



NATIONS UNIES

CONSEIL ÉCONOMIQUE ET SOCIAL

53164
Distr.
LIMITÉE

3/CN.14/EP/55
3 décembre 1973

FR.NC.I.S
Original : anglais

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'AFRIQUE

Conférence régionale sur l'industrie pétrolière
et les besoins de formation dans le domaine
des hydrocarbures

Tripoli, 2-12 février 1974

LE DÉVELOPPEMENT DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE AU NIGÉRIE

Table des matières

	<u>Page</u>
1. <u>Données générales</u>	1
2. <u>Géologie</u>	2-14
2.1 Cartes et levés géologiques	
2.1.1 - Levés aériens	
2.1.2 - Cartes topographiques	
2.1.3 - Levés géologiques	
2.2 Cadre géologique	
2.3 Stratigraphie	
2.3.1 - 2.3.5 Crétacé	
2.3.6 - Paléocène	
2.3.7 - Eocène	
2.3.8 - Oligocène - Miocène	
2.3.9 - Miocène supérieur à récent	
2.3.10 - Formations équivalentes sous-adjacentes dans la zone du Delta	
2.4 Tectonique	
2.5 Accumulation d'hydrocarbures et zones potentielles	
2.5.1 - Conditions générales d'accumulation d'hydrocarbures	
2.5.2 - Accumulations de pétrole et de gaz découverts	
2.5.3 - Zones potentielles	

	<u>Page</u>
3. <u>Sociétés et concessions</u>	14-24
3.1 Sociétés pétrolières en activité au Nigéria	
3.1.1 - Sociétés de prospection et de production	
3.1.2 - Société de raffinage	
3.1.3 - Sociétés vendant des produits pétroliers	
3.2. Concessions	
3.2.1 - Permis de recherche pétrolière	
3.2.2 - Permis de prospection pétrolière	
3.2.3 - Concession d'extraction pétrolière	
4. <u>Activités d'exploration pétrolière</u>	24-34
4.1 Historique de l'exploration	
4.1.1 - Exploration sur le continent	
4.1.2 - Exploration en mer	
4.2 Travaux d'exploration effectués	
4.2.1 - Levés géologiques	
4.2.2 - Prospections géophysiques	
4.2.3 - Levés géochimiques	
4.2.4 - Forages structuraux	
4.2.5 - Forages d'exploration	
4.2.6 - Forage d'évaluation et d'exploitation	
5. <u>Production de pétrole et de gaz</u>	35-69
5.1 Production pétrolière	
5.1.1 - Evolution de la production pétrolière	
5.1.2 - Champs pétrolifères en production	
5.1.3 - Description des champs pétrolifères ou production	
5.2 Production de gaz	
5.2.1 - Evolution de la production de gaz	
5.2.2 - Composition chimique du gaz naturel	
5.2.3 - Transport et principaux consommateurs	
5.2.4 - Champs de gaz	
5.3 Réserves de pétrole et de gaz	
5.3.1 - Réserves de pétrole recouvrable	
5.3.2 - Réserves de gaz	
5.4 Techniques de forage et de production	
5.5 Transport du pétrole brut	

	<u>Page</u>
6. <u>Raffinage</u>	60-62
7. <u>Prix et exportations</u>	63-64
8. <u>Personnel et main d'oeuvre</u>	64-65
9. <u>Lois régissant l'activité pétrolière</u>	66-68
10. <u>Politique du gouvernement</u>	68-70
11. <u>Conclusions et suggestions</u>	70-71
12. <u>Bibliographie</u>	72-74

Liste des tableaux

- Tableau 1 : Les unités lithostratigraphiques des principaux bassins sédimentaires du Nigéria (reproduction hors-texte en anglais)
- Tableau 2 : Levés géologiques sur le terrain (ex. mois de travail)
- Tableau 3 : Prospections géophysiques au Nigéria, 1951-1970 (en mois de travail)
- Tableau 4 : Forages d'exploration effectués au Nigeria, 1951-1970
- Tableau 5 : Forages d'exploration effectués au Nigéria, 1951- 1970
- Tableau 6 : Taux de découverte au Nigéria
- Tableau 7 : Total des forages d'évaluation et d'exploitation de 1951 à 1970
- Tableau 8 : Evolution de la production de pétrole et de gaz au Nigéria
- Tableau 9 : Données de production des champs pétrolifères du continent mars 1971
- Tableau 10 : Données de production des champs pétrolifères marins, mars 1971
- Tableau 11 : Utilisation du gaz produit au Nigéria
- Tableau 12 : Composition chimique du gaz naturel nigérian
- Tableau 13 : Production de la raffinerie, importations et consommation intérieure de produits pétroliers au Nigéria
- Tableau 14 : Exportations de pétrole brut nigérian (en millions de barils)
- Tableau 15 : Personnel et Main-d'oeuvre employés dans l'industrie pétrolière

Liste des planches

- Fig. 1 Coupe géologique généralisée dans la région du Delta
- Fig. 2 Champ de Bomu - Carte structurale
- Fig. 3 Champ de Bomu - Coupe géologique
- Fig. 4 Champ d'Okan - Carte structurale
- Fig. 5 Champ d'Okan - Coupe géologique

Annexes:

- Annexe 1: Nigéria - Carte des unités structurales - 1/5000.000
- Annex 2: Nigéria - Carte sur l'industrie pétrolière au Nigéria 1/1.000.000

N I G E R I A

1. Données générales

- 1.1 Le Nigéria est situé sur la côte occidentale de l'Afrique entre 4 et 14° de latitude nord et 3 et 15° de longitude à l'est du méridien de Greenwich.
- 1.2 Sa superficie est de 923 768 km² et 50 p. 100 environ de son territoire sont couverts de roches sédimentaires.
- 1.3 La population est estimée à 66 millions d'habitants (estimation de l'ONU pour 1971).
- 1.4 Les villes principales sont Lagos, Ibadan, Kano, Bauchi, Zaria, Jos, Ilorin, Kaduna, Enugu, Benin, Ogbomosho, Abeokuta, Ife, Onitsha.
- 1.5 Les ports principaux sont Lagos-Apapa, Port Harcourt, Calabar, Warri, Bonny sur l'océan Atlantique (750 km de côte) et Sapele, Burutu, Forcados sur les voies navigables intérieures.
- 1.6 Les principaux aéroports internationaux sont ceux de Lagos-Ikeja et Kano.
- 1.7 Le Nigéria est une fédération de 12 Etats: Lagos, Ouest, Centre-ouest, Rivers, Centre-est, Sud-est, Kwara, Plateau, Benoué, Nord-ouest, Centre-nord, Kano.
- 1.8 La monnaie du pays est la livre nigériane; 1 livre nigériane - 2,80 dollars des Etats-Unis.
- 1.9 Le budget annuel est d'environ 300 milliards de livres nigérianes (1970).
- 1.10 Produit national brut: 1.605.000.000 de livres nigérianes (1967)
1.860.000.000 de livres nigérianes (1970/71).
- 1.11 Production de pétrole: 53.420.000 tonnes (1970)
74 millions de tonnes (estimation pour 1971).

2. Géologie

2.1 Cartes et levés géologiques

2.1.1 Levés aériens

Sauf en ce qui concerne l'extrémité nord-est, la couverture aérienne du pays est bonne: environ 80 p. 100 du territoire à une échelle de 1: 40 000.

Entre 1951 et 1971, les sociétés pétrolières ont fait environ 40,5 mois de levés photogéologiques aériens, établissant pour la région du delta du Niger une couverture au 1: 25.000 à 1: infra-rouge.

2.1.2. Cartes topographiques

Grâce aux travaux du Nigeria Survey Department, qui a bénéficié d'une assistance technique du Canada, des Pays-Bas et du Royaume-Uni, le pays dispose des cartes topographiques suivantes:

- 1: 500.000 - 16 feuilles - cartes générales
- 1: 250.000 - série topographique - 4 feuilles pour chaque feuille au 1: 500.000
- 1: 125.000 et 1: 100.000 - cartes topographiques, 337 feuilles, pour la plupart révisées et publiées
- 1: 50.000 - cartes de base - 4 feuilles (NE, SE, NW, SW pour chaque feuille au 1: 100 000. L'établissement et la publication ne sont pas encore achevés.
- 1: 25.000 à 1: 2 500 - cartes détaillées: existent pour certaines régions.

2.1.3 Levés géologiques

Le Service géologique du Nigéria, depuis sa création en 1919, a pour but essentiel la production de cartes géologiques. Ce n'est que depuis 1950, une fois disponibles des cartes topographiques et les résultats des levés photographiques aériens qu'un programme d'établissement systématique de cartes régionales a été entrepris.

Les cartes géologiques sont établies au 1: 100.000 et il est probable que plus de 70 p. 100 de la superficie totale de la Fédération font maintenant l'objet de cartes. Les résultats de ces travaux sont publiés sous la forme d'une nouvelle série au 1: 250.000 mais un exemplaire de la carte géologique originale au 1: 100.000 existe dans les bureaux du Service géologique.

Quatre-vingt-six feuilles de la carte géologique couvrant l'ensemble du territoire sont en préparation et en cours de publication. Quinze feuilles ont été établies et publiées par les soins de la Shell-BP pour le bassin tertiaire du sud, et le reste par le Service géologique du Nigéria.

Une étude hydrogéologique combinée a été réalisée dans la région du Tchad; huit cartes au 1: 250.000 ont été publiées.

Des cartes géologiques générales du Nigéria au 1: 3.000.000, au 1: 5.000.000 et au 1: 2.000.000 ont été publiées.

Les sociétés pétrolières ont effectué des études géologiques sur le terrain représentant 34 mois de travail avant 1951 et 113,3 mois entre 1951 et 1971 dans le cadre des activités de prospection pétrolière.

2.2 Cadre géologique

La configuration géologique du territoire nigérian est déterminée par la relation entre deux grands groupes de formation différenciés par l'âge, la composition et l'évolution, à savoir le socle précambrien et la couverture sédimentaire mézo-cénozoïque.

Le précambrien, selon Oyawoye, est composé de 80 p. 100 de roches ignées et métamorphiques du précambrien et du paléozoïque inférieur, désignées au Nigéria sous le terme de complex basement (socle archéen), et 20 p. 100 de laves intrusives et volcaniques plus récentes. Par datage radio-actif, l'âge des métasédiments plus récents du socle archéen a été fixé au paléozoïque inférieur et celui des granites plus récents au jurassique moyen.

Les sédiments crétacés et cénozoïques, d'origine marine et terrestre, qui remplissent les zones érodées ou affaissées du socle, présentent une succession de roches calcaires et terrigènes dont l'épaisseur varie jusqu'à 8.000 mètres. Ils couvrent approximativement la moitié de la superficie du Nigéria, constituant les bassins sédimentaires suivants:

- Bassin nigérian du sud, comprenant la région du delta du Niger avec ses deux versants: Benin (ouest) et Calabar (est).
- Bassins mésozoïques centraux, à savoir: Middle Niger Embayment, Fosse de la Bénoué, Bassin de l'Anambra et Anticlinorium d'Abkaliki
- Bassin nord-ouest (Sokoto).
- Bassin nord-est (Bornou ou lac Tchad).

Trois principaux cycles de dépôt ont été reconnus dans la couverture sédimentaire: albien-santonien, campanien-paléocène et éocène inférieur à récent. Comme des sédiments aptiens et néocomiens se trouvent plus au sud le long de la côte occidentale d'Afrique, il se peut qu'il existe des dépôts pré-albiens dans les parties les plus profondes du bassin nigérian inexplorées.

2.3 Stratigraphie

2.3.1 Les sédiments les plus anciens trouvés au Nigéria sont des sables arkosiques non fossilifères et des grès quartzeux d'âge incertain représentant les produits de l'oxydation au contact de l'air des roches proches du socle archéen.

2.3.2 ALBIEN - De rares affleurements d'argiles schisteuses et d'argiles sableuses avec des lentilles de calcaire et de grès dans la région d'Abqai et Calabar sont appelés "Asu River Group". Plus au nord, dans la province de Benué, une succession de schistes argileux et de grès est exposée dans l'Umba ("formation Umba") et du calcaire associé à une minéralisation plomb-zinc dans la région d'Arufu (calcaire Arufu).

La faune, comprenant des ammonites (Mortoniceras, Elobiceras), des pélécytopodes, des gastéropodes, des échincides et des foraminifères, indique un environnement de dépôts marins peu profonds.

2.3.3 CENOMANIEN - Les seules roches d'âge cénomanien incontesté sont au Nigéria celles de la "formation Odukpani" du sud-est. Le dépôt consiste en 700 à 1.000 m. de schiste avec des strates calcaires, et une couverture de grès (peut-être du turonien inférieur) repose directement sur le gneiss précambrien. Fossiles: ammonites (Metoicoceras, Desmoceras).

2.3.4 TURONIEN - La succession du turonien inférieur du Nigéria oriental est appelé "Eze-Aku shales" et est considérée comme représentant un dépôt d'eau peu profonde, d'une épaisseur de 1.000 m. environ, composée de schistes argileux calcaires, gris, avec des lentilles calcaires et des argilites sablonneuses intercalaires. Le faciès change latéralement pour passer fréquemment à du grès ou des schistes gréseux ou du grès calcaire ("Amaseri Sandstone").

"L'Eze-Aku-shale" est normalement recouvert par la "formation Makurdi", d'une épaisseur de 800 m. environ, qui consiste en grès massifs avec de minces couches d'argile schisteuse et de grès coquillier calcaire. Fossiles: hoplitoïdes et mammitides, mollusques, restes de poisson et fragments de plantes.

Dans le bassin nord-est, le Grès Bima, la "formation Yolde" et la "formation Pindigo", variant en âge de l'albien au coniacien, ont été inclus dans le turonien pour des raisons de commodité.

2.3.5 Le SENONIEN est considéré comme contenant ses quatre sous-étages : coniacien, santonien, campanien et maestrichtien.

2.3.5.1 Les "Awgu Shales", dont l'âge varie du turonien supérieur au santonien, sont une formation de 900 m. d'épaisseur environ consistant en schistes argileux gris-bleuâtres avec intercalations de calcaires à grain fin et de calcaire coquillier. Dans le Nigéria oriental, des suintements de pétrole apparaissent localement.

2.3.5.2 Le "Nkporo Shale", d'âge campanien-maestrichtien, et ses équivalents latéraux, "Owelli Sandstone" et "Enugu Shale" représentent le début d'un nouveau cycle sédimentaire après la phase du plissement santonien. D'après les données des forages de prospection, on estime à 1.000 m l'épaisseur maximum pour l'alternance d'argiles schisteuses foacées et d'argilite avec de minces couches occasionnelles de schistes argileux - gréseux et de grès. A partir du grès d'Owelli, des suintements de pétrole sont visibles à Ugu Emme, Lokpanto et Ngusu.

