etats-Unis. Le prix appliqué sur le contrat à livrer était FOB (point de vente), celui de la moyenne des cotations Platt's sur le Brent des cinq jours suivant le connaissance, majoré de 45 cents/baril (facteur d'ajustement du mois de mars 1994). D'autre part, il est important de savoir qu'un contrat en lui-même à un prix; même en cas d'annulation du contrat, une des parties contractantes (par exemple l'importateur) est tenu de percevoir une somme (excepté si les prix restent inchangés) qui est systématiquement incluse dans le contrat suivant en cas de renégociation.

## b.2. Le marché OTC financier: les swaps, et autres instruments financiers

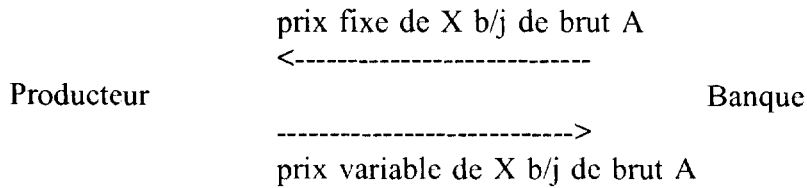
78. D'introduction récente, le swap ou contrat d'échange est une convention couvrant un volume spécifié d'un produit et dans laquelle deux prix sont déterminés, l'un fixe et l'autre variable. Le prix fixe peut être celui de n'importe quel produit de base ou instrument financier, tandis que le prix variable est généralement basé sur un indice de prix à terme publié. Il s'agit alors pour deux coéchangistes de permuter leur position respective. C'est donc un outil purement financier de gestion des risques qui n'implique aucune livraison de marchandise, et nécessite l'intervention d'un intermédiaire disposé à supporter le risque de contrepartie, très élevé dans le négoce du pétrole en vertu des volumes et des sommes en jeu. Le swap procure une couverture individualisée pour des périodes plus longues que celles couvertes par les contrats à terme ou les options échangés dans le marché organisé.

79. Les swaps peuvent être de quatre sortes: le *swap simple* (ou "*plain-vanilla*"); le *collar swap* ou encore min-max qui bloque le prix minimum et maximum, soit la fourchette dans laquelle le prix peut fluctuer; le *participation swap* accordant aux cosignataires la possibilité de bénéficier des avantages conférés lors de mouvements des prix favorables; enfin le *specialized swap*, plus sophistiqué et flexible, cet instrument correspond mieux aux échanges des produits pétroliers dans le court terme, et est de préférence utilisé par des parties extrêmement habiles et expérimentées sur les marchés à terme. Le *swap simple* concerne l'échange d'un prix fixe contre un prix variable sans aucune possibilité pour les parties contractantes de profiter des mouvements favorables des prix sur le marché. Un cas d'école<sup>63</sup> peut être résumé de la façon suivante:

Soit un "*plain vanilla*" swap entre un producteur pétrolier vendant sur le marché une quantité X de baril par jour (b/j) au cours en vigueur au moment de la transaction (prix variable), et une banque prête à supporter le risque de prix inhérent au projet d'investissement dans le forage du producteur de brut; cette banque garantit donc un prix fixe;

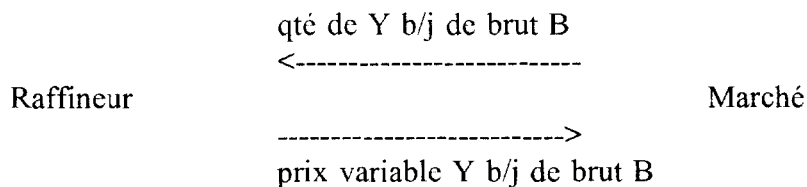


<sup>63</sup> *Price Risk Management in the Oil Sector, A manual*, 4 avril 1996, UNCTAD Secretariat.

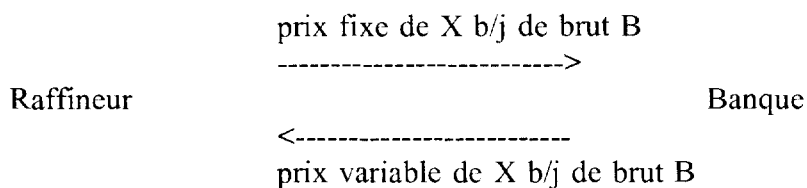


Le producteur obtient un prix de marché variable pour ses ventes de brut, qu'il paye à la banque en échange du prix fixe défini dans l'accord de swap. Le producteur n'est alors plus exposé au risques de prix sur ses ventes quotidiennes. La banque de l'autre côté, paye au producteur le prix fixe et perçoit en retour le prix variable; elle s'expose alors au risque de prix qui s'ensuit.

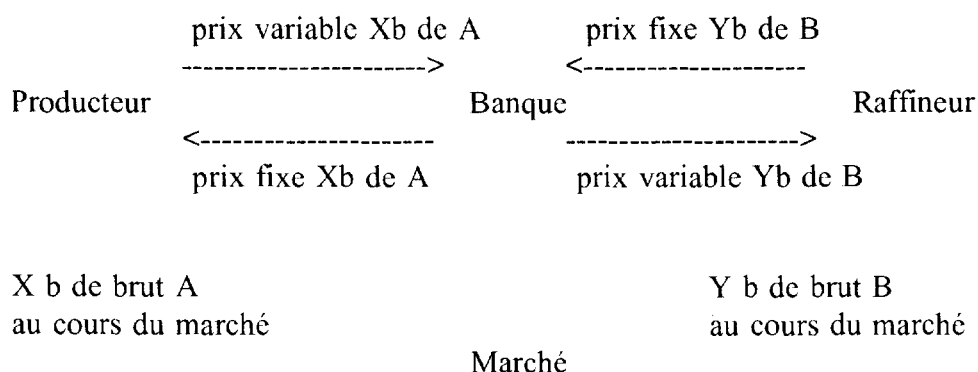
Soit le cas inverse d'un raffineur qui est obligé d'obtenir un prix fixe en raison de ses impératifs budgétaires. Habituellement, il achète une quantité quotidienne de Y barils de brut au prix comptant.



