

Sommaire

1. Présentation du contexte et des enjeux de la production et de la commercialisation du Congo

1.A Le contexte

- 1.A.1 La production du Congo face à la production mondiale
- 1.A.2 Les produits pétroliers et les champs
- 1.A.3 Les opérateurs et leurs associations (JV)
- 1.A.4 Les droits de la République
- 1.A.5 Droits et commercialisation de 2002 à 2005
- 1.A.6 Description des contrôles actuels existant sur la commercialisation

1.B Les enjeux de la commercialisation par le Congo

- 1.B.1 Le choix de l'autonomie commerciale
- 1.B.2 Les enjeux liés aux procédures judiciaires
- 1.B.3 Problématiques similaires à celles du Congo

2. Les partenaires de la SNPC, la Cotrade, et les processus de la commercialisation

2.A. Les partenaires de la SNPC et de la Cotrade

- 2.A.1 L'Etat et la Convention SNPC – Etat
- 2.A.2 La Cotrade
- 2.A.3 Les autres partenaires de la SNPC
- 2.A.4 Les partenaires de l'Etat

2.B. Les processus de la commercialisation par SNPC et la Cotrade

- 2.B.1 Processus 1 : gestion des enlèvements; contrôle et prévision, la répartition Etat - SNPC
- 2.B.2 Processus 2 : Sonder le marché et sélectionner les clients
- 2.B.3 Processus 3 : Négocier les contrats et fixer les prix finaux
 - 2.B.3.a Les modalités contractuelles (prix, dates de référence - enlèvements, pricing-period, laycan - taux de change)
 - 2.B.3.b Les prises de décision : procédure et contrôle interne, pouvoirs, matérialisation, supervision
- 2.B.4 Processus 4 : Circuits financiers et comptabilisation
 - 2.B.4.a Les circuits financiers et le reporting à l'Etat
 - 2.B.4.b Schémas d'écritures comptables à la SNPC

3. Les performances de la commercialisation par la SNPC

3.A. La performance en matière de prix obtenus par la SNPC sur les marchés pétroliers

- 3.A.1 Les prix obtenus par la SNPC
- 3.A.2 Le prix fiscal des hydrocarbures SNPC - MEFB - DGH
- 3.A.3 Evaluation des bruts Congolais Djeno et Nkossa

- 3.A.3.a Méthodologie
- 3.A.3.b Structure des rendements des différents bruts
- 3.A.3.c Estimation des différentiels
- 3.A.3.d Destinations géographiques potentielles
- 3.A.3.e Analyse des différentiels effectifs par rapport aux différentiels normatifs
- 3.A.3.f Synthèse des facteurs explicatifs des différentiels

3.B. la performance en matière de coûts liés aux processus de commercialisation

- 3.B.1 Les préfinancements, les prépaiements et leurs coûts
- 3.B.2 Les autres coûts de la commercialisation (commission de commercialisation, taxes maritimes, coûts internes, autres coûts).
- 3.B.3 Synthèse d'évolution des coûts sur la période
- 3.B.4 Analyse des coûts de quelques cargaisons en 2005

4. Les recommandations et le calendrier de mise en œuvre

4.A. Les recommandations liées à la transparence

- 4.A.1 Recommandation relative à la documentation des opérations, des procédures et à la mise en place d'un contrôle interne
- 4.A.2 Recommandation relative au reporting de la Cotrade vers la SNPC, et de la SNPC vers les tutelles
- 4.A.3 Recommandation relative à la gestion du risque clients – Cellule de Risk Exposure
- 4.A.4 Recommandation relative à un plan de progrès général sur l'analyse des performances commerciales
- 4.A.5 Recommandation relative à la formalisation des dossiers d'appel d'offres

4.B. Les recommandations liées à la performance

- 4.B.1 Recommandation relative aux améliorations de la procédure contractuelle d'enlèvement entre les pétroliers
- 4.B.2 Recommandation relative à la documentation détaillée des caractéristiques techniques et des coupes des bruts vendus
- 4.B.3 Recommandation relative à la participation de la SNPC dans les négociations du prix fiscal
- 4.B.4 Recommandation relative au reversement du produit des ventes au prix fiscal
- 4.B.5 Recommandation relative au poids de la SNPC sur le marché du trading pétrolier (part du brut de l'Etat commercialisé par les opérateurs)
- 4.B.6 Recommandation relative à la gestion du risque client - Base de données clients
- 4.B.7 Recommandation relative à la modélisation des rendements des bruts congolais
- 4.B.8 Recommandation relative à l'utilisation de la comptabilité analytique.

4.C. Le calendrier de mise en œuvre

Annexes techniques

1. Présentation du contexte et des enjeux de la production et de la commercialisation du Congo

1.A. Le contexte

1.A.1 La production du Congo face à la production mondiale

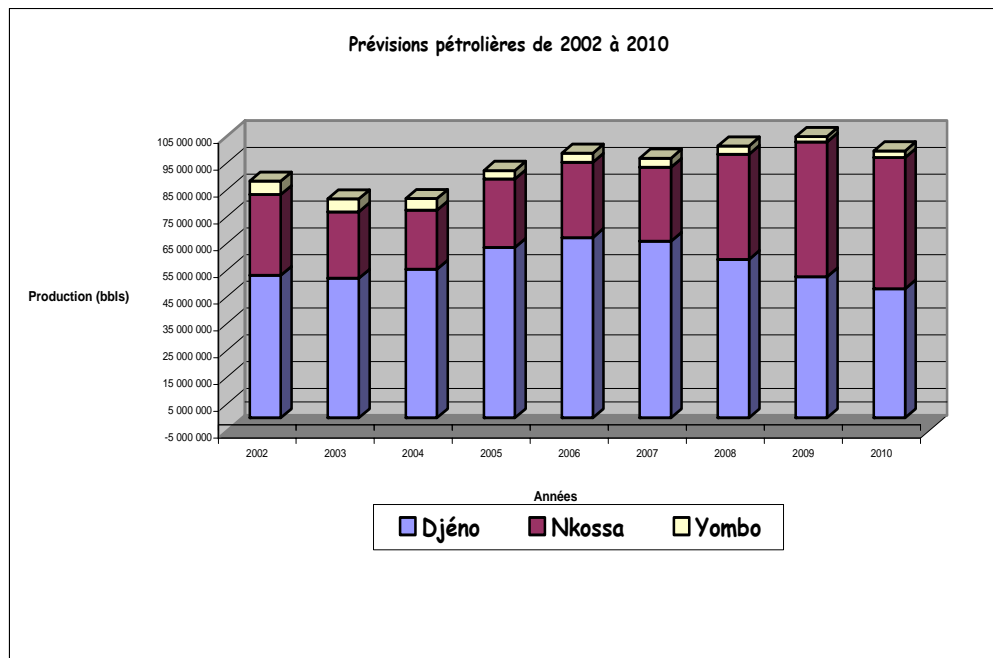
➤ Production mondiale : (chiffres donnés à titre indicatif)

K Bbls/d	2002 *	2003	2004	2005
Monde	74 382.4	77 091.4	80 198.4	81 087.5
Afrique	8 022.1	8 438.1	9 266.3	9 835.0
Afrique Sub-Saharienne	4 079.4	4 212.6	4 846.6	5 275.2
Congo	245.6	226.9	227.4	256.5
Djéno Blend	147.8	144.7	154.0	176.8
N'Kossa Blend + GPL	83.8	69.1	61.5	71.0
Yombo	14.0	13.1	12.0	8.7

Sources: OPEC, and various national and secondary sources..

* certains chiffres ont été obtenus par déduction

✓ Production du Congo (par qualité) : rétrospective 2002 – 2005 et perspectives à 5 ans



Nota Bene : ce graphique comporte des données réelles et des données prévisionnelles.

- ✓ ENI Congo (Kitina, Djambala, Foukanda),
 - ✓ Zetah M&P Congo (M' Boundi, Kouakouala).
- Le Yombo est un brut de type lourd à 17,5 ° API. Il est produit par CMS-Nameco à partir du champ de Yombo.
- GPL : butane et propane provenant du champ de Nkossa.

Les principales caractéristiques des bruts congolais et des GPL congolais sont indiquées en annexe.

1.A.3. Les opérateurs et leurs associations (JV)

- Onze opérateurs conduisent des opérations de recherche et développement au Congo :

Tableau des Associations en 2006 sur les permis de recherche

Permis recherche	Titulaire du permis	Participation		Opérateur
		Associés	%	
Marine X	SNPC	SNPC	10.0%	Eni Congo
		Eni Congo	90.0%	
Kouilou	Zetha kouilou Limited	Buren	30.4%	Zetah M&P
		SNPC	10.0%	
		Zetah M&P	59.6%	
Mer très profonde Nord	ENI Congo	ENI Congo	60.0%	Eni Congo
		Exxon	40.0%	
Mer très profonde Sud	Total E&P Congo	ENI Congo	30.0%	Total E&P Congo
		Esso	30.0%	
		Total E&P Congo	40.0%	
La Noubi *	Zetah M&P	Buren	31.5%	Zetah M&P 5,7 % en cours d'attribution
		SNPC	10.0%	
		Heritage	7.0%	
		Zetah M&P	45.8%	
Mer Profonde Nord	MURPHY Co.	SNPC	15.0%	MURPHY Co.
		MURPHY Co.	85.0%	
Mer Profonde Sud	MURPHY Co.	SNPC	15.0%	MURPHY Co.
		MURPHY Co.	85.0%	
Marine IV	PERENCO	SNPC	15.0%	PERENCO
		PERENCO	85.0%	
Haute Mer C	Total E&P Congo	Total E&P Congo	100.0%	Total E&P Congo
Marine XI	SNPC	SOCO	75.0%	SOCO E&P Congo
		SNPC	15.0%	
		AOGS	10.0%	
Marine III	SNPC	Prestoil	70.0%	Prestoil
		SNPC	30.0%	
Marine XIV	SNPC	ADECO	85.0%	ADECO
		SNPC	15.0%	
Marine IX	SNPC	Premier Oil	58.5%	Premier Oil
		Ophir	31.5%	
		SNPC	10.0%	
KAYO	SNPC	WING WAH	85.0%	WING WAH
		SNPC	15.0%	
NGOKI	SNPC	Pilatus	90.0%	Pilatus
		SNPC	10.0%	

(*) Le total des participations sur la Noubi n'est pas égal à 100% ; il nous a été expliqué que les intérêts entre les parties étaient en-cours de négociations.

- Par ailleurs, 5 opérateurs – hors Likouala – et leurs partenaires associés en Joint-ventures produisent au Congo, opérant la majorité des permis sous contrat de partage de production, et 3 sous contrats de concession (Yombo, Sendji, Pointe Indienne).

Tableau des Associations en 2006 sur les permis d'exploitation

Permis d'exploitation	Champs	Titulaire	Participation		Opérateur
			Associés	%	
Ex PNGF	Emeraude	Congorep	SNPC	49.00%	Congorep
			Congorep	51.00%	
	Loango Ouest	Total E&P Congo	ENI Congo	35.00%	Total E&P Congo
			Total E&P Congo	65.00%	
	Likouala	Likouala SA	ENI Congo	35.00%	Likouala SA
			Likouala SA	65.00%	
	Yanga Sendji	Total E&P Congo	ENI Congo	29.75%	Total E&P Congo
			République du Congo	15.00%	
			Total E&P Congo	55.25%	
	Tchibouela Tchendo	Total E&P Congo	ENI Congo	35.00%	Total E&P Congo
Total E&P Congo			65.00%		
Ex Madingo	Loango Est Zatchi	ENI Congo	Total E&P Congo	35.00%	ENI Congo
			ENI Congo	65.00%	
Ex Haute Mer	Nkossa Moho Bilondo	Total E&P Congo	Chevron	30.00%	Total E&P Congo
			SNPC	15.00%	
			Total E&P Congo	55.00%	
	Nsoko		Chevron	31.50%	
			SNPC	15.00%	
Total E&P Congo	53.50%				
Ex Marine VII	Kitina Sounda	ENI Congo	SNPC	35.00%	ENI Congo
			Chevron	29.25%	
			ENI Congo	35.75%	
Ex Marine VI	Djambala Foukanda	ENI Congo	SNPC	35.00%	ENI Congo
			SASOL	13.00%	
	ENI Congo		52.00%		
	Mwafi		SNPC	35.00%	
			ENI Congo	65.00%	
Kouakoula	Zetah Kouilou Ltd (Maurel & Prom)	Heritage	35.00%	Zetah M&P	
		Zetah M&P	65.00%		
Champs Terre Kouilou	Kouakoula	Zetah Kouilou Ltd (Maurel & Prom)	Heritage	25.00%	Zetah M&P
			Tacoma	25.00%	
			Zetah M&P	50.00%	
	Mboundi		Tacoma	35.00%	
			Energy africa	11.00%	
	Pointe Indienne (concession)		SNPC	10.00%	
			Zetah M&P	44.00%	
			Tacoma	35.00%	
Zetah M&P	65.00%				
PEX	Kombi, Likalala, Libondo, Tchibeli, Litanzi, Ioussima	Total E&P Congo	ENI Congo	35.00%	Total E&P Congo
			Total E&P Congo	65.00%	
Marine I	Yombo-Masseko-Youbi	SNPC	SNPC	50.00%	Perenco
			Nuovo Congo Cie	18.75%	
			KUFPEC	6.25%	
			Perenco	25.00%	
Tilapia	Tilapia	SNPC	SNPC - Sonarep	30.00%	SNPC - Sonarep
			Zetah M&P	10.00%	
			Prestoil	60.00%	
Marine X	Awa Paloukou	SNPC	SNPC	10.00%	ENI Congo
			ENI Congo	90.00%	
PEX	Ikalou / Ikalou Sud	ENI Congo	ENI Congo	100.00%	ENI Congo

Les permis et champs en recherche et développement

A l'heure actuelle, les données disponibles sur les champs devant rentrer en production dans les années à venir sont :

- en 2006 : Nsoko,
- en 2007 : NKossa sud et Awa Paloukou,
- en 2008 : Moho Bilondo et Ikalou / Ikalou-sud,
- 2009 et 2010 : aucun nouveau champ attendu.

1.A.4. Les droits de la République

- Description des droits de la République et de la fiscalité

Une définition en est donnée dans le Lexique (annexe1).

- Les droits bruts, droits affectés et droits libres de la République

Une définition en est donnée dans le Lexique (annexe1).

On rappellera qu'une partie de ces droits sont directement commercialisés par des opérateurs privés, et échappent donc actuellement à la commercialisation de la SNPC.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 B 5 que vous trouverez au chapitre 4

A titre d'exemple, pour l'année 2005, on peut résumer ainsi les chiffres significatifs de la commercialisation des droits de la République :

- Droits commercialisés par la SNPC : 34.8 M bbl
- Droits prélevés et commercialisés hors SNPC (*) : 7.0 M bbl
- Total des droits de la République commercialisés : **41.8 M.bbl**

(*) Y compris régularisations avec la République de fin d'année
(Source : attestations trimestrielles des revenus de la République – données cumulées)

1.A.5. Droits et commercialisation de 2002 à 2005

- Tableau des droits de la République

La production du Congo et la part de la République

K Bbls/d	2002 *	2003	2004	2005
Congo	245.6	226.9	227.4	256.5
dont:				
- Djéno Blend	147.8	144.7	154.0	176.8
- 'N'Kossa Blend + GPL	83.8	69.1	61.5	71.0
- Yombo	14.0	13.1	12.0	8.7
Droits de la République	73.4	72.3	89.6	116.6
Droits de la SNPC	10.8	5.3	4.1	4.5

Sources: SNPC

* certains chiffres ont été obtenus par déduction

➤ Tableaux des enlèvements

La commercialisation est présentée par année.

Nbre de cargaisons	Commercialisation des droits de la République de 2002 à 2005		Etat
	32	2002	Quantités en MBbls
		Valeurs nettes en MUSD \$ (hors taxe maritime et autres déductions)	330.20
32	2003	Quantités en MBbls	17.33
		Valeurs nettes en MUSD \$ (hors taxe maritime et autres déductions)	479.87
42	2004	Quantités en MBbls	26.28
		Valeurs nettes en MUSD \$ (hors taxe maritime et autres déductions)	908.51
55	2005	Quantités en MBbls	34.04
		Valeurs nettes en MUSD \$ (hors taxe maritime et autres déductions)	1 698.28

Source : SNPC – Tableau des enlèvements

1.A.6. Description des contrôles actuels existant sur la commercialisation

- *Contrôles sur les données relatives aux droits de la République* : La Cellule Hydrocarbures du Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget (*La Cellule*) effectue des rapprochements entre
 - ✓ les droits de la République,
 - ✓ la production stockée (ou déstockée) de la période,
 - ✓ les prélèvements par les opérateurs,
 - ✓ la commercialisation par la SNPC,
 - ✓ le reversement de la SNPC au Trésor du produit des ventes ;
 Ces rapprochements sont par ailleurs attestés par un consultant externe et publiés sur Internet. De plus, la Cellule effectue un rapprochement entre ces données et les chiffres de la comptabilité budgétaire publique (TOFE) ; ce rapprochement est lui-même attesté par un consultant externe et publié sur Internet <http://www.mefb-cg.org/>
- De son côté, la SNPC restitue à ses tutelles les données relatives à la commercialisation, au moyen de *notes de calcul* pour chaque cargo, et de *rapports mensuels d'activité*.
- La SNPC a mis en place des procédures de commercialisation, dont il est traité au § 4 Processus. Les comptes de la SNPC sont contrôlés annuellement par son commissaire aux comptes, et par un auditeur externe, dont le rapport annuel est publié sur internet.

1.B. Les enjeux de la commercialisation par le Congo

La SNPC a un rôle significatif dans la commercialisation du pétrole de la République du Congo. En 2005, les droits de la République représentent 47% de la production totale ; la SNPC commercialise la part libre des droits (voir définition au lexique, en annexe) qui s'élève à 38% de la production totale, soit 55 cargaisons.

En introduction aux enjeux, il convient de rappeler les éléments de base de la commercialisation du brut congolais :

- ✓ Cotations : Les bruts congolais ne sont pas cotés en tant que tels sur les marchés, car leur production est marginale dans le marché régional (golfe de Guinée) ou sur les marchés mondiaux ; à titre de comparaison, les bruts significatifs dans la région sont le Bonny light du Nigéria (similaire au Nkossa blend) et le Cabinda de l'Angola (similaire au Djeno blend) ;
- ✓ Quantités : La SNPC a une emprise sur des quantités faibles, en comparaison de celles des grandes sociétés pétrolières privées ou nationales ; à titre de comparaison, la SNPC commercialise environ 95 K bbl/d sur 3 qualités, lorsque chacune des cinq premières « majors » commercialisent plus de 2.000 K. bbl/d ; les chiffres sont similaires pour les premières compagnies nationales ;
- ✓ Prévisions : La SNPC doit faire face à des délais de transmission et de confirmation de ses droits à enlèvement trop courts pour lui permettre de participer aux appels d'offre sur les marchés de clients finaux (ou *end-users* – voir en détail processus 4). La SNPC doit donc vendre ses cargaisons à des traders sur le marché spot, ce qui a une incidence sur sa marge ;
- ✓ Caractéristiques techniques : le Djeno, principale production du Congo, est un brut dont la qualité n'est pas la plus prisée sur les marchés ; le Djeno représente en 2005 69% de la production du Congo (175 K bbl/d pour un total de 254 K. bbl/d).

1.B.1. Le choix de l'autonomie commerciale

- Les enjeux politiques et techniques

Le Congo est passé par plusieurs étapes en matière de "souveraineté commerciale", qui pourraient être résumées en :

- phase 1 : Hydro Congo sous régime de concession : le Congo ne recevait que des redevances et aucun droit en nature ;
- phase 2 : Hydro Congo sous régime de CPP (contrat de partage de production) : à compter des années 1994 et 1995, les contrats de partage remplacent les contrats de concession sur la majorité des champs. le Congo reçoit des droits en nature, dont il sous-traite la commercialisation aux opérateurs ;
- phase 3 : SNPC sous régime de CPP : création de la SNPC en 1998, qui commercialise ses droits ainsi que ceux de la République. En 2005, une filiale spécialisée, la Cotrade, est créée qui comprend deux activités distinctes :
 - activité de service : commercialisation des cargaisons de la SNPC et de la République ;
 - activité de trading : rachat des cargaisons de la SNPC, et revente pour son propre compte ; il nous a été indiqué que cette activité devrait se développer à terme avec des partenaires autres que la SNPC ;

Le mandat de commercialisation est inscrit dans *la Convention* du 1^{er} janvier 2003.

Ces étapes successives répondent à une volonté politique et à des objectifs :

- De maîtrise de la valorisation des cargaisons, notamment grâce à une meilleure transparence ; il nous a été indiqué qu'à l'époque de la commercialisation par les opérateurs, les processus manquaient de transparence.
- De maîtrise du niveau des commissions et autres frais de commercialisation; les commissions sont régies par une convention Etat - SNPC ;
- De maîtrise des besoins de trésorerie de l'Etat Congolais : outre l'encaissement régulier des produits de la vente de ses cargaisons par la SNPC, l'Etat a disposé, via la SNPC, sur la période, d'instruments tels que « préfinancements », « prépaiements » et « anticipations cargaisons » ;
- De maîtrise des données commerciales du marché ;
- D'indépendance à l'égard des opérateurs ;
- De libre disposition de données commerciales dans le cadre des discussions sur le prix fiscal ;
- De présence sur le marché pour toute autre raison de souveraineté.