2.3.5.3 La "formation Mamu" (Lower Coal Measures) contient un assemblage de grès, de schistes, d'argilite et de schistes gréseux avec des veines de charbon sur plusieurs horizons. Les meilleurs affleurements de la formation se produisent sur l'escarpement ouest d'Enugu, entre l'Asata et l'Ekulu, où l'épaisseur de la formation varie de 75 à 90 m. et où il existe cinq couches de charbon. La couche No. 3 est la plus épaisse (1,8 m), la No. 4 atteint un mètre et les trois autres ont de 0,3 à 0,7 m.

2.3.5.4 Les "Ajali Sandstone" consistent en grès blanc épais et friable, avec entre-croisement de minces strates d'argilite et de schistes, présentant de nombreuses empreintes de feuilles. L'épaisseur de la section mesurée est de 200 à 450 mètres.

- 2.3.5.5 La "formation Nsukka" (Upper Coal Measures) représente la partie supérieure du maestrichtien. Elle consiste en alternances de schistes argileux foncés, de schistes gréseux et de grès avec de minces veines de charbon sur divers horizons; il y a une épaisseur de 15 m. de grès à la base. Dans la région d'Okitipupa (Etat du centre-ouest), la formation Nsukka recouvre directement le socle et présente plusieurs affleurements de bitume et de sable bitumineux. Les charbons sous-bitumineux de Mamu et de la formation Nsukka sont de noir à noir brunâtre, de qualité moyenne et non cokéfiabiles. Les réserves totales indiquées et inférées sont de plus de 350 millions de tonnes.
- 2.3.5.6 Dans l'Etat de Lagos, l'équivalent de la formation Nsukka est la "formation Abeokuta", consistant en grès arkosiques et en sables avec de minces intercalations de schistes argileux marins, une mince couche de lignite et de minces couches occasionnelles de oolithes ferrugineux. Un grès bitumineux a été identifié dans la rivière Yemaji. La formation dont l'épaisseur est localement de 250 à 300 m. s'étend également vers l'ouest au Dahomey en devenant plus épaisse.
- 2.3.5.7. Dans le Nigéria du nord-ouest (bassin de Sokoto), recouvrant les formations Illo et Gundumi d'âge prémaestrichtien non différencié, se trouve la formation Rima, groupe d'argilite et de grès friables qui atteint par endroit 150 m. d'épaisseur et se poursuit en Niger.
- 2.3.6 PALEOCENE - Au Nigéria, le paléocène se présente sous la forme d'une série de schistes argileux épais gris-bleu, marqués au sommet par un horizon phosphatique et glauconitique (le datage radiométrique de la glauconite fixe son âge au paléocène supérieur). Elle est appelée "Imo Shale" et l'épaisseur varie entre 200 m. dans les forages effectués au Nigéria de l'ouest à Aaromi et Gbekebo, et 1.000 m. dans les affleurements de l'est. A Ewekoro où il y a une carrière de ciment, une épaisse lentille de calcaire coquillier avec de minces strates de marine est appelée "formation Ewekoro". Dans le nord, les schistes équivalents constituent la "formation Kalambaina".

2.3.7 EOCENE - En règle générale, l'éocène a été une période de régression avec des sédimentations marines peu profondes provenant de la côte proche. Les légères modifications du niveau de la mer ont suffi à provoquer la transformation de l'environnement d'un dépôt marin à un dépôt lagunal ou non marin.

2.3.7.1 La "formation Ameki" dont, selon Fayose, l'âge varie de l'éocène moyen à l'oligocène moyen, alors que Reyment le situe à l'éocène moyen, est à prédominance argileuse dans la partie ouest du bassin nigérian austral, et comporte des grès fins à grossiers, des intercalations de schistes argileux calcaires et du calcaire coquillier et de l'argile sableuse dans la partie est. L'épaisseur peut atteindre par endroits jusqu'à 1.200 à 1.400 m. On trouve un équivalent latéral, le "Nanka Sand" dans la province d'Onitsha.

2.3.8 OLIGOCENE - MIOCENE INFÉRIEUR - On ne trouve en surface que des indications limitées de dépôts de l'oligocène et du miocène et la détermination de l'âge est inférée.

2.3.8.1 La "formation Ogwashi-Asaba" ("Lignite Series") consiste en une alternance de veines de lignite, d'argiles et de grès et d'horizons de calcaire occasionnels. On n'a pas trouvé de fossiles caractéristiques dans la formation. Certaines intercalations de lignite ont plus de six mètres d'épaisseur et les réserves prouvées dépassent 62 millions de tonnes.

2.3.8.2 La "formation Ijebu" est probablement un équivalent partiel de la formation Ogwashi-Asaba. Dans les affleurements de l'est de Lagos, elle consiste en argiles avec des fossiles marins et du sable (0,4 à 10 m) imprégnés de bitume.

2.3.9 MIOCENE SUPÉRIEUR A RÉCENT - La "formation Benin" consiste en sables jaunes et blancs avec des niveaux de galets et des lentilles d'argile ou d'argile sableuse affleurant dans les provinces de Benin, Onitsha et Owerri où l'âge a été fixé au plio-pléistocène.

Le tableau 1 présente une corrélation entre des diverses unités lithostratigraphiques affleurant dans les principaux bassins sédimentaires du Nigéria.

2.3.10 FORMATIONS EQUIVALENTES SOUS-JACENTES DANS LA ZONE DU DELTA -

Après avoir foré plus de 500 puits en 1966 dans la région du Delta, Short et Stauble ont établi les équivalents subsuperficiels suivants des formations observées en affleurements:

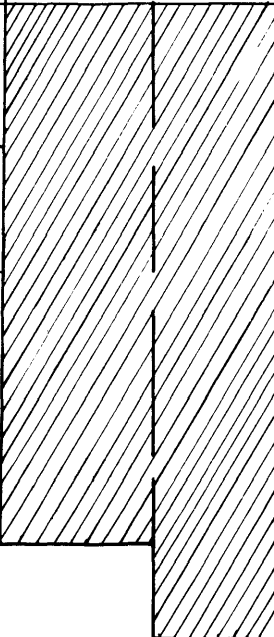

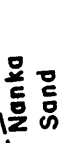

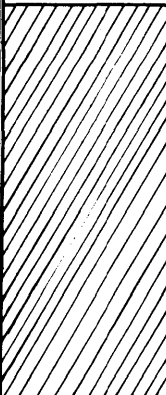


Affleurements	Formations subsuperficielles
Formation Benin	Formation Benin (dont Afam Clay Member)
Formation Ogwashi-Ashabe	Formation Agbada
Formation Ameki	
Imo Shales	Formation Akata

2.3.10.1 La "formation Benin" subsuperficielle se reconnaît à une forte teneur en sable (70 à 100 p. 100), quelques intercalations mineures d'argile schisteuse et l'absence de microfaune caractéristique. L'épaisseur varie de 900 à plus de 1.800 m. Dans la région d'Afam, la succession normalement continue de sables est interrompue par une intercalation d'argile atteignant une épaisseur maximum de 750 m. ayant la forme d'un comblement de canyon orienté sud-sud-est. C'est l'"Afam Clay Member" qui recouvre partout en discordance les dépôts continentaux plus anciens.

2.3.10.2 La "formation Agbada" constitue l'objectif principal des activités de prospection pétrolière dans le Nigéria du sud. C'est essentiellement une unité lithologique variant en âge de l'éocène-oligocène au nord comme prolongement des affleurements des formations Ameki et Ogwashi Asaba, au pliocène-pleistocène dans la zone marine. La partie supérieure de la formation contient en général un plus fort pourcentage de grès (50 à 75 p. 100) que la partie inférieure (moins de 50 p. 100). Des données plus récentes provenant en particulier des zones marines ont indiqué un développement régional des sections épaisses d'argiles schisteuses dans la formation Agbada, qui pourraient être différenciées comme membres locaux. Cordy et Fränkl indiquent que le "Kwa Ibo" et l'"Opobo Member" sont représentés par 680 et 450 m. respectivement de schistes argileux l'épaisseur totale de la section connue de la formation Agbada atteint 3.000 m. mais le maximum n'a pas encore été touché. Les collecteurs favorables à l'accumulation d'hydrocarbures sont les grès et les sables avec une matrice calcaire à grain de très grossier à très fin, pour la plupart non consolidés ou légèrement consolidés.

TABLE I

LITOSTRATIGRAPHIC UNITS OF THE NIGERIAN MAIN SEDIMENTARY BASINS (from surface data)

		SOUTHERN TERTIARY BASIN		BENUE TROUGH		CHAD BASIN	SOKOTO BASIN		
		WEST-SW. CENTRAL+SE		S.W.	N.E.				
RECENT		Alluvium + deltaic deposits		ALLUVIUM			Alluvium		
PLEISTOCENE		Benin Formation					Chad Formation	Paleo-Alluvium	
PLIOCENE									
MIOCENE		Ijebu Formation	Ogwashi - Asaba Formation						
OLIGOCENE									
EOCENE		 Oshosun Formation	Ameki Formation				 Nanka Sand		Gwandu Formation
PALEOCENE		Ewekoro Formation	Imo Shale					Kerri Kerri Formation	Kalambaina Form.
DANIAN		Abeokuta Formation	Nsukka Formation						Dange Form.
			Ajali Sandstone						Wurmo Fm.
MAESTRICHTIAN			Mamu Form.				?	Sandstone ?	Sandstone ?
CAMPANIAN			 Enugu Shale	Nkporo Shales	Nkporo Shale				
SANTONIAN				Oweli Sandstone					
CONIACIAN			Awgu Shale		Numanha Shale	?	Iilo Formation		
TURONIAN			Makurdi Form.		Sekule Form.		Gundumi Formation		
CENOMANIAN			Eze Aku Shale		Yolde Form.				
ALBIAN			Odukpani Formation		Bima Sandstone				
			Asu River Group	 Arufu Lst. Uomba Fm.		??			
LOWER PALEOZOIC TO PRECAMBRIAN		PRECRETACEOUS BASEMENT							

2.3.10.3 La "formation Akata" est une unité lithologique dont l'âge varie de l'éocène (en tant que continuation subsuperficielle normale des "Imo Shales") au récent. Elle se caractérise par un développement uniforme d'argile schisteuse gris foncé, sableuse ou limoneuse, déposée sur un fond marin peu profond. La partie supérieure de la formation contient davantage de mica, de déchets végétaux et de minces lentilles de sable dans lesquels on trouve du pétrole et du gaz sans valeur commerciale.

2.4 Tectonique

Tandis que la tendance N-S des linéaments originaux est encore perceptible dans les roches du socle, dans les principaux bassins sédimentaires, on peut reconnaître deux directions dominantes pour les failles et les plissements NE-SW et NW-SE. Elles sont probablement associées au système initial de fractures résultant de la cassure du vieux bouclier africain. C'est là un argument à l'appui de la thèse de Furon selon laquelle tous les principaux bassins sédimentaires de l'ouest africain seraient d'origine tectonique.

En ce qui concerne la prospection pétrolière au Nigéria, le point le plus intéressant est l'évolution tectonique des bassins du sud (au sud de 8° de latitude). Là, le premier cycle de dépôt commence avec la transgression albienne, suivie par une période régressive durant le cénomanien inférieur et une nouvelle transgression au cours du cénomanien supérieur. Après un dépôt continu en mer peu profonde durant le turonien et le coniacien, le premier cycle s'achève avec la phase santoniennne de plissement, de cassure et de soulèvement. La région de l'anticlinorium d'Abakaliki a été le site principal du mouvement de soulèvement. Les plis sont orientés selon un axe NE-SW, le pendage des flancs varie entre 5 et 8° et une minéralisation plomb-zinc près d'Ameka indique une activité ignée. En conséquence du soulèvement, deux dépressions comblées par des sédiments durant le cycle campanien-paléocène se sont formés: le bassin d'Anambra au nord-ouest et le bassin étroit d'Afikpo au sud-est (voir la carte jointe).

Le deuxième cycles sédimentaire a commencé durant le campanien avec une nouvelle transgression marine suivie d'une forte régression au cours du maestrichtien et du paléocène, époque à laquelle le dépôt de formations deltaïques (Mamu, Ajali, Epeka) a formé un proto-delta du Niger. Après un épisode marin de dépôt de "Imo Shales" (paléocène-éocène inférieur), une régression renouvelée a marqué le début du troisième cycle de sédimentation au cours duquel se sont déposés les sédiments du delta du Niger tertiaire.

Depuis son début, l'histoire du delta du Niger est celle d'une grande régression avec un déplacement continu de l'embouchure du fleuve vers sud, le long de la plaine côtière. La progression du delta se manifeste dans les variations latérales et verticales de la séquence lithologique, partant de dépôts sableux à grain grossier pour aboutir à l'argile marine. La rapidité avec laquelle les sédiments deltaïques se sont déposés a favorisé le mouvement de vastes masses de ces sédiments sous l'influence de la gravité. Ce sont ces mouvements de glissement qui ont provoqué la formation de failles de croissance synsédimentaires et d'anticlinaux "roll over", associés au bloc affaissé.

Si l'on généralise, les structures tertiaires présentent une faille de croissance principale associée à un anticlinal profond à l'arrière et au-dessous de celle-ci auquel s'ajoute un anticlinal "roll over" visible seulement dans les niveaux les moins profonds du flanc affaissé.

Les failles secondaires accompagnant le mouvement de la faille principale ou des failles antithétiques compensatoires offrent aussi des pièges pour la rétention de pétrole et de gaz.

Les anticlinaux producteurs de pétrole du delta du Niger, du type "roll over", sont généralement de faible dimension, variant de 6 à 10 km. en longueur et de 3 à 5 km. en largeur, et sont orientés à peu près parallèlement aux anciens rivages du delta.

Dans le Fossé de la Benoué, qui est un graben long et étroit, comblé sur une profondeur de 5.000 m. de crétacé plissé, la direction structurale est NE-SW.

Le bassin nord-est (Bornou) fait partie du grand bassin du Tchad qui comprend, outre la synclise du lac Tchad, le Bahr el Ghazal à l'est et le bassin du Chari au sud-est. Selon Reymont et Furon, le bassin du Tchad représente le point de séparation de deux sillons tectoniques, Tibesti et Cameroun, avec un prolongement dans la région de Bornou où la profondeur maximale des sédiments est estimée à 3.000 m.