Le raffineur sollicite une banque pour entrer dans un accord de swap



La banque n'étant pas souvent disposée à prendre ce genre de risque sur une longue période, elle peut éliminer le risque de prix, mais pas le risque de contrepartie. Alors, la banque préférera entrer dans le swap en faisant appel à une troisième partie. Elle jouerait dans ce cas là le rôle d'intermédiaire et s'arrangera à coupler les deux opérations.



La réussite de ce montage financier dépendra de quatre facteurs: A, B, X et Y. Si les produits

physiques A et B n'ont pas les mêmes caractéristiques, il est probable qu'il en sera de même pour les prix respectifs. La permutation simple des cash flows résultant des ventes et achats des deux parties n'intéresse pas la banque. Par ailleurs, si les quantités ne sont pas identiques, la banque reste exposée au risque de prix. Alors elle devra, pour réussir ce genre d'opération, trouver d'autres producteurs et raffineurs. Bien souvent la banque attend de dénicher des contreparties répondant aux mêmes spécifications.

80. Divers exemples d'utilisation du swap entre un exportateur et un importateur de pétrole (exportant également une autre matière première) dans la région subsaharienne sont discutés par Tsatsu Tsikata, Directeur Général de la Ghana National Petroleum Corporation (GNPC).<sup>64</sup>

81. On a par exemple le cas de la Valco (entreprise étrangère de production d'aluminium) consommant près de 70% de l'électricité produite par une compagnie étatique, la Dam hydroélectrique. Le contrat à long terme qui existait entre la Valco et le gouvernement liait les prix de l'électricité au prix de l'aluminium sur le marché mondial. Effectivement, Valco payait une quantité d'aluminium fixe pour chaque unité d'électricité consommée. Ceci impliquait pour Valco qu'elle pouvait affecter une partie fixe de sa production au paiement de sa facture électrique. Ainsi, elle éliminait les risques de voir trop augmenter ses coûts d'aluminium lorsque les cours étaient en baisse. Naturellement, la GNPC, par cet arrangement, était exposé aux risques de baisse des prix d'aluminium, ainsi qu'aux risques de hausse des cours du pétrole. En intervenant sur les marchés de gestion des risques, la GNPC fut en mesure de proscrire ces risques.

82. Le gouvernement pu ainsi à la fois, couvrir les fluctuations des prix pétroliers, et lier l'achat de son pétrole à la vente de son électricité à un important client industriel, grand consommateur d'électricité.

83. Un second exemple concerne un accord de prépaiement syndiqué portant sur un montant de 75 millions de \$E.U. qui concernait les importations de brut par la GNPC. Cet accord fut assujéti à la vente de cacao dont le Ghana est un grand producteur. Les devises issues de la vente de cacao étaient utilisées pour acquérir du pétrole. Au début des années 1980, lorsque le cours du cacao chuta, la GNPC imagina la possibilité de lier les devises requises pour les achats de pétrole, aux ventes de cacao, de sorte que la stratégie de couverture sur le taux de change fut relativement complète.

84. Plutôt que de préfinancer l'exportation de cacao, les banques avançaient de l'argent pour l'importation du pétrole. Ce pétrole une fois importé, était vendu rapidement sur le marché local, et les recettes, en monnaie locale, était remis à l'Office de Commercialisation du Cacao, qui s'en servait pour acheter le cacao aux planteurs. Les recettes des exportations de cacao étaient ensuite utilisées, par le biais d'un compte bancaire spécial ou "escrow account", pour rembourser le crédit initial. Le taux d'intérêt, déjà bas en vertu de la structure utilisée, pu de nouveau être réduit par la vente d'une option sur le prix du pétrole par la GNPC.

---

<sup>64</sup> *Adding Value Using Risk Management Instruments: Import, Project Finance and Client oriented Applications*, Tsatsu Tsikata, African Oil Trading Conference Harare, UNCTAD - PTA Bank, Avril 1996.

## 2.2. Le marché organisé

85. Les progrès des techniques et des télécommunications ont favorisé la mondialisation des marchés grâce au nombre important d'intervenants disséminés dans divers points géographiques et des flux commerciaux de grande ampleur, induisant par la même des risques de nature diverses. Il s'est alors trouvé le besoin de créer des marchés dits organisés (autour d'un organisme de contrôle et de compensation ou "clearing house" et régulé par le gouvernement des pays dans lesquels sont situées ces bourses) ou marchés boursiers, dotés d'instruments financiers fongibles, nécessitant par la même une adaptation des pratiques commerciales. Pour des raisons historiques, ces marchés sont généralement localisés dans de grands centres commerciaux et financiers afin de bénéficier de la proximité des groupes dont on fait appel tels que les compagnies d'assurance, et de jouir de moyens de communications de très haute qualité. En effet, par rapport à la nature des opérations qui s'y réalisent, l'information est un facteur primordial.

86. Les marchés boursiers ou marché à terme sont des marchés financiers sur lesquels s'échangent des contrats à terme et des options standardisés et transférables, dont le but est de pratiquer des opérations de couverture et de spéculation sur le court et moyen terme sans forcément procéder à des livraisons de physiques. Ils possèdent trois fonctions fondamentales: ajustement à la marge du marché international, refléter les tensions internationales et traduire l'évolution du rapport entre production et consommation mondiales. La spéculation y joue un rôle clé puisqu'il permet un apport de liquidités, et a une fonction de transfert du risque de prix vers ceux qui ont une moindre aversion à son égard. Toutefois, le marché à terme est un complément, pas un substitut, du marché spot des produits pétroliers. La présence d'un système performant de livraison est alors indispensable, dans la mesure où il assure la stabilité du rapport prix à terme/prix spot. En pratique, dans l'ensemble, les opérateurs qui sont actifs sur les marchés spots le sont aussi sur les marchés à terme.