1.B.2. Les enjeux liés aux procédures judiciaires

➤ Les procédures judiciaires à l'encontre du Congo et de la SNPC

Plusieurs créanciers privés ont obtenu des jugements à l'encontre de la République du Congo, et de la SNPC en tant qu'émanation de l'Etat Congolais, aux Etats-Unis, en France et en Angleterre :

✓ A titre d'exemple, et selon une note des avocats de la SNPC, les créanciers ont initié des procédures aux Etats-Unis visant à la reconnaissance de jugements étrangers contre la République du Congo, pour un montant global d'environ 350 M US\$ au 31/10/2006. Les principaux créanciers sont :

- Kensington International Ltd : créance d'environ 100 M US\$ (plus intérêts post jugement, fondés sur les obligations de paiement relatives à un prêt initial de 13.5 M US\$ datant de 1984),
- Walker International Hold & AF-Cap Inc. : environ 75 M US\$, fondés sur un prêt initial de 6.5 M US\$ de 1984 et sur une créance datant de 1988 pour la construction d'une ligne électrique,
- FG Hemisphere Associates: environ 150 M US\$, qui correspondent à un prêt d'origine de 36 M US\$ datant de 1982.

➤ Incidence des procédures judiciaires sur les performances commerciales de la SNPC

✓ La SNPC privilégie les prépaiements afin assurer le rapatriement des recettes issues de la vente des cargaisons ; ces pratiques ont un coût élevé, en termes de commissions, frais financiers et frais légaux ;

✓ Les clients pouvant mobiliser des fonds préalablement à la vente, et compte tenu de l'activisme des fonds voutours, sont en nombre limité, ce qui :

- Réduit le choix concurrentiel des débouchés pour la SNPC,
- Accroît le coût unitaire au baril de la transaction ;

✓ Débouché du Nkossa blend : ce brut a pour marché de prédilection les Etats-Unis sur lequel il bénéficie d'une forte valorisation ; par crainte de saisie, la SNPC doit le vendre sur d'autres marchés (asiatique notamment) sur lesquels sa qualité est moins prisée, donc moins bien valorisée.

Il apparaît ainsi que tout règlement rapide des contentieux liés aux fonds vautours aurait une incidence très positive sur les conditions de la commercialisation par la SNPC.

1.B.3. Problématiques similaires à celles du Congo

Dans le cadre de cette étude, il a semblé utile de rechercher des problématiques similaires et les politiques commerciales correspondantes. Dans la région, plusieurs pays producteurs ont fait le choix de se doter d'une compagnie nationale, d'autres de rattacher la commercialisation au ministère des hydrocarbures (ou équivalent), d'autres enfin de confier leur commercialisation des opérateurs privés. Or, les pratiques commerciales des pays producteurs de la région sont en général des données non publiques, et de plus sont couvertes par le secret professionnel. Les pratiques des opérateurs privés sont tout aussi confidentielles. Ainsi, il n'est pas possible de conduire stricto sensu un « bench-marking » sur ce thème, mais de donner quelques éléments disponibles pour une réflexion.

- Exemple de l'ancien mandat de commercialisation par les opérateurs :
Nous n'avons pas obtenu de documentation ni de données précises au cours de cette étude sur les anciens mandats. Néanmoins, il nous a été indiqué au cours de nos discussions techniques que les conditions de commercialisation par les opérateurs, prévalant avant la SNPC, étaient défavorables, en termes de prix obtenus, de commissions prélevées et d'autres frais.
- Exemple de pays à société nationale : *le Nigéria et la NNPC*
 - ✓ La compagnie nationale NNPC détermine le prix de référence mensuel des qualités de brut nigériens – plus de 10 qualités - qu'elle recommande au Ministère des Ressources Pétrolières (MPR) ; ce dernier décide des prix finaux à appliquer mensuellement par la profession.
 - ✓ Les facteurs qui influencent le niveau des prix fiscaux de ce pays sont les suivants :
 - Les bruts nigériens sont produits en quantités suffisantes pour être cotés au Platt's,
 - La NNPC détient des modélisations de rendement des différents bruts nigériens pour les principaux types de raffineries dans le monde (Golfe du Mexique, Etats-Unis, Nord-Ouest Europe, Méditerranée, Asie du Sud-Est) qui lui donnent des indications de marges de raffinage sur chacun de ces marchés,
 - Les dates d'enlèvements sont notifiées aux partenaires et aux acheteurs 2 mois à l'avance,
 - La NNPC publie les prix fiscaux 1 mois avant le mois d'enlèvement ; à cette date la majorité des navires ont été vendus et les prix publiés sur les marchés.
- Exemple de pays à société nationale : *la Guinée Equatoriale et GEPetrol*

Le rôle de GEPetrol est de gérer les intérêts de l'Etat dans le secteur du pétrole (y compris les royalties et les intérêts), négocier les superficies pour le compte de l'Etat et faire en sorte que les revenus issus du pétrole soient utilisés pour le développement. GEPetrol agit également comme agent pour les ventes de la part d'huile du gouvernement.

Selon les informations recueillies, toutes les ventes de pétrole sont faites via 3 traders, sur la base de 4 contrats, liés à 4 champs. Le prix de référence pour ces ventes est le Brent, avec une réduction en fonction de la qualité et du transport. Chaque mois, le planning des enlèvements est envoyé au Ministère des Mines, de l'Industrie et de l'Energie. Ce planning indique, par enlèvement, les quantités, la qualité (il existe 3 produits, en fonction du champ) et les acheteurs.

2. Les partenaires de la SNPC, la Cotrade, et les processus de la commercialisation

2.A. Les partenaires de la SNPC et de la Cotrade

2.A.1. L'Etat et la Convention SNPC – Etat

La Convention relative à la détention et à la gestion par la SNPC des droits, actifs et participations de l'Etat dans le domaine des hydrocarbures (La Convention) du 1^{er} janvier 2003 signée entre la SNPC et ses tutelles :

L'Article 5 de la Convention définit les éléments principaux du mandat de commercialisation :

- Commercialisation des quantités d'hydrocarbures livrés par les opérateurs pétroliers,
- Négociation des prix,
- Rémunération du mandat à hauteur de 1.6% du prix brut des cargaisons,
- Etablissement d'une note de calcul (justifiant le prix, les quantités et les conditions de commercialisation),
- Délai de reversement des ventes fixé à 8 jours après l'encaissement par la SNPC,
- Rapport mensuel relatif aux opérations commerciales réalisées dans le cadre de son mandat.

Un Avenant n°1 à la Convention (L'Avenant) en date du 5 janvier 2006 a été signé, qui prévoit :

- La mesure des performances de la SNPC au moyen d'un bench-mark ; le repère retenu est constitué par les prix fiscaux,
- Le reversement est effectué sur la base des prix fiscaux.

2.A.2. La Cotrade

Autrefois certains services nécessaires à la commercialisation (veille du marché, trading) étaient fournis par la SNPC UK, filiale de la SNPC, qui a été fermée en raison des conséquences liées aux procédures judiciaires. La commercialisation est désormais assurée par la Cotrade sous la supervision de la Direction générale de la SNPC. A cet effet, la Cotrade perçoit de la SNPC une commission de 0.4%. Cette entité est organisée selon l'organigramme figurant en annexe 5.

Un accord cadre a été passé entre la SNPC et sa filiale Cotrade, qui organise la délégation de la fonction commercialisation à cette dernière.

2.A.3. Les autres partenaires de la SNPC

A ce jour, la SNPC n'ayant pas la possibilité de traiter avec des clients finaux (*end-users*) a recours à des traders. Le récapitulatif des traders de la période est fourni en annexe 4 (confidentialité).

Les autres partenaires privilégiés de la SNPC / Cotrade sont :

- Le CITAC : la SNPC est abonnée auprès de CITAC, organisme de conseil pétrolier spécialisé sur la zone Afrique, qui lui fournit un rapport trimestriel régional sur la situation du marché, un rapport mensuel d'information sur le marché du pétrole brut, des informations sur le prix de référence du pétrole brut, une revue annuelle du raffinage africain, un support logistique ponctuel à l'étranger. (voir annexe 6)
- Les banques, organismes financiers et conseillers juridiques : les noms sont fournis en annexe 6 (confidentialité).

2.A.4. Les partenaires de l'Etat

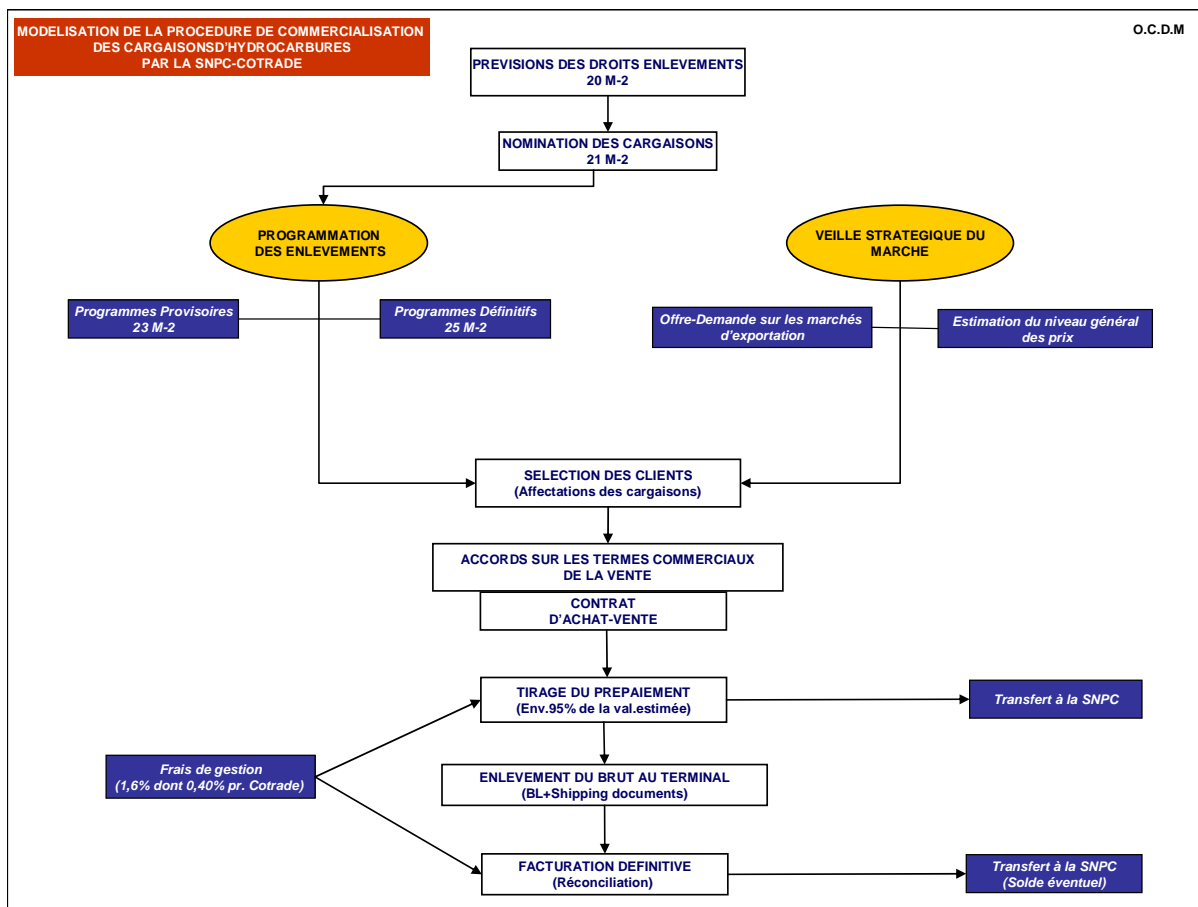
Les principaux partenaires de l'Etat sont les opérateurs pétroliers qui bénéficient d'accords de commercialisation d'une partie du brut de l'Etat. Ce sont principalement ENI Congo et Total E&P Congo. Les mécanismes de commercialisation et de prélèvements opérés par ces sociétés sont décrits au lexique, en annexe.

2.B. Les processus de la commercialisation par SNPC et la Cotrade

Le consultant a identifié 4 processus "business" principaux, qu'il s'est fait décrire avec les procédures correspondantes en place à la SNPC et à la Cotrade. Le consultant a par ailleurs tenté de documenter ces processus au travers d'une douzaine d'exemples de cargaisons ; un certain nombre de documents pour chaque cargaison étaient manquants. Par ailleurs, une note explicative relative *au processus de commercialisation des hydrocarbures par la SNPC Cotrade* lui a été transmise.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 A 1 que vous trouverez au chapitre 4

Schéma des processus :



2.B.1. Processus 1 : gestion des enlèvements; contrôle et prévision, la répartition Etat - SNPC

Gestion des enlèvements

- La prévision des enlèvements
- ✓ Actuellement, la SNPC ne fait aucune prévision d'enlèvement au-delà de deux mois formalisée dans le cadre de sa gestion commerciale, elle a toutefois les moyens techniques et humains d'effectuer de telles prévisions.
- ✓ Une prévision annuelle mensualisée des cargaisons de la République serait effectuée pour les prévisions budgétaires et le cadrage macroéconomique de l'Etat.
- ✓ La SNPC utilise les documents officiels des opérateurs terminaux pour déterminer ses propres programmes d'enlèvements.
- ✓ Sur ce point, on trouvera des éléments de bench-marking tirés de la pratique d'autres pays au chapitre 1.B.3

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation A B 1 que vous trouverez au chapitre 4

- La procédure d'enlèvement au Congo

La procédure d'enlèvement d'hydrocarbures liquides au terminal de Djeno, datée de janvier 1997, a été signée entre la République du Congo, Elf et Agip (opérateurs des terminaux pétroliers) ; par ailleurs, il existe un Accord sur les règles applicables aux hydrocarbures liquides de qualité Djeno mélange dans le cadre de l'accord d'enlèvement entre la République du Congo, Agip et Elf ("accord d'enlèvement") ; nous avons compris qu'à la suite d'une réunion ad hoc intervenue les 5 & 6 novembre 2002, une période transitoire avait été mise en place visant à avancer la date d'émission du programme convenu au 25 du mois M-2 (au lieu du 1^{er} de M-1 auparavant) ; suite à cette période transitoire, un Avenant a été signé en janvier 2005 (date non précisée sur le document) entérinant la date du 25 M-2.

La procédure d'enlèvement s'effectue en 4 étapes – pour des enlèvements du mois M :

- ✓ le 15 de M-2, les opérateurs des champs ("opérateur production") transmettent aux opérateurs des terminaux ("opérateurs terminal") les prévisions de production à 2 mois ; ces données permettent d'estimer – ou de contester - les prévisions de droits du mois M ;
- ✓ le 20 de M-2, les opérateurs des terminaux transmettent aux associés les prévisions de droits à enlèvement de M ;
- ✓ le 23 de M-2 (le 25 avant l'avenant) les opérateurs des terminaux transmettent aux associés les programmes provisoires ; grâce aux programmes provisoires, les associés peuvent déjà contacter leurs partenaires commerciaux pour sonder le marché et le cas échéant faire des propositions de « swaps » de cargaisons entre partenaires enleveurs;
- ✓ le 25 de M-2 (le 1^{er} de M-1 avant l'avenant) les opérateurs des terminaux transmettent aux associés les programmes convenus (ou définitifs), grâce auxquels les partenaires peuvent officiellement placer leurs cargaisons du mois M.

- Les terminaux :
 - ✓ *Terminal Djeno* : Avant janvier 2003, il existait 1 terminal de chargement "Nkossa 1" (off-shore) et 1 terminal Djeno ; depuis cette date, la qualité Nkossa blend – mélange de Nkossa et de Kitina, puis de Nkossa, de Kitina, de Mboundi et de Kouakouala – est chargée au terminal Djeno (on-shore), lequel est opéré par Total E&P Congo ;
 - ✓ *Terminal Konkouati* (off-shore) où est chargé le Yombo
 - ✓ *Terminal Nkossa 2* (off-shore) où sont chargés les GPL,
 - ✓ Les enlèvements se font par cargaison d'une taille nominale de :
 - 920 000 barils +/- 5% pour le Djeno mélange,
 - 950 000 barils +/- 5% pour le Nkossa blend (avant 2003, chargements de 985 000 barils au terminal "NKossa 1"),
 - 550 000 barils +/- 10% pour le Yombo,
 - 3 600 MT (ou environ 42 000 barils) +/- 10% pour le butane,
 - 20 000 MT (ou environ 248 000 barils) +/- 10% pour le propane.

Nota bene : la taille d'une cargaison, qui est arrêtée par la procédure d'enlèvement, est fondée sur les débits de la production des champs et les capacités de stockage au terminal ; il existe des navires d'une capacité d'environ 2 millions de barils pouvant charger l'équivalent de 2 cargaisons d'un brut.

Contrôles sur les chargements

- Les conditions de chargement :
 - ✓ La SNPC propose sa cargaison FOB – elle ne dispose pas de ses propres navires pour ne pas prendre les risques spécifiques liés au transport et à l'assurance ;
 - ✓ Le transfert de propriété s'effectue "à la bride de raccordement" du navire;
 - ✓ le trader propose et affrète un navire qui doit être accepté par l'opérateur du terminal et par les autorités congolaises, en particulier par les douanes;
 - ✓ Le "laycan" est la période au cours de laquelle le navire doit être physiquement à quai pour chargement – 2 jours pour les bruts (chargement en 36 h environ), 3 jours pour le Yombo et les GPL ;
- Les contrôles sur les volumes
Les inspections se font avant, pendant et après les chargements et nécessitent environ 9 intervenants :
 - ✓ Les 2 loading-masters, du terminal et du vendeur effectuent des échantillonnages et des mesures en bacs et sur les navires. Le douanier, le représentant de la direction départementale des hydrocarbures et de la chambre de commerce, le représentant à la santé, le représentant à l'environnement et un inspecteur indépendant désigné par l'acheteur vérifient les volumes et la qualité. De plus le bureau Veritas pour le vendeur, un agent maritime et le pilote du port effectuent des contrôles ;

- ✓ Pour les vérifications de flux, il existe des compteurs volumétriques et un relevé des creux au terminal et au navire ;
 - ✓ Les marges d'erreur acceptable par les parties vont de 0,2 à 0,5% ; chaque partie fait ses propres calculs et les confrontent à ceux des autres ; les contestations sont matérialisées par une lettre qui peut faire état (i) d'écarts sur quantités, (ii) de surestaries, (iii) de pollution et (iv) de qualité de type BSW élevé (Basic Sediment Water). Ce sont les données de l'opérateur du terminal ou de son représentant qui font foi.
- La négociation des éléments de chargement
- ✓ L'acheteur doit répondre dans les 5 jours, à compter de la date de notification par la SNPC, qu'il accepte la cargaison aux dates et quantités mentionnées dans le programme convenu ; par la suite, la négociation continue sur les conditions de prix et de paiement, ainsi que la recherche du navire ; cette confirmation est documentée par un e-mail ou un document plus formel ;
 - ✓ Trouver un navire peut prendre jusqu'à 30 jours.
- Les shipping documents comprennent :
- ✓ Le bill of lading,
 - ✓ Le certificat de qualité et de quantité,
 - ✓ Le time-sheet : relevé des horaires de chargement,
 - ✓ Le certificat d'origine émis par la chambre de commerce et par le terminal
 - ✓ Le cargo manifest émis par l'agent maritime et la chambre de commerce,
 - ✓ Le reçu pour échantillon,
 - ✓ Le relevé des creux (dans les cuves du navire) avant et après chargement,
 - ✓ Le repartition document.

Nota Bene – responsabilités : (i) l'acheteur émet ses instructions en matière de chargement et de documentation, (ii) le terminal établit tous les documents, (iii) le vendeur vérifie la conformité des documents avec les instructions ; la Direction des Opérations supervise en étant en contact avec les loading masters, et rend compte à la SNPC.

Répartition SNPC – Etat

- ✓ Pour mémoire, de 2002 à 2004, certaines cargaisons étaient composées de lots SNPC / Etat.
- ✓ Cette pratique avait conduit à faire naître des créances et dettes réciproques entre la République et la SNPC, lorsque des volumes enlevés étaient différents des volumes annoncés dans des notes de calcul – différences appelées *écarts matières* – et lorsque des paiements étaient différents de la valeur nette due au titre des volumes enlevés et commercialisés – différences appelées *écarts d'encaissements* ; comme suite au règlement des dettes et créances réciproques entre la SNPC et la République, il a été décidé de réserver les enlèvements de chacune des parties à un navire spécifique et d'abandonner les cargaisons communes, la dernière datant du 30/12/2004.

2.B.2. Processus 2 : Sonder le marché et sélectionner les clients

➤ Sonder le marché

A l'origine, le Nkossa, le Yombo et les GPL avaient pour destination les USA et l'Europe Occidentale, le Djéno par contre se vendait en Europe occidentale et en Asie.

A compter de 2003 - suite à la décision de la Cour d'Appel de Paris ayant jugé, dans le cadre des poursuites judiciaires ouvertes contre la République du Congo aux USA et en Europe occidentale, que la SNPC était une émanation de l'Etat - les ventes se sont orientées avant tout en Asie, et parfois en Europe.