Le bassin nord-ouest, aussi appelé "Sokoto Embayment", ne semble pas appartenir aux mêmes bassins que ceux qui ont été décrits; il constitue la partie sud d'un vaste bassin septentrional, plat, qui s'étend sur les territoires du Niger et du Mali. On suppose qu'une jonction a existé entre le Sokoto Embayment et les bassins côtiers durant le paléocène mais on n'a pu obtenir de preuve concluante.

2.5 Accumulation d'hydrocarbures et zones potentielles

2.5.1 Jusqu'ici on n'a trouvé au Nigéria des accumulations de pétrole et de gaz d'importance commerciale que dans la région du Delta du bassin tertiaire sud, à des profondeurs variant de 1.500 à 3.600 m., dans les réservoirs de la formation Agbada (oligocène-miocène).

On a également découvert des hydrocarbures, mais dont la valeur commerciale n'est pas prouvée, dans les sables inférieurs de la formation Benin et dans quelques lentilles au sommet de la formation Akata.

En 1967, la société française SAFRAP a annoncé également la découverte d'accumulations de pétrole et de gaz de valeur commerciale dans le réservoir crétacé supérieur des puits de prospection d'Ihandiagu 1 et d'Anambra River 1, sur le pourtour nord-est de la zone du Delta.

La caractéristique la plus commune des structures tertiaires productives est un anticlinal "roll over" allongé, présentant plusieurs failles où se trouvent des séries de 40 à 120 m. d'alternances de sables pétrolifères, de sables imprégnés de gaz et d'argiles schisteuses minces. L'empîement des hydrocarbures est assuré par les crêtes plates des anticlinaux à pente douce, les failles et la discontinuité stratigraphique et lithologique des magasins.

2.5.2 A la suite des travaux de prospection menés durant la période 1961-1970, les accumulations ci-dessous de pétrole et de gaz ont été découvertes:

2.5.2.1 Champs pétrolifères en production

Sur le continent

Etat du centre-ouest: 1959 - Ughelli East; Ughelli-West
1960 - Uzere East; Uzere-West
1961 - Erienu, Kokori
1963 - Olofuro
1964 - Croni, Oweh, Utorogu
1966 - Afiesere
1967 - Egwa, Ewreni, Jones Creek, Odidi
1969 - Forcados Estuary, Sapele

River State: 1956 - Afam, Oloibiri
1957 - Afam-Umuosi
1958 - Bomu, Ebubu, Ekulama, Krakama, Soku
1959 - Alakiri, Elelenwa, Korokoro, Obigbo, Umueohem, Bonny
1960 - Agbada, Apari, Rumuekpo, Nun River
1962 - Bodo-West
1963 - Cawthorne Channel, Nkali
1965 - Ahia, Ebocha, Obagi, Kanuskiri
1966 - M'Bédé

Etat du
Centre-est: 1959 - Imo River
1960 - Egbema, Oza
1964 - Isimiri
1965 - Oguta

En mer 1964 - Okan
1965 - Delta-North, Delta-South, Meji, Meren, Pnnington
1967 - Parabé
1968 - Asabo, Idoho, Malu, Ubit

2.5.2.2 Champs pétrolifères à l'étude ou en cours d'exploitation

Sur le
continent

Etat du Centre-
ouest: 1961 - Egtadi
1962 - Okupushi
1964 - Owopele
1965 - Upomami
1967 - Gilli- Gilli
1968 - Batan, Kwale, Odimodi, Okpai
1969 - Escravos Beach, Otumara
1970 - Abiteye, Saghara, Ogumé, Amukpé

2.5.3 Zones potentielles

2.5.3.1 Le territoire continental du Nigéria couvert de roches sédimentaires représente environ 460.000 km², soit 50 p. 100 de la superficie totale. Si l'on exclut les zones marginales et les zones défavorables de chaque bassin, il reste un total de 270.000 km² de surface susceptible d'être explorée:

- Bassin du Nigéria du sud	70.000 km ²
- Fossé de la Bénoué (dont bassin de l'Anambra)	80.000 "
- Middle Niger Embayment	20.000 "
- Bassin de Bororo (lac Tchad)	70.000 "
- Bassin de Sokoto	30.000 "

2.5.3.2 Le long des 750 km de la côte Atlantique et sur 40 km de largeur environ, il y a, entre 0-180 à 200 m. de profondeur, une zone de prospection en mer de 30.000 km². Du égard au progrès récent des techniques de forage, on peut considérer également une extension de 12.000 km² de la zone potentielle au-delà de la limite actuelle de 183 mètres de fond.

2.5.3.3 Dans l'état actuel des connaissances géologiques concernant le potentiel du territoire, l'ordre de priorité pourrait être établi comme suit pour les différentes zones:

1ère priorité	60.000 km ²	Zone du Delta
	30.000	Zone marine à 183 mètres de fond
	<hr/> 90.000 km ²	
2ème priorité	10.000 km ²	Région de Lagos
	12.000	Zone marine au-delà de 183 mètres de profondeur
	40.000	Partie sud du Fossé de la Bénoué
	20.000	Middle Niger Embayment
	<hr/> 82.000 km ²	
3ème priorité	40.000 km ²	Nord du Fossé de la Bénoué
	70.000	Bassin de Bornu (lac Tchad)
	30.000	Bassin de Sokoto
	<hr/> 140.000 km ²	

2.5.3.4 Pour estimer les réserves potentielles du pays, on peut retenir les chiffres suivants:

Zone de 1ère priorité	10.000 à 30.000 tonnes de pétrole brut récupérable au km ²
Zone de 2ème priorité	1.000 à 10.000 t/km ²
Zone de 3ème priorité	500 à 2.000 t/km ²

3. Sociétés et concessions

3.1 Sociétés pétrolières en activité au Nigéria

Outre la société d'Etat "Nigeria National Oil Corporation", créée en 1971 pour assurer la participation de l'Etat nigérian à toutes les phases de l'activité pétrolière, il existe actuellement au Nigéria 16 sociétés privées détenant des concessions pour la prospection et la production, 7 sociétés pour la commercialisation des produits pétroliers, et 1 société qui possède la raffinerie de Port-Harcourt.

3.1.1 Sociétés de prospection et de production

3.1.1.1 Shell-BP Petroleum Development Company of Nigeria

Propriétaires: 50 p. 100 British Petroleum Co., Royaume-Uni
50 p. 100 Royal Dutch Shell Petroleum Co.,
Pays-Bas

La société, qui est la plus importante et la plus ancienne du Nigéria, détient des concessions (OML) de 46 blocs sur le continent et 7 blocs en mer. En juin 1971, elle a produit 1.131.000 barils par jour et sa capacité de production devrait atteindre 1,3 million de barils par jour en 1972.

3.1.1.2 Nigerian Gulf Oil Company Ltd.

Propriétaires: 100 p. 100 Gulf Oil Corporation, Etats-Unis

La société, qui a produit 279.800 barils par jour en juin 1971 uniquement à partir de champs pétrolifères marins, détient les concessions de 8 blocs (OML 46-55) dans les zones continentales et de 6 blocs (OML 90-95) dans les zones marines.

3.1.1.3 Mobil Producing Nigeria Ltd.

Propriétaire: 100 p. 100 Mobil Oil Company, Etats-Unis.

La société détient la concession de 4 blocs sur le continent (OML 67-70) et a produit 61.000 barils par jour en juin 1971. Entre 1955 et 1961, Mobil a été titulaire de plusieurs licences de prospection pétrolière dans la région ouest (est de Lagos) et dans le bassin de Sokoto sur le continent. Faute de résultats prometteurs au premier stade des travaux de prospection, elle a remis les concessions au Gouvernement du Nigéria en mars 1961.

La société a récemment acquis une participation de 50 p. 100, avec Tenneco, à la prospection et à l'exploitation des blocs OML 64-65-66 sur le continent.

3.1.1.4 Texaco Overseas (Nigeria) Petroleum Ltd.

Propriétaires: 50 p. 100 Texaco Overseas Petroleum Co., Etats-Unis

50 p. 100 Standard Oil Company of California, Etats-Unis

A partir de sa concession en mer, la société a produit 11.000 barils par jour en juin 1971. Le seul champ en production est Pennington.

3.1.1.5 SAFRAP (Nigéria) Ltd.

Propriétaires: 50 p. 100 Société africaine d'exploration pétrolière France (SAFREX)

40 p. ERAP, France

10 p. 100 Société de gestion des participations de la Régie autonome des pétroles (SOGERAP), France

La société a récemment signé un accord avec le Gouvernement du Nigéria aux termes duquel la National Nigerian Oil Company acquiert une participation à ses activités de 35 p. 100, qui sera portée en trois stades à 50 p. 100.

En juin 1971, la production quotidienne du champ pétrolifère d'Obagi était de 40.000 barils et elle atteindra probablement 100.000 barils par jour en 1972-1973.

3.1.1.6 Nigerian Agip Oil Co. Ltd.

Propriétaires: 50 p. 100 ENI, Italie

50 p. 100 Phillips Petroleum Company, Etats-Unis

On a annoncé en septembre 1971 que le Gouvernement du Nigéria avait acquis une participation effective de 33 1/3 p. 100 aux concessions pétrolières détenues par la société (OML 60-61-62-63). Celle-ci produisait 40.000 barils par jour en juin-juillet 1971, à partir des champs pétrolifères d'Ebocha et M'Bédé.

3.1.1.7 Phillips Oil Company (Nigeria) Ltd.

Propriétaire: 100 p. 100 Phillips Petroleum Company, Etats-Unis

La société détient depuis le 25 avril 1970 la concession de trois blocs (antérieurement OPL 43-44-45). Elle a entrepris la mise en valeur du champ pétrolifère de Gilli-Gilli.

3.1.1.8 Tenneco Oil Company of Nigeria

Propriétaires: 50 p. 100 Cumberland Corporation (Tennessee Oil Co.),
Etats-Unis

25 p. 100 Sinclair International Oil Co., Etats-Unis

25 p. 100 Sunray Dx Oil Company, Etats-Unis

La société détenait trois concessions d'exploitation (OML 64-65-66) et un permis de prospection pétrolière (OPL 37) expiré le 30 juillet 1970 et non encore renouvelé. Avant la guerre civile, trois champs pétrolifères potentiels avaient été découverts à Owopole, Kanuskiri et Kurobagba, mais leur mise en valeur a été retardée. La Mobil Oil Company a acquis en octobre 1971 le moitié des actions de la Tenneco Oil Company of Nigeria en devenant opérateur sur les trois permis d'exploitation.

3.1.1.9 Union Oil Company of Nigeria

Propriétaire: 100 p. 100 Union Oil of California, Etats-Unis

Depuis le 16 avril 1971, date d'expiration de la concession du bloc A en mer (2.560 km²), on ne possède pas d'informations sur la position de la société.

3.1.1.10 Great Basins Oil Company (Nigeria)

Propriétaire: 100 p. 100 Great Basin Oil Co. of Los Angeles, Etats-Unis

La société détenait la concession de huit blocs (OPL 54-61) dans le Middle Niger Embayment. Le permis expirait le 6 novembre 1971.

3.1.1.11 Delta Oil (Nigeria) Ltd.

C'est une société nigériane appartenant à Godfrey Amachree, Titulaire de deux concessions: OPL 51 expirant le 15 janvier 1973 et OPL 71 (antérieurement OPL 37 détenue par Tenneco).

3.1.1.12 Occidental Petroleum Corporation (Etats-Unis) a obtenu récemment la concession de quatre blocs en mer. Le Gouvernement du Nigéria est assuré d'une participation à 51 p. 100 en cas de découverte commerciale.

3.1.1.13 Japan Petroleum Corporation, constituée par l'association de Mitsui, Teijin et Teikoku, a obtenu récemment la concession de quatre blocs en mer. Le Gouvernement est également assuré d'une participation à 51 p. 100 en cas de découverte commerciale.

3.1.1.14 Dominex (Allemagne de l'ouest) a récemment obtenu la concession de quatre blocs en mer.

3.1.1.15 Monsanto Oil Co. of Nigeria and Niger Oil Resources Co. Ltd. a la concession d'un bloc en mer.

3.1.1.16 Westates Petroleum USA and Henry Stephens and Sons Nigeria possède aussi la concession d'un bloc en mer.

3.1.2 Société de raffinage

La raffinerie d'Alese-Eleme (près de Port-Harcourt) appartient à la Nigerian Petroleum Refining Company, société mixte dont les actions sont réparties comme suit:

Gouvernement du Nigéria	50 p. 100
British Petroleum Co.	25 p. 100
Royal Dutch Shell Petroleum Co.	25 p. 100

3.1.3. Sociétés vendant des produits pétroliers

- British Petroleum Nigeria Ltd.	32 p. 100	des ventes en 1968/69
- Shell Company of Nigeria Ltd.	24	" "
- Mobil Oil Nigeria Ltd.	18	" "
- Esso West Africa Inc.	8	" "
- Total Nigeria Ltd. (appartenant à la Compagnie française du pétrole)	8	" "
- Texaco Africa Ltd.	7	" "
- Agip Nigeria Ltd	3	" "

3.2 Concessions

La prospection et l'exploitation du pétrole ou du gaz naturel ne sont possibles au Nigéria qu'avec une licence ou une concession délivrée par la Commission fédérale des mines et de l'énergie.

Suivant le stade de mise en valeur des diverses zones, on distingue les permis de recherche pétrolière (OEL), les permis de prospection pétrolière (OPL) et les concessions d'extraction pétrolière (OML).

3.2.1 Un permis de recherche pétrolière peut être octroyé pour une unité compacte (bloc) ne dépassant pas une superficie de 8.000 km² et est valable un an, avec possibilité de prolongement d'un an. Un droit initial de 50 livres au moment du dépôt de la demande et un loyer de 250 livres nigérianes par an sont perçus pour chaque OEL. Le permis de recherche donne le droit de procéder à des études géologiques, géophysiques et géochimiques en surface et de prélever des échantillons ou des spécimens de roches et de fluides aux fins d'examen ou d'analyse en laboratoire. Le titulaire d'un permis est tenu d'entreprendre les travaux dans les trois mois suivant l'octroi de la concession et doit présenter un rapport sur le travail effectué et les résultats obtenus dans les deux mois suivant l'expiration du permis. Pour les zones considérées comme prometteuses, la société peut demander à la Commission de convertir le permis de recherche en permis de prospection.

A l'heure actuelle il n'y a pas un seul permis de recherche pétrolière en cours de validité au Nigéria.