### 2.2.(a) Les contrats à terme

87. Le contrat à terme est un engagement commercial entre le vendeur et un acheteur pour échanger un produit déterminé à un prix donné et à une date futur. Le dénouement des contrats à terme s'effectue soit par la livraison des produits, soit par l'inversion financière de l'opération avant son échéance. Les prix des marchés à terme sont influencés par les anticipations des intervenants sur l'état futur des marchés. La livraison des produits constitue un dénouement très marginal.

### 2.2.(b) Les options

88. Sur les marchés d'options, il se déroule des opérations à "prime" ou à "option". Une option est un lien contractuel qui a surtout pour but de se protéger contre la fluctuation des prix des produits de base. Elle est donc en quelque sorte une assurance d'éliminer ou du moins atténuer substantiellement le risque prix. Une option s'obtient moyennant une prime qui est un débit négocié d'avance. On peut acheter des options "put" ou "floor" qui donnent de la protection contre la risque de prix bas; et des options "call" ou "cap" qui donnent de la protection contre la risque de prix hauts. Les coûts des stratégies utilisant les options peuvent être réduits si on

entreprennent des transactions nommées "min-max", dans lesquelles la couverture n'est pas payée par une prime, mais en échange des profits réalisés au cours d'une éventuelle amélioration des cours.

89. Ces instruments ainsi que bien d'autres plus complexes encore servent donc à des stratégies de gestion des risques de prix, sur des marchés assez volatiles. Ces stratégies ont des coûts additionnels qui, somme toute, sont moindres comparativement à l'attitude de laisser faire actuelle qui caractérise de nombreux exportateurs<sup>65</sup> et importateurs africains de pétrole.

90. L'encadré XIII explique la situation classique de déport ou backwardation qui prévaut sur les marchés pétroliers. Ceci peut donc éclairer les pays qui peuvent dès lors, établir des contrats à prix à fixer et n'acheter que lorsque le cours est au plus bas. La commission du courtier est relativement faible, environ 25 cts/contrat standard (1000 barils). De plus, plutôt que d'acheter comme s'est souvent le cas des petites quantités en fonction des besoins du moment, on peut envisager plus sereinement la possibilité d'acheter plusieurs contrats sur des volumes importants à recevoir dans le temps. Le préalable reste quand même d'accéder à des lignes de crédit et d'avoir une équipe qualifiée pour ce genre d'opérations.

### **ENCADRE XIII** **LE DEPORT OU "BACKWARDATION" SUR** **LES MARCHÉS PÉTROLIERS**

Comme on peut le voir sur ce tableau, sur les marchés à terme pétroliers, les prix cotés de proches échéances sont très souvent plus élevés que ceux d'échéances plus éloignées.

Tableau

**Prix des contrats à terme WTI cotés le 7 juin 1996**  
**au Nymex (New York Mercantile Exchange) - \$E.U./baril**

Mois	Juillet	Août	Octobre	Novembre	Décembre
Prix	20,07	19,22	18,45	18,27	18,15

L'explication réside dans le besoin qu'ont les raffineurs d'éviter les risques de non livraison et de contrepartie; c'est ainsi que dans une logique industrielle et de compensation, les raffineurs ne procèdent à la transformation du brut qu'avec l'assurance de débouchés précis. En d'autres termes, les produits disponibles maintenant sont plus chers que ceux disponibles plus tard parce que les raffineurs attendent le plus tard possible pour connaître la situation des citernes de stockage avant de transformer ce qui convient plus à la demande. S'ils transforment plus qu'il n'y a de place de stockage, les raffineurs pourraient être contraints de liquider à bas prix afin de libérer la citerne. Les coûts de stockage et l'impossibilité matérielle de disposer sur le champ le brut commandé (temps mis en mer ou dans l'oléoduc pour parvenir à bon port) expliquent donc la situation de déport courante sur les marchés à terme pétroliers.

Il en résulte que les importateurs de pétrole dans les pays en voie de développement pourraient à bon escient se servir des prix cotés en bourse pour établir leurs contrats d'achat, plutôt que d'établir des contrats à prix fixe sur moyen ou long terme. Si l'on prend par exemple les cotations ci-dessus. Il est important de retenir que le prix de référence lors de négociations pour une livraison en septembre est celui d'août - le prix "spot" de juillet n'est pas indiqué. Un pays importateur ne devrait donc pas se référer à ce prix - comme c'est souvent le cas chez un certain nombre d'importateurs, à leur dépend. Une compréhension du comportement du marché dans le temps est fondamentale pour améliorer les procédures d'approvisionnement et les niveaux de prix requis. Il apparaît donc que, avec la structure actuelle du marché, il serait opportun pour un importateur de fixer les prix souhaités le plus longtemps possible à l'avance.

<sup>65</sup> Des exemples de stratégies de couverture des risques sur les taux de change mises en oeuvre par la NNPC au Nigeria dans les investissements pétroliers sont présentés dans "An exporter's experience in oil marketing, risk management and financing", O.A.R. Oladele, African Oil Trade Conference, Harare, UNCTAD - PTA Bank April 1996.