Comme toute société ayant une activité de trading, la SNPC effectue une veille commerciale en amont, consistant

- ✓ à collecter les *signaux* qui définissent les tendances d'évolution de ses marchés cibles,
- ✓ à identifier les tendances de prix à terme sur ses marchés cibles d'Asie et d'Europe.

La SNPC collecte ces informations pour la veille commerciale à travers CITAC (organisme de conseil pétrolier), Reuters, le Platt's et les traders (voir §2).

- ✓ Une fois les programmes d'enlèvement connus, les pétroliers « enleveurs » peuvent participer aux "tenders" (appels d'offre) lancés par les clients finaux. Par exemple, la CPC (China Petroleum Corp.) organise pour l'Extrême-Orient des tenders au cours desquelles elle annonce de façon publique les besoins par catégorie de bruts. Le résultat de ces tenders donne une information sur le niveau de prix attendu pour un brut et pour une échéance (mois M en particulier), information dont disposent en général les traders. Dans les faits, la SNPC ne peut jamais participer à ces tenders sur lesquels elle arrive en retard, notamment en raison des délais de communication du programme définitif d'enlèvement.
- ✓ *La référence* du brut congolais est le Brent daté de la mer du Nord à partir duquel est appliqué une décote – le "différentiel" ;
- ✓ *Les indicateurs* permettant de sonder le marché de façon complémentaire sont des bruts aux caractéristiques proches, tels que le Bonny light nigérian pour le Nkossa (taux API et taux de SO² proches), le Cabinda angolais pour le Djéno (semi-lourds, dont les taux API et taux de SO² en particulier sont proches).

➤ Marchés spot et marchés à terme

Il nous a été indiqué que la stratégie générale était de se limiter habituellement à des contrats spot avec anticipation des paiements.

Néanmoins, nous avons eu connaissance de contrats long terme passés entre la SNPC et certains de ses clients (à titre d'exemple, signature d'un contrat sur 15 ans, portant sur le Djéno).

➤ Sélectionner les clients

Il nous a été indiqué que les négociations sont principalement téléphoniques.

La Cotrade est limitée dans son choix de partenaires en raison de son besoin de vendre sa cargaison avant l'enlèvement, notamment pour échapper aux saisies des fonds vautours ; les partenaires commerciaux sont toujours des traders, que la SNPC choisit de la manière suivante :

- ✓ La SNPC reçoit régulièrement des offres d'achats de cargaisons par des traders, sans toutefois constituer, pour l'heure, une base de données ;
- ✓ La SNPC établit une « short-list » de traders avec lesquels elle peut travailler, au regard de ses contraintes (prépaiements, ventes FOB, zone géographique sans risque, autres risques, ...).

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 B 6 que vous trouverez au chapitre 4

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 A 3 que vous trouverez au chapitre 4

Une fois son programme d'enlèvement connu, la SNPC peut contacter ses partenaires commerciaux figurant sur cette liste ; le choix du trader est conditionné par 3 critères principaux :

- ✓ Les capacités de paiement : la SNPC recourt depuis 2003 de façon systématique aux anticipations de paiement, en raison des procédures judiciaires en cours ; ce critère limite automatiquement le nombre potentiel de candidats, soit en raison de la contrainte financière, soit du fait du risque inhérent à des paiements anticipés. En règle générale, lors de paiements anticipés, la banque impose le trader à la SNPC ;
- ✓ La recherche du meilleur prix, lorsque un choix est possible entre traders ;
- ✓ La connaissance du produit et de ses débouchés par le trader, qui devrait lui permettre de valoriser au mieux la cargaison .

Les traders sont listés en annexe 4.

2.B.3. Processus 3 : Négocier les contrats et fixer les prix finaux

Il nous a été indiqué que les négociations sont principalement téléphoniques, et que l'accord commercial n'est pas matérialisé avant la fixation du prix (différentiel avec le Brent) définitif.

La SNPC établit un dossier d'appel d'offres – dans lequel les éléments de prépaiements / paiements anticipés sont cruciaux ; elle soumet à ses partenaires ce dossier et ceux-ci ont quelques jours pour y répondre.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 A 5 que vous trouverez au chapitre 4

2.B.3.a. Les modalités contractuelles (prix, dates de référence - enlèvements, pricing-period, laycan - taux de change)

Les négociations se font de gré à gré ou *over the counter*

La formule utilisée pour déterminer le prix du baril de pétrole congolais s'établit de la manière suivante :

$$\text{Prix} = \text{Brent} \pm X$$
 où **Brent** est la moyenne des cotations successives de la *pricing period* retenue et **X** la valeur reflétant le Différentiel (*discount ou premium*) par rapport au Brent.

- Les éléments du prix:
 - ✓ Le prix du Brent retenu est le cours du Brent daté - selon Platt's Crude oil market wire ;
 - ✓ Toutes les cargaisons sont vendues en FOB, sans exception ;
 - ✓ Change : le paiement se fait en 2005 en € en convertissant les \$ du contrat au taux du jour de la transaction financière.

- La première phase de négociation se conclut par un contrat, qui comprend habituellement:
 - ✓ La formule de Prix, le facteur X devant être négocié postérieurement, au plus tard 10 jours avant le chargement ;
 - ✓ La formule de Pricing Period, ou des formules de Pricing Period optionnelles qui seront négociées :
 - "5 jours autour de l'enlèvement" (2-1-2), ou "5 jours après", ou « moyenne mensuelle », ou encore "20 jours autour" ;
 - il existe par ailleurs des Pricing Periods déconnectées de la date d'enlèvement autre que la moyenne mensuelle – par exemple : 5 jours autour à J + 30 ;
 - en général, il existe une clause permettant à l'acheteur d'opter définitivement pour une Pricing Period au plus tard 10 jours avant le chargement ;
 - ✓ Un laycan et une date d'enlèvement prévue ;
 - ✓ Un délai de règlement (en général 30 jours après chargement) et un dossier commercial (présentation de la facture, du BL, des certificats de quantité, de qualité et d'origine, du relevé horaire de chargement, d'autres éléments éventuellement) ;
 - ✓ Une anticipation de paiement : La procédure interne de la SNPC (« note explicative ») indique que l'anticipation de paiement est habituellement de 95% de la valeur de la cargaison ; toutefois nous avons noté un contrat (contrat du 13/09/2004, pour la cargaison du 23/10/2004) faisant état d'un prépaiement dont le montant maximum est de 75% de la valeur estimée de la cargaison, mais aucune anticipation n'a été versée, puisque le montant a été effectivement reçu que le 06/12/2004 (suivant note de calcul).

- La seconde phase est la négociation finale, qui doit aboutir au plus tard 10 jours avant le chargement et qui porte sur :
 - ✓ Le différentiel avec le Brent, qui est tiré d'un différentiel "end-user" en général connu sur les marchés. Le marché détermine l'essentiel du différentiel, et la négociation peut porter au mieux sur quelques dizaines de US\$-cents / baril.
 - ✓ La pricing period ;
 - ✓ Le prépaiement.

A l'issue des négociations, il y a accord définitif sur la chose et le prix. L'accord est ensuite conclu ; sur 12 cargaisons, il n'a été identifié que 1 cas de confirmation écrite de l'accord.

2.B.3.b. Les prises de décision : procédure et contrôle interne, pouvoirs, matérialisation, supervision

Il nous a été indiqué qu'il n'existe aucune trace écrite de cette phase, afin d'éviter les fuites d'informations pouvant être utilisées par les « fonds vautours ». De la même manière, la documentation des procédures est très partielle, et celle relative aux éventuels contrôles est inexistante (voir recommandations associées).

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 A 1 que vous trouverez au chapitre 4

2.B.4. Processus 4 : Circuits financiers et comptabilisation

2.B.4.a. Les circuits financiers et le reporting à l'Etat

- Reversement à la République et notes de calcul
 - ✓ Les principes de reversements sont définis par la convention et son avenant ;
 - ✓ Le support contractuel de reporting pour chaque cargaison est *la note de calcul*, qui doit parvenir dans les 48h qui suivent la réalisation de l'ensemble des éléments permettant de déterminer le résultat de la vente. Nous avons des *écarts significatifs sur encaissements* reçus de la SNPC par la République au cours de la période.
Nota bene : ces écarts ont mécaniquement disparu en 2006 suite à l'avenant à la convention stiuplant le reversement au prix fiscal.
 - ✓ Il a été constaté sur la période des *délais de reversement* de la SNPC à la République parfois bien supérieurs aux conditions fixées par la convention ; a contrario, il existe des versements anticipés.
 - ✓ Le règlement final du solde intervient avec la présentation aux banques du dossier commercial (facture, Bill of Lading, certificats de quantité, de qualité et d'origine, autres éléments éventuellement) ;
 - ✓ Emission de la note de calcul pour envoi au Ministère des Finances.

- Reporting trimestriel de la SNPC à l'Etat sur la commercialisation :

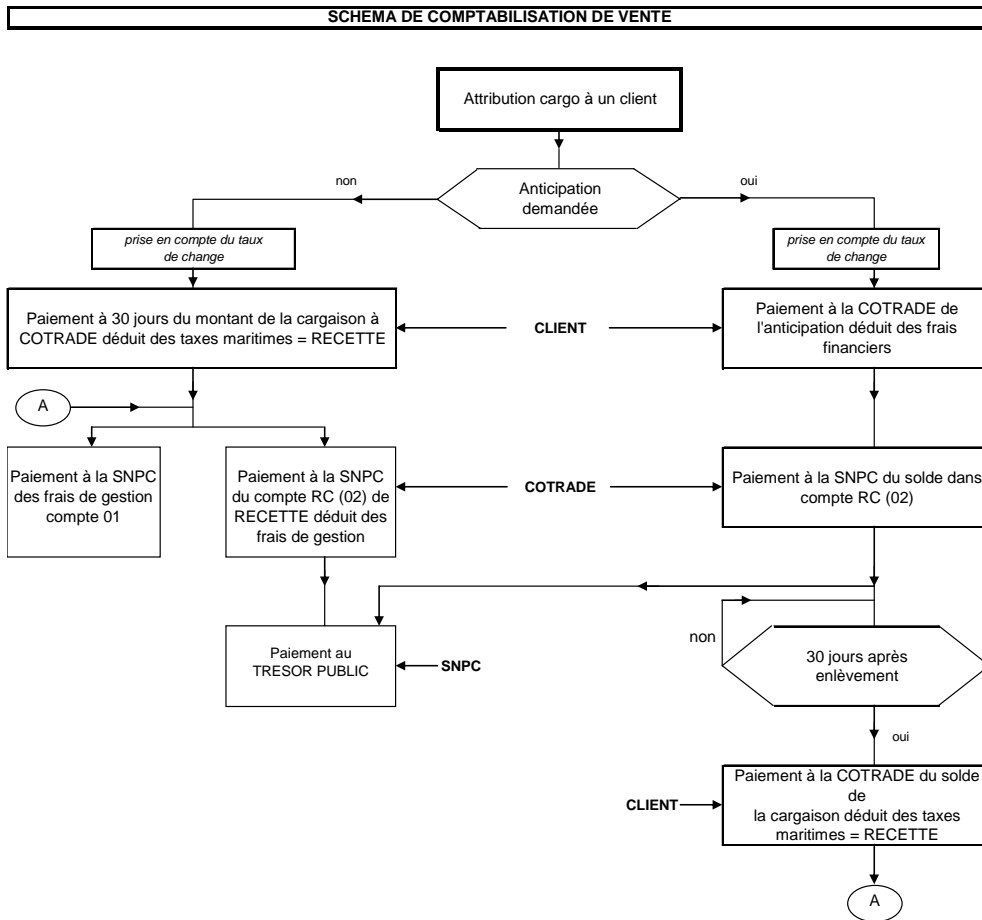
Préalablement à 2006, le reporting était quasiment inexistant.

Depuis 2006, la SNPC a enrichi son reporting à la République au moyen d'un « Rapport (trimestriel) de commercialisation des Hydrocarbures », document comprenant en particulier :

- ✓ Faits marquants et comportement du Brent sur la période ;
- ✓ Contexte économique, judiciaire et financier des activités de trading du pétrole brut congolais ;
- ✓ Bilan de commercialisation sur la période, qui comprend (i) nombre d'enlèvements et qualité d'hydrocarbures et destination des cargos, (ii) comparaisons des prix provisoires et prix fiscaux, (iii) valorisation des enlèvements au prix fiscal à comparer aux prix réalisés par la SNPC.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 A 2 que vous trouverez au chapitre 4

2.B.4.b. Schémas d'écritures comptables à la SNPC



3. Les performances de la commercialisation par la SNPC

Dans le cadre de cette étude, il a semblé utile de rechercher une mesure de la performance de la commercialisation par la SNPC à travers deux séries d'indicateurs : la performance en matière de prix obtenus sur les marchés (§ 3.A.), et la performance en matière de coûts liés aux processus de commercialisation (§3.B.).

En matière de prix obtenus sur le marché, il a été rappelé précédemment que les prix obtenus par les opérateurs privés sont confidentiels et non accessibles. Il en est de même, en général, des données relatives à la commercialisation par les compagnies nationales. Notre approche a consisté, dans un premier temps, à identifier les niveaux de cours obtenus par la SNPC par rapport au Brent (§3.A.1.), dans un deuxième temps à analyser le rôle du prix fiscal dans la performance (§3.A.2.). Dans un troisième temps, nous avons cherché à effectuer une évaluation des bruts congolais Djeno et N'Kossa, au moyen de la détermination d'un différentiel « normatif » par la méthode dite du « net back », traditionnelle pour la profession, afin de mesurer le différentiel absolu des prix obtenus par la SNPC à l'aune de ce « normatif » (§ 3.A.3.). En conclusion, nous en avons tiré des premiers enseignements sur les destinations potentielles pour ces bruts, le niveau de différentiel obtenu par la SNPC, et les recommandations pour la gestion de la SNPC.

3.A. La performance en matière de prix obtenus par la SNPC sur les marchés pétroliers

3.A.1. Les prix obtenus par la SNPC

Graphique d'évolution des prix sur la période de revue :

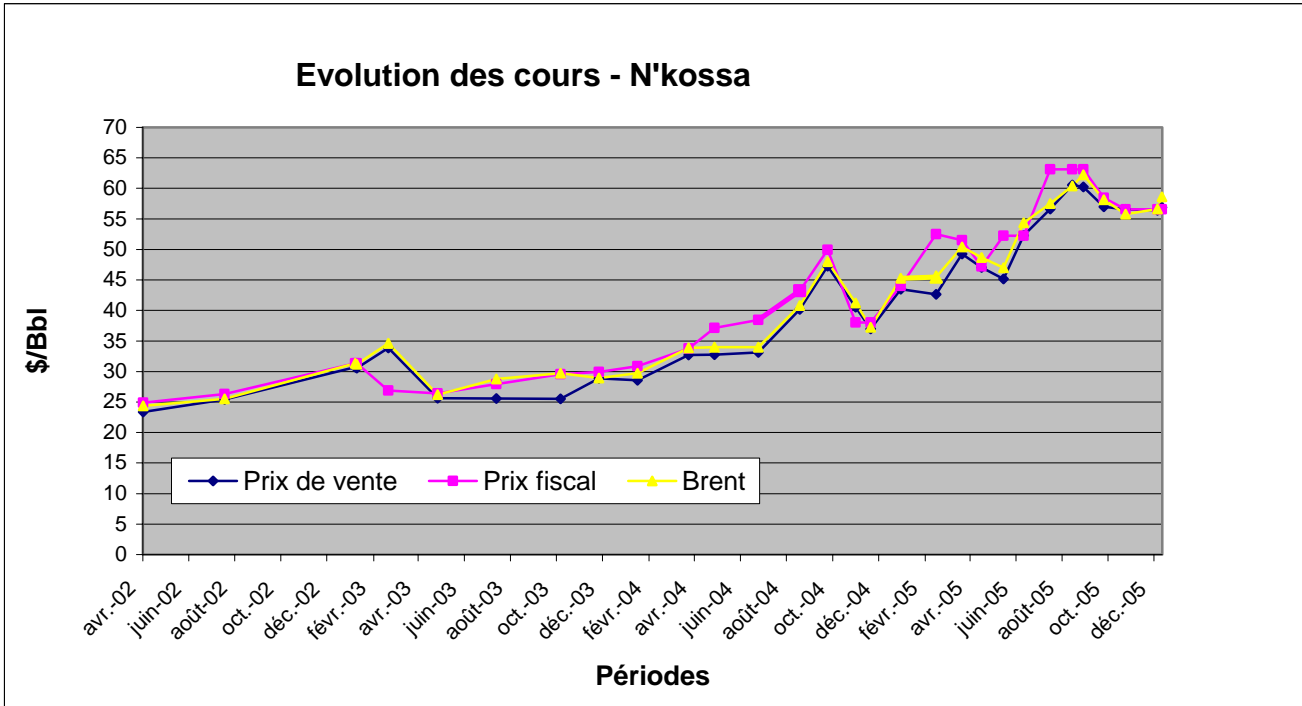
- Nkossa,
- Djeno,
- Brent,
- Prix fiscal.

Il n'a pas été possible, pour des questions évidentes de confidentialité, d'accéder aux prix de vente des opérateurs.

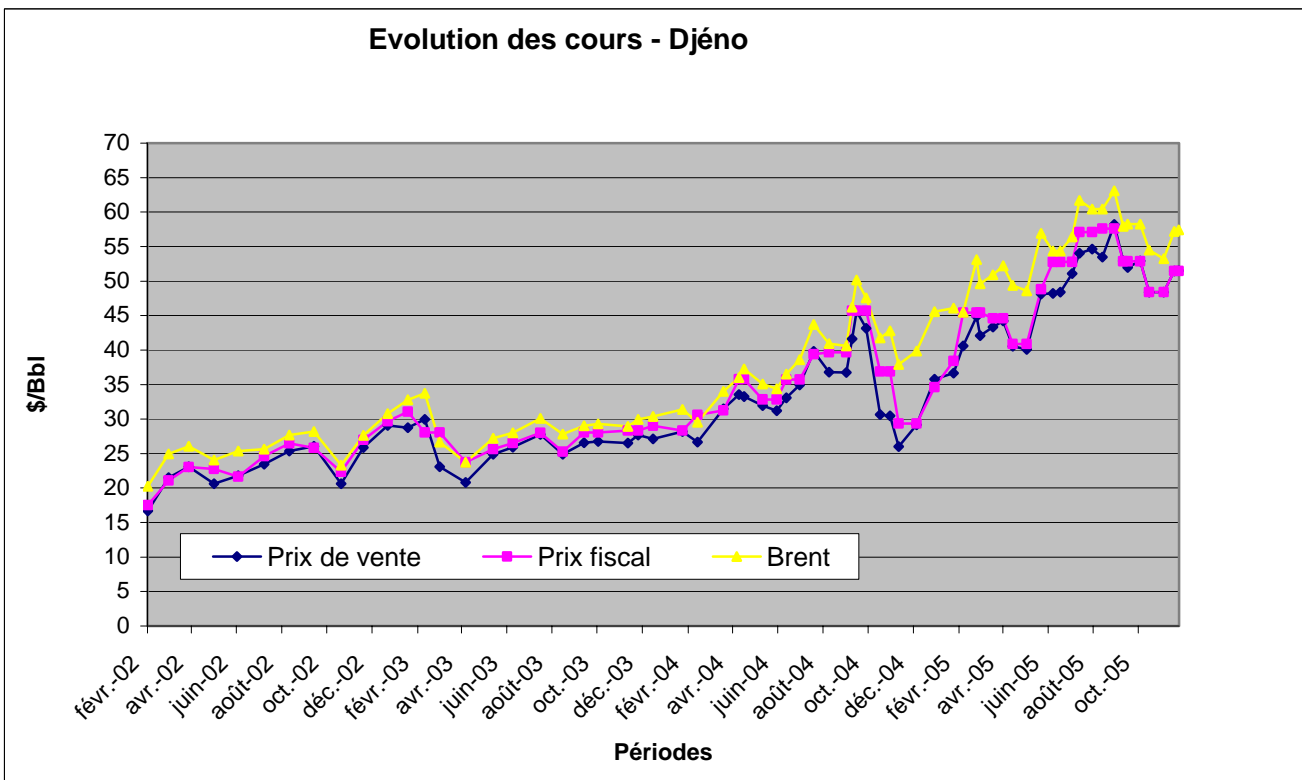
Il a également été fait une comparaison des prix de ventes réalisées par la SNPC avec les prix fiscaux - qui sont pour partie issus des prix déclarés des opérateurs (prix non vérifiables).

Nota Bene : les prix figurant sur ce graphique sont, en premier lieu les prix des ventes réalisées par la SNPC, en second lieu les prix fiscaux moyens du mois concernés, et en troisième lieu les cours moyens du Brent sur la même « pricing period » à des fins de comparaison. Les cours du Brent sont ceux de l'EIA (Energy Information Administration).

- ✓ Comparaisons sur le Nkossa



- ✓ Comparaisons sur le Djéno



Il existe des limites méthodologiques à une simple analyse comparative des prix, pour différents bruts, pour les mêmes pricing periods, compte tenu de ce que les conditions de vente à une même date et pour 2 bruts distincts peuvent ne pas être similaires. Cette même remarque est applicable aux analyses provisoires suivantes sur les différentiels.