Les OEL suivants ont été accordés dans le passé et sont depuis arrivés à expiration:

OEL 1	=	357.000 miles carrés:		totalité du Nigéria continental; Shell-BP 1938-1951
OEL 2	=	58.000 "	"	Nigéria du sud; Shell-BP, 1951-1955
OEL 3	=	281.782 "	"	tout le territoire abandonné par Shell-BP, y compris le Cameroun britannique; Mobil Exploration Nigeria Ltd., 1955-1957
OEL 4	=	12.700 "	"	Bassin de Sokoto; Mobil, 1957-1961
OEL 5	=	1.575 "	"	Cameroun britannique; Mobil, annulée
OEL 6	=	4.000 "	"	Région de Lagos; Mobil, 1958-1961
OEL 7	=	6.980 "	"	} Partie sud-ouest du Fossé de la Bénoué; SAFRAP (Nigeria) Ltd., 1964-1967
OEL 8	=	9.227 "	"	
OEL 9	=	7.721 "	"	} Bassin d'Anambra et Fossé de la Bénoué; Esso West Africa Inc., 1965-1967
OEL 10	=	51.209 "	"	
OEL 11	=	10.000 "	"	Middle Niger Embayment, Great Basins Petroleum Co. (Nigeria), 1966-1968

3.2.2 Un permis de prospection pétrolière confère au titulaire le droit exclusif de procéder à des travaux de prospection au moyen de méthodes géologiques, géophysiques ou autres études en surface, de forer des puits, d'extraire des échantillons et de disposer du pétrole brut durant les opérations, sur une superficie (bloc) ne dépassant pas 2.500 km². La validité d'un permis de prospection pétrolière ne peut dépasser cinq ans, y compris toute période de renouvellement.

NB: 1 mile carré = 258,99 ha.

Le droit initial, au moment du dépôt de la demande, est de 100 livres et le loyer annuel d'une livre par mile carré ou fraction de mile carré. Le titulaire du permis est tenu d'entreprendre les prospections sismiques dans les six mois suivant la date d'octroi du permis et les opérations de forage à partir de la deuxième année, à raison d'un puits en moyenne par an.

Les permis de prospection pétrolière délivrés dans le passé pour les zones marines étaient dits CSOPL (Continental shelf oil prospecting licence) et portaient sur une zone dépassant la limite de 5 km des eaux territoriales jusqu'à 183 m. de fond environ.

3.2.2.1. Depuis 1955, 58 permis de prospection pétrolière ont été délivrés pour la zone continentale et les eaux territoriales, portant les numéros OPL 1 à OPL 62 (les numéros OPL 49-50 et 52-53 ont été annulés), ainsi que 12 CSOPL numérotées de A à M.

Il semble qu'au 7 novembre 1971, les seuls permis de prospection pétrolière encore en vigueur accordaient à la Delta Oil (Nigeria) Ltd. des droits de prospection sur 2470 km² jusqu'au 15 janvier 1973 (OPL-51) et sur 1.000 km² (OPL-71).

Les permis de prospection pétrolière délivrés dans le passé se répartissaient comme suit:

OPL 1-19 Shell-BP	23.600 miles carrés; ^{a/} ; période de validité 19.1.1955-1.1.1960
OPL 20-27 Shell-BP	16.000 miles carrés; validité 19.1.1957-1.1.1962
OPL 28 Tenneco	1.987 miles carrés; validité 1.4.1960-31.3.1965
OPL 29 Nigeria Gulf Oil Co.	1.620 miles carrés; validité 1.12.1961-30.11.1966
OPL 30 Tenneco	1.501 miles carrés; validité 30.9.1961-29.9.1964
OPL 31 Tenneco	1.995 miles carrés; validité 14.6.1962-13.6.1965
OPL 32 Gulf	1.440 miles carrés; validité 14.6.1962-13.6.1967

^{a/} 1 mile carré = 2,6 km²

OPL 33	Tenneco	872 miles carrés; validité 14.6.1962-13.6.1967
OPL 34	Nigerian AGIP	2.031 miles carrés; validité 14.6.1962-13.6.1967
OPL 34	SAFRAP (Nigeria)	1.170 miles carrés; validité 14.6.1962-13.6.1967
OPL 36	Gulf	905 miles carrés; validité 14.6.1962-13.6.1967
OPL 37	Tenneco	388 miles carrés; validité 31.7.1963-30.7.1968
OPL 38-41	Safrap	7.994 miles carrés; validité 1.6.1964-31.5.1969
OPL 42	Tenneco	120 miles carrés; validité 29.5.1965-28.5.1970
OPL 43-47	Phillips	1.262 miles carrés; validité 26.4.1965-25.04.1970
OPL 48	Safrap	226 miles carrés; validité 1.12.1965-30.11.1968
OPL 49-50	Baruch Foster Corporation	Demande sans suite
OPL 51	Delta Oil	950 miles carrés; validité 15.1.1968-14.1.1973
OPL 52-53	Safrap	annulée
OPL 54-61	Great Basins	9.873 miles carrés; validité 7.11.1968-6.11.1971
OPL 62	Union Oil	989 miles carrés; validité 7.11.1968-6.11.1971
OPL 71	Delta-Oil	388 miles carrés; validité (ex. OPL 37)

3.2.2. Sur le plateau continental, les permis de prospection ci-dessous ont été délivrés et ont expiré:

CSOPL - Bloc A - Union Oil	1.000 miles carrés; 17.4.1967-16.4.1971
CSOPL - Bloc B - Gulf	981 " " 1.4.1964-1.4.1971
" - Bloc C - Gulf	936 " " 1.12.1961-30.11.68
" - Bloc D - Gulf	973 " " 1.12.1961-30.11.68
" - Bloc E - Shell-BP	902 " " 1.12.1961-30.11.68
CSOPL - Bloc F - Amoseas (Texaco)	908 " " 1.12.1961-30.11.68
" Bloc G - Amoseas (Texaco)	1.023 " " 1.12.1961-30.11.68
" Bloc H - Shell-BP	1.002 " " 1.12.1961-30.11.68
" Bloc J - Shell-BP	996 " " 1.12.1961-30.11.68
" Bloc K - Shell-BP	1.006 " " 1.12.1961-30.11.68
" Bloc L - Mobil	998 " " 1.12.1961-30.11.68
" Bloc M - Mobil	1.027 " " 1.12.1961-30.11.68

A la fin d'août 1971, on a annoncé que 15 nouveaux permis de prospection pétrolière avaient été octroyés comme suit à de nouveaux venus pour les zones marines libérées par Shell-BP, Mobil Gulf et Texaco:

OPL 72, 73, 86 et 92..... Japanese Petroleum Corporation ... (1.979 km²)
OPL 76, 79, 80 et 83..... Dominex (Allemagne fédérale) (3.220 km²)
OPL 77, 78..... Monsanto Oil Co. of Nigeria & Niger Oil Resources Co. Ltd.
OPL 85, 87, 88 et 90 Occidental Oil (Etats-Unis)
OPL 89... Westates Petroleum (USA) & Henry Stephens and Sons (Nigeria)

3.2.3 Une concession d'extraction pétrolière peut être délivrée au titulaire d'un permis de prospection pétrolière qui a découvert du pétrole en quantités commerciales (un potentiel minimum de 10.000 barils par jour de pétrole brut). La concession ne peut être octroyée pour plus de 20 ans mais elle est renouvelable. Pour chaque bloc, la superficie initiale ne peut dépasser 800 km² et au bout de 10 ans, la moitié de la concession doit être cédée.

3.2.3.1 Les droits, loyers et royalties suivants sont attachés à l'OML.

- 200 livres nigérianes par OML au moment du dépôt de la demande;
- 10 shillings de loyer annuel par acre durant les 10 premières années et une livre par acre au-delà;
- 12,5 p. 100 de la valeur imputable du pétrole brut produit au titre de royalties, calculés en fonction du cours affiché;
- 10 p. 100 de royalty sur le prix reçu pour le gaz commercialisé.

3.2.3.2 La région du delta du Niger et la zone marine adjacente étant à un stade avancé d'exploration et de production, à l'exception de 28.700 km² sur le continent (OPL 37-45 et ~~el~~) et de 2.500 km² en "offshore" réservés à l'Etat, leur superficie a été divisée en concessions d'extraction pétrolière comme suit:

Sur le continent (y compris les eaux territoriales)

OML -- 1-14	7.662 miles carrés	Shell-BP	Date d'expiration	30.12.1989
OML -- 15-46	7.330 "	" "	"	31.12.1991
OML -- 47	Demande déposée			
OML -- 48-55	4.006 miles carrés	Nigerian Gulf Oil	"	13.6.1997
OML -- 56-59	1.179 "	"	Safrap (Nigeria)	" 13.6.1997
OML -- 60-63	2.052 ⁴ "	"	Nigerian AGIP Oil Co.	13.6.1997
OML -- 64-66	887 ² "	"	Tenneco (Nigeria)	" 13.6.1997

Total.-21.229⁶ miles carrés, soit 55.000 km² (dont 3.150 km² d'eaux territoriales).

D'après un rapport officieux récent, l'OML 96 aurait été octroyée pour une concession à Phillips, par la conversion de l'OPL 43.

En mer (avec effet au 1er avril 1969)

OML 67-68	la moitié environ de la superficie de l'ancien bloc CSOPL	M Mobil
69-70	" " " "	L Mobil
OML 71-72-73	" " " "	H Shell-BP
74-75	" " " "	J
76-77-78	" " " "	K
79-80-81	" " " "	
82	" " " "	E Shell-BP
OML 83-84-85-86	" " " "	G Texaco
87-88	" " " "	F Texaco
OML 89-90-91-92-93	" " " "	D Gulf
94-95	" " " "	C Gulf

On peut estimer à 12.500 km² environ la superficie totale des concessions d'extraction octroyées au large.

La carte jointe (annexe 2) indique les dernières concessions publiées jusqu'au 30 mars 1969. Le Gouvernement du Nigéria n'a pas encore publié d'informations sur les modifications de la superficie et du tracé des concessions intervenues entre le 1er avril 1969 et le 30 mars 1971 (date de référence de la carte).

4. Activités d'exploration pétrolière

4.1 Historique de l'exploration

4.1.1 Exploration sur le continent

1908-1914 La Nigerian Bitumen Corporation, société allemande, fore 14 puits peu profonds à l'est de Lagos près des affleurements de sables bitumineux crétacés.

1937-1940 Shell-BP obtient la première concession délivrée pour tout le territoire continental du pays et commence des levés géologiques sur le terrain.

1947-1951 Shell-BP poursuit les levés géologiques sur le terrain et procède à des levés géophysiques de reconnaissance. En fonction des informations recueillies, une zone 145.000 km² est retenue dans le Nigéria du sud aux fins d'un complément d'exploration.

- 1951-1956 Shell-BP procède à des levés aériens, à des levés géologiques et à un levé géophysique (gravimétrique et sismique); 25 puits de prospection à carottage continu d'une profondeur moyenne de 630 m. et 15 puits d'exploration d'une profondeur moyenne de 2.860 m. sont forés. Les résultats sont décevants en ce qui concerne le crétacé mais très encourageants pour les sables tertiaires; deux champs pétrolifères de valeur commerciale, Oloibiri et Afam, sont découverts en 1956. Le champ de gaz d'Akata, avec une petite colonne de pétrole, est abandonné comme non commercial après le forage de six puits d'essai.
- 1956-1961 Les activités intensives d'exploration et de développement de Shell-BP sont concentrées sur une zone de 60.000 km². Exploitation des champs pétrolifères d'Oloibiri, Afam ainsi que de Bomu, Imco, Korokoro et Ebubu récemment découverts. Seize autres champs pétrolifères et plusieurs champs de gaz sont découverts durant la même période. La première production commerciale est enregistrée en 1957. Mobil Oil procède sans succès à des travaux d'exploration (géologie sur le terrain, étude sismique et forage de trois puits d'exploration) dans la région côtière de Lagos, et sur la foi de données défavorables provenant d'un levé de reconnaissance dans le bassin de Sokoto, décide de retourner les deux concessions à l'Etat en 1961.
- 1961-1967 Shell-BP et cinq autres sociétés (Tenneco, Gulf, Agip, SAFRAP et Phillips) se lancent dans un vaste programme de prospection géophysiques et de forage, qui atteint son point culminant en 1966-1967 avec 182 mois de prospection sismique et 250.000 mètres de forage d'exploration. Plus de 55 p. 100 de la production de pétrole brut de la Shell-BP proviennent actuellement des 15 importants champs pétrolifères découverts par la société à cette époque. Les autres sociétés font également des découvertes de valeur commerciale dans la région du delta: SAFRAP (champ pétrolifère d'Obagi), Agip (M'Bédé et Ebocha), Phillips (Gilli Gilli) et Tenneco (Owopele et Kamuskiri). Malheureusement, la guerre civile a retardé la mise en valeur.

En 1967, la SAFRAP commence l'exploration des formations crétacées avec deux Wildcats dans l'Anambra et à Ihendiagu. Pour la première fois dans l'histoire de l'exploration au Nigéria, elle trouve plusieurs nappes de pétrole et de gaz dans les roches du crétacé mais un complément de travaux d'essai est encore nécessaire pour établir la valeur commerciale de la découverte.

1968-1970 Les activités d'exploration ralentissent soudainement à cause de la guerre civile, et demeurent réduites une fois la situation revenue à la normale, au profit de travaux d'évaluation et d'activités de développement. Les nouveaux champs pétrolifères sont découverts par Shell-BP à Otumara, Saghara, Sapale, Escravos-Beach et par Gulf à Abiteye

1971 Shell-BP annonce de nouvelles découvertes dans l'Etat du sud-est.

4.1.2. Exploration en mer

1961-1962 Les prospections sismiques marines sont effectuées par Gulf dans les blocs C et D, par Shell-BP dans le bloc E, par Texaco (antérieurement Amoseas) dans les blocs F et G et par Mobil dans les blocs L et M.

1963 Etudes des fonds marins dans les blocs C, D, F, G, L et M. Des sondages d'exploration sont entrepris dans le bloc G où Amoseas fore le puits Kulama 1 à 3.043 m. de profondeur et commence un autre puits, Sengama 1, dans le même bloc. Mobil fore également le puits L-A1.

1964 Gulf découvre dans le bloc D le premier champs pétrolifère de valeur commerciale dans les eaux nigérianes, le puits Okar 1 (antérieurement HD-IX) produisant 2.000 barils par jour. Mobil fait aussi deux découvertes: L-A1 produisant 608 barils par jour et M-A2 produisant 500 barils. Amoseas trouve seulement du gaz à Sengama 1 et du pétrole non commercial à Kulama 1. Shell-BP continue ses levés hydrographiques dans les blocs E, J et K et fore le puits d'exploration K-C1.