## B. Méthodes de commercialisation en Afrique subsaharienne

### B.1. Les ventes/achats

91. L'essentiel des ventes de brut en Afrique subsaharienne revenant aux Etats est effectué par appels d'offre internationaux. Dans la mesure où le pétrole répond à des caractéristiques techniques bien spécifiques, les appels d'offres sont souvent gagnés par les compagnies européennes, familiarisées aux particularités de la région, grâce à leur longue expérience en Afrique. C'est d'ailleurs une des raisons pour laquelle les compagnies européennes préfèrent que le pétrole subsaharien soit indexé au brut de référence européen, le Brent, et plus précisément le Brent daté, malgré le fait que l'essentiel du pétrole brut de la région soit destiné aux raffineries américaines.<sup>66</sup> D'autre part, ces ventes sont faites sous contrat à moyen ou long terme (très souvent renouvelable) avec des partenaires qui tendent à être exclusifs dans cette partie du monde.

92. Nonobstant le fait que tous les pays exportateurs utilisent les prix à terme comme prix de base pour leurs exportations, ils se servent cependant très peu des marchés à terme de façon directe. Par exemple au Nigéria, à travers la Duke Oil, la NNPC a utilisé la IPE (International Petroleum Exchange) pour fixer le différentiel entre le prix du contrat proche et celui du contrat le plus éloigné. Elle faisait donc un "switch" et fixait le niveau du déport ou backwardation. Le Cameroun, par l'intermédiaire du négociant, utilise également IPE pour étendre le temps sur lequel les prix sont fixés. En effet, la SNH sait de combien de chargement elle dispose sur l'année. Alors, la compagnie répartit ses ventes par volume équivalent de façon à obtenir le prix moyen survenu au cours de l'année. Bien que timides, ces différentes expériences, du point de vue de la gestion des risques de prix, sont encourageantes.

93. Certains pays dans la région fixent le niveau du différentiel avec le brut de référence, ici, le Brent. C'est notamment le cas du Nigéria où le gouvernement fixe chaque mois le niveau du différentiel qui est lié à la valorisation relative de chaque produit, une technique nommée "deemed processing". La NNPC possède une liste de négociants avec lesquels elle a signé des contrats. Lorsqu'une cargaison est disponible, ces négociants sont contactés. Le mieux disant qui gagne l'appel d'offre est tenu d'enlever la marchandise dans les trois mois suivants: si au bout des trois mois la marchandise n'est pas enlevé, le négociant est considéré comme démissionnaire et la NNPC choisit un autre soumissionnaire. Toutefois, la dimension politique que revêt le pétrole au Nigéria rend son marché beaucoup plus complexe qu'elle n'y paraît, laissant une large place au négociant.

94. En terme de détermination de prix, le cas du Nigéria est aussi compliqué que celui des autres exportateurs. Tout comme dans le passé (et avec peu de succès) l'ont fait quelques pays exportateurs de cuivre, la NNPC offre à ses partenaires le choix entre le paiement du prix Brent plus ou moins un différentiel, se référant aux dates de connaissance, ou alternativement, moyennant une prime, un choix de dates sur lesquels les prix seront déterminés. Dans le

---

<sup>66</sup> Il n'est pas inhabituel pour un intermédiaire d'être capable de réaliser une vente au comptant FOB au prix Ouest-africain par rapport au Brent pour revendre à un raffineur américain qui souhaite acheter CIF côte américaine sur les termes WTI.

deuxième cas, un mécanisme de prix dénommé "back pricing" est déclenché; la NNPC vend l'équivalent d'une option d'achat ou "call", ce qui lui donne des profits supplémentaires sauf si, pendant les trois mois de sursis pour enlever le brut, les prix sont nettement plus bas qu'au moment du chargement.

95. En Angola, la structure est assez bien organisée, de sorte que la Sonangol fait très peu appel aux négociants et vend directement aux raffineurs. La compagnie exporte tous les mois deux cargaisons. Tous les 15 jours, elle lance un appel d'offre et choisi le mieux disant. Dans les autres pays producteurs de brut, l'essentiel de la commercialisation pétrolière n'est pas sous leur contrôle, exception faite du Cameroun où, 90% du pétrole brut disponible pour la SNH, est vendu sur la base de contrats à long terme, avec renégociation de prix<sup>67</sup> sur chaque cargaison (gré à gré).

96. En résumé, la majeure partie des exportations pétrolières subsahariennes se font par des contrats à livraison différée, prévoyant en principe un schéma fixe de livraison, pour des prix qui se réfèrent au prix Brent. Ces ventes transitent souvent par des négociants. Un rapport évalue de 5 à 10 cents par baril, les pertes subies par les pays exportateurs lors des ventes effectuées par l'entremise du négociant. Ces pertes pourraient être évitées si le pays vendait directement sur le marché spot où se termine de toute façon l'essentiel de leur brut. Toutefois, l'on ne peut ignorer le risque commercial qu'encourt le négociant en lieu et place du pays, et la certitude de ventes sur une période déterminée à l'avance. Par ailleurs, du fait des vicissitudes inhérentes au marché international du pétrole, aucun système à l'heure actuelle ne permet de garantir un prix.

97. Les importations pétrolières dans la région subsaharienne sont principalement faites par voies contractuelles et par appels d'offre. Les pratiques classiques en matière d'importation des produits pétroliers en Afrique subsaharienne sont illustrées par l'exemple du Burkina Faso dans l'encadré XIV. Il est à noter que des pays comme le Zaïre, le Cameroun ou le Kenya n'utilisent que les voies contractuelles pour s'approvisionner. Dans plusieurs pays de la région australe, les procédures utilisées s'apparentent à celles de l'Afrique du Sud.

## B.2. Rôle du négociant ou trader

98. Au début des années 1970, lorsque les pays producteurs décident de percevoir leur redevance en brut et non plus en espèces, ils acceptent de prendre un risque commercial et créent dès lors des conditions de négoce. En effet, l'absence d'une vue globale du marché et d'une certaine intégration implique le besoin, pour les pays producteurs, de recourir à des intermédiaires pour écouler leur marchandise. Le négociant est alors celui qui va prendre le risque d'acheter la production des pays en question.