Constats sur le Nkossa et sur la période: le prix de vente obtenu par la SNPC est toujours (à une exception près) inférieur au prix fiscal, et toujours inférieur au prix du Brent. Le prix fiscal, qui est issu des réalisations des opérateurs privés, est tour à tour inférieur ou supérieur à celui du Brent. Il existe donc en principe, et à conditions commerciales normales, un potentiel à vendre le Nkossa au niveau, voire au-dessus, du cours du Brent.

Constats sur le Djeno et sur la période : le prix de vente obtenu par la SNPC est toujours (à une exception près) inférieur au prix fiscal. Le prix fiscal, qui est issu des réalisations des opérateurs privés, est lui-même toujours inférieur à celui du Brent, ce qui s'explique par la qualité relative du Djeno par rapport au Brent.

3.A.2. Le prix fiscal des hydrocarbures SNPC - MEFB - DGH

- Les textes (CPP article 9)
 - ✓ Le mode de détermination du prix fiscal est défini à l'article 9 des Contrats de Partage de Production : « le prix sera fixé paritairement par les entités composant le contracteur et par le Congo » ;
 - ✓ Le prix fiscal est un des paramètres utilisés pour déterminer le partage de la production d'un permis, pour un mois donné, soit : « (la) récupération des coûts pétroliers, (le) partage du profit oil, (la) perception en espèces de la redevance ».

➤ L'intervention de la SNPC dans le mode de fixation / d'évaluation

Il nous a été indiqué que la SNPC a un rôle actif dans le mode de fixation des prix fiscaux. Elle assiste aux réunions pour son compte et celui de la République, mais ses réalisations commerciales ne sont actuellement pas prises en compte du fait notamment de son environnement commercial affecté par les fonds vautours.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation A B 3 que vous trouverez au chapitre 4

➤ Enjeux

Par définition, en environnement contractuel CPP, les opérateurs pétroliers ont intérêt à obtenir un prix fiscal relativement bas, puisque leurs coûts exprimés en US\$ sont remboursables avec des barils valorisés au prix fiscal.

En sens inverse, la République a intérêt à obtenir un prix fiscal relativement haut, de façon à maximiser le profit-oil sur lequel elle perçoit un pourcentage (revenu direct du Trésor) et des impôts sur les revenus nets des pétroliers.

Par ailleurs, la performance commerciale de la SNPC peut s'apprécier par différentiel avec le prix fiscal, comme avec les prix de bruts de référence. De plus, depuis octobre 2005 dans les faits et janvier 2006 selon les termes de l'avenant numéro 1 à la Convention, la SNPC paie à la République ses droits valorisés au prix fiscal ; sa marge de trading est donc devenue dépendante du prix fiscal.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation A B 4 que vous trouverez au chapitre 4

3.A.3. Evaluation des bruts Congolais Djeno et Nkossa

➤ 3.A.3.a.. Méthodologie

Pour les besoins spécifiques de l'étude diagnostique, Beicip Franlab (groupe Institut Français du Pétrole) a réalisé une évaluation des bruts Congolais visant à estimer le différentiel de prix entre les bruts Congolais (Djeno et Nkossa) et le brut de référence Brent pour les années 2005 et 2006. Les bruts Cabinda (Angola) et Bonny Light (Nigeria) ont été aussi donnés et utilisés pour estimer *le différentiel* de prix avec des bruts de référence locaux : Djeno par rapport au Cabinda et Nkossa par rapport au Bonny Light.

Les analyses partielles des bruts congolais ont été fournies par la SNPC ; les informations manquantes ont été complétées (Fiches ASSAY de coupes incomplètes à compter de 400 – 565 °C et 565 °C+) à partir des bases de données de bruts de Beicip Franlab.

Ces différentiels reflètent les différences de valorisation de ces bruts dans une raffinerie de type TRIDHFV (Topping, Reformer, Isomérisation, Diesel Hydrotreater, Fluid Catalytic, Cracking (FCC), Visbreaker).

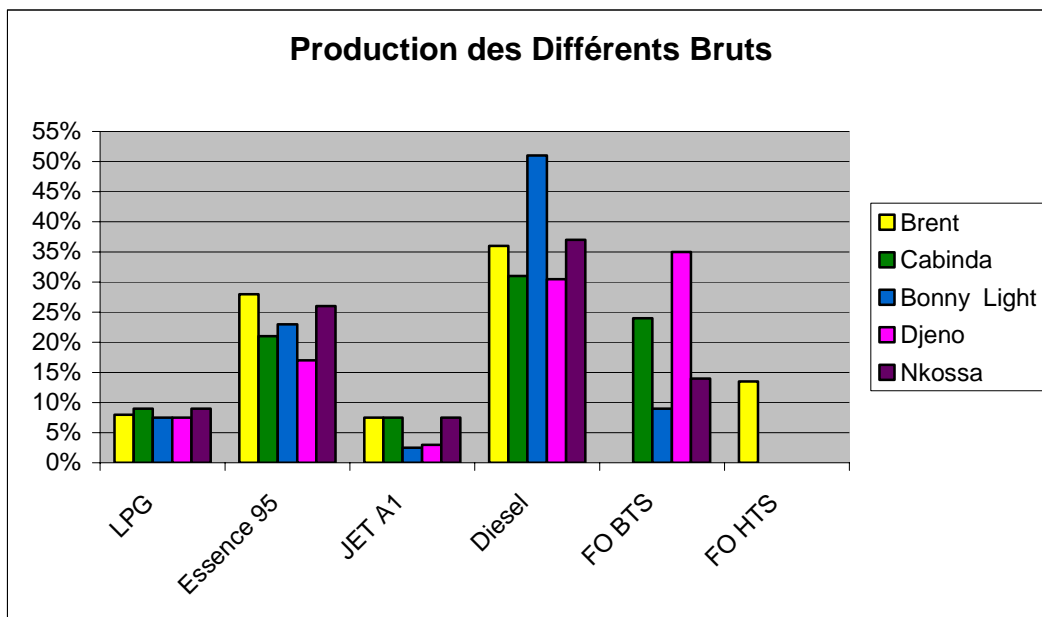
Le prix estimé des bruts Congolais est tel que le résultat économique de la raffinerie type – marge après frais variables (MFV) - soit le même qu'avec les bruts de référence, ou méthode dite du « net back ».

Nous n'avons pas connaissance d'une étude similaire faite et / ou utilisée par la SNPC pour l'aider dans la commercialisation.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 B 2 que vous trouverez au chapitre 4

➤ 3.A.3.b.. Structure des rendements des différents bruts

- Le graphique ci-dessous montre les rendements en produits des différents bruts avec les schémas de raffinerie choisie (TRIDHFV) qui permet d'expliquer le différentiel de prix entre les bruts Congolais et les bruts de référence.



Ce graphique montre également que:

- Le Nkossa est un « brut à essence » au même titre que le Brent et le Bonny Light,

- Le Nkossa est un « brut à diesel » au même titre que le Bonny Light,
 - Le Djeno est un « brut à fioul ».
- La structure de produits issus des bruts, résumée dans le tableau ci-dessous, permet de montrer que les rendements du Nkossa en produits légers sont très proches de ceux du Brent.
- Le Nkossa a un rendement en essence de 27.4%, proche de celui du Brent à 28.9%, un rendement en diesel à 39.3%, proche de celui du Brent à 38.2%, et un rendement en jet et LPG à 17.9%, proche de celui du Brent à 17.2%.

Types de bruts	Brent	Cabinda	Djeno	Bonny light	Nkossa	Comparaisons par rapport Brent
Input	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	
Fuel gas	321	288	288	305	303	
Sulfur	16	12	17	8	4	
LPG	850	930	797	806	916	
Essence 95	2 768	2 128	1 724	2 378	2 628	
Jet	800	800	316	300	800	
Gas Oil	3 664	3 158	3 124	5 143	3 768	
LS FO	-	2 511	3 589	975	1 481	
HS FO	1 489					
sub-total output	9 587	9 539	9 567	9 610	9 597	

Rendements en essences:

Nkossa / Brent	2768 soit 28.9%		2628 soit 27.4%	moins 1%
Djeno / Brent	2768 soit 28.9%	1724 soit 18%		moins 11%

Rendement en diesels:

Nkossa / Brent	3664 soit 38.2%		3768 soit 39.3%	plus 1%
Djeno / Brent	3664 soit 38.2%	3124 soit 32.6%		moins 2%

Rendements en jets & LPG:

Nkossa / Brent	1650 soit 17.2%		1716 soit 17.9%	plus 1%
Djeno / Brent	1650 soit 17.2%	1113 soit 11.6%		moins 5%

Source : calculs effectués à partir des données issues des bloc-flows diagramms de l'étude Beicip

➤ **3.A.3.c. Estimation des différentiels**

Par méthode du « net back », les différentiels suivants des bruts Congolais par rapport au Brent ont été calculés :

Année	Brent (FOB)	Diff. Djeno Brent	Diff. Nkossa Brent
	\$/Bbl	\$/Bbl	\$/Bbl
2005	54,6	-5,7	-1
2006	65,2	-6,8	-1,6

Source : étude Beicip annexée

Le prix du Djeno en 2005 par « netback » est de 48.9 \$/bbl, soit 5.7 \$/bbl en-dessous du prix du Brent. Nota Bene : En 2006, son prix est de 58.4 \$/bbl, soit 6.8 \$/bbl de moins que celui du Brent.

Le Djeno est un brut :

- plus lourd que le Brent (27.5 ° API contre 37.5 ° API pour le Brent – voir tableau en annexe),
- avec des rendements en essence et distillats moyens beaucoup plus faibles et plus importants en fiouls lourds (voir tableau ci-dessus de structure des produits),

- dont la production de fioul lourd (Fioul Lourd Basse Teneur en Soufre -FL BTS à < 1% soufre) est moins soufrée que celle du Brent (FL HTS > 3.5% de soufre).

L'effet combiné net de ces 3 facteurs, auquel il faut rajouter le surcoût relatif du transport en Europe du Nord d'environ 1.2 \$/bbl, explique le différentiel négatif.

Le prix du Nkossa en 2005 par « *netback* » est de 53.6 \$/bbl, soit 1.0 \$/bbl en-dessous du prix du Brent. Nota Bene : en 2006, son prix est de 63.6 \$/bbl, soit 1.6 \$/bbl de moins que celui du Brent.

Comme identifié précédemment, le Nkossa a des rendements en essence, distillats moyens, LPG et fiouls lourds très proches de celui du Brent.

Nkossa est par ailleurs beaucoup moins soufré que le Brent, conduisant à une production de fiouls lourds de meilleure qualité (FL BTS) que celui issu du Brent (FL HTS).

Hors coût du transport en Europe du Nord, le différentiel est donc proche de zéro avec le Brent.

➤ 3.A.3.d. Destinations géographiques potentielles

Le Djeno est un brut plus lourd que le Brent mais moins soufré.

Au plan du rendement, le Djeno produit entre 1/5 et 1/3 de produits légers en moins, avec pour conséquence une production de fiouls lourds supérieure de 58% à celle du Brent.

- De ce fait, le marché asiatique pourrait représenter une probable destination du Djeno.
- Le marché américain ne représente pas une opportunité intéressante pour ce brut parce que son rendement en essences est très faible par rapport à celui du Brent.
- Le marché européen orienté vers la production du diesel est une destination possible au regard du rendement en distillats moyens (34%) qui est plus proche de celui du Brent (45%).

Le Nkossa, étant donnés ses rendements élevés en essences (26%) et en distillats moyens (46%), a comme destinations préférentielles les marchés européens et américains ; grâce à ses caractéristiques très proches de celles du Brent, le Nkossa est ainsi destiné à satisfaire les mêmes marchés.

De plus, ce brut contient très peu de soufre et il est donc bien adapté aux demandes des spécifications de ces marchés.

Le Nkossa pourrait être d'autant mieux valorisé dans une raffinerie dotée d'un RFCC (FCC de résidus) car son résidu sous vide est très craquable :

- raffineries américaines disposant de RFCC,
- raffineries asiatique disposant de RFCC : Japon, Corée du Sud, Taiwan, Thaïlande, Inde.

On remarquera que la Chine n'est pas une destination de prédilection pour le Nkossa.

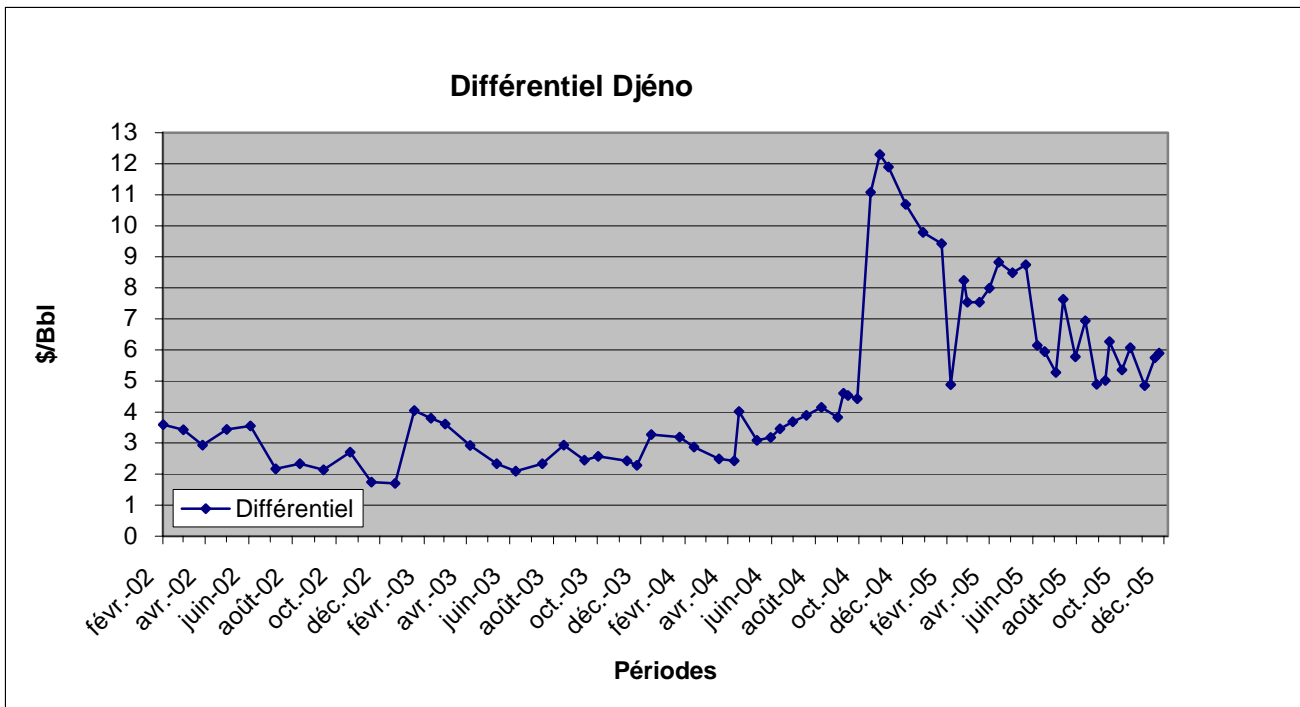
Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 B 7 que vous trouverez au chapitre 4

3.A.3.e. Analyse des différentiels effectifs par rapport aux différentiels normatifs

Avertissement : compte tenu du nombre peu élevé de cargaisons par année et par qualité, notamment pour le Nkossa, une comparaison avec les moyennes est donnée à titre indicatif mais ne traduit pas forcément une réalité changeante d'un mois sur l'autre.

Différentiels du Djeno avec le Brent, par cargaison, sur la période de revue 2002 – 2005

(source : « discount » sur factures commerciales SNPC et notes de calcul 2005).



Le différentiel moyen par année ressort à :

Discount moyen par année	\$/Bbl
2002	2.8
2003	2.7
2004	5.2
2005	6.8

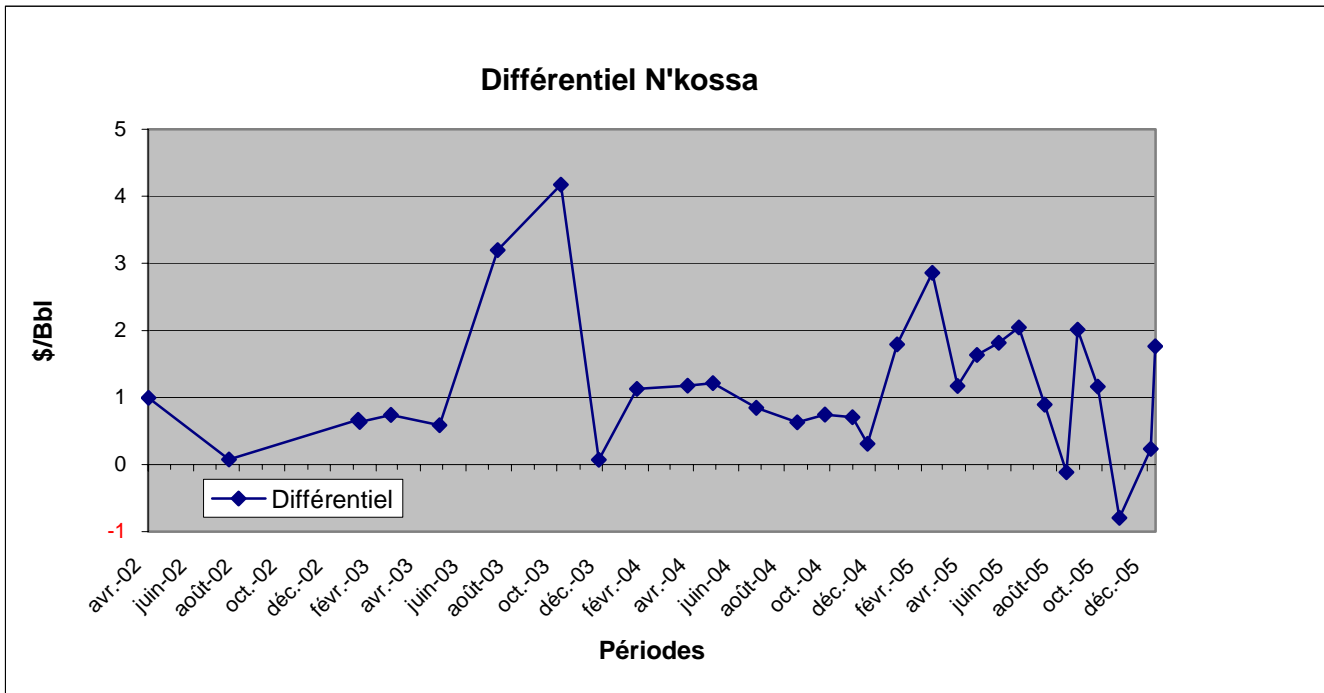
Source : calculs effectués à partir des données Brent spot EIA et les prix effectifs SNPC

Ce différentiel se caractérise par :

- Un différentiel moyen qui semble peu éloigné de ce qu'indique le modèle ; en 2005, le différentiel réel moyen est de 6.8 \$/bbl contre 5.7 \$/bbl en normatif ;
- Des variations excessivement fortes à compter de la fin 2004, qui pourraient correspondre aux difficultés liées aux actions lancées par les fonds vautours. Alors que le Congo subit des procédures judiciaires et des jugements à son encontre depuis le début de l'année 2003, les ventes République effectuées par la SNPC présentent des différentiels très élevés – au-delà de 10 \$/bbl – à compter de début 2005. Au cours de cette étude, les explications spécifiques sur les niveaux exceptionnels de différentiels n'ont pas été fournies.
- A ce titre, l'étude n'est pas terminée et nous restons en attente des explications de la SNPC avant la production du rapport définitif.

Différentiels du Nkossa avec le Brent, par cargaison, sur la période de revue 2002 – 2005

(source : « discount » sur factures commerciales SNPC et notes de calcul 2005).



Le différentiel moyen par année ressort à :

Discount moyen par année	\$/Bbl
2002	0.5
2003	1.4
2004	0.8
2005	1.3

Source : calculs effectués à partir des données Brent spot EIA et les prix effectifs SNPC

Ce différentiel se caractérise par :

- Un différentiel moyen qui semble peu éloigné de ce qu'indique le modèle : le différentiel réel moyen est de 1.3 \$/bbl contre 1.0 \$/bbl en normatif en 2005,
- Des variations excessivement fortes, au deuxième trimestre 2003 puis sur toute l'année 2005, qui pourraient correspondre aux difficultés liées aux actions lancées par les fonds vautours. Alors que le Congo subit des procédures judiciaires et des jugements à son encontre depuis le début de l'année 2003. Au cours de cette étude, les explications spécifiques sur les niveaux exceptionnels de différentiels n'ont pas été fournies.
- A ce titre, l'étude n'est pas terminée et nous restons en attente des explications de la SNPC.

Des explications relatives aux performances commerciales moyennes, et aux différentiels élevés constatés sur certaines cargaisons, n'étaient formalisées ni en interne, ni en matière de reporting aux tutelles.