- 1965-1966 Gulf met en production avec succès le champ pétrolifère d'Okan et découvre dans les blocs C et D les grands champs de Meji, Meren, Delta et Delta-Sud. Mobil fore plusieurs puits avec succès mais abandonne aussi neuf puits stériles dans les blocs L et M. Shell-BP trouve du pétrole dans le bloc A et fore deux puits avec succès puis deux stériles dans le bloc K. Amoseas découvre le champ pétrolifère de Pennington dans le Bloc F et du pétrole sans valeur commerciale dans le bloc G (puits Okubie 1). Deux éruptions de gaz sont enregistrées par Shell-BP (puits E-A3) et Amoseas (puits Middleton 1).
- 1967-1970 Après des prospections sismiques, Union Oil fore deux puits d'exploration sans résultats dans le bloc A. Gulf Oil découvre trois nouveaux champs pétrolifères (Parabe, Eko et Malu) dans le bloc C et fore trois puits stériles dans le bloc B. Mobil, dans le cadre de vastes activités de forage dans les blocs L et M, fait entrer en production commerciale les champs pétrolifères d'Idaho (précédemment dénommé Saturne), d'Asabo (précédemment Venus) et d'Ubit (précédemment Udang Ubon), découvrant aussi les champs d'Ekpe, Enang, Inim, Ebok et le groupe Yebu-Yebu.

4.2 Travaux d'exploration effectués

Au cours de la période de 20 ans s'étendant de 1951 à 1970, les travaux d'exploration effectués au Nigéria se sont répartis, selon le Bulletin of The American Association of the petroleum Geologist comme suit:

- 113,3 mois de travaux géologiques sur le terrain
- 40,5 mois levés géologiques par avion
- 1.657,5 mois de prospections sismiques (sur terre, en mer et dans des régions marécageuses)
- 61 mois de prospections gravimétriques
- 5 mois de levés magnétométriques par avion
- 2 mois de prospections géochimiques
- 25 sondages structureux-15.442 m. au total
- 470 puits d'exploration dont 257 sans succès
- 15.148,70 m. de forage d'exploration

D'après la même source, les travaux d'exploration menés se répartissent comme suit, selon les méthodes utilisées:

4.2.1 Levés géologiques (en mois de travail)

Tableau 2: Levés géologiques sur le terrain (en mois de travail)

Année	Levés sur le terrain	Levés aériens	Année	Levés sur le terrain	Levés aériens
1951	9	6	1961	2	-
1952	14	2	1962	2,3	-
1953	18	2,5	1963	18,5	-
1954	9	1,5	1964	9,5	17,5
1955	5	2	1965	9	8
1956	5	-	1966	-	-
1957	3	-	1967	1	-
1958	-	-	1968	-	-
1959	8	-	1969	-	-
1960	-	-	1970	-	-
1951-1960	71	14	1961-1970	42,3	26,5

Total 1951-1970: Prospections géophysiques sur le terrain = 113,3 mois de travail
 Levés géophysiques aériens = 40,5 mois de travail

4.2.2 Prospections géophysiques (en mois de travail)

Tableau 3: Prospections géophysiques au Nigéria, 1951-1970 (en mois de travail)

Année	Méthode gravimétrique	Levés magnéto-métriques	Méthode sismique	Année	Méthode gravimétrique	Levés magnéto-métriques	Méthode sismique
1951	24	-	24	1961	-	-	97
1952	20	-	36	1962	-	-	77
1953	7	-	44	1963	-	-	112,7
1954	-	-	48	1964	-	3	103,2
1955	-	-	48	1965	-	-	148,2
1956	-	-	48	1966	1	1	181,5
1957	-	-	61	1967	2	1	112
1958	3	-	85	1968	2	-	61,3
1959	-	-	85	1969	-	-	72,8
1960	-	-	115	1970	2	-	97,8
1951-60	54	-	594	1961-70	7	5	1063,5

Total 1951-1970: Methode gravimétrique = 61 mois
 Levés magnéto-métriques aériens = 5 mois
 Methode sismique = 1057,5 mois

L'évolution des prospections géophysiques effectuées au Nigéria entre 1951 et 1970 est indiquée, par méthodes, au tableau 3.

Au cours du premier trimestre de 1971, la prospection sismique a gagné sensiblement en intensité par rapport aux années précédentes (rapports du Département des ressources pétrolières du Ministère des mines et de l'énergie du Nigéria):

	<u>Mois de travail</u>	<u>Km. de lignes</u>
Janvier 1968	4	129
Janvier 1969	5,4	358,3
Janvier 1970	7	352
Janvier 1971	12	1.017,5
Février 1971	17	1.221,6
Mars 1971	12	984,3

La prospection sismique réalisée au moyen de la méthode de la réflexion représente la principale étude préalable au sondage effectué au Nigéria du sud et se déroule en deux ou trois phases: reconnaissance, étude semi-détaillée et étude détaillée. Comme la structure géologique de type le plus courant est l'anticlinal faillé avec flancs en pente très douce, on procède en général à une couverture de la zone choisie au moyen d'un réseau régulier, les lignes sismiques étant espacées de 16 km à 1,6 km selon la minutie requise.

Le rendement moyen des équipes sismiques travaillant au Nigéria est d'une soixantaine de kilomètres de lignes sismiques par mois dans les zones continentales et de 600 à 700 km. dans les zones marines.

4.2.3 Levés géochimiques

Deux mois de levés géochimiques ont été effectués en 1966.

4.2.4 Forages structuraux (core drills)

Au stade initial de l'exploration, des forages structuraux à faible profondeur ont été faits aux fins d'informations stratigraphiques ou structurale sur le pourtour du bassin tertiaire du sud.

suiv: Vingt-cinq core drills totalisant 15.443 m. ont été forés comme

- 2 trous entre Benin et Lagos (Araromi 1 et Gbekebo 1)
- 3 trous au nord-est de Benin City (Owan 1, Egoli 1 et Ubiaja 1)
- 6 trous dans la région est du fleuve Niger entre Enugu et Makurdi (Idah 1, Boyo 1, Okpaya 1, Adoka 1, Oparium 1 et Ike 1).
- 5 puits au sud d'Enugu (Su 1,2,4,6 et 7)
- 5 trous dans la région d'Afikpo (Afikpo 1,2,3,4 et Su 1)
- 4 trous dans la région de Calabar (Calabar 1,2,3,4)

4.2.5. Forages d'exploration

Selon le BAAPG, les sociétés pétrolières en activité au Nigéria ont, entre 1951 et 1970, foré 1.5148.70 m. pour la découverte de nouveaux champs pétrolifères et ont creusé 470 puits d'exploration. La profondeur moyenne était de 3210 m. et le taux de succès de 45 p. 100 environ. On trouvera au tableau 4 le détail des forages d'exploration par année.

Tableau 4: Forages d'exploration effectués au Nigéria, 1951-1970

Année	Profondeur en pieds a/	Nombre de puits forés			
		Total	Pétrole	Gaz	Stériles
1951	6.726	-	-	-	-
1952	5.002	1	-	-	1
1953	18.127	2	1	-	1
1954	31.949	3	2	-	1
1955	47.622	7	1	1	5
1956	55.753	4	3	-	1
1957	39.823	1	-	-	1
1958	181.634	17	8	-	9
1959	406.249	37	9	3	25
1960	261.604	25	12	-	13
1951-1960	1052.499	97	36	4	57

Sources: Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists (BAAPG)

a/ 1 pied = 0,30 m.

Tableau 4: Forages d'exploration effectués au Nigeria, 1951-1970 (Suite)

1961	157.074	15	6	2	7
1962	83.899	5	2	-	3
1963	237.362	22	10	2	10
1964	439.994	37	21	4	12
1965	691.784	65	39	-	25
1966	753.195	66	24	1	41
1967	827.277	79	26	1	52
1968	333.636	38	20	-	18
1969	261.566	27	7	-	20
1970	333.261	31	11	-	20
1961-1970	3.997.070	373	163	10	200
1951-1970	5.049.569	470	199	14	257

Source: B.A.A.P.G.

Les chiffres officiels présentés par le Département nigérien des ressources pétrolières sont légèrement différents de ceux du BAAPG, du fait probablement que les mêmes critères n'ont pas été retenus pour la classification des puits et l'appréciation des résultats (tableau 5).

Tableau 5: Forages d'exploration effectués au Nigéria, 1951-1970

Année	Profondeur en pieds	Nombre de puits forés		
		Total	Pétrole et gaz	Stériles
1951)				
1952)				
1953)	29.000	3	-	3
1954	33.000	3	-	3
1955	52.000	3	-	3
1956	10.000	4	2	2
1957	35.500	1	-	1
1958	177.500	16	7	9
1959	395.900	33	10	23
1960	287.000	25	11	14
1951-60	1.020.100	88	30	58
1961	163.300	15	6	9
1962	92.800	5	1	4
1963	244.500	15	9	6
1964	460.345	38	24	14
1965	699.332	69	39	30
1966	750.805	65	24	41
1967	854.519	79	28	51
1968	330.272	38	21	17
1969	204.139	20	4	16
1970	214.647	19	8	11
1961-70	4.014.659	363	164	199
1951-70	5.034.759	451	194	257

Source: Rapports annuels et mensuels du Ministère fédéral des mines et de l'énergie du Nigéria.

Quoi qu'il en soit on peut considérer que depuis le début des travaux d'exploration au Nigéria, les forages représentent au total 1 530 000 m. et 480 puits (y compris les core-drills et les puits peu profonds forés dans la région de Lagos).

Ces activités se sont déroulées sur des superficies ne dépassant pas 60 000 km² sur terre et dans les eaux territoriales et 30 000 km² en mer, soit un total de 90 000 km² environ.

Si l'on considère également les prospections sismiques comme l'étude la plus importante préalablement au forage, on peut obtenir les indices moyens suivants montrant la relation entre les zones favorables et les activités d'exploration:

- 3,7 mois d'études sismiques par puits d'exploration;
- 184 mois d'études sismiques et 5 puits d'exploration par 1 000 km² de zone potentielle (bassin tertiaire du sud).

De 85 à 90 p. 100 des puits d'exploration du Nigéria ont été forés sous forme de "Wildcats" pour la découverte de nouveaux champs sur des structures ou dans un environnement jusque là improductifs, et les autres étaient des puits destinés à découvrir une extension d'un réservoir en partie développé. Dans ces conditions, le taux de succès de 45 p. 100 environ est impressionnant et il pourrait s'expliquer par la qualité des études sismiques associée à la richesse en pétrole du bassin sédimentaire. On trouve au tableau 6 l'évolution historique du taux de découverte au Nigéria entre 1958 et 1970.

Tableau 6: Taux de découverte au Nigéria

Année	Nombre de sondages d'exploration stériles par producteur	Année	Nombre de sondages d'exploration stériles par producteur
1958	1,28	1965	0,77
1959	2,30	1966	1,71
1960	1,27	1967	1,82
1961	1,50	1968	0,82
1962	4,00	1969	4,00
1963	0,67	1970	1,38
1964	0,58		

Moyenne 1958-1970 = 1,4 sondage sec par producteur. Aux Etats-Unis, le même indice varie, pour 1946-1970, entre 3,82 et 5,66.

Source: BAAPG, vol, 55/7, juillet 1971, p.932

4.2.6 Forage d'évaluation et d'exploitation

D'après la classification des puits de l'Institut américain du pétrole, sont considérés comme forage d'"évaluation et d'exploitation" tous forages suivant la première découverte d'une accumulation d'hydrocarbures sur une structure géologique, l'objet étant d'évaluer ou d'exploiter le réservoir ou de découvrir d'autres couches productives au-dessus ou au-dessous du réservoir prouvé.

Au Nigéria, entre le début des opérations de sondage et le 1er janvier 1971, un total de 1.337 de trous profonds ont été creusés représentant 4,069.815 m. de forage.

Le forage d'évaluation et d'exploitation consistait en 886 puits (soit 65 p. 100 du total) d'une profondeur moyenne 2.964 m. soit 2.559,387m (ou 63p. 100 du total), avec un taux de succès de 83,5 p. 100.

Le tableau 7, établi à partir de sources nigérianes, donne le détail des forages d'évaluation et de d'exploitation effectués au Nigéria.

Tableau 7: Total des forages d'évaluation et d'exploitation de 1951 à 1970

Année	Profondeur en pieds	Total des forages			Forages d'évaluation et d'exploitation			
		Nombre de puits			Profondeur en pieds	Nombre de puits		
		Total	Succès	Stériles		Total	Succès	Stériles
1951- 1953	29.000	3	-	3	-	-	-	-
1954	42.200	3	-	3	9.200	-	-	-
1955	74.600	5	-	5	22.600	2	-	2
1956	58.594	7	2	5	48.394	3	-	3
1957	131.900	12	5	7	96.400	11	5	6
1958	310.746	30	16	14	133.246	14	9	5
1959	527.041	49	26	23	131.141	16	16	-
1960	361.600	32	15	17	74.600	9	4	3
1951-60	1.535.681	141	64	77	515.581	53	34	19
1961	284.300	28	18	10	121.000	13	12	1
1962	391.700	38	31	7	298.900	33	30	3
1963	549.400	49	38	11	304.900	34	29	5
1964	1.075.977	94	73	21	615.632	56	49	7
1965	1.670.650	163	124	39	971.318	94	85	9
1966	2.272.143	216	153	63	1.521.338	151	129	22
1967	1.704.689	162	93	69	850.170	83	65	18
1968	1.196.217	121	93	28	867.945	83	72	11
1969	1.387.109	152	106	46	1.182.970	132	102	30
1970	1.496.181	173	141	32	1.281.534	154	133	21
1961-70	12.030.366	1.196	870	326	8.015.707	833	706	127
1951-70	13.566.047	1.337	934	403	8.531.288	886	740	146

Des forages d'évaluation et d'exploitation représentant quelque 1.416.300 m. ont été effectués sur 37 champs pétrolifères productifs, sur terre et dans les eaux territoriales et plus de 1.442.500 ont été forés pour la mise en valeur de 11 champs productifs situés au large; le reste portait sur 48 réservoirs découverts sur le continent et 10 découvertes en mer.