99. Le négociant est un commerçant qui parcourt les différents pays exportateurs ou importateurs munis des références bancaires. En Afrique subsaharienne, les contacts personnels avec les responsables sont un facteur déterminant dans les relations commerciales. C'est la raison

---

<sup>67</sup> Cette renégociation porte exclusivement sur le différentiel (par rapport au Brent), reflétant la valeur du brut pendant la négociation.

pour laquelle les principaux négociants savent par leurs relations qu'un pays disposera prochainement d'une cargaison de brut à vendre ou, a besoin d'acquérir une certaine quantité de produits pétroliers. Le trader étudie le marché en prenant contact avec les éventuels acheteurs ou vendeurs pour voir s'ils sont intéressés et il sait approximativement quel prix les acheteurs sont prêts à mettre; lorsque l'appel d'offre vient à être publié, le trader détermine son prix de façon à essayer d'être le mieux disant. Quand le marché est gagné par un négociant, il affrète un tanker à la date du contrat pour enlever la marchandise. Auparavant, la Lettre de Crédit qui est une garantie délivrée par la banque de l'acheteur contre remise de documents est déposée auprès de la banque des pays vendeurs. Lorsque la banque du vendeur est en possession de la Lettre de Crédit, le pétrole peut être enlevé. Après inspection par des spécialistes accrédités (SGS par exemple), le brut peut prendre la direction voulue en mer.

**ENCADRÉ XIV**  
**PROCÉDURES D'ACHAT**  
**AU BURKINA FASO**

L'importation, le transport et le stockage des hydrocarbures au Burkina sont contrôlés par l'Etat à travers une compagnie pétrolière nationale, la Sonabhy, créée en 1985. Elle s'approvisionne sur le marché international essentiellement par appel d'offres et par achats contractuels auprès de la raffinerie ivoirienne la SIR, dans laquelle le Burkina possède 5,4% des parts. De même, ses besoins en gaz butane sont pourvus par la compagnie nationale ghanéenne, la GNPC.

Les appels d'offre portent sur des cargaisons de 20 000 à 30 000 TM. Les offres sont faites sur la base des moyennes cotations Cargoes FOB-MED basis Italy, publiées par le Platt's European Marketscan, au jour du connaissance ou à la date du transfert en bacs. A ce prix l'on ajoute ou retranche un différentiel en \$E.U. la tonne métrique.

*Source: Energie et Développement Socio-Economique au Burkina: Projet de Développement du secteur de l'électricité 2-5 juillet 1996; Documents préparatoires, Ministère de l'Energie et des Mines.*

100. Le plus important négociant dans la vente et les achats de brut subsaharien est Phibro, qui traite ce brut dans ses propres raffineries aux Etats-Unis. Les autres principaux acheteurs sont la compagnie britannique British Petroleum (BP), la Compagnie Française des Pétroles (CFP) et, malgré son surplus négociable de brut nigérian, Shell. Glencore est le principal trader actif sur le marché nigérian. Vitol et Addax sont d'autres très importants traders tant sur les échanges de brut, que sur ceux des produits dans la région subsaharienne. A l'instar d'un pays comme la Lybie qui a une structure de marketing dans les grands centres de consommation, les pays de la région commencent à créer des sociétés de trading comme le Nigéria, l'Angola ou le Gabon, qui possèdent des actifs importants dans ces structures basées à Londres.

#### B.4. Financement

101. L'industrie pétrolière est fortement capitalistique. Ceci est le cas non seulement pour les investissements<sup>68</sup>, mais aussi pour le commerce à proprement parlé (une cargaison de pétrole brut dépasse facilement 12 millions de \$E.U.). L'accès au financement, et les coûts de cet accès, sont donc d'une importance vitale pour les acteurs de cette industrie.

<sup>68</sup> Les investissements pétroliers du groupe Elf dans les principaux projets de développement en Afrique subsaharienne étaient de 13 061 millions FF en 1994.

102. Pour les pays africains, l'accès au crédit est loin d'être facile, même pour les pays disposant des réserves importantes de matières premières. Pour parer à ce problème, les financiers ont développé un certain nombre de mécanismes de financement qui permettent de contourner les obstacles. Dans la plupart des cas, ces mécanismes relèvent d'une liaison entre les flux pétroliers et les flux financiers.<sup>69</sup> Des crédits de préfinancement sont aussi souvent accordés aux Etats pour financer les dépenses courante qu'engendre l'activité pétrolière et notamment l'exécution de certains marchés importants. Cette opération trouve son dénouement soit dans le règlement immédiat des biens et services livrés, soit dans l'octroi des crédits de mobilisation de créances nées. Ces crédits font souvent intervenir l'aval d'un organisme de garantie et bénéficient de conditions avantageuses. Toutefois, quelque soit la forme prise par le financement, il est très souvent nécessaire de disposer d'un compte bancaire spécial basé à l'étranger ou "escrow account".