3.A.3.f. Synthèse des facteurs explicatifs des différentiels

Au terme de l'analyse des facteurs explicatifs de différentiels, on trouvera résumés les facteurs propres au Congo expliquant les niveaux de différentiels identifiés au cours de la période sous revue :

- Le rendement des bruts en raffineries permet d'expliquer un premier niveau de différentiel, qui est le différentiel normatif.

L'écart entre le *différentiel réel* et le *différentiel normatif* est un « *différentiel résiduel* ».

En 2005, le *différentiel résiduel* serait d'environ 1.1\$ pour le Djéno et de 0,3\$ pour le N'kossa. Il peut s'expliquer par :

- La captation d'une partie de la marge par les traders – intermédiaires obligés actuellement,
- Le surcoût du transport par tonne exportée par rapport aux concurrents,
- L'impact (autre que frais financiers et commissions) du recours obligatoire aux prépaiements,
- La décote du Nkossa qui n'est pas vendu sur son marché de prédilection,
- La décote sur les bruts congolais qui sont vendus en quantités marginales par rapport aux autres bruts.

Le poids de chacun de ces facteurs ne peut pas être chiffré précisément dans le cadre de cette étude ; un tel travail pourra être recommandé à la SNPC dans le cadre d'un plan de progrès général de ses performances commerciales.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 A 4 que vous trouverez au chapitre 4

A titre d'exemple, sur l'année 2005, et compte tenu des réserves méthodologiques énoncées ci-dessus en matière de moyennes, les conclusions à tirer sur le différentiel du Djéno (le Nkossa représente trop peu de cargaisons) – qualité représentant environ 71 % des cargaisons en 2004 et 2005 sont les suivantes:

- Le différentiel normatif s'établirait en 2005 à environ 5,7 \$/bbl,
- Le différentiel résiduel s'établirait à environ 1.1 \$/bbl pour la même période.

3.B. la performance en matière de coûts liés aux processus de commercialisation

3.B.1. Les préfinancements, les prépaiements et leurs coûts

Les préfinancements ont été mis en place jusqu'en 2003, et leur remboursement court jusqu'à aujourd'hui. Ils ne sont pas un élément principal de la commercialisation, et furent décidés par le gouvernement. La SNPC avait pour seule fonction de les mettre en place, et d'en assurer la gestion administrative.

Sur la période 2003-2005 (données 2002 non disponibles), le remboursement des préfinancements a eu pour effet de réduire les encaissements du Trésor au titre des barils commercialisés par la SNPC à hauteur de 226 milliards de FCFA (344 M€).

Les prépaiements ont été mis en place par la SNPC, pour le compte de la République, sur un certain nombre de cargaisons ; il nous a été indiqué que leur fondement était, entre autres, de limiter les risques de saisie du produit de la vente par les « fonds vautours » - telle la saisie du produit de la cargaison du 26 mars 2005.

En général, le décalage entre le paiement et le remboursement ne dépasse pas quelques semaines.

Sur la même période,

- les prépaiements cargaisons (et leurs remboursements) se sont élevés à 398 milliards de FCFA (607 M€).
- leur coût complet – frais financiers, frais bancaires et autres frais associés – se sont élevés à 20.7 milliards de FCFA (32 M€) soit environ 5% de la valeur des prépaiements ; compte tenu de ce que les avances sont faites en moyenne sur quelques semaines et génèrent un coût de 5% de la cargaison globale en moyenne, le taux effectif annuel de ces avances est particulièrement élevé : 5% pour environ 1 mois correspondrait à un taux effectif de 60% pour un an. On peut donc conclure qu'il y a dans la rémunération de l'intermédiaire, un coût financier plus un coût de service élevé.

3.B.2. Les autres coûts de la commercialisation (commission de commercialisation, taxes maritimes, coûts internes, autres coûts).

- *La Convention* prévoit le versement d'une commission de commercialisation égale à 1.6% de la valeur des cargaisons commercialisées pour le compte de la République ; lorsque la Cotrade vend des cargaisons pour le compte de la SNPC, elle perçoit une commission de 0.4% sur les 1.6% perçus par la SNPC. Sur la période 2003-2005, les commissions SNPC s'élèvent à 24 milliards de FCFA (37 M€).

A titre de comparaison, un opérateur, qui commercialise toujours pour le compte de la République une fraction de la fiscalité, prélève des commissions fixes (en cents \$/bbl) dont le coût économique total pour le Trésor congolais est chiffrable à 0.8 \$/bbl, soit un taux de 1.6% lorsque le brut est au cours de 50\$/bbl.

- Les taxes maritimes sont définies par l'arrêté du 19/01/1998, et sont fixées en cents \$/tonne ; à titre d'exemple, les taxes s'élèvent à 0.44% de la valeur brute des ventes sur toute la période 2002-2005, passant de 0.65% en 2002 à 0.33% en 2005. Sur la période 2003-2005, les taxes maritimes s'élèvent à 6.6 milliards de FCFA (10 M€).
- Les coûts internes à la SNPC sont constitués de coûts directs et de coûts indirects ; les coûts directs de fonctionnement de Cotrade en 2005 sont d'environ 1.5 M\$ (source : comptes Cotrade 2005). Les coûts indirects de la Direction générale – au titre de la commercialisation - n'ont pas pu être identifiés faute d'information disponible dans la comptabilité analytique en place actuellement.

Ce constat nous conduit à émettre la recommandation 4 B 8 que vous trouverez au chapitre 4

3.B.3. Synthèse d'évolution des coûts sur la période

	TOTAL 2003 M Frf CFA	TOTAL 2004 M Frf CFA	TOTAL 2005 M Frf CFA	2003 à 2005 M Frf CFA
Valorisation de la Commercialisation des droits de la République par la SNPC au prix fiscal	271 596	515 427	938 899	1 725 922
Pré-paiement cargaison	72 189 26.58%	97 736 18.96%	228 479 24.33%	398 403 23.08%
Remboursement pré-paiement cargaison	-70 379 -25.91%	-97 662 -18.95%	-229 423 -24.44%	-397 463 -23.03%
Frais bancaires, frais de prépaiement & associés % / pré-paiement	-6 274 -2.31% -8.80%	-6 925 -1.34% -7.09%	-7 493 -0.80% -3.27%	-20 692 -1.20% -5.20%
Remboursement pré-paiement financier	-80 657 -29.70%	-82 423 -15.99%	-62 702 -6.68%	-225 782 -13.08%

Source : Statement 1. des attestations trimestriels des revenus pétroliers de la République

Commentaires :

Les frais liés aux prépaiements cargaisons s'élèvent à 20.7 milliards de FCFA sur la période, et représentent 5.2% du montant des prépaiements. Ce mode de financement à très court terme et de protection contre les fonds vautours, serait réduit significativement si les handicaps liés aux fonds vautours venaient à disparaître. On constate que le poids de ces frais diminue en pourcentage de la valeur des cargaisons sur la période – passant de 8.8% en 2003 à 3.3% en 2005.

La mise en place de préfinancements ou "prépaiements financiers" gagés sur la production pétrolière du pays est venue affecter les revenus pétroliers nets de la République au cours de la période sous revue à hauteur de 225.8 milliards de FCFA, soit 13.1% des recettes pétrolières issues de la commercialisation. On constate que le poids de ces remboursements diminue en pourcentage de la valeur de la commercialisation des droits de la République sur la période – passant de 29.7% en 2003 à 6.7% en 2005.

3.B.4. Analyse des coûts de quelques cargaisons en 2005

L'analyse n'a pas été possible, faute de documentation. En matière de frais directs, outre les taxes portuaires, il existe en général des frais financiers, des commissions, des éventuels écarts de change. Il existe par ailleurs tous les frais indirects tels que budget de la Cotrade, salaires et coûts associés de plusieurs membres de la direction générale du groupe SNPC, frais généraux, de voyage, de représentation, de relations publiques, d'avocats, et autres éléments sur lesquels le consultant n'a obtenu ni liste exhaustive ni surtout de documentation ponctuelle ou générale. Faute de comptabilité analytique et d'outils de gouvernance permettant d'autoriser, superviser et contrôler ces éléments, le consultant ne peut présenter aucune donnée sur ces thèmes autre que des éléments globaux et trimestriels qui figurent sur les attestations trimestrielles sur le site <http://www.mefb-cg.org/>.

Par ailleurs nous n'avons pas obtenu les commentaires de la Direction sur la performance sur l'année 2005.

Enfin, le rapprochement des factures commerciales avec les autres données analysées dans la revue des processus n'a pu être effectué, faute de l'obtention des factures commerciales 2005.

En conséquence, les performances de la SNPC en 2005 ont été analysées sur la base des données issues des notes de calcul transmises par la SNPC au Ministère des Finances <http://www.mefb-cg.org/>.

4. Les recommandations et le calendrier de mise en œuvre

4.A. Les recommandations liées à la transparence

- 4.A.1. Recommandation relative à la documentation des opérations, des procédures et à la mise en place d'un contrôle interne**
- 4.A.2. Recommandation relative au reporting de la Cotrade vers la SNPC, et de la SNPC vers les tutelles**
- 4.A.3. Recommandation relative à la gestion du risque clients – Cellule de Risk Exposure**
- 4.A.4. Recommandation relative à un plan de progrès général sur l'analyse des performances commerciales**
- 4.A.5. Recommandation relative à la formalisation des dossiers d'appel d'offres**

4.B. Les recommandations liées à la performance

- 4.B.1. Recommandation relative aux améliorations de la procédure contractuelle d'enlèvement entre les pétroliers**
- 4.B.2. Recommandation relative à la documentation détaillée des caractéristiques techniques et des coupes des bruts vendus**
- 4.B.3. Recommandation relative à la participation de la SNPC dans les négociations du prix fiscal**
- 4.B.4. Recommandation relative au reversement du produit des ventes au prix fiscal**
- 4.B.5. Recommandation relative au poids de la SNPC sur le marché du trading pétrolier (part du brut de l'Etat commercialisé par les opérateurs)**
- 4.B.6. Recommandation relative à la gestion du risque client - Base de données clients**
- 4.B.7. Recommandation relative à la modélisation des rendements des bruts congolais**
- 4.B.8. Recommandation relative à l'utilisation de la comptabilité analytique.**

4.C. Le calendrier de mise en œuvre

4.A. Les recommandations liées à la transparence

4.A.1. Recommandation relative à la documentation des opérations, des procédures et à la mise en place d'un contrôle interne

Incidence des points d'amélioration relevés : au vu des tests réalisés sur 12 transactions choisies au hasard sur la période 2002-2005, le consultant a constaté que la plupart des processus commerciaux sont très peu documentés, conduisant de façon générale à un environnement risqué en termes de contrôle interne des opérations et de documentation commerciale, et voire très risqué en termes de gouvernance.

Recommandations : sur la base des tests et entretiens conduits pour cette étude, les étapes suivantes devraient être documentées :

- Les programmes d'enlèvements – fournis par l'opérateur - ne sont pas toujours conservés ; il n'a été fourni aucun document interne relatif à la programmation effective des enlèvements ; à la décharge de la société, la Cotrade gère une faible quantité de cargaisons par an, ce qui réduit le risque lié à l'insuffisance de formalisation ;
- Les supports de négociation préliminaire avec les traders devraient être conservés (fax ou télex relatifs au niveau de différentiel, de pricing period) , à la fois en matière de contrôle interne et de preuves commerciales en cas de litige ; une telle documentation a pu être fournie pour une seule cargaison à l'occasion de cette étude ;
- Les contrats devraient être établis et conservés de façon systématique, à la fois en matière de contrôle interne et de preuves commerciales en cas de litige ; une telle documentation a pu être fournie pour seulement la moitié des cargaisons analysées ;
- Les confirmations formelles d'enlèvement de la SNPC à l'opérateur du terminal devraient être conservées, à la fois en matière de contrôle interne et de preuves commerciales ; aucune n'a été fournie ;
- Les décisions prises en matière de pricing period négociée, de différentiel négocié, et la justification de ces décisions, devraient être formalisées pour des raisons de contrôle interne, de preuve commerciale, et enfin de bonne gouvernance.
- Des tentatives d'explication chiffrée en matière de différentiel devraient être un exercice systématique permettant de chiffrer le niveau acceptable de différentiel négocié – exemple, le différentiel normatif - et de comprendre comment la décision a été prise
- Le différentiel évoluant d'une période à l'autre pour un même brut vendu, il est nécessaire que la SNPC procède à un chiffrage par type de facteur(s), pour expliquer au minimum l'évolution du différentiel et son niveau absolu.

La SNPC devrait être en mesure de démontrer le lien entre ses 3 sources d'informations :

- données CITAC sur les marchés locaux et internationaux
- données spécifiques sur les bruts congolais
- autres données éventuellement fournies par les traders.

La documentation de ce lien serait un instrument fort de gouvernance sur le différentiel négocié, qui est un paramètre critique du trading.

- La documentation du dossier « shipping documents » est en général complète sur toute la période, ce qui est un point fort en matière de documentation commerciale vis à vis des tiers. En revanche, il n'a pas été identifié de compte-rendu interne sur les chargements.

Lorsque des difficultés interviennent, un tel compte-rendu doit résumer les problèmes logistiques apparus, les discussions intervenues et les accords conclus, et servir de « mémoire interne » en cas de litige ultérieur. (Nota bene : il nous a été indiqué que ces informations sont normalement disponibles dans les rapports d'activités de la Cotrade).

- *La revue des factures commerciales n'a pas été conduite à ce stade – les recommandations éventuelles seront décrites dans la version finale du rapport ;*

- La documentation reçue par le consultant sur les transactions bancaires relatives aux 12 cargaisons est très parcellaire ; à des fins de contrôle interne il serait nécessaire d'établir chez la Cotrade un schéma synthétique des transactions bancaires résumant
 - les mouvements entre les parties tels que : encaissement reçu du trader ou du client final, encaissements / versements entre Cotrade et SNPC – versement à la République,
 - les acomptes reçus / versés, les soldes reçus / versés, et enfin la réconciliation de ces montants avec le total figurant au contrat et
 - les écritures comptables passées au sein de la SNPC.

En synthèse, un véritable manuel de procédures devrait être mis en place. Ce manuel doit:

- Décrire les objectifs spécifiques du contrôle interne au Congo, y compris les aspects liés aux « fonds vautours » ; par exemple, le mémorandum existant rédigé par le cabinet d'avocats « procédures judiciaires aux Etats-Unis » pourrait être un bon point de départ, car il aborde la partie descriptive de l'environnement judiciaire et des risques ;
- Formaliser les procédures rapidement recommandées ci-dessus (celles-ci ne sont pas exhaustives et peuvent être déclinées) ; également, la « note interne explicative sur les processus de commercialisation des hydrocarbures par la SNPC-Cotrade » pourrait être un bon document de départ ;
- Décliner les objectifs de contrôle interne en instruments de contrôle interne adaptés à l'activité de la Cotrade, puis mettre en place au plus vite ces instruments, et enfin tester leur efficacité ;
- Décrire les objectifs spécifiques de bonne gouvernance à la Cotrade et à la SNPC, en accord et en lien avec la Direction Générale de la SNPC et surtout avec les tutelles – Ministère des Hydrocarbures, Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget ;
- Décliner également les objectifs de bonne gouvernance en instruments de contrôle et de reporting.

4.A.2. Recommandation relative au reporting de la Cotrade vers la SNPC, et de la SNPC vers les tutelles.

Incidence des points d'amélioration relevés : le document de reporting n'est établi et communiqué aux tutelles que par exception.

Nous n'avons eu connaissance d'aucun rapport émis dans la période sous revue (et d'un seul rapport émis en 2006 – hors scope).

Recommandation : ce type de reporting devrait être systématisé, à la fois à titre d'information et de discussion avec les tutelles. En particulier, le reporting doit comprendre un chapitre spécifique relatif à la documentation et à l'analyse de critères détaillés de la performance propre de la SNPC qui reprendra :

- Le prix de vente SNPC, le prix Brent, le prix fiscal,
- Une explication des facteurs d'écarts, et des variations significatives individuelles,
- Et, lorsque cela est possible, une analyse et une décomposition chiffrée du différentiel – « discount » ou « premium » - par facteur :
 - ✓ Facteur qualité du brut,
 - ✓ Facteur volume,
 - ✓ Facteur géographique, et frais de transport,
 - ✓ Facteur risque – fonds vautour actuellement,
 - ✓ Facteur coût du financement.

Les destinataires du reporting devraient être :

- ✓ la SNPC pour le reporting de la Cotrade,
- ✓ le Ministère des Hydrocarbures,

- ✓ la Direction Générale des Hydrocarbures,
- ✓ la cellule hydrocarbures du Ministère des Finances,
- ✓ le conseil d'administration de la SNPC, pour le reporting de la SNPC.

4.A.3. Recommandation relative à la gestion du risque clients – Cellule de Risk Exposure

Il a été identifié que la SNPC ne dispose ni d'une base étoffée de ses clients, ni d'une fonction de gestion spécifique des risques clients.

Incidence des points d'amélioration relevés : à l'heure actuelle, la SNPC traite avec des traders qui ne sont pas tous des firmes internationalement reconnues, et pour lesquelles nous n'avons pas identifié de dossier contenant des éléments – ou enquêtes - démontrant la fiabilité commerciale et financière. A la décharge de la SNPC, les conditions actuelles de commercialisation et de paiement sont simples, et sans risque majeur de défaut de paiement, le paiement précédant habituellement la livraison.

Recommandation : la SNPC doit penser à calquer son organisation et son contrôle interne sur les bonnes pratiques professionnelles de gouvernance et de gestion du risque client. Nous recommandons la mise en place d'une cellule de type « Risk Exposure Group » où seraient représentées la fonction Clients, la fonction Finances, et la Direction Générale. Le compte rendu des réunions doit être auditable. Une telle cellule devrait se réunir de façon régulière afin de revoir et approuver formellement :

- la liste des clients,
- les types de contrats mis en place,
- les remises accordées par rapport au prix du marché,

La département Clients devrait préparer les documents permettant à cette cellule de se prononcer sur l'activité de la période écoulée, soit :

- copie des contrats signés pendant le dernier trimestre,
- liste des clients à jour,
- étude systématique de fiabilité commerciale et financière pour les nouveaux clients.

En effet, la Cotrade, ayant décidé d'ouvrir un segment négoce, doit notamment charger la fonction Clients de gérer le risque crédit préalablement à toute extension de ses opérations de négoce au-delà de la SNPC. Des recherches financières et des enquêtes de types Forensic sont des outils de documentation indispensables à la constitution de dossiers clients. Les prix les plus bas accordés pour chaque mois du dernier trimestre doivent être expliqués, au même titre que les différentiels les plus élevés.

La fonction Clients devrait assister la cellule pour rédiger des procédures relatives à la gestion du risque au sein de la SNPC. De telles procédures permettraient de clarifier par exemple quelles sont les procédures à respecter avant d'accepter un nouveau client, accorder une remise supérieure à la moyenne ou comment gérer le risque d'impayés.

4.A.4. Recommandation relative à un plan de progrès général relatif à l'analyse des performances commerciales

Incidence des points d'amélioration relevés : les performances, cargaison par cargaison, ne font à notre connaissance pas l'objet de note écrite figurant au dossier, et nous n'avons pas obtenu d'analyse détaillée de la part de la SNPC sur les cargaisons étudiées par nos soins.

Cette insuffisance de documentation conduit, à notre avis, à :

- une perte potentielle de « retour sur expérience » lorsqu'une cargaison a été « bien » ou « mal » vendue,
- une insuffisance d'outil de contrôle et de bonne gouvernance, ces décisions commerciales étant prises par la direction générale.

Recommandation : il conviendrait de mettre en place, pour chaque vente, une analyse rétrospective des conditions de négociations et de conclusions du contrat qui comporterait par exemple, et pour chacune:

- les conditions du marché – niveau des différentiels,
- l'existence de propositions concurrentes et liste des offres reçues,
- la proposition initiale du / des traders,
- la justification du choix du trader,
- les marges de négociation du point de vue de la SNPC,
- la décomposition du différentiel obtenu, par facteur existant au moment de la vente.

4.A.5. Recommandation relative à la formalisation des dossiers d'appel d'offres

Incidence des points d'amélioration relevés : il n'a pas été possible de consulter de dossier d'appel d'offres pour les cargaisons sélectionnées par le consultant. Nous comprenons que la SNPC n'établit pas – ou ne conserve pas de tels dossiers. Dans ce cas les incidences pourraient être :

- absence de politique commerciale standardisée,
- absence de formalisation des dossiers,
- manque de standardisation des données transmises aux clients,
- perte d'informations ponctuelle sur des transactions,
- et, de manière générale, insuffisance de contrôle interne.

Recommandation : il conviendrait de mettre en place des dossiers standardisés pour rationaliser la démarche commerciale.

4.B. Les recommandations liées à la performance

4.B.1. Recommandation relative aux améliorations de la procédure contractuelle d'enlèvement entre les pétroliers

Incidence des points d'amélioration relevés : la SNPC dispose actuellement d'informations trop tardives sur ses droits définitifs pour pouvoir participer, dans le cadre de ventes spot, aux appels d'offre (exemple Extrême-Orient) ou pour négocier directement avec les acheteurs finaux ; ce qui la conduit à traiter uniquement avec des traders, et subir une captation d'une partie de la marge.