Les opérations de forage d'exploitation les plus intensives ont été menées sur les structures géologiques suivantes:

- a) Entre 75.000 et 90.000 m. : Bomu, estuaire de Forcados, rivière Imo, Okan, Olomoro;
- b) Entre 60.000 et 75.000 m. : Agbada, Jones Greek, Meren, Pennington, Utorogu, Ugwelli (est et ouest);
- c) Entre 42.000 et 60.000 m. : Afam, Delta sud, Kokori, Kamuskiri, Obagi, Oloibiri, Umuechem, Uzere (est et ouest).

La période minimum requise, à partir de la date de découverte, pour mettre en valeur un champ pétrolifère au Nigéria est d'environ trois ans, et elle atteint parfois sept ou huit ans en raison de conditions économiques particulières ou de difficultés de transport.

Les puits d'évaluation sont en général situés à 2 ou 3 km. du puits de découverte dans les zones marines et à une distance comprise entre 500 m. et 1,5 km. dans les champs du continent.

Les puits d'exploitation sont d'ordinaire espacés de 500 m. à 1 km., le plus souvent de 600 m.

Pour la mise en valeur en mer, les sociétés pétrolières utilisent deux dispositifs pour les puits d'exploitation: une plateforme pour le forage et la production de 4 puits déviés, les trous de fond étant disposés sur un quadrillage de 500 m. (Gulf) ou une plateforme avec 4 à 7 puits, les trous de fond déviés étant disposés en un réseau hexagonal et la plateforme au centre (Mobil).

5. Production de pétrole et de gaz

5.1. Production pétrolière

La production pétrolière a commencé au Nigéria au cours de l'année fiscale 1957/58 après la découverte des champs pétrolifères d'Afam et d'Oloibiri et n'a cessé d'augmenter jusqu'au milieu de 1967. Pendant la guerre civile, quatre champs seulement ont continué à produire et la production est tombée à 30 p. 100 de son niveau antérieur. Depuis 1969, la production de pétrole brut a considérablement augmenté par suite de la remise en état des champs pétrolifères, de l'exploitation rapide des dernières découvertes et de l'utilisation de techniques et méthodes nouvelles permettant d'accroître la production de chaque puits, notamment le système de "dual completion".

5.1.1 Evolution de la production pétrolière

On trouvera au tableau 8 (établi à partir de données d'origine nigériane) l'évolution de la production de pétrole et de gaz depuis le début jusqu'au 31 mars 1971, ainsi que quelques indices caractéristiques.

Tableau 8: Evolution de la production de pétrole et de gaz au Nigéria

Année fiscale	Production de pétrole brut (barils)	Production de gaz natu- rel (100 pieds ³) a/	Rapport gaz/ pétrole (GOR) Pieds ³ baril	Fin de l'année (mars)			
				Puits en pro- duction	Champs en pro- duction	Taux moyen par jour baril/	Taux moyen par jour par puits
1957-58	231.932	246.742	1.046	7	2	2.140	320
1958-59	2.258.676	2.013.572	891	18	4	9.250	515
1959-60	4.991.202	5.503.806	1.103	23	4	16.000	700
1960-61	6.642.473	4.949.347	745	27	4	19.500	725
1961-62	20.935.215	13.801.669	659	35	7	68.000	1.920
1962-63	25.042.444	18.159.245	725	46	10	72.500	1.580
1963-64	29.590.450	23.778.173	864	59	9	?	?
1964-65	54.981.045	46.836.441	852	93	12	236.000	2.540
1965-66	112.419.457	85.827.471	760	135	16	347.000	2.570
1966-67	170.986.833	120.022.000	702	229	24	574.000	2.520
1967-68	68.836.980	56.951.900	805	35(249)	4(28)	63.000	1.800
1968-69	95.776.054	82.467.765	865	226	22	576.400	2.550
1969-70	220.815.220	159.696.341	725	325	32	914.954	2.820
1970-71	454.313.705	391.474.238	862	562	4	1496.662	2.660
Total cumulé	1270.332.356	1011.728.714	800				

a/ 1 pied cubique = 0,028 m³

Le chiffre de la production pétrolière cumulée publié par le BAAPG à partir de données fournies par les sociétés pétrolières, est légèrement différent, pour la fin de 1970, de celui que donne le Gouvernement du Nigéria:

BAAPG: 1.143.116.270 barils

Ministère fédéral des mines
et de l'énergie: 1.139.800.361
barils

On constate d'autres écarts, suivant les différentes sources, lorsque la production est exprimée en tonnes. Afin de simplifier le problème, nous avons préféré présenter les données officielles fournies par les services statistiques nigériens jusqu'à 1969 et, pour 1970, reprendre l'estimation publiée par les services de presse du pétrole:

Production de pétrole brut (en milliers de tonnes)

1957	-	1	1961	-	2.234	1966	-	20.598
1958	-	256	1962	-	3.274	1967	-	16.551
1959	-	533	1963	-	3.772	1968	-	7.014
1960	-	837	1964	-	5.933	1969	-	26.575
			1965	-	13.426	1970	-	53.420
<hr/> 1957-1970 - 1.627			<hr/> 1961-1965 - 28.639			<hr/> 1966-1970 - 124.158		

Total 1957-1970 = 154.424.000 tonnes

En septembre 1971, la production de pétrole a atteint 1,6 million de barils par jour, répartis comme suit:

Shell-BP	1.175.000 b/j
Gulf.....	277.000 "
Mobil.....	86.000 "
Agip/Phillips.....	48.000 "
Safrap.....	40.000 "
Texaco.....	12.000 "

Pour le dernier trimestre de l'année, on prévoyait une production de 1,7 million de barils par jour et on peut compter qu'elle atteindra 2 millions au début de 1973.

5.1.2. Champs pétrolifères en production

En mars 1971, une production de 1.496.666 barils a été atteinte à partir de 544 puits en production normale appartenant à 46 sociétés pétrolières et d'un champ récemment découvert en production expérimentale (Oguta). Deux autres champs, Obagi et Elelenwa étaient temporairement inactifs au cours de la période.

Le taux moyen par puits était de 2.571 barils par jour et le taux par champ en production de 32.500 barils par jour, avec un rapport gaz/pétrole (GOR) d'environ 22,4 m³ par baril. Les taux varient de quelques centaines de barils à 9.500 par jour et par puits.

La profondeur de production se situe entre 1.560 et 3.600 m. et la gravité du pétrole produit varie de très faible (45° API) à très forte (21° API), avec une moyenne de 34° API.

Les pétroles bruts sont en général à base paraffinique et à faible teneur en soufre.

Toute la production provient de la formation Agbada du miocène-oligocène, les roches magasins étant des sables et des grès présentant en général une porosité et une perméabilité élevées.

5.1.2.1 Champs pétrolifères du continent

Parmi les 35 champs du continent et des eaux territoriales du Nigéria, les plus importants sont ceux de Bomu, de Cawthorne Channel, Forcados-Estuary, Imo-River, de Jones Creek, de Kokori et d'Olomoro, dont la production moyenne est de 80.000 barils par jour et la production cumulée dépasse 100 millions de barils.

Le tableau 9 contient des données sur la production des champs pétrolifères du continent.

Tableau 9: Données de production des champs pétrolifères du continent, mars 1971

No.	Champs pétrolifères	Gravité ou °API	Nombre de puits	Barils p.jour	10 ⁶ pieds ³ de gaz/jour	GOR p ³ /b	Barils/ jour puits
1	AFAM	45,0	7	7.384	16.6	2.237	1.055
2	AFAM-UMUOSI	37,	2	331	0.7	2.143	165
3	AFIESERE	21	16	28.477	12.5	440	1.840
4	AOBADA	31	14	24.084	23.3	962	1.720
5	AHIA	35,5	10	30.558	31.5	1.032	3.056
6	ALAKIRI	40,7	7	35.625	55.8	1.566	5.090
7	APARA	41	3	1.038	4.2	3.978	346
8	PODO-WEST	27,3	9	35.947	23.7	659	3.994
9	BOMU	34,0	25	47.985	44.0	914	1.917
10	CAWTHORNE CHANNEL	37,0	9	85.151	108.7	1.278	9.480
11	EBOCHA	44,3	7	12.467	34.5	2.757	1.785
12	EBUBU	26,2	5	2.363	1.3	573	472
13	EGBEMA	33,5	6	13.813	10.0	729	2.302
14	EGWA	34,7	7	24.513	10.0	405	3.502
15	ERIEMU	28,4	7	6.589	13.6	2.056	941
16	EVWRENI	24,2	9	19.404	8.5	434	2.213
17	FORCADOS ESTUARY	24,9	20	57.766	21.1	363	2.888
18	IMO-RIVER	31,6	35	103.770	58.9	537	2.980
19	ISIMIRI	27,8	5	8.590	6.2	691	1.720
20	JONES CREEK	39,1	22	103.220	66.7	625	4.700
21	KOKORI	44,2	16	94.170	23.8	244	5.890
22	KOROKORO	32,8	6	16.457	12.4	729	2.743
23	MBEDE	44,0	10	23.405	48.3	1.997	2.340
24	NKALI	40,1	4	5.842	10.6	1.762	1.460
25	OBIGBO-NORTH	23,3	12	29.593	25.8	845	2.460
26	OLOIBIRI	21,5	7	4.269	1.4	310	610
27	OLOMORO	22,5	29	86.332	26.3	295	2.980
28	ORONI	23,2	6	7.893	6.0	732	1.315
29	OWEH	26,6	11	41.485	29.6	690	3.760
30	UGHELLI-EAST	34,7	7	40.272	40.2	965	5.754
31	UGHELLI-WEST	21,2	6	12.978	4.0	293	2.163
32	UNUECHEM	38.1	15	35.292	38.8	1.064	2.350
33	UTOROGU	24.3	19	47.883	34.0	688	2.520
34	UZERE-EAST	22.1	9	20.563	12.1	570	2.285
35	UZERE-WEST	26.0	11	25.741	15.2	574	2.340
36	OBAGI	-	Production suspendue depuis 1967				
37	ELELENWA	38.0	-	Production suspendue depuis 1964			
38	OGUTA			23	?	1.140	Production expéri- mentale
Total			393	1141.273.885.4		776	2.903

5.1.2.2 Champs pétrolifères en mer

Après le premier puits de découverte foré à Okan en 1963, 11 champs pétrolifères ont été mis en valeur au cours d'une période relativement brève (1964-1970) dans le golfe du Nigéria et, pour le premier trimestre de 1971, ont fourni 24 p. 100 environ de la production totale du Nigéria.

La Gulf Oil Company, qui le principal producteur en mer, a démarré en 1965 avec une production de 25.000 barils par jour à partir de 19 puits dans le champ d'Okan, pour atteindre en avril 1971 quelque 255.000 barils par jour avec les six champs du Delta, du Delta-Sud, de Malu, de Meji, de Meren et d'Okan.

La Texaco tire une modeste production du champ de Pennington dans la partie centrale, moins riche, de la zone marine.

Mobil, après des activités intensives de forage d'évaluation et d'exploitation, a mis en production commerciale les trois champs marins d'Asabo (Venus), d'Idaho (Saturn) et d'Ubit (Udeng Ubon), qui produisaient 62.000 barils par jour en mars 1971.

On trouvera au tableau 10 les données de production des champs marins en mars 1971.

Tableau 10: Données de production des champs pétrolifères marins, mars 1971

No.	Champs	Gravité en °API	Nombre de puits	Barils par jour	Barils/ jour/ puits	10 ⁶ pieds ³ de gaz/ jour	GOR pieds ³ / jour
1	ASABO	32.5	8	18.831	2.350	14.0	740
2	DELTA	28.5	10	20.772	2.077	13.2	631
3	DELTA-SOUTH	39.3	12	50.296	4.200	53.8	1.024
4	IDAHO	39.2	4	14.430	3.605	28.2	1.947
5	MALU	40.0	12	7.512	628	7.5	988
6	MEJI	34.6	10	19.714	1.971	17.0	501
7	MEREN	33.9	29	84.413	2.810	54.2	641
8	OKAN	35.5	31	71.749	2.310	88.5	1.231
9	PENNINGTON	37.3	8	10.773	1.346	10.6	1.988
10	PARABE	37.4	17	28.054	1.642	11.7	1.170
11	UBIT	36.0	10	28.849	2.885	13.6	469
Total			151	355.398	2.353	312.3	879

5.1.3 Description des champs pétrolifères en production

5.1.3.1 Afam

C'est un champ de dimension moyenne qui produit du pétrole brut léger (43° API de gravité) provenant de sables pétrolifères situés entre 2.400 et 3.150 m. Découvert en 1956, il est entré en production commerciale en 1957. Sur 16 puits d'évaluation et d'exploitation forés entre 1957 et 1959, sept seulement ont produit. Profondeur totale des forages: 50.480 m.

Evolution de la production:

G a z

1957-58	155.339	Barils de pétrole	218,4	10 ⁶	de pieds ³	GOR =	1.406
1958-59	685.856	" " "	1.160,6	"	"	GOR =	1.692
1959-60	1.073.992	" " "	3.208,8	"	"	GOR =	3.000
1960-61	306.143	" " "	1.352,3	"	"	GOR =	4.418
1961-62	872.742	" " "	1.976,1	"	"	GOR =	2.264
1962-63	686.515	" " "	1.735,0	"	"	GOR =	2.527
1963-64	815.214	" " "	1.954,4	"	"	GOR =	2.400
1964-65	880.020	" " "	2.361,3	"	"	GOR =	2.683
1965-66	809.439	" " "	2.254,0	"	"	GOR =	2.785
1966-67	994.373	" " "	2.428,0	"	"	GOR =	2.440
1967-68	567.514	" " "	842,6	"	"	GOR =	1.480

Production interrompue de juillet 1967 à septembre 1969

1969	530.726	Barils de pétrole	869,3	10 ⁶	de pieds ³	GOR =	1.638
1970	3.015.308	" " "	5.229,0	"	"	GOR =	1.734
1971(3 months	727.857	" " "	1.598,4	"	"	GOR =	2.237

Production cumulée au 31 mars 1971: 12.121,038 barils de pétrole,
25.159.200 pieds cubes de gaz

GOR moyen: 2.250 pieds³/baril

On peut estimer les réserves initiales du champ à un maximum de 30 millions de barils de pétrole recouvrable.

5.1.3.2 Afam-Umuosi

C'est un petit champ pétrolifère qui peut être considéré comme un bloc sur l'extension nord d'Afam. Deux puits seulement de faible production, gravité du pétrole 37° API, GOR élevé.