103. Les prêts syndiqués sont également réalisés dans le secteur<sup>70</sup>. Le premier du genre vient d'ailleurs d'être fait pour le financement de l'industrie pétrolière angolaise par un consortium de banques commerciales. Il s'agit d'un accord de pré-paiement portant sur un montant de 310 millions de \$E.U. conclu entre 19 banques commerciales (divisées en trois groupes) et l'Angola. Cet accord sous-tend un contrat de livraison de pétrole sur trois ans par la Sonangol à la BP. Ce type de financement syndiqué sur la base d'un contrat commercial, a permis selon l'Union de Banque Suisse (UBS), de faire appel tant aux partenaires traditionnels du pétrole angolais, qu'aux nouveaux entrants sur ce marché. Il a été ficellé de sorte à éviter la clause de non nantissement de la Banque Mondiale, puisque le montant peut être remboursé en 12 mois. Cet accord prévoit la livraison de 30000 b/j de brut pendant trois ans par la Sonangol à la BP. Une Lettre de Crédit couvrant un montant de 434 millions \$, a été ouverte par l'UBS ainsi que ses partenaires du premier groupe, apportant chacun 10% du montant octroyé par ce groupe. La marge d'intérêt au dessus du Libor paraît assez faible puisqu'elle sera de 2,125% la première année, et 2% les deux années suivantes.

104. Dans les pays importateurs de pétrole, le problème se pose avec plus d'acuité. Les achats pétroliers englobent une part considérable des ressources en devises des pays<sup>71</sup>. La Banque Mondiale est la principale pourvoyeuse de fonds dans cette partie du monde dont les Etats, ayant de trop forts taux de risques en tout genre, rencontrent d'énormes difficultés à accéder au crédit privé. Ces Etats ont d'ailleurs dû accepter des programmes d'ajustement structurel (ou PAS) du FMI, obligatoires pour continuer à bénéficier des crédits à taux avantageux et sans garantie, octroyés sous le parapluie de la Banque Mondiale.

105. Le problème d'accès au crédit pourrait se résoudre en grande partie si le pays utilisait

---

<sup>69</sup> C'est par exemple le cas en Angola où la Sonangol a, en 1992, fait correspondre une certaine quantité de pétrole au financement du premier grand développement du deep-water de Cabinda.

<sup>70</sup> Bien qu'ayant l'intérêt d'attirer un certain nombre de partenaires financiers dans le pays, un prêt syndiqué est cependant délicat lorsqu'il s'agit de renégocier les termes de l'endettement.

<sup>71</sup> Les importations de brut et de produits raffinés absorbent 55% des ressources en devises de la Tanzanie, 45% au Burkina Faso et en Ethiopie, 40% au Kenya, 30% à Madagascar, 20 à 30% au Burundi, pour ne citer que ces exemples.

mieux les instruments disponibles sur le marché du pétrole. Par exemple, lorsque un pays importateur produit une matière première majeure, les crédits accordés peuvent être garantis par les revenus de cet autre matière première, comme l'ont par exemple fait le Ghana ou la Tanzanie.<sup>72</sup> Dans les autres pays importateurs, les ressources nécessaires peuvent être garanties par des sociétés d'Etats ou par des privés; cela laisse supposer les difficultés importantes auxquelles ils doivent faire face pour leurs importations pétrolières. Une étude réalisée par le Secrétariat de la CNUCED suggère la possibilité de créer un fonds multilatéral de garantie pour permettre aux pays en développement d'accéder plus facilement aux marchés de gestion des risques et par ricochet, au crédit international.<sup>73</sup>

### C. Mécanismes de fixation des prix domestiques

106. Le rôle de l'Etat dans la fixation des prix énergétiques internes est très important dans la majorité des pays de la région subsaharienne. Le cours interne des produits pétroliers est généralement fixé par voie administrative tant dans les pays importateurs, que dans ceux qui en produisent. La formule des prix pétroliers, en principe uniforme sur l'ensemble du pays, est déterminée sur la base du coût majoré. Le principe du coût majoré consiste à garantir une marge minimale de bénéfice aux intervenants quelque soit le niveau du coût des intrants. Cette formule peut s'appliquer à l'un des deux niveaux décisionnels fondamentaux dans l'aval de l'industrie pétrolière: soit au niveau du prix sortie d'usine (coût d'exploitation de la raffinerie + prix du brut + marges de raffinage et de stockage) qui donne le signal aux producteurs, soit à celui des prix de détail (prix sortie d'usine + marges de distribution et de commercialisation + taxes diverses) qui donne le signal aux consommateurs.

107. Dans la majorité des pays d'Afrique australe, les importations pétrolières proviennent d'Afrique du Sud et le système de prix en vigueur est très proche de celui en cours en Afrique du Sud. Ce système est basé sur le "In-Bond Landed Cost" présenté dans l'encadré XV. La fixation des prix y intègrent donc mensuellement les mouvements des cours internationaux<sup>74</sup>. Certains pays de la région australe, tel que la Namibie, tentent cependant de se diversifier de l'Afrique du Sud comme source d'approvisionnement, car ils considèrent que ce système rend les produits onéreux.

108. De nombreux pays dans la région ont amorcé un processus de libéralisation pour enrayer les deux types d'inefficacité qui affectent d'une façon ou de l'autre les prix de détail en vigueur:

---

<sup>72</sup> Toutefois, la clause de non-nantissement ou le "negative pledge" de la Banque Mondiale fixe les limites du niveau de cette garantie; notamment en interdisant une garantie pour des périodes de plus de 12 mois. Cependant, des mesures d'assouplissement de cette clause, introduites depuis 1991 peuvent, de façon très restrictive, être octroyées pour des projets bien particuliers.

<sup>73</sup> *Obstacles tenant au risque de contrepartie et au risque souverain à une amélioration de l'accès aux marchés de la gestion des risques: Questions, Problèmes et solutions possibles*, Rapport du secrétariat de la CNUCED, Genève 2 août 1994.

<sup>74</sup> Pour la première fois depuis plusieurs années en Afrique du Sud, la marge de détail à augmenter en août 1995 afin de compenser les compagnies pétrolières pour les coûts de distribution; tandis que la marge de gros n'a pas bougé. L'essence sans plomb a été introduit au début de cette année à 4 cents en dessous du super.