Recommandations : le Congo devrait mettre en place des programmes d'enlèvements sur un terme plus long, permettant d'allouer les droits à l'avance. Parallèlement, trimestriellement, une régularisation des positions matière de chacune des parties interviendrait sur la base du partage de production définitif de la période. Nous comprenons que ces modifications doivent passer par la négociation d'amendements formels aux procédures d'enlèvement existant actuellement.

4.B.2. Recommandation relative à la documentation détaillée des caractéristiques techniques et des coupes des bruts vendus

Incidence des points d'amélioration relevés : le groupe SNPC ne semble pas disposer facilement de données historiques, présentes et futures complètes relatives aux caractéristiques techniques et des coupes des bruts congolais qu'elle commercialise ; la SNPC est dépendante des opérateurs, notamment de l'opérateur du terminal, pour ces informations, avec pour conséquence une information parcellaire et relativement longue à obtenir ; ceci nous semble constituer un réel handicap en matière commerciale vis à vis des clients habituels ou potentiels du Congo qui peuvent requérir de telles informations et chercher à évaluer par eux-mêmes les rendements en raffinerie, avec une incidence sur l'évaluation du différentiel.

Recommandations : une véritable politique de « data base » en matière de bruts congolais pourrait être mise en place pour donner des atouts commerciaux au Congo dans le cadre de ses négociations ; cette politique pourrait être déclinée comme suit :

- Mise en place d'une documentation permanente exhaustive sur les bruts, y compris les « coupes », sous la responsabilité du département Trading & Opérations par exemple ;
- Mise en place d'une documentation actuelle, historique et également prospective ;
- Mise en ligne de cette documentation dans le cadre du projet « data base » du groupe SNPC, de façon à faciliter l'accès rapide et l'accès distant aux personnes autorisées ;
- Utilisation dynamique de ces données : dans l'esprit des premières analyses conduites par le consultant dans ce rapport, pour la modélisation du rendement des bruts dans différents types de raffineries, il serait utile que la SNPC approfondisse ces travaux pour identifier, périodiquement,
 - les schémas de raffinage les plus adaptés à ses bruts, les raffineries à cibler, et
 - les marges théoriques et en déduire les différentiels théoriques ; un tel exercice serait une source d'information propre à la SNPC et indépendante, permettant de préciser en interne la valeur intrinsèque des bruts qu'elle commercialise, donc des différentiels absolus avec le Brent ;

La SNPC peut bien entendu se faire aider par des consultants disposant de tels outils ; nous avons compris que la SNPC dispose par ailleurs d'outils lui permettant de modéliser les rendements des bruts nigériens par rapport au Nkossa, suivant les différents types de raffineries.

Nous pensons que de tels outils seront des atouts dans un dossier commercial, surtout lorsque la résolution des problèmes avec les fonds vautours permettra à la SNPC de vendre directement aux clients finaux.

4.B.3. Recommandation relative à la participation de la SNPC dans les négociations du prix fiscal

Incidence des points d'amélioration relevés : nous avons compris que la SNPC participe aux négociations de prix fiscaux pour son propre compte et celui de la République, et sans que ses réalisations de prix, qui sont actuellement affectées par les actions des fonds vautours, soient prises en compte dans le panier de détermination de ces prix fiscaux ; or, la SNPC pourrait peser par son expérience sur les négociations en faveur de la République.

Nous recommandons que la SNPC utilise ses droits, au titre de l'article 9 des CPP, et de son statut de membre des joint-ventures contractantes, pour que ses réalisations soient utilisées dans le processus de fixation des prix, en particulier lorsque son environnement commercial sera redevenu normal.

4.B.4. Recommandation relative au reversement du produit des ventes au prix fiscal

Incidence des points d'amélioration relevés : la SNPC reverse le produit de la vente des droits de la République au prix fiscal depuis la signature de l'avenant numéro 1 à la Convention SNPC – Etat ; il semble au consultant que, si cette modalité de reversement doit inciter la SNPC à vendre au meilleur prix pour accroître d'autant sa marge commerciale, en revanche :

- la SNPC est en théorie défavorisée par ce mécanisme, car le prix fiscal est en théorie directement lié à la moyenne des prix obtenus par les pétroliers privés sur leurs ventes de brut congolais ; or, la SNPC étant actuellement défavorisée vis à vis des pétroliers privés, sa marge devrait être structurellement négative ;
- inversement, la République n'aura pas d'intérêt dans ce mécanisme, lorsque la SNPC sera mise en condition commerciale normale ;
- la SNPC n'aura pas d'intérêt à ce que le prix fiscal soit poussé à la hausse – toute hausse du prix fiscal diminue mécaniquement la marge de la SNPC, alors que la République aura un intérêt strictement inverse ; dans le cadre de discussion des prix fiscaux, la SNPC et République auraient alors des intérêts contradictoires, ce qui irait à l'encontre d'une des missions de la SNPC.

Recommandation : il existerait d'autres mécanismes incitatifs à une meilleure performance commerciale de la part de la SNPC ; par exemple, la SNPC pourrait percevoir une commission pour partie variable – au-delà des 1,6% - liée à des indicateurs quantitatifs tels que les niveaux de différentiels à atteindre, qui seraient à fixer périodiquement par accord entre la SNPC et les tutelles.

4.B.5. Recommandation relative au poids de la SNPC sur le marché du trading pétrolier (reprise de la part du brut de l'Etat commercialisé par les opérateurs)

Incidence des points d'amélioration relevés : la SNPC subit certains handicaps en raison de son poids relativement modeste dans la commercialisation du brut congolais :

- son pouvoir limité de négociation avec les acheteurs,
- ses autres coûts élevés de gestion, répartis sur un nombre restreint de cargaison.

Certains contrats de commercialisation au titre de remboursement de dettes ont été prorogés sous forme de contrat de commercialisation pure de la fiscalité ; la République encaisse les revenus au prix fiscal, à des niveaux de commissions proches de ceux versés à la SNPC (1,6 %). Il ne nous a pas été expliqué formellement à quel titre cette fiscalité était actuellement commercialisée par les opérateurs privés au lieu de l'être par la SNPC.

Recommandation : une réflexion de fonds sur les contrats de commercialisation devrait être conduite entre les acteurs publics – SNPC, tutelles – pour étudier les avantages et inconvénients respectifs de ces contrats, en termes de performance commerciale, de diversification des acteurs, de poids du Congo sur les marchés.

4.B.6. Recommandation relative à la gestion du risque client - Base de données clients

Incidence des points d'amélioration relevés : la SNPC ne saisit pas encore les informations relatives aux traders et aux offres d'achats reçues dans une base de données. A l'heure actuelle, la SNPC ne dispose que d'une liste indicative des traders qui rentrent dans les critères actuels – très restrictifs – de commercialisation de la SNPC. A notre avis, cette organisation ne permet pas une gestion durable et efficace du risque client.

Recommandation : il conviendrait de mettre en place, dans le cadre d'une base de données globale de la SNPC, un dossier pour chaque client ou prospect contenant au moins les informations suivantes :

- nom et coordonnées des contacts,
- fiches synthétiques du trader (appartenance à une groupe international, surface financière, ...),
- historique des relations commerciales,
- historique et détail des offres parvenues (qualité, période, quantités, destinations),
- toute autre note de commentaire qualitative et d'évaluation des risques.

4.B.7. Recommandation relative à la modélisation des rendements des bruts congolais

Incidence des points d'amélioration relevés : il s'est avéré difficile et long d'obtenir des informations de base sur les bruts congolais ; notre expérience semble suggérer que, si les informations existent chez les opérateurs privés, et peut-être au Ministère des Hydrocarbures, le groupe SNPC n'en dispose pas de façon complète et rapide.

Or, cette information est importante dans le cadre d'un dossier commercial.

De même, si la SNPC et les ministères ont la capacité de concevoir, de faire modéliser, et d'interpréter, le rendement des bruts congolais par grand type de raffinerie dans le monde, nous n'avons pas connaissance de tel exercice réalisé ou exploité commercialement par la SNPC (voir § 3).

Des sociétés nationales telles que la Nigerian National Petroleum Company disposent de telles données.

Nous comprenons que dans la situation actuelle, la SNPC est extrêmement limitée dans le choix de ses partenaires, mais que de telles informations seront d'autant plus utiles dès lors que la SNPC se sera mise dans une position compétitive pour négocier son pétrole, après résolution des litiges liés aux fonds vautours et après application des autres recommandations.

Recommandation : la « base de données Congo » devrait comporter, dans ce domaine, des informations telles que :

- fiches de bruts complètes, y compris les analyses laboratoires et les coupes de type « crude ASSAY » ; ces fiches doivent par ailleurs être actualisées périodiquement, notamment au rythme de la modification de la composition des « blends » lorsque la contribution des différents champs varie ;
- modélisation des rendements – l'exercice pratiqué par le consultant pour cette étude doit être élargi, notamment à l'identification individuelle des raffineries à même de valoriser au mieux les bruts congolais ;
- conserver l'historique des caractéristiques des bruts et des rendements, analyser les évolutions, en déduire les stratégies commerciales.

4.B.8. Recommandation relative à l'utilisation de la comptabilité analytique.

Incidence des points d'amélioration relevés : la SNPC ne dispose pas d'une comptabilité analytique et budgétaire suffisante. A titre d'exemple, le coût interne de l'activité commercialisation n'a pu nous être fourni dans le cadre de cette étude. Il est nécessaire à la SNPC de disposer d'éléments budgétaires et analytiques.

Recommandation : dans le cadre d'une comptabilité analytique, il conviendra par exemple d'allouer les coûts des directions et des services aux différents métiers – coûts de la direction générale groupe, des directions groupe, du front office, de la comptabilité et finances, etc... au moyen de clés de répartition.

4.C. Calendrier proposé de mise en œuvre et programme de validation des actions.

Recommandations	Délais
4.A.1.	CT: court terme
4.A.2.	CT: court terme
4.A.3.	CT: court terme
4.A.4.	CT: court terme
4.A.5.	CT: court terme
4.B.1.	MT: moyen terme
4.B.2. - phase 1	CT: court terme
4.B.2. - phases 2 et 3	CT: court terme
4.B.3.	MT: moyen terme
4.B.4	CT: court terme
4.B.5.	MT: moyen terme
4.B.6.	CT: court terme
4.B.7.	CT: court terme
4.B.8.	CT: court terme

Délais estimés d'ici mise en place

- Le tableau ci-dessous propose:
 - une durée estimée de mise en œuvre de chaque recommandation,
 - un délai suggéré de lancement de la mise en œuvre, qui évolue entre « court terme » et « moyen terme ».

Il est bien entendu laissé à la SNPC le soin de choisir le cadencement et l'enchaînement des mesures, et d'établir elle-même un véritable calendrier à coordonner avec les autres mesures à mettre en place dans d'autres domaines.
- Une fois le calendrier déterminé par la SNPC, et compte tenu de l'ampleur des efforts à fournir par la SNPC en matière de documentation et de formalisation, il apparaît nécessaire une vérification périodique de la mise en place effective des recommandations, appuyée par un rapport de constat.

Annexes techniques

- 1. Lexique**
- 2. Liste récapitulative des documents obtenus par KPMG**
- 3. Liste des cargaisons sélectionnées et revues pour l'étude**
- 4. Liste des traders sur la période**
- 5. Organigramme de la Cotrade**
- 6. Liste des partenaires financiers et juridiques de la SNPC et de la République**
- 7. Etude Beicip Franlab – « Evaluation des bruts Congolais Djeno et Nkossa ».**

Annexe 1 : Lexique

API : American Petroleum Institute, organisme de normalisation des industries pétro-gazières, définissant entre autres un indice API de qualité du pétrole brut.

Barils : unité de mesure de volume de pétrole brut, correspondant à 42 gallons US ou 158.9 litres. Les quantités d'hydrocarbures liquides en barils sont exprimées à 60°F.

Baril équivalent pétrole (bep) : le baril équivalent pétrole est l'unité conventionnelle de mesure permettant de comparer l'énergie libérée par une quantité de combustible à celle dégagée par la combustion d'un baril équivalent pétrole. La valeur énergétique d'1 bep est de 6 119 mégajoules. Pour le gaz, 1 bep correspond environ à 164.2 m³ ou 5800 pieds-cubes de gaz, suivant la qualité du gaz.

Bilan matière : état présentant, par période, les stocks d'origine, les stocks finaux, et les mouvements de stocks. Ces mouvements de stocks sont une production stockée nette ou un déstockage net.

Blend : mélange, qui une fois combiné permet d'obtenir une seule qualité d'huile.

Board: Commission.

Bonny Light : brut nigérian.

Bonus : Droit minier. Sommes versées par les compagnies pétrolières à un Etat lors de l'attribution d'un permis ou de son renouvellement. Elles peuvent s'analyser comme un droit d'entrée destiné à couvrir les études générales faites par le pays pour valoriser son domaine minier. Des bonus de production peuvent également être prévus dans les contrats et correspondent à des primes payables à l'Etat lorsque la production a atteint certains seuils.

Brent : brut de référence de la Mer du Nord.

BSW : Basic Sediment Water. Taux de sédiment et d'eau présents dans un brut.

Cabinda : brut angolais.

Contrat de concession : contrat pétrolier par lequel un Etat concède à une entreprise pétrolière (ou une association de compagnies), le droit d'explorer une zone géographique et de développer les découvertes éventuelles en toute propriété et selon des conditions fixées à l'avance.

Le concessionnaire ou locataire finance les travaux d'exploration et la réalisation des installations nécessaires à la production et paie une redevance ("royalty") à l'Etat. Il est propriétaire des installations et de l'ensemble des réserves.

A l'expiration de la concession, les gisements exploités reviennent à l'Etat.

Contrat de Partage de Production (CPP) : contrat pétrolier conclu entre un Etat et une compagnie pétrolière (ou une association de compagnies), pour la réalisation de projets d'exploration et de développements pétroliers.

L'Etat est représenté par la société nationale publique qui reste seule titulaire des droits miniers, des réserves, des installations et des productions futures. A la différence du régime de concession, le contractant a donc un droit à la production mais n'est pas propriétaire des réserves.

Le contractant conduit les opérations pour le compte de la société nationale. Il finance l'ensemble des travaux d'exploration et de production à ses propres risques.

Contrats spots : contrat sur le marché libre international.

CORAF : raffinerie de la République du Congo, située à Pointe Noire.

Cost-oil : part de la production attribuée au remboursement des dépenses engagées dans le cadre d'un CPP (composée des coûts opératoires de production majorés d'une quote-part d'amortissement des investissements d'exploration, de développement et de production).

Cost-stop : mécanisme qui a pour effet de plafonner la quote-part de production qui peut être affectée au remboursement du cost oil afin d'éviter un déséquilibre excessif du partage de la production en cas de chute des cours.

Cotation : fixation d'un prix en réponse à une demande sur un marché.

Crude ASSAY : fiche descriptive de la composition d'un brut.

Djeno : brut congolais

Différentiel : écart entre un prix d'un brut de référence et le prix final d'une cargaison.

Droits bruts, droits libres et droits affectés de la République :

Les droits bruts de la SNPC et de la République sont répartis entre *droits affectés* et *droits libres* ; les droits affectés sont prélevés par certains opérateurs, en vertu de dispositions contractuelles, qui les commercialisent ; les droits libres sont commercialisés par la SNPC au titre de *la Convention relative à la détention et à la gestion par la SNPC des droits, actifs et participations de l'Etat dans le domaine des hydrocarbures (La Convention)* du 1^{er} janvier 2003, signée entre la SNPC et ses tutelles. L'Article 5 de la Convention définit les éléments principaux du mandat de commercialisation.

Un *Avenant n°1 à la Convention (L'Avenant)* en date du 5 janvier 2006 a été signé.

Les droits affectés procèdent de l'application d'accords très divers tels que le remboursement de dettes de la République garanties par un opérateur, de dettes reprises par un opérateur, de commercialisation faites par un opérateur pour le compte de la République, de remboursement par la République de dette commerciale non honorée par la CORAF auprès d'un opérateur-fournisseur, de remboursement de compte d'avance partenaire par la République pour le compte de la SNPC, de remboursement de dette la République par la SNPC, etc.

Par ailleurs, certains opérateurs commercialisent également des barils pour se rembourser de certains coûts dus par la République, d'autres commercialisent également une part de leur fiscalité qu'ils reversent ensuite au Trésor Public.

Excess-oil : différence entre le cost-stop et le cout pétrolier réel de la période.

Equités (ou droits de la République) :

Les droits de la République, ou « Equités » sont constitués de :

- Redevance Minière Proportionnelle : la redevance est égale à un pourcentage fixe de la production, variant de 12% à 17,5% suivant les permis et les champs.
- Provision pour Investissement Diversifié (PID) : la PID est égale à 1% de la production sur la plupart des champs produisant du Djeno.
- Profit Oil fiscal : le Profit-Oil de la République ("fiscal") est défini par les formules des contrats de partage de production - son taux évoluant en fonction du cours du prix fiscal de la période et du cours du prix haut (ou "price cap"). La formule du Profit Oil fiscal varie selon chaque contrat.

- **Excess-Oil** de la République : la République perçoit, contractuellement, après déduction de la provision pour abandon, une fraction de l'excess-oil par champ producteur. L'excess-oil, qui peut être nul, correspond à la différence entre le cost-stop et le coût pétrolier réel de la période.
- **Yanga et Sendji** : la République détient directement 15% d'intérêts sur ces deux champs ; elle perçoit et comptabilise à ce titre 15% de la production. Les opérateurs lui prélèvent par ailleurs sa quote-part (15%) de coûts pétroliers correspondants.

Ces droits ne comprennent pas d'éléments non récurrents tels que bonus, droits de formation, compensations. Ces droits ne sont pas non plus présentés nets d'éventuels prélèvements non récurrents sur la fiscalité.

FCC de résidus : Fuel Catalytic Cracker, unité de raffinerie utilisée pour les résidus (atmosphériques ou sous vide).

FL BTS : fiouls lourds basse teneur en soufre.

FL HTS : fiouls lourds haute teneur en soufre.

FOB : Free On Board ; incoterm qui implique un transfert de propriété lors du passage du bastingage de la marchandise.

Forensic : expertise de recherche de fraude ou de malversation.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié (propane, butane) (en anglais **LPG** : Liquefied Petroleum Gas)

Joint- Venture : association des compagnies pétrolières en vue d'un partage des risques, dont la durée est le plus souvent déterminée en fonction de la durée d'attribution de la concession ou du CPP.

Laycan : durée d'immobilisation d'un navire en vue de son chargement.

Loading master : personne responsable du chargement.

MEFB : Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget de la République du Congo.

Nkossa : brut congolais.

NNPC : Nigerian National Petroleum Corporation, compagnie nationale du Nigéria.

Opérateur : associé désigné parmi les signataires de l'accord d'association et chargé de la réalisation des opérations qui incombent à l'association.

Permis : superficie cédée contractuellement à un contractant par l'Etat pour une durée déterminée. Le permis confère au contractant le droit exclusif d'effectuer des travaux d'exploration (permis "d'exploration") ou d'exploiter un gisement (permis "d'exploitation").

Platt's Crude Oil Market Wire : base de données indépendante des différents cours de pétrole quotidiens dans le monde.

Préfinancement : emprunt d'État gagé sur le pétrole.

Prépaiement : acompte par l'acheteur du pétrole sur une cargaison pétrolière particulière.

Pricing period : période de référence pour le calcul de la fixation du prix d'une cargaison.

Prix fiscal : prix de référence déterminé pour le calcul du partage de production et validé par les autorités du pays producteur.

Profit-oil : dans un CPP, quote-part de la production restante après déduction du cost oil et qui permet la rémunération des contractants.

RFCC : catalytic cracker de résidu.

Shipping document : document d'expédition.

Short list : liste des négociants sélectionnés.

SNPC : Société Nationale des Pétroles du Congo, située à Brazzaville.

SO² : anhydride sulfureux (soufre).

Trader : négociant (sur le marché pétrolier).

Yombo : brut congolais.