5.1.3.3 Afiesere

Le champ, découvert en 1966 et entré en production en 1968 seulement, produit le pétrole brut le plus lourd du Nigéria (21° API de gravité)

Production:

			G a z		
1968 (en partie)	152.988	Barils de pétrole	156,1	10 ⁶ pieds ³	GOR = 1.000
1969	898.433	"	412,8	"	GOR = 459
1970	6.070.041	"	2.807,0	"	GOR = 462
1971 (3 mois)	2.336.634	"	1.082,2	"	GOR = 440

Les 15 puits de développement forés en 1966 et entré 1968 et 1970, qui représentent un total de 41.690 m., sont en production. On peut supposer que le champ n'est pas encore entièrement exploité et que la capacité normale de production serait de l'ordre de 9 à 10 millions de barils par an.

5.1.3.4 Agbada

Découvert en 1960, produisant depuis 1963, le champ peut être considéré comme complètement délimité car les trois derniers puits d'extension forés en 1970 n'ont donné aucun résultat. Vingt-deux puits d'évaluation et d'exploitation ont été forés à une profondeur moyenne de 3.225 m., soit une profondeur totale de 70.950 m.

Développement de la production:

			G a z		
1964	321.997	Barils de pétrole	453,8	10 ⁶ pieds ³	GOR = 1.409
1965-66	2.904.933	"	2.957,3	"	GOR = 1.018
1966-67	7.217.062	"	6.470,0	"	GOR = 890
1967 (en partie)	2.244.478	"	2.298,3	"	GOR = 1.020
1968 (en partie)	1.408.517	"	1.306,3	"	GOR = 927
1969	7.247.571	"	8.071,5	"	GOR = 1.114
1970	7.944.761	"	6.929,0	"	GOR = 872
1971 (3 mois)	2.360.482	"	2.375,1	"	GOR = 962
Production cumulée au 31 mars 1971	31.694.801	"	30.861,3	"	GCE moyen 975

5.1.3.5 Ahia

Découvert en 1965, le champ a été partiellement mis en valeur entre 1965 et 1967 et en 1970. Les neuf puits d'exploitation sont tous en production.

Les couches productrices se trouvent à une profondeur de 3.150 à 3.450 m. Le pétrole a une gravité de 35,5°API. Il est probable que les réserves initiales recouvrables dépassent 100 millions de barils de pétrole brut.

Production:

1966-67	332.751	Barils de pétrole	353	10 ⁶ pieds ³ de gaz	GOR = 1.060
1967 (4 mois)	1.245.096	" " "	1.335,8	" " "	GOR = 1.070
Production interrompue d'août 1967 à la fin de 1969					
1970	6.752.275	Barils de pétrole	6.727	10 ⁶ pieds ³ de gaz	GOR = 990
1971 (3 mois)	2.605.529	" " "	2.737	" " "	GOR = 910

5.1.3.6 Alakiri

Découvert en 1959, le champ a été partiellement mis en valeur en 1966-1967 et en 1970. Le forage de puits d'exploitation s'est poursuivi en 1971, mais le champ est entré en production commerciale en 1970.

5.1.3.7 Apara

C'est un petit réservoir de pétrole découvert en 1960 et produisant depuis 1962. Trois puits seulement produisent, avec un GOR élevé, un pétrole léger (41°API de gravité)

5.1.3.8 Bodo-West

Le champ a été découvert en 1962 et mis en valeur de façon intermittente:

1963.....	21.362	pieds de forages d'évaluation et d'exploitation
1965.....	9.000	" " " "
1966.....	33.866	" " " "
1967.....	9.700	" " " "
1970.....	19.075	" " " "

Sur 9 puits d'exploitation 8 produisent. La profondeur de production varie de 2.700 à 3.150 m.

TZ
MAJOR GROWTH FAULT

Le première production expérimentale a été annoncée en 1967: 528 barils de pétrole brut.

La production commerciale n'a commencé qu'en 1969:

1969	653.071	Barils de pétrole	554	10 ⁶ pieds ³	de gaz GCR =	872
1970	8.056.431	"	"	"	"	= 671
1971(3 mois)	3.124.485	"	"	"	"	GOR = 659

Le champ devrait pouvoir produire environ 11 millions de barils par an; les réserves initiales recouvrables dépassent probablement 110 millions de barils.

5.1.3.9 Bomu

Le champ a été découvert en 1958 au puits d'exploration Bomu-1 qui a trouvé 70,5 m. de sables imprégnés de gaz dans quatre zones exploitables et 49,5 m. de sables pétrolifères dans cinq zones.

Entre 1958 et 1967, des activités d'évaluation et d'exploitation systématiques ont été menées et se sont également poursuivies en 1970, date à laquelle le nombre total des puits forés atteignait 34, dont 32 puits d'exploitation représentant un total de 77.310 m.

La structure est un anticlinal roll over typique, affecté par trois grandes failles longitudinales, dont la voûte se déplace vers le sud à mesure que la profondeur augmente. Une culmination secondaire a été découverte sur la plongée ouest de la structure avec 25 m. de sables imprégnés de gaz en plus des zones exploitables connues du champ.

Les sables pétrolifères, en alternance avec des sables producteurs de gaz, sont situés dans la formation Aglada supérieure à une profondeur de 1890 à 2250 m.

Les réserves initiales de brut recouvrable sont estimées à quelque 550 millions de baril (source: Geology of Giant Petroleum Fields par Michel T. Halbouty) et plus de 200 millions de barils ont déjà été produits.

Le pétrole brut a les propriétés suivantes:

Gravité.....	34,4° API	Soufre.....	0,16 p.100
Viscosité.....	4,4cS à 100°F	Congélation.....	+ 64°F
Paraffine	5,1 p. 100	Congélation (résidu).....	+104°F

La pression initiale des sables producteurs est normalement hydrostatique et, d'après Fränkel et Cordry, le gisement produit sous l'effet combine d'une forte énergie hydraulique et de la gravité d'une faible colonne de pétrole.

Evolution de la production:

	<u>Pétrole</u>		<u>Gaz</u>		<u>GOR</u>
1958-59	207.607	bls.	103,5	mil. pieds ³	499
1959-60	1.198.607	"	665,6	" "	555
1960-61	4.048.038	"	2,533,7	" "	626
1961-62	17.221.927	"	10.087,0	" "	586
1962-63	19.161.651	"	11.912,3	" "	621
1963-64	18.705.917	"	12.434,3	" "	665
1964-65	21.078.592	"	14.676,5	" "	696
1965-66	25.939.178	"	20.071,8	" "	774
1966-67	28.116.183	"	18.997,0	" "	672
1967-68	6.931.772	"	4.435,3	" "	635
1968	-		-		-
1969	19.816.255	"	12.705.9	" "	645
1970	21.952.689	"	14.008.0	" "	640
1971 (3 mois)	4.607.517	"	3.893.1	" "	840

Le taux de production journalière maximum atteint en 1966/67 était de 77.000 barils, mais il est maintenant tombé à 50.000 environ.

5.1.3.1C Cawthorne Channel

Le champ, découvert en 1963, n'a commencé à produire qu'en 1970, une fois installé l'oléoduc destiné à transporter le pétrole jusqu'à Bonny. La profondeur moyenne des puits d'évaluation et d'exploitation était de 3.540 m.

Ce sont les puits producteurs de ce champ qui enregistrent le taux le plus élevé du Nigéria: 9.480 barils par jour et par puits, environ.

5.1.3.11 Ebubu, Eriemu et Elelenwa

Ce sont de petits champs pétrolifères, dont le dernier n'a été que partiellement mis en valeur et abandonné en 1964 en raison du niveau élevé du GOR.

5.1.3.12 Egbema et Egwa

Ce sont des champs de petite à moyenne dimension, produisant à une profondeur de 2.800 à 150 m. un pétrole brut d'une gravité de 34° API avec un GOR élevé (457 m³/t et 706 m³/t respectivement)

5.1.3.13 Evwreni

Récemment mis en valeur (1968, 1969, 1970) au moyen de huit puits producteurs forés à une profondeur moyenne de 3.620 m., le champ est d'importance moyenne; la production de pétrole brut pourrait être accrue grâce à un complément de développement.

5.1.3.14 Forcados - Estuary

Bien que situé en mer, le champ est considéré comme continental entrant dans les limites des eaux territoriales. Il a été découvert en 1968 et rapidement mis en valeur en 1968, 1969 et 1970 au moyen de 10 puits d'une profondeur de 3.300 m. et 24 de 2.100 m.

5.1.3.15 Imo River

A la fin de mars 1971, c'était le champ pétrolifère le plus important du Nigéria du point de vue de la production journalière (103.770 barils), du nombre de puits en production (35 environ) et de l'extraction cumulée de brut (137 millions de barils environ).

Le champ a été découvert en 1959 par Shell-BP et les forages d'évaluation et d'exploitation effectués entre 1961 et 1970 atteignaient un total de 89.580 m. Les horizons producteurs sont situés à une profondeur de 1.740 à 3.030 m., les réserves initiales recouvrables sont estimées à quelques 600 millions de barils de pétrole brut (Source: "Geology of Giant Petroleum Field" par M.T. Halbouty).

Production du champ:

Année	Pétrole (barils)	Gaz	GOR
		mil. pieds ³	pieds ³ /bls.
1961-62	915.890	915.9	548
1962-63	2.891.861	1.996.5	690
1963-64	4.714.041	4.166.8	884
1964-65	12.799.564	7.534.9	589
1965-66	18.877.579	10.780.0	572
1966-67	27.671.587	15.634.0	568
1967-68	9.201.203	5.179.2	563
1968 (en partie)	440.600	207.1	466
1969	13.601.026	7.783.7	568
1970	36.556.184	18.577.0	507
1971 (3 mois)	9.515.080	4.925.2	537

5.1.3.16 Jones Creek

Avec celui de Imo River, le champ de Jones Creek est le plus grand producteur du Nigéria avec un taux journalier de 103.220 barils environ en mars 1971 et des réserves initiales estimées à un minimum de 600 millions de barils de pétrole recouvrable. Il a été découvert en 1967 au puits Jones Creek-1 où les couches productrices ont été atteintes entre 2.100 et 2.700 m.; 24 puits d'évaluation et d'exploitation ont été forés entre 1968 et 1971 à une profondeur moyenne de 2.560 m. Il semble que la mise en valeur du champ se soit achevée à la fin de 1970.

Le pétrole produit a une gravité de 39° API et le GOR moyen est de 17,5 m³/baril.

5.1.3.17 Kokori

Découvert en 1961, le champ a été mis en valeur en quatre étapes successives:

1962..... 13.057 m.
1964..... 6.634 m.
1966..... 15.452 m.
1969 - 1970..... 16.265 m.

A l'heure actuelle, Kokori est l'un des plus prolifiques des champs pétrolifères nigériens, avec 16 puits produisant en moyenne 5.890 barils par puits et par jour, la production cumulée atteignant quelque 66 millions de barils.

Les zones exploitables se situent entre 2.400 et 2.950 m., la gravité du pétrole est de 44°API et le GOR est le plus faible du Nigéria: 7,03 m³/baril.

Production:

Année	Pétrole (barils)	Gaz mil. pieds ³	GOR pieds ³ / bls.
1965-66	528,759	646	1.222
1966-67	8.719.928	6.607	530
1967-68	3.428.074	1.402	410
1968 (8 mois)	2.597.510	760	293
1969	9.727.769	2.829	290
1970	32.512.536	6.338	200
1971 (3 mois)	8.454.578	1.766,4	244

5.1.3.18 Korokoro

Le champ, découvert en 1958 et exploité de 1962 à 1965 au moyen de sept puits d'une profondeur moyenne de 3.030 m. a atteint sa production maximale en 1965 avec un taux de 25.000 barils par jour ou 5.000 barils par puits et par jour. La production est maintenant tombée à 2.743 barils par puits et par jour avec un GOR de 20 m³/baril.

Le pétrole a une gravité de 32,8° API et les zones d'exploitation se situent entre 2.400 et 2.700 m.

Evolution de la production de gaz et de pétrole:

Année	Pétrole (barils)	Gaz mil. pieds ³	GOR pieds ³ / bls.
1958	885 bls.	0,84	- Prod. exp.
1961-62	13.391 "	40,1	3.000
1962-63	306.074 "	418,6	1.366
1963-64	646.019 "	882,5	1.367
1964-65	5.860.612 "	6.650,1.	1.135
1965-66	9.121.116 "	10.175,6	1.116
1966-67	7.767.739 "	8.964,0	1.115
1967-68	1.771.346 "	1.852,0	1.050
1968 (en partie)	1.772.428 "	1.354,6	1.155
1969	6.004.620 "	7.625,9	1.270
1970	4.949.427 "	4.699,2	950
1971 (3 mois)	1.406.744 "	1.010,8	729

5.1.3.19 M'Bede et Ebocha

Découverts par Agip, ces deux champs ne sont pas entièrement exploités en raison des difficultés que pose le transport du pétrole brut produit. Pour le moment, leur production est d'environ 40.000 barils par jour et sera plus que doublée une fois achevé le nouveau système d'oléoduc du groupe. A noter que le GOR est élevé dans les deux champs (67,2m³/baril).

5.1.3.20 Nkali

Le champ pétrolifère a été découvert en 1963 et partiellement mis en valeur en 1964-1965 et en 1970, mais la production est encore faible. La productivité du puits est réduite, les zones exploitables sont situées à une grande profondeur (plus de 3.000 m.) et le GOR est élevé (42 à 70 m³/baril).

5.1.3.21 Oloibiri

C'est le premier champ pétrolifère découvert au Nigéria, en 1956. Des sables pétrolifères sont situés à une profondeur de 2.400 à 2.940 m. En 1957-1958 et en 1967, des forages d'évaluation et d'exploitation ont été effectués, représentant un total de 43.900 m. Sur 12 puits producteurs qui existaient en 1963, il n'en reste que 7 en production.

Evolution de la production;

Année	Pétrole (barils)	Gaz	GOR
		mil. pieds ³	pieds ³ /bls
1957-58	71.645	22,9	320
1958-59	1.287.475	692,9	538
1959-60	1.903.526	772,1	406
1960-61	1.579.074	546,6	346
1961-62	904.221	302,8	335
1962-63	644.113	235,2	365
1963-64	1.438.010	656,5	457
1964-65	1.527.800	592,5	388
1965-66	1.629.727	584,4	359
1966-67	1.596.847	592,0	370
1967	424.098	174,6	406
Production interrompue de juillet 1967 à décembre 1970			
1971 (3 mois)	267.286	77,8	300
Total	13.273.242	5,247,7	moyenne 308 GOR

Au début d'avril 1971, la production n'était pas normalisée.

Le pétrole produit est lourd (23° API de gravité ou 0,915 kg/dm³) et le GOR est faible.