1. lorsque les prix sont fixés au dessus des coûts industriels, créant ainsi des rentes inutiles, les consommateurs absorbent la différence;
2. quand les coûts sont fixés en dessous des coûts marginaux de production, l'industrie en effet subventionne les consommateurs.

109. Bien que de nombreux pays<sup>75</sup> en Afrique subsaharienne procèdent quelquefois à des révisions des prix<sup>76</sup>, il est apparu que seul le Zaïre parmi tous les pays possédant une raffinerie, ajuste automatiquement tous les mois les prix départ-raffinerie et les prix à la pompe; mais il inclue dans les premiers prix le "transit fee" jusqu'à la raffinerie pour compenser les pertes financières subies dans la "third-party" du processus de transformation de la raffinerie. Ces pertes trouvent leur origine dans le fait que cette partie est rénumérée sur la base du système du coût majoré. Le Lesotho, pour les pays sans structure de raffinage, a un mécanisme automatique de variations des prix énergétiques portant à la fois sur les prix des importations (mensuellement) et sur les prix de détail (annuellement) sans procéder à des compensations. Quant à l'Éthiopie, son système est encore particulier<sup>77</sup>.

**ENCADRE XV**  
**IN-BAND LANDED COST (IBLC)**

Les prix pétroliers, en cours de restructuration, sont actuellement déterminés chaque mois en Afrique du Sud dans le cadre du IBLC. Ceci implique donc une formule basée sur la parité des importations et sur les publications de l'association SAPIA.

Le IBLC est calculé en prenant la moyenne du prix spot Singapour et des prix postés Bahrein pour le diesel et l'essence 93 et 87 octanes. Les prix considérés sont ceux du 15<sup>ème</sup> jour de chaque mois, à la raffinerie caltex de Bahrein, et à trois raffineries de Singapour (Esso, Singapour Petroleum Company et Mobil). Il y est ensuite ajouté les frais d'assurance (0,2% du prix FOB et du fret) et les coûts de transports maritimes depuis ces raffineries; les coûts pour les pertes et évaporations au cours du transport, plus les taxes diverses sont également pris en compte dans le calcul. Les taux de fret appliqués sont obtenus à partir de la moyenne des taux de Singapour (75%) et Bahrein (25%). Le facteur de densité du produit, et le taux de change Rand/SE.U. prévalant le 15<sup>ème</sup> jour du mois intègrent cette formule.

<sup>75</sup> D'autres pays de la région tels que le Ghana, Kenya, l'Ouganda, la Sierra Leone, le Togo ou le Zaïre ajustent leurs prix internes aux cours internationaux, sans que cet ajustement ne soit toutefois pas complet, car ne porte pas sur tous les produits.

<sup>76</sup> Tout en ayant un système de péréquation géré par la caisse de stabilisation des prix des hydrocarbures qui garanti un prix uniforme sur l'ensemble du territoire, comme par exemple au Cameroun ou au Gabon.

<sup>77</sup> En Éthiopie, les prix pétroliers au détail (exceptés ceux du petrol et inland fuel oil) sont systématiquement fixés en dessous des coûts d'importations. Par exemple, le prix de Gaz de Pétrole Liquéfié était de 23% plus bas et celui du kerosene 21%, tandis que celui du petrol était de 87% plus élevé que le prix des importations. Cette mesure est préservée afin de maintenir la forte demande en ces produits dont les taxes rapportent annuellement environ 53 millions \$E.U. soit 84% des taxes gouvernementales indirectes.

## PROSPECTIVES

110. Les produits pétroliers fournissent 69% des besoins énergétiques commerciaux de l'Afrique subsaharienne et absorbent près du tiers de leurs ressources en devises. Les échanges pétroliers sont donc d'une importance vitale pour la région.

111. Dans le domaine de la production, les perspectives sont favorables. Le potentiel de la région subsaharienne n'est pas complètement identifié. Ces dernières années, malgré des mesures légales incitatives, les travaux d'explorations ne se sont pas véritablement intensifiés. Toutefois, les réserves de la région pourront couvrir les 30 prochaines années, au rythme actuel de production. D'ailleurs, les gisements du Nigéria et de l'Angola font partie des bassins de substitution, au même titre que ceux de Chine ou encore d'ex-URSS, convoités par les compagnies pétrolières internationales, face à la baisse probable de la production en mer du Nord.

112. L'industrie pétrolière en Afrique subsaharienne est appelée à croître et à devenir plus efficace. Pour cela, deux problèmes fondamentaux devront être vigoureusement résolus si les Etats de la région souhaitent que ce secteur soit le moteur de leur développement industriel. Il s'agit de la restauration des infrastructures et la révision du système de rémunération des intervenants dans le secteur.

113. En effet, le bilan qui se dégage de l'état des infrastructures est désastreux. Un effort particulier doit être fourni dans ce sens, tant sur le plan de l'amélioration des capacités techniques des raffineries que sur celui des infrastructures de transfert, de stockage et de distribution.

114. En plus des objectifs de croissance et d'efficacité, les pays devront faire mettre l'accent sur la valorisation du secteur à travers l'amélioration des techniques de commercialisation et de financement. Considérant le caractère hautement capitalistique de l'industrie pétrolière, le poids des échanges pétroliers sur la balance des paiements des Etats de la région, la dépendance des différents pays vis-à-vis des importations pétrolières en l'absence d'énergie de substitution (dépendance qui devrait s'accroître compte tenu de la hausse de la demande dans la région), et enfin et surtout la volatilité des cours internationaux du pétrole, il est impératif, qu'au minimum, soient tentées des techniques qui ont fait des preuves dans d'autres parties du monde, pour autant que des professionnels suffisamment formés s'attèlent à la tâche.