Annexe 2 : Liste récapitulative des documents reçus par KPMG de SNPC /COTRADE

- ✓ Procédure d'enlèvement de 1997
- ✓ Les CPP : consultation du site internet MEFB et identification des CPP disponibles
- ✓ Les préfinancements - prépaiements : consultation du site internet MEFB et leur identification
- ✓ Avenant 1 à la procédure d'enlèvement 2005
- ✓ Caractéristiques des bruts : Djeno, Nkossa, Yombo et GPL
- ✓ Convention Etat – SNPC
- ✓ Avenant à la convention Etat – SNPC
- ✓ Décret 98-39 du 29/1/1998 portant organisation et réglementation du trafic maritime en provenance et à destination de la République du Congo
- ✓ Arrêté N° 12 du 29/1/1998 fixant le montant et les modalités de perception de la commission de participation et de la redevance=> taxe maritime
- ✓ Code des hydrocarbures – Loi 24/94 du 23 août 1994 portant code des hydrocarbures
- ✓ Documentation d'une opération :
 - Positions de stocks, mars 2005
 - Programmes provisoire et convenu de mars 2005
- ✓ Pricing Nigerian crude oil (bench-marking)
- ✓ Prévision de production de 2005 à 2010
- ✓ Prévision de production de 2003 à 2008
- ✓ Fiches Techniques Nkossa, Djeno, GPL, Yombo
- ✓ Procédure Interne du traitement des cargaisons
- ✓ Tableaux synthese des chargements RC / SNPC de 2002, 2003, 2004 et 2005
- ✓ Balance des comptes de charges de la Cotrade en 2005
- ✓ Tableau des associations SNPC 2006 (permis d'exploitation)
- ✓ Tableau des associations SNPC 2006 (permis de recherche)
- ✓ Carte du domaine minier du Congo (situation en 2006)
- ✓ Statut de la Cotrade
- ✓ Convention d'assistance technique entre la SNPC et SNPC UK
- ✓ Eléments d'analyse sur les réalisations commerciales de la SNPC par comparaison aux réalisations des sociétés pétrolières
- ✓ Note sur le processus de commercialisation par la SNPC et la Cotrade
- ✓ Accord particulier Agip 25/01/2001
- ✓ Mandat de commercialisation Agip 23/07/ 1996
- ✓ Procédure judiciaire aux USA 23/10/2006
- ✓ Prix fiscaux 2002 - 2005
- ✓ Whole crude properties (Djeno et Nkossa)
- ✓ Mandat de commercialisation du 19 février 1996, ainsi que les avenants numéros 1, 2, 3, 6, 7, 9, 10 et 14
- ✓ Lettre d'affectation de cargaison de propane du 25/26 février 2006, vendue à Phenicia International
- ✓ Lettre d'affectation de cargaison de Yombo du 28/30 décembre 2004, vendue à Tacoma
- ✓ Connaissance de Djeno du 23/01/2005, à l'ordre de Vitol
- ✓ Accord commercial datant du 20 juillet 2001, entre la SNPC et Agip
- ✓ Accord de recouvrement des coûts de la Centrale électrique à gaz de Pointe Noire datant du 6 décembre 2001, entre la SNPC et Chevron
- ✓ Rapport trimestriel CITAC de mars 2006
- ✓ Contrat de services expert-conseil entre la COTRADE et CITAC, datant du 20 octobre 2005
- ✓ Manifestation d'intérêt de Mercuria, datant du 11 décembre 2006
- ✓ Manifestation d'intérêt de Rayong Purifier Public Company Limited, datant du 7 juillet 2006
- ✓ Manifestation d'intérêt de NEG equipment general, datant d'octobre 2006
- ✓ Manifestation d'intérêt de Intercontinental Oil Company, datant du 2 janvier 2006
- ✓ Manifestation d'intérêt de Energia y componentes, datant du 15 février 2006
- ✓ Rapport de commercialisation des hydrocarbures, 1^{er} trimestre 2006



Étude diagnostique sur la stratégie de commercialisation des ressources pétrolières de l'Etat par la SNPC de 2002 à 2005

- ✓ Amendement numéro 4 du contrat d'achat/vente de LPG daté du 13 septembre 2001 entre SNPC et Tacoma
- ✓ Contrat d'achat/vente de pétrole, datant du 20 mars 2004, entre SNPC et China International United Petroleum & Chemicals co (UNIPEC)
- ✓ Bilan matière au terminal de 2002 à 2005 (tous bruts)
- ✓ Schéma d'écritures comptables

Annexe 3 : Liste des cargaisons sélectionnées et revues pour l'étude

date 2002 à 2005	Qualités hydrocarbures	enleveurs	bateaux	Qtés Bbls	Qtés t/m
				Total	Total
19-avr.-02	N'kossa blend	Elidovo	Sacramento	1 034 189,00	
25-avr.-02	Kitina blend	Glencore	Front maple	968 290,60	420,00
2-août-02	Djéno mélange	Vitol SA	Astro canopus	966 069,00	
16-janv.-03	Djéno mélange	Sphinx	Narova	921 013,10	
12-oct.-03	Butane N'kossa	Tacoma	Eildon		3 515,15
25-juil.-04	Propane N'kossa	Sphynx	Dominique		11 691,91
23-oct.-04	Djéno mélange	Sphynx	Iran Dena	933 049,52	
30-déc.-04	Yombo	Tacoma	Moscow River	550 032,00	
8-avr.-05	N'kossa blend	Cotrade	luxembur	951 199,54	
29-juin-05	N'kossa blend	AOGC	nikator	950 677,00	
23-sept.-05	Djéno mélange	Unipet	hawtah	878 559,00	
14-nov.-05	Propane N'kossa	Antalor	navigato neptune	144 500,90	11 605,01
TOTAUX				8 297 579,66	27 232,07

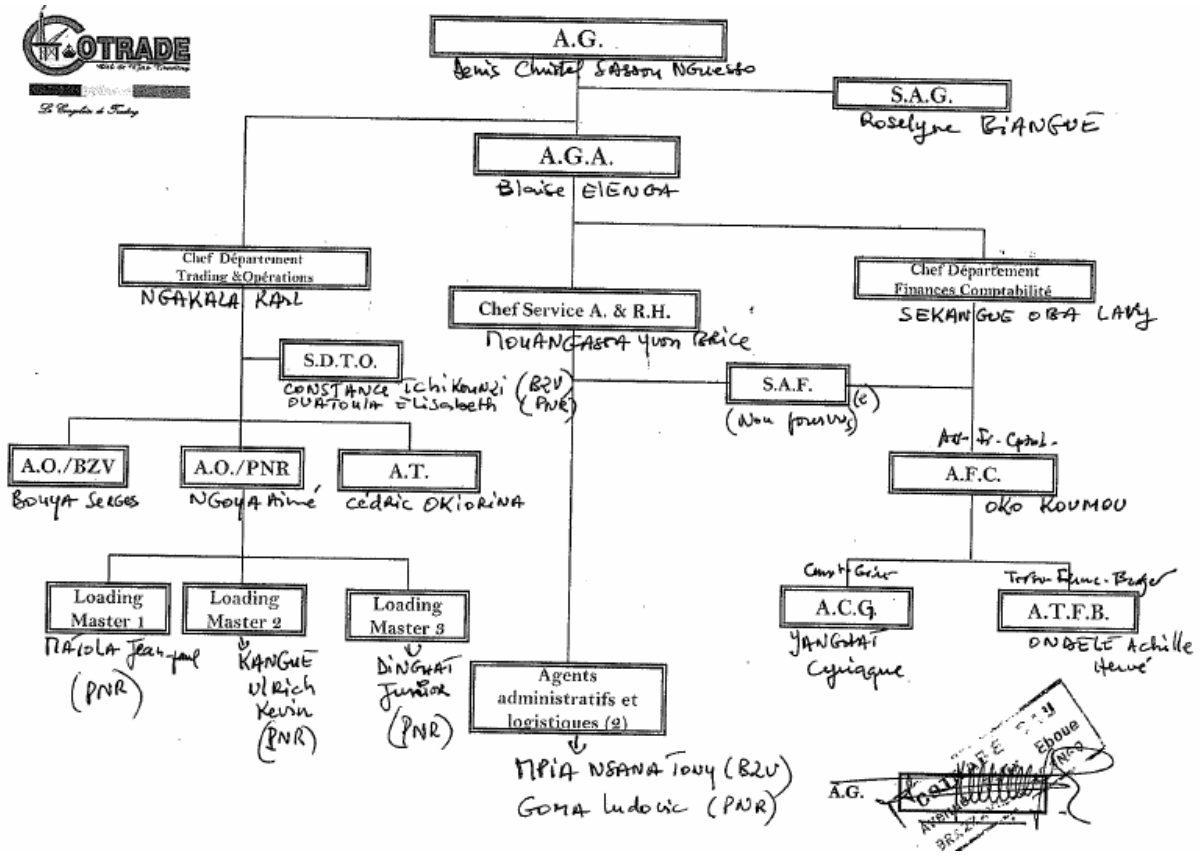
Annexe 4 : Liste des traders sur la période

Enleveurs / Traders	Nbre de cargaisons de 2002 à 2005	
Tacoma	46	21%
Vitol SA	30	14%
Sphinx	26	12%
Quantic	16	7%
Cotrade	13	6%
AOGC	10	5%
Glencore	8	4%
Elidovo	5	2%
Unipet	2	1%
Genoil	2	1%
Vitol b.s.c	1	0%
Euromin	1	0%
Antalor	1	0%
	161	100%

Pour la période, les traders sont listés ci-dessous :

- ✓ Tacoma : société de trading ; liée à BNP-Paris pour les prépaiements ;
- ✓ Vitol : société de trading (appartient au groupe Euromin) ; auto-finance les prépaiements ; partenaire pour des ventes spot ;
- ✓ UNIPET : société de trading appartenant au groupe SINOPEC (société nationale) ; ne consent pas de prépaiement mais règle en général à date du bill of lading (BL) + 2 à 3 jours ;
- ✓ Autres : **Cotrade**, Elidovo, Genoil, Glencore, Quantic, Sphinx, AOGC.

Annexe 5 : Organigramme de Cotrade



Annexe 6 : Liste des partenaires financiers, juridiques et pétroliers de la SNPC et de la République pour la commercialisation

- CITAC : la SNPC est abonnée auprès de CITAC, organisme de conseil pétrolier spécialisé sur la zone Afrique, pour recevoir :
 - Un rapport trimestriel régional sur la situation du marché pétrolier ; en particulier, ces enquêtes font état (i) des différentiels entre le Brent, et les principaux bruts régionaux (Bonny, Forcados, Brass River, Escravos pour le Nigéria, Cabinda pour l'Angola), (ii) des tendances de prix sur le Brent daté Platt's et celui daté « Dubai 1st month » (iii) du récapitulatif des « tenders » officiels sur les bruts congolais (Djeno et Nkossa), par acheteur et par destination ; on y constate que Total et ENI participent bien aux tenders sur des destinations telles que Taïwan (CPC), la Chine (Sinochem), l'Inde (IOC) et le Brésil (Petrobras) ;
 - Un rapport mensuel d'information sur le marché du pétrole brut indiquant les tendances du marché avec l'accent en particulier sur les prix des pétroles bruts (Djeno, Nkossa, Cabinda et autres bruts west africains BTS) ;
 - Des informations sur le prix de référence du pétrole brut, requis de temps à autre ;
 - Une revue annuelle du raffinage africain ;
 - Un support logistique ponctuel à l'étranger (bureau, téléphone,...).
 -
- Les banques et organismes financiers (identifiés)
 - BNP-Paribas, Société Générale, Standard Chartered,
- Les conseillers juridiques :
 - Pour les conseils juridiques : Cleary Gottlieb,
 - Pour les contentieux : Jeantet

Annexe 7 : Etude Beicip Franlab

Evaluation des Bruts Congolais



Renonciation

Ce Rapport a été préparé par Beicip-Franlab pour l'usage exclusif de son client selon les conditions du contrat signé et est soumis à la clause de confidentialité prévue dans le contrat. Toute information donnée à Beicip-Franlab par son client a été utilisée uniquement pour la réalisation des services prévus au contrat.

Beicip-Franlab a pris le plus grand soin pour préparer ce document en accord avec les pratiques industrielles en vigueur. Tous les résultats sont établis à partir de l'information fournie par le client et disponible au moment où le travail a été réalisé.

Numéro de Projet Beicip-Franlab	2063044
Date	28/02/2007
Révision	0

Préparé par :		
Nom	Position	Signature
Claudia Coelho	Consultante	

Vérfié par :		
Nom	Position	Signature
Renaud Galeazzi	Responsable de la Business Unit Aval	

Approuvé par :		
Nom	Position	Signature
Yves Bourg	Directeur	

Beicip-Franlab
 232 Av. Napoléon Bonaparte
 92500 Rueil Malmaison
 France
 Téléphone: 33 1 47 08 81 79
 Fax : 33 1 47 08 81 45
 Email : renaud.galeazzi@beicip.fr

Table des matières

1	INTRODUCTION	60
2	BASE D'ETUDE	61
2.1	Méthodologie	61
2.2	Qualité des Bruts	62
2.3	Prix des Bruts de Référence	62
2.4	Prix des produits	63
2.5	Prix du Transport	63
2.6	Schéma de Raffinage	64
2.6.1	<i>Schéma de Raffinage Européen</i>	64
2.6.2	<i>Unités de Raffinage</i>	65
2.6.3	<i>Specifications des Produits</i>	67
3	RESULTATS	69
3.1	Production des Différents Bruts	69
3.2	Différentiel avec Brent	70
3.2.1	<i>Cabinda et Bonny Light</i>	70
3.2.2	<i>Djeno et Nkossa</i>	70
3.3	Différentiel avec Cabinda et Bonny Light.....	72
4	DESTINATIONS GEOGRAPHIQUES POTENTIELLES	73
4.1	Djeno	73
4.2	Nkossa.....	73
5	FICHES RELATIVES AU BRUT	74
5.1	Djeno	74
5.2	Nkossa.....	75
	ANNEXE 1 – ANALYSE DU BRUT DJENO	76
	ANNEXE 2 – ANALYSE DU BRUT NKOSSA	78
	ANNEXE 3 – CALCULS	80
	ANNEXE 4 – BLOCK FLOW DIAGRAM	81

introduction

A la demande de KPMG cette étude a pour but d'estimer le différentiel de prix entre les bruts congolais Djeno et Nkossa et le brut de référence Brent en 2005 et 2006. Les bruts Cabinda (Angola) et Bonny Light (Nigeria) ont été aussi donnés et utilisés pour estimer le différentiel de prix avec ces bruts de référence locaux : Djeno par rapport à Cabinda et Nkossa par rapport à Bonny Light.

Ces différentiels ont été déterminés en utilisant l'outil ARAMIS (*Advanced Refining Applicative Model for Integrated StudiesTM*) de simulation de raffinerie.

Les différentiels reflètent les différences de valorisation de ces bruts dans une raffinerie de type TRIDHFV (*Topping, Reformer, Isomerization, Diesel Hydrotreater, Fluid Catalytic Cracking (FCC), Visbreaker*).

Les analyses partielles des bruts Djeno et Nkossa ont été données par le client. Les informations manquantes ont été complétées à partir de la base de bruts de Beicip-Franlab.

Le prix estimé des bruts congolais est tel que le résultat économique de la raffinerie type soit le même qu'avec les bruts de référence.

Les résultats économiques obtenus pour chaque brut sont décrits dans ce rapport.

Il sera également indiqué la meilleure destination pour le traitement de ces deux bruts.

base d'étude

Méthodologie

L'objectif de l'étude est d'estimer les différentiels de prix des bruts congolais Djeno et Nkossa avec des bruts de référence, méthode dite du « Netback ».

Les hypothèses définies pour cette étude ont été les suivantes :

1. Raffinerie localisée en Europe du nord (Rotterdam),
2. Brut de référence Brent,
3. Pour Djeno, Cabinda est le deuxième brut de référence,
4. Pour Nkossa, Bonny Light est le deuxième brut de référence,
5. Prix des bruts et produits basés sur les années 2005-2006,
6. Raffinerie type TRIDHFV traitant 10000 kt/a de brut,
7. Production de JET A1 fixée à 800 kt/a.

Un schéma type TRIDHFV a été modélisé sur ARAMIS avec tous les bruts. Le schéma de raffinage pour chaque brut ainsi que les résultats obtenus (bilan matière, principales spécifications des produits, etc.) sont détaillés dans le chapitre 2.5.

Le prix estimé des bruts congolais est tel que la Marge après Frais Variables (MFV) de la raffinerie type soit la même qu'avec les bruts de référence :

$$MFV_{Brut\ Congolais} = MFV_{Brut\ Référence}$$

La MFV, en \$/b, peut se décrire comme :

$$MFV_{Brut\ Congolais} = (VBP - FV) - \left(\text{Prix}_{Brut\ Congolais} + FT \right)$$

Et donc, le Prix du Brut Congolais, en \$/b, peut s'écrire comme :

$$\text{Prix}_{FOB\ Brut\ Congolais} = (VBP - FV - FT)_{Brut\ Congolais} - (VBP - FV - FT)_{Brut\ Référence} + \text{Prix}_{FOB\ Brut\ Référence}$$

Avec,

VBP – Valeur Brute des Produits

FV – Frais Variables

FT – Frais de Transport

Le détail du calcul est présenté dans l'Annexe 3.

Note : Les différentiels de Cabinda et Bonny Light avec le Brent sont appréhendés selon la même méthode et comparés aux chiffres donnés par Platts. Cette comparaison permet de valider la méthodologie.

Qualité des Bruts

Des analyses partielles des bruts Djeno et Nkossa ont été données par KPMG et complétées par la base de bruts d'ARAMIS. Les analyses du Brent, Cabinda et Bonny Light sont aussi incluses dans la base de données ARAMIS.

L'analyse du brut Djeno est présentée dans l'Annexe 1 et celle du brut Nkossa dans l'Annexe 2.

Le Tableau ci-dessous résume la qualité des bruts en °API et en teneur en soufre.

Brut	°API	%S
Brent	37.5	0.34
Cabinda	31.7	0.17
Bonny Light	35.3	0.11
Djeno	27.5	0.27
Nkossa	41.2	0.04

De ce Tableau il appaît raisonnable d'associer Djeno avec Cabinda et Nkossa avec Bonny Light.

Prix des Bruts de Référence

Comme mentionné ci-dessus le Brent est le brut de référence. Cependant, pour Djeno et Nkossa les bruts Cabinda et Bonny Light respectivement, ont été aussi utilisés comme bruts de référence locaux. Les prix 2005-2006 (prix FOB) pour chaque brut sont donnés dans le Tableau suivant. La source des prix 2005 et 2006 provient du Platts et correspondent à la moyenne des moyennes mensuelles de chaque année.

Année	Brent (FOB)	Cabinda (FOB)	Bonny Light (FOB)	Δ Cabinda (Brent)	Δ Bonny Light (Brent)
	\$/b	\$/b	\$/b	\$/b	\$/b
2005	54.6	51.2	55.7	-3.4	1.1
2006	65.2	62.1	67.0	-3.1	1.8

Prix des produits

Le schéma de raffinage étudié est un schéma typique européen. Le prix des produits de raffinage sont donnés dans le Tableau ci-dessous, sur une base Rotterdam d'après le Platts. Ces prix correspondent à des produits de spécification EURO IV.

Produit	2005	2006	Vendu en
	\$/t	\$/t	
LPG	479.5	558.6	Masse
Essence (95 RON)	531.9	619.6	Volume $d_{\text{réf}}=0.755$
JET A1	560.5	642.0	Volume $d_{\text{réf}}=0.800$
Diesel (50 ppm)	536.0	605.3	Volume $d_{\text{réf}}=0.845$
Fioul Lourd BTS (< 1% de Soufre)	248.6	290.0	Masse
Fioul Lourd HTS (< 3.5% de Soufre)	229.1	287.1	Masse
Soufre	92.5	107.8	Masse

Prix du Transport

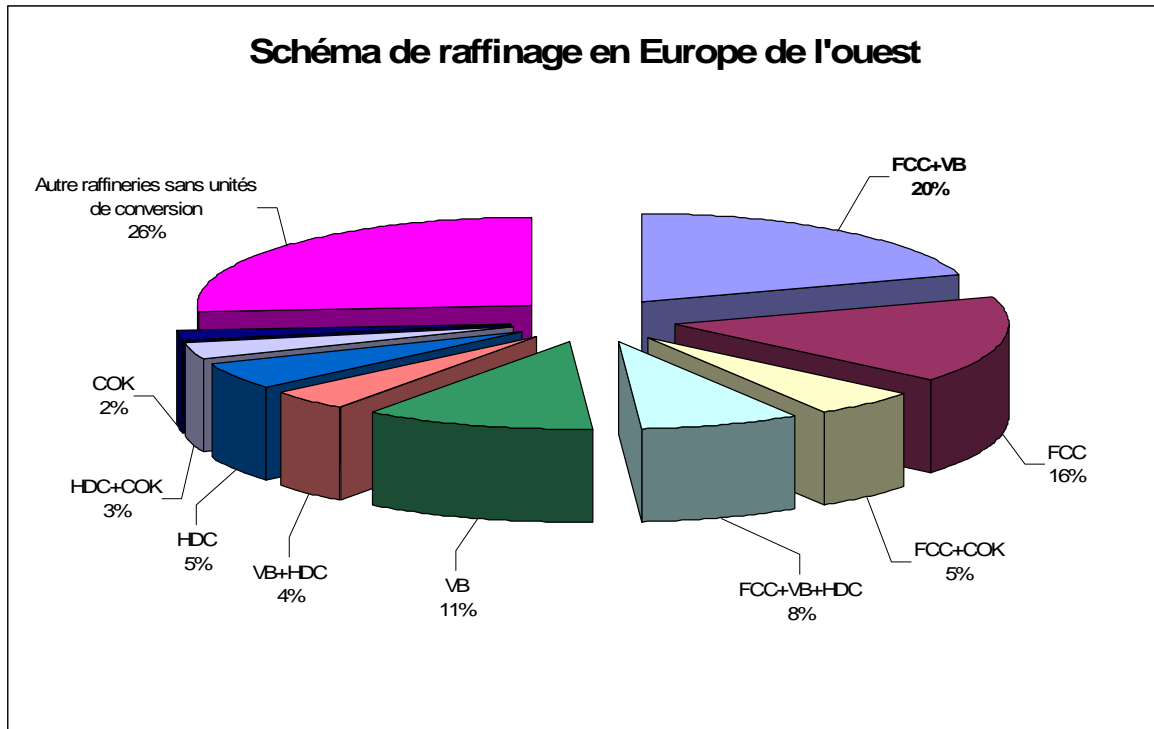
Le prix du transport, entre terminal export et Rotterdam, utilisé par chaque brut est présenté dans le Tableau ci-dessous. Ces prix sont donnés par *WorldScale* avec une correction AFRA (Average Freight Rate Assessments). Pour cette étude les bruts africains du Golf de Guinée ont le même coût de transport.