115. Par ailleurs, le système d'homologation des prix empêchant tout ajustement des prix domestiques aux mouvements internationaux des prix, et les modes de rémunération dans l'industrie pétrolière sont à l'origine de distortions dans l'ensemble de la chaîne pétrolière, et particulièrement dans l'aval de l'industrie. Ces facteurs ont une lourde responsabilité dans les sévères pertes financières qui ont retardé les investissements, réduit les capacités de production et effrayer les nouveaux arrivants, compromettant à la fois la sécurité du pays et l'activité économique.

116. Le commerce des produits de base a subi des mutations profondes et est aujourd'hui régi par des mécanismes certes complexes, mais qui peuvent être parfaitement assimilés par les pays subsahariens. Les timides utilisations actuelles des marchés de la gestion des risques par quelques pays de la région le prouvent. Cependant, il convient de poursuivre sur cette lancée en initiant les réformes institutionnelles nécessaires, en améliorant les systèmes d'information disponibles et en adoptant au niveau régional des politiques commerciales et fiscales intégrés.

117. L'accès au crédit doit être facilité pour utiliser les instruments de gestion des risques, et l'utilisation de ces instruments peut faciliter l'accès au crédit: "le serpent qui se mord la queue", diraient quelques-uns. S'il est vrai que la question de fond reste comment attirer les capitaux à risques, il n'en reste pas moins que ce cercle vicieux pourrait être évité par des techniques combinatoires, pour autant que les conditions garantissant le succès soient réunies. C'est par exemple la mise en place d'un fonds de stabilisation conjuguée à l'utilisation d'instruments financiers de gestion des risques.

118. La clé du succès porte moins sur le débat monopole/libéralisation que sur la ferme volonté des décideurs politiques et économiques dans la région, d'opter pour des choix permettant de moins marginaliser une partie du monde qui ne pèse pas, pour l'heure, de son véritable poids dans l'économie pétrolière mondiale. Ces choix politiques, à des coûts relativement modestes, et à la portée des gouvernements de la région, devront nécessairement porter sur des techniques de commercialisation plus élaborées et des stratégies modernes de financement.



**BIBLIOGRAPHIE**

Adjusting to volatile energy prices

K. PHILIP Jr. VERLEGER

Institute for International Economics 1994

Energie mondiale: les nouvelles stratégies

Lioubomir MIHAILOVITCH/ Jean-Jacques PLUCHART

Armand Colin Paris 1978

Energy futures: Trading opportunities for the 1990s

Editor John Elting Treat

1990

La reconversion économique de la Nomenclatura pétrolière

in l'Angola dans la guerre, Manuel Ennes Ferreira,

Politique Africaine, Ed. Karthala, Paris, Mars 1995.

Le négoce international du pétrole

Patrick LEMANSKI

N°15 Juin 1988 Paris CNAM

Centre de Recherche sur les matières premières (CREMMAP)

Le pétrole

Agnès CHEVALLIER

Edition La Découverte Paris 1986

Les marchés internationaux des matières premières

Serge CALABRE

Ed. Economica 1990

Les mécanismes de fixation des prix du pétrole

Jean-Pierre ANGELIER

Série Recherche Cahier N°5 Septembre 1991

L'évolution des prix des produits de base

Serge CALABRE

Ed. Economica 1990

Managing Commodity Price Risk in Developing Countries

Stijn CLAESSENS, Ronald C. DUNCAN

Ed. A World Bank Book Washington 1994

Managing Energy price risk: Emerging regional markets

Stijn CLAESSENS, Panos VARANGIS

The World Bank Washington DC 20433 April 20, 1994

Oil

A practical guide to the economics of world petroleum

Peter Ellis Jones

Ed Woodhead-Faulkner, Cambridge 1988

Oil and Economic Geographical of the Middle East and North Africa

by Alexander MELANIR

The Darwin Press, Inc Princetown, New Jersey January 1991.

Oil Markets and Prices

The Brent Market and the formation of World Oil Prices

Paul Horsnell, Robert Mabro

Oxford Institute for Energy Studies, London 1993

Oil Trade  
Politics and Prospects  
J.E. HARTSHORN  
Cambridge University Press, 1993

Options et contrats à terme  
Nabil KHOURY Pierre LAROCHE  
Eric BRIYS Michel CROUHY  
Ed. Nathan 1990

Petroleum supply and distribution in Sub-Saharan Africa Report on Southern Africa,  
Cuneo e Associati  
World Bank  
4 June 1992

Relations Economiques Internationales  
Gérard Destanne DE BERNIS  
Daloz Paris 1987

Techniques financières internationales  
Yves SIMON  
Ed. Economica 1990

The Evolution of Oil Markets: Trading Instruments and their Role in Oil price formation  
Joe ROEBER  
Energy and Environmental Programme  
London 1993

The Petroleum Industry in Oil-Importing Developing Countries  
by Fariborz Ghadar  
The George Washington University, Massachusetts USA, 1983.

The Petroleum Sector in Sub-Saharan Africa  
Africa Technical Department 1990  
World Bank, Washington

**PERIODIQUES** (diverses livraisons)

Africa Research Bulletin

African Economic Digest

African Business

Bulletin analytique pétrolier, Comité Professionnel du Pétrole, 1992-1994.

Country profile, Economist Intelligence Unit

Energy Compass

Finance and Development  
International Monetary Fund & The World Bank Publication

Financial Times

International Financial Statistics Yearbook 1995  
IMF Washington

Jeune Afrique Economie

Marchés Tropicaux et Méditerranéens

Petroleum Economist

Petroleum Argus

Pétrostratégies

Project and Trade Finance

The Complete Guide To Oil Price Swaps

Intercapital commodity Swaps

PIW-Special Report Ed. Intercapital Brokers LTD. December 1990

Trade policy review Mechanism

GATT

Oil & Gas Journal