Bruts	2005	2006
	\$/t	\$/t
Brent	6.75	6.72
Cabinda	15.4	16.3
Bonny Light	15.4	16.3
Djeno	15.4	16.3
Nkossa	15.4	16.3

Schéma de Raffinage

Schéma de Raffinage Européen

Une revue des schémas de raffinage européen (Europe de l'ouest) a été réalisée et est présentée dans le graphique ci-dessous.



Les raffineries en Europe de l'Ouest, avec une unité de craquage catalytique (FCC) représentent 49% des configurations et avec une unité de viscoréduction (VB) 43% des configurations. Les raffineries avec un schéma de raffinage type TRIDHFV (FCC + VB) représentent 20% des raffineries d'Europe d'ouest et constitue la référence de calcul habituelle pour les marges de raffinage en Europe.

De ce fait, le schéma de raffinage choisi inclut les unités suivantes :

1. Colonne de Distillation Atmosphérique (DA)
2. Colonne de Distillation Sous Vide (DVS)
3. Hydrotraitement des Naphtha (NHDT)
4. Isomérisation (ISOM)
5. Reformage Catalytique (REF)
6. Hydrotraitement du Diesel (DHDS)
7. Hydrotraitement du Kérosène (KHDS)
8. Craquage Catalytique (FCC)
9. Hydrotraitement des Essences (GSH)
10. Viscoréducteur (VB)
11. Unité de Récupération de Soufre (SRU)

Le *Block Flow Diagram* (BFD) pour chaque brut est présenté dans l'Annexe 4. Le BFD contient l'information suivante:

1. Le brut traité et sa qualité,
2. Le prix du brut,
3. Le bilan matière en kt/a avec les capacités de chaque unité,
4. La quantité de chaque produit avec ses principales spécifications,
5. La marge après frais variable de la raffinerie obtenu pour 2005 et 2006 en \$/b et \$M/a.

La description générale de chaque unité ainsi que les principales spécifications des produits sont données ci-dessous.

Unités de Raffinage

Distillation Atmosphérique et Sous Vide

La DA traite 10 000 kt/a de brut. Les points de coupe choisis sont :

- IBP-150°C pour le naphtha
- 150-230°C pour le kérosène
- 230-360°C pour le Diesel
- 360°C+ pour le Résidu Atmosphérique

Pour la DSV les points de coupes sont :

- 360-380°C pour le Gasoil Sous vide
- 380-565°C pour le Distillat Sous Vide
- 565°C+ pour le Résidu Sous Vide

Ces points de coupe sont les points de coupe classique d'une raffinerie européenne orientée vers une production maximum de distillats.

Hydrotraitement des Naphtha

L'unité NHDT est alimentée par le naphtha provenant de la DA. Le naphtha léger (IBP-85°C) alimente l'unité d'isomérisation et le naphtha lourd (85-150°C) l'unité de reformage catalytique. Le rôle du NHDT est de réduire la teneur en soufre et en azote de l'alimentation en dessous de 1 ppm.

Isomérisation

L'unité d'isomérisation produit un isomérisat de 88 d'octane qui est envoyé directement au pool essence.

Reformage Catalytique

L'unité de reformage Catalytique est du type CCR (Continuous Catalytic Reforming) avec une sévérité de 102 RON. Le reformat est envoyé directement au pool essence.

Hydrotraitement du Diesel

L'unité DHDS reçoit la coupe gasoil de la DA (230-360°C), le gasoil sous vide de la DSV (360-380°C) et le LCO (Light Cycle Oil) du FCC (220-290°C). La pression partielle en hydrogène est de l'ordre des 41 bar ce qui permet de stabiliser le LCO et d'atteindre les 50 ppm de teneur en soufre pour le diesel.

Pour le brut Bonny Light, le diesel produit a deux contraintes : une densité trop élevée (supérieure à la spécification de 0.845 maximum) et un indice de cetane trop bas (inférieur à la spécification de 46 minimum). Pour réduire la densité une partie du kérosène est envoyée au pool diesel, baissant la production de JET A1 de 800 kt/a à 300 kt/a.

Par contre, en ajoutant du kérosène au pool diesel, l'indice de cetane baisse et il est nécessaire d'augmenter la pression partielle en hydrogène dans la DHDS. La pression trouvée est de 49 bar.

De même le diesel Djeno a une densité supérieure à 0.845 ce qui implique de mélanger du kérosène au pool diesel. La production de kérosène est donc réduite à 300 kt/a.

Hydrotraitement du Kérosène

La production de JET A1 a été fixée à 800 kt/a. La teneur en soufre du JET A1 produit est de 0.2% max. Le kérosène est envoyé directement au pool JET A1 sans traitement si la spécification est satisfaite.

La coupe kérosène restante est mélangée avec du diesel pour constituer le pool diesel. Comme la spécification en soufre du diesel est de 50 ppm max., la coupe kérosène de la DA est traité dans le KHDS. Le KHDS opère à une pression partielle en hydrogène de 18 bar seulement pour arriver à 50 ppm en soufre.

Le kérosène du brut Djeno a un point de fumée de 23 mm inférieur à la spécification de 25 mm minimum.

De ce fait, toute la coupe kérosène est traitée dans une KHDS pour baisser la teneur en soufre à 50 ppm (pour la partie allant au pool diesel) et obtenir un point de fumée supérieur à 25 mm pour le JET A1. L'unité KHDS opère à une pression partielle en hydrogène de 28 bar pour arriver à un point de fumée en sortie supérieur à 25 mm.

Craquage Catalytique

Le FCC est alimenté par le distillat sous vide provenant de la DSV (380-565°C). L'essence produite est envoyée vers un hydrotraitement des essences pour faire la spécification des essences en soufre. Le LCO est envoyé en partie au DHDS pour le stabiliser. L'autre partie est mélangée au Fioul Lourd (FL) afin d'obtenir la spécification de viscosité.

Le HCO (Heavy Cycle Oil) et le Slurry sont envoyés au pool FO.

Hydrotraitement des essences

L'unité SGH est alimentée par l'essence du FCC. Cette unité est obligatoire pour assurer la spécification de l'essence en soufre de 50 ppm max.

Viscoréducteur

Le Viscoréducteur est alimenté par le Résidu Sous Vide provenant de la DSV. La coupe 350°C+ est envoyée au pool FL.

Pour faire la spécification de la viscosité du FO (à 50°C de 420 cSt) il est nécessaire d'ajouter un fluxant. Dans ce cas le fluxant utilisé est le LCO provenant du FCC.

Djeno est le brut le plus visqueux et donc grâce à l'unité de viscoréduction la consommation en fluxant diminue de l'ordre de 40%. Pour les bruts Brent, Cabinda et Bonny Light la consommation de fluxant diminue de l'ordre de 22%, 30% et 31% respectivement. Le Nkossa est un brut peu visqueux donc après viscoréduction il n'est pas nécessaire d'ajouter du fluxant pour faire la spécification en viscosité du FL.

Spécifications des Produits

Le prix des produits est basé sur les spécifications des produits. Les spécifications suivies correspondent aux normes EURO IV. Les spécifications principales sont détaillées ci-dessous.

Essence

Essence	
Spécification	
Indice d'octane RON	95
Indice d'octane MON	85
Teneur en Soufre mg/kg	50

JET A1

JET A1	
Spécification	
Teneur en Soufre %	0.2
Point d'éclair °C	38
Point de fumée mm	25
Point de Congélation °C	-47

Diesel

Diesel	
Spécification	
Masse Volumique kg/m ³	820-845
Indice de Cetane mesuré	51
Indice de Cetane calculé	46
Teneur en Soufre mg/kg	50

Fiouls Lourds Basse Teneur en Soufre

Fioul Lourds BTS	
Spécification	
Masse Volumique kg/m ³	995 max
Teneur en Soufre %	1
Viscosité à 50°C cSt	420

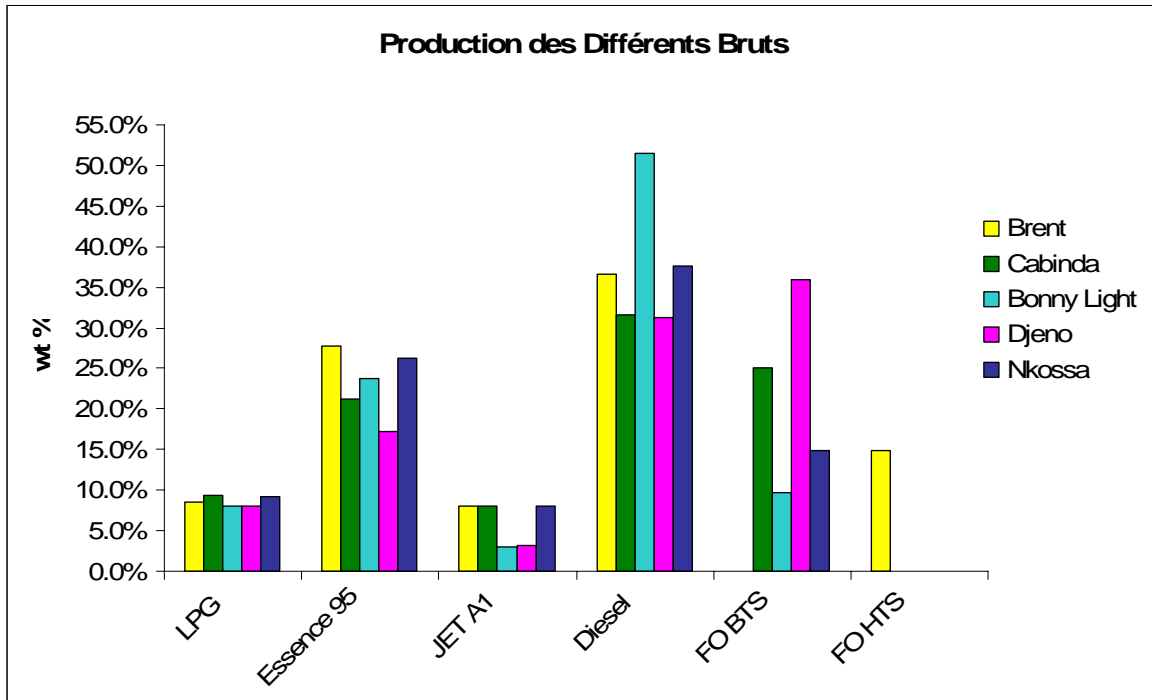
Fiouls Lourds Haute Teneur en Soufre

Fioul Lourds HTS	
Spécification	
Masse Volumique kg/m ³	995 max
Teneur en Soufre %	3.5
Viscosité à 50°C cSt	420

Résultats

Production des Différents Bruts

La Figure ci-dessous montre les rendements en produits des différents bruts avec le schéma de raffinerie choisi (TRIDHFV) qui permet d'expliquer le différentiel de prix entre les bruts congolais et les bruts de référence (détaillé dans le chapitre suivant).



Différentiel avec Brent

Cabinda et Bonny Light

Le calcul des différentiels des bruts Cabinda et Bonny Light par rapport au Brent ont été estimés avec la même méthode. Comme les prix des bruts Cabinda et Bonny Light étaient donnés par Platts, cette estimation a permis de vérifier la pertinence de la méthodologie. Les différentiels sont donnés ci-dessous.

Année	Δ Cabinda ¹ (Platts)	Δ Bonny Light ¹ (Platts)	Δ Cabinda (Calculé)	Δ Bonny Light (Calculé)	Δ Cabinda (Δ Platts– Calculé)	Δ Bonny Light (Δ Platts– Calculé)
	\$/b	\$/b	\$/b	\$/b	\$/b	\$/b
2005	-3.4	1.1	-3.0	1.6	0.4	0.5
2006	-3.1	1.8	-3.7	1.2	-0.6	-0.6

1. Prix donnés par Platts (voir chapitre 2.3)

Les écarts entre les différentiels donnés par Platts et ceux calculés par la méthodologie sont faibles (inférieures à 1% du prix des bruts). Ils montrent que la méthode utilisée pour le calcul netback est adéquate.

Djeno et Nkossa

Une estimation de différentiel de prix entre le Djeno et le Nkossa par rapport au Brent a été déterminée en utilisant l'outil ARAMIS.

Le prix des bruts congolais est établi de telle façon que la marge après frais variables de la raffinerie soit la même qu'avec le brut de référence Brent soit 6.4 \$/b en 2005 et 5.4 \$/b en 2006.

Les différentiels obtenus sont donnés dans le Tableau ci-dessous.

Année	Brent (FOB)	Δ Djeno (Brent)	Δ Nkossa (Brent)
	\$/b	\$/b	\$/b
2005	54.6	-5.7	-1.0
2006	65.2	-6.8	-1.6

Le prix du Djeno en 2005 par *netback* est de 48.9 \$/b, 5.7 \$/b en dessous du Brent. En 2006 son prix est de 58.4 \$/b, 6.8 \$/b de moins que le Brent.

Effectivement Djeno est un brut plus lourd que le Brent (27.5 °API contre 37.5 °API pour le Brent) avec des rendements en essence et distillats moyens beaucoup plus faibles (17% et 34% pour l'essence et les distillats moyens pour le Djeno contre 28% et 45% pour le Brent) mais plus important en fioul lourd (36% contre 15%).

Une autre différence est aussi la teneur en soufre du fioul lourd produit par Djeno (moins de 1% de soufre) par rapport au Brent qui produit du FL HTS (moins de 3.5% de soufre). Mais le premier effet l'emporte largement sur le second.

Le prix du Nkossa en 2005 par *netback* est de 53.6 \$/b, 1.0 \$/b de moins que le Brent. En 2006 son prix est de 63.6 \$/b, 1.6 \$/b de moins que le Brent.

Nkossa a un rendement en essence, distillats moyens et fioul lourd proches du Brent.

Nkossa est également beaucoup moins soufré que le Brent, donc le fioul lourd produit est FL BTS au contraire du Brent (FL HTS).

La différence de prix s'explique essentiellement par le transport. Effectivement le coût du transport pour le Nkossa est supérieur à celui du Brent de l'ordre de 1.2 \$/b, car l'étude de *netback* a été réalisée pour une raffinerie d'Europe du Nord.

Différentiel avec Cabinda et Bonny Light

La même estimation a été faite utilisant Cabinda et Bonny Light comme bruts de références locaux. L'estimation du prix pour le brut Djeno a été calculée par rapport au brut Cabinda. L'estimation du prix pour Nkossa a été calculée par rapport au brut Bonny Light.

Le prix du brut Djeno a été établi de façon que la marge après frais variables de la raffinerie soit la même qu'avec le brut de référence Cabinda soit 6.7 \$/b en 2005 et 4.7 \$/b en 2006.

Le prix du brut Nkossa a été établi de façon que la marge après frais variables de la raffinerie soit la même qu'avec le brut de référence Bonny Light soit 6.9 \$/b en 2005 et 4.8 \$/b en 2006.

Les différentiels obtenus sont donnés dans le Tableau ci-dessous.

Année	Cabinda (FOB)	Bonny Light (FOB)	Δ Djeno (Cabinda)	Δ Nkossa (Bonny Light)
	\$/b	\$/b	\$/b	\$/b
2005	51.2	55.7	-2.7	-2.6
2006	62.1	67.0	-3.0	-2.8

Le prix du Djeno en 2005 par *netback* est de 48.5 \$/b, 2.7 \$/b en dessous du Cabinda. En 2006 son prix est de 59.1 \$/b, 3.0 \$/b de moins que le Bonny Light.

Djeno est un brut plus lourd que le Cabinda avec des rendements en essence et distillats moyens plus faibles (17% et 34% pour l'essence et les distillats moyens pour le Djeno contre 21% et 40% pour le Cabinda) mais plus important en fioul lourd (34% contre 25%). Les deux bruts produisent du fioul lourd BTS.

Le prix du Nkossa en 2005 par *netback* est de 53.1 \$/b, 2.6 \$/b en dessous du Bonny Light. En 2006 son prix est de 64.2 \$/b, 2.8 \$/b de moins que le Bonny Light.

Nkossa a un rendement en essence plus important que le Bonny Light (26% contre 24%). Pour les distillats moyens Nkossa a un rendement plus faible que Bonny Light (46% contre 54%) et plus important en fioul lourd (15% contre 10%). Les deux bruts produisent du fioul lourd BTS.

Le Nkossa est un brut qui pourrait se valoriser sur un schéma de RFCC (FCC de résidu) car son résidu sous vide est très craquable. Ce type d'unité existe en Asie et Etats-Unis et peu en Europe.

Destinations Géographiques Potentielles

Djeno

Le Djeno est un brut plus lourd que le Brent mais moins soufré. Au niveau rendement, la différence la plus importante est la production de fioul lourd qui est 58% supérieure à celle du Brent. De ce fait, le marché asiatique pourrait représenter une probable destination du brut Djeno.

D'ailleurs le marché nord américain ne représente pas une opportunité intéressante pour ce brut parce que son rendement en essence est très faible par rapport au Brent (moins 61%).

Par contre, le marché européen orienté vers la production du diesel est une destination possible vu que le rendement en distillats moyens est plus proche à celui du Brent (34% contre 45%).

Nkossa

Le brut Nkossa, étant donné ses rendements élevés en essence (26%) et en distillats moyens (46%) a comme destinations préférentielles les marchés européen et américain. Le Nkossa pourrait être encore mieux valorisé sur une raffinerie américaine avec RFCC.

De plus, ce brut ne contient pratiquement pas de soufre et il est donc bien adapté aux demandes des spécifications de ces marchés.

En effet, grâce à ses caractéristiques très proches du Brent il est destiné à satisfaire le même marché.

Fiches relatives au brut

Djeno

Basé sur la méthode du «Netback» le prix du Djeno est le suivant en fonction du brut de référence choisi.

Djeno			
°API			27.5
% S			0.27
Année	Prix Brent \$/b	Δ Djeno \$/b	Prix Djeno \$/b
2005	54.6	-5.7	48.9
2006	65.2	-6.8	58.4
Année	Prix Cabinda \$/b	Δ Djeno \$/b	Prix Djeno \$/b
2005	51.2	-2.7	48.5
2006	62.1	-3.0	59.1
Destinations Conseillées			Asie
			Europe

Beicip-Franlab conseille de considérer le brut Cabinda comme référence pour l'estimation du prix du Djeno vu qu'ils ont des caractéristiques très proches.

Nkossa

Basé sur la méthode du «Netback» le prix du Nkossa est le suivant en fonction du brut de référence choisi.

Nkossa			
°API			41.2
% S			0.04
Année	Prix Brent \$/b	Δ Nkossa \$/b	Prix Nkossa \$/b
2005	54.6	-1.0	53.6
2006	65.2	-1.6	63.6
Année	Prix Bonny Light \$/b	Δ Nkossa \$/b	Prix Nkossa \$/b
2005	55.7	-2.5	53.2
2006	67.0	-2.7	64.3
Destinations Conseillées			Europe
			Etats Unis
Raffinerie plus adaptée			Avec RFCC

Beicip-Franlab conseille de considérer le brut Brent comme référence pour l'estimation du prix du Nkossa vu qu'ils ont des caractéristiques très proches.



Annexe 1 – Analyse du brut Djeno

Les analyses présentées ci-dessus ont été données par KPMG. Par contre, les propriétés étaient disponibles jusqu'à la coupe gasoil. Le Tableau suivant montre les propriétés plus importantes pour le calcul *netback* estimées par Beicip-Franlab.

Djeno									
Cuts	Yield	Yield	Den 15°C	S	Visc cSt	Visc cSt	Ni	V	Conradson Carbon Residue
(°C)	wt%	vol%	kg/m ³	wt%	50°C	100°C	ppm	ppm	wt%
400-565	25.95%	24.85%	930	0.318	40.3	8.4	0.03	0.03	0.05
565°C+	29.98%	26.84%	994	0.391	861897	4913	73.7	6.7	17.7

Annexe 2 – Analyse du brut nkossa

Les analyses présentées ci-dessus ont été données par KPMG. Par contre, les propriétés étaient disponibles jusqu'à la coupe gasoil. Le Tableau suivant montre les propriétés plus importantes pour le calcul *netback* estimées par Beicip-Franlab.

Nkossa									
Cuts	Yield	Yield	Den 15°C	S	Visc cSt	Visc cSt	Ni	V	Conradson Carbon Residue
(°C)	wt%	vol%	kg/m3	wt%	50°C	100°C	ppm	ppm	wt%
400-565	22.20%	20.44%	890	0.062	29.7	7.7	0.00	0.00	0.00
565°C+	13.50%	11.78%	939	0.160	1943	124	0.94	0.94	4.67

Annexe 3 – Calculs

1. Brent (2005 et 2006)
2. Cabinda (2005 et 2006)
3. Bonny Light (2005 et 2006)
4. Djeno (2005 et 2006)
5. Nkossa (2005 et 2006)

Annexe 4 – Block flow diagram

1. Brent
2. Cabinda
3. Bonny Light
4. Djeno
5. Nkossa