Le champ peut être considéré comme d'importance moyenne; les réserves initiales recouvrables sont de l'ordre de 30 millions de barils.

5.1.3.22 Olomoro

C'est un champ important, découvert en 1963 et exploité de 1963 à 1969 au moyen de 30 puits d'une profondeur moyenne de 3.000 m. En mars 1971, il y avait 29 puits produisant chacun en moyenne 2.980 barils par jour.

Evolution de la production:

Année	Pétrole (barils)	Gaz mil. pieds ³	GOR Pieds ³ / bls.
1965-66	8.606.680	1.880,2	218
1966-67	17.515.611	5.464	310
1967	5.006.314	1.812,6	367
Production interrompue de juillet 1967 à mai 1968			
1968	2.766.792	917,3	332
1969	13.099.903	5.104,9	282
1970	29.147.690	7.278	250
1971 (3 mois)	7.554.304	2.274	295
Total	88.697.344	24.731	moyenne GOR 280
31.3.71			

Le pétrole produit est lourd (22° API de gravité) avec un GOR faible. Il se peut que le champ soit susceptible d'un léger complément d'exploitation. Les réserves initiales recouvrables seraient de 350 millions de barils au minimum.

5.1.3.23 Obagi

Le champ a été découvert par la société française SAFRAP en mai 1964, à 60 km. au nord de Port-Harcourt.

Il existe trois niveaux de production avec des zones exploitables de 10 à 25 m. à une profondeur variant de 1.800 à 3.180 m.

Entre 1954-1966, 17 puits d'exploitation totalisant 43.000 m. ont été forés (profondeur moyenne: 2.500 m.)

En septembre 1966, le champ est entré en production avec 17 puits, dont 13 en dual completion, produisant 42.000 barils par jour.

De septembre 1966 à août 1967, le champ a produit 11.396.607 barils de pétrole et 142.690 m³ de gaz, avec un GOR moyen de 12,5 m³/baril.

En 1968, 1969, 1970 et durant le premier trimestre de 1971, la production a été interrompue.

Le champ a maintenant retrouvé son niveau de production d'avant-guerre, de 42.000 barils par jour.

5.1.3.24 Obigbo-Nord

On peut considérer que le puits de découverte a été Obigbo-1 foré en 1958 à une profondeur de 3.430 m., qui a donné un peu de pétrole au cours des essais de production. En 1963, un nouveau "Wildcat", Obigbo-Nord, a établi la valeur commerciale du champ.

Celui-ci a été mis en valeur de 1964 à 1966 et quelques puits supplémentaires ont été forés en 1970 et 1971.

A la fin de mars 1971, le champ avait produit un total de 51.893.000 barils et l'évolution de la production était la suivante:

Année	Pétrole (barils)	Gaz	GOR
		mil. pieds ³	Pieds ³ / bls.
1958-59	7.507	30,2	-
1964-65	1.119.287	956,6	855
1965-66	6.742.057	4.389,8	651
1966-67	11.550.893	7.399,0	638
1967-68	3.804.378	2.992,2	780
1968 (en partie)	2.044.481	1.362,5	666
1969	12.892.407	12.098,3	938
1970	10.994.665	11.004,0	1.001
1971	2.774.829	2.258,4	845

Il existe 12 puits de production forés à une profondeur moyenne de 2.880 m. La gravité du pétrole est de 23,3° API. Le taux journalier moyen était de 3.200 barils par puits en 1969 mais n'est plus maintenant que de 2.460.

5.1.3.25 Oroni

C'est un petit champ, dont la profondeur moyenne de production est de 3.000 m. Il n'y a que six puits de production avec un taux journalier de 1.315 barils par puits. La gravité du pétrole brut est de 23,2° API.

5.1.3.26 Ughelli

Il existe deux champs pétrolifères distincts sur la même structure: Ughelli-Est qui produit un pétrole de 34,7° API de gravité, et Ughelli-Ouest produisant du condensé de 21,2° API. L'évaluation et l'exploitation se sont poursuivies sur une longue période de huit ans, de 1961 à 1969, la pointe des forages d'exploitation ayant été atteinte en 1969 avec 10 puits. On compte maintenant 13 puits de production dans les deux champs, avec une production cumulée de brut de 26 millions de barils et un taux journalier de 53.000 barils. La profondeur de production varie de 2.220 à 3.540 m.

5.1.3.27 Umuechem

Le champ a été découvert en 1959 et est entré en production en 1963 sur plusieurs zones exploitables variant de 1.740 à 3.540 m. Les forages d'exploitation effectués entre 1961 et 1966 représentaient 48.600 m. environ.

Il existe maintenant 15 puits de production avec un taux journalier de 2.350 barils par puits; la gravité du pétrole brut est de 38,1° API.

En mars 1971, la production cumulée était de 64,4 millions de barils de pétrole et de 202,5 millions m³ de gaz, avec un GOR de 31,3 m³/baril.

5.1.3.28 Uzere

Les champs d'Uzere-Est et Uzere-Ouest ont été exploités entre 1963 et 1970. Un total de 18 puits, d'une profondeur moyenne de 3.000 m., ont été creusés et étaient tous producteurs. La production cumulée des deux champs est d'environ 57 millions de barils de pétrole brut et de 764.400 m³ de gaz.

5.1.3.29 Okan

C'est un gisement marin découvert en janvier 1964 avec le puits d'exploration BD-IX. Du point de vue du volume des réserves (plus de 500 millions de barils) et de la production cumulée (125 millions de barils), Okan est le champ le plus important du plateau continental ouest-africain.

La structure géologique est un anticlinal roll over typique orienté NW-SE et affecté de plusieurs failles longitudinales synsédimentaires. La profondeur moyenne de la formation s'établit comme suit:

0 à 500 m. pléistocène
500 à 950 m. formation Benin (sables d'eau douce)
950 à 4000 m. formation Agbada

Les couches productrices sont des grès et des sables de la formation Agbada dont la profondeur varie de 1.650 à 2.520 m. Il y a une dizaine de zones exploitables, les sables pétrolifères avec "gaz cap" associé alternant avec des sables imprégnés de gaz.

De 1964 à 1966, 36 puits d'évaluation et d'exploitation ont été forés avec une profondeur moyenne de 2.520 m.

Production du champ:

Année	Pétrole (barils)	Gaz mil. peds ³	GOR Pieds ³ / bls.
1964-65	276.652	196,2	710
1965-66	13.840.274	9.377,4	685
1966-67	18.811.155	14.464,0	770
1967-68	19.780.382	29.343,7	1.020
1968-(9 mois)	17.313.789	19.636,9	1.122
1969	22.207.719	23.056,0	1.038
1970	26.128.876	24.811,0	950
1971 (3 mois)	6.555.268	7.955,3	1.231

1. The first part of the report is a general introduction to the subject of the study. It discusses the importance of the study and the objectives of the research.

2. The second part of the report is a detailed description of the methodology used in the study. It includes information about the sample size, the data collection methods, and the statistical analysis techniques.

3. The third part of the report is a discussion of the results of the study. It presents the findings of the research and discusses their implications for the field of study.

4. The fourth part of the report is a conclusion and a list of references. The conclusion summarizes the main findings of the study, and the references list the sources of information used in the research.

5. The fifth part of the report is a list of appendices. These appendices contain additional information that is relevant to the study but is not included in the main body of the report.

6. The sixth part of the report is a list of figures and tables. These figures and tables provide a visual representation of the data and results of the study.

7. The seventh part of the report is a list of footnotes. These footnotes provide additional information about the sources of information used in the study.

Table 1: Summary of the main findings of the study.	
Findings	Implications
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were between the ages of 18 and 30.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were employed full-time.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were living in urban areas.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority race/ethnicity.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority gender.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority religion.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority sexual orientation.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority marital status.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority education level.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.
The study found that the majority of the sample was composed of individuals who were of the majority income level.	This finding suggests that the study is relevant to a large portion of the population.

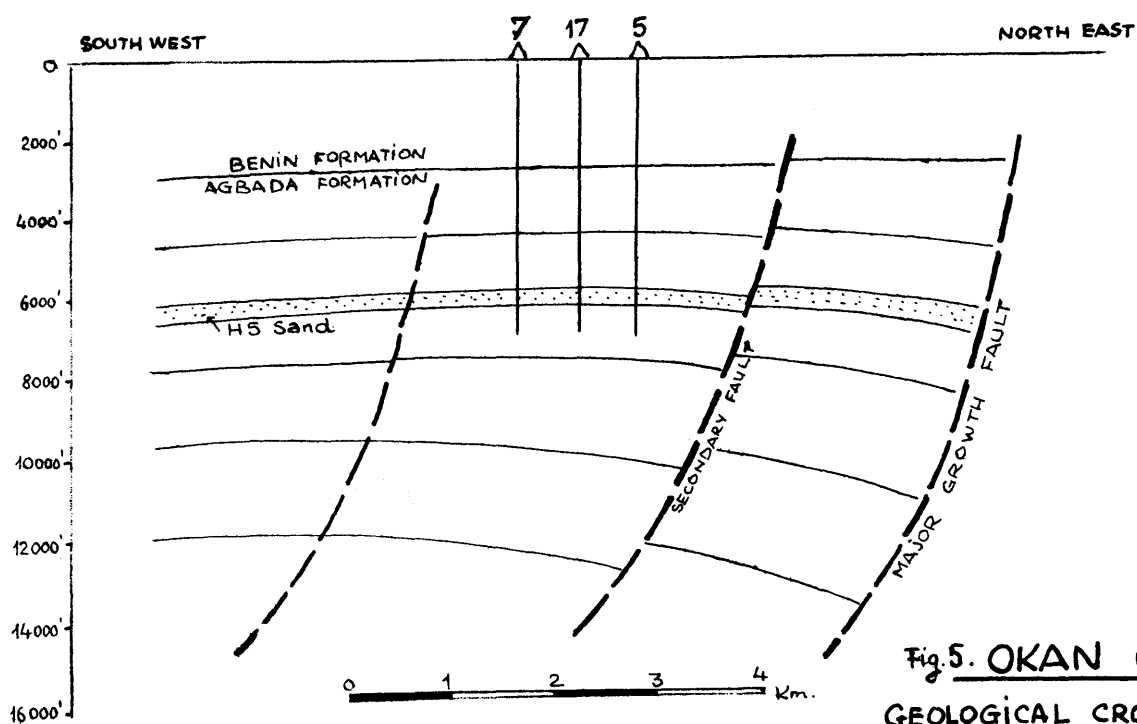
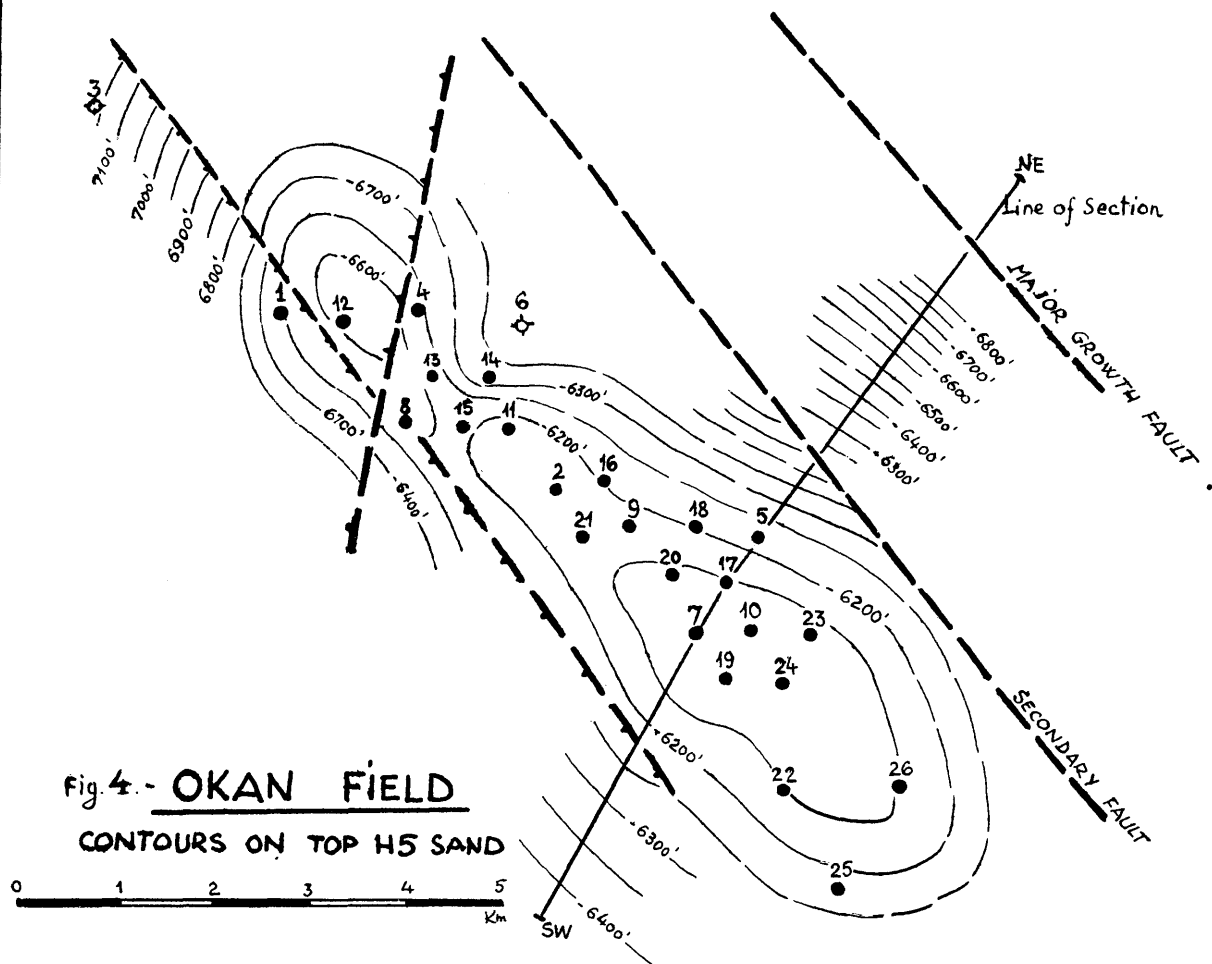


Fig. 5. OKAN OILFIELD
GEOLOGICAL CROSS SECTION

Depuis 1964, le champ n'a cessé de produire mais le taux journalier décline maintenant légèrement et le GOR augmente. D'après les derniers rapports de mars 1971, il produisait 72.000 barils par jour de pétrole brut, avec un GOR moyen de 24 m³/baril.

5.2. Production de gaz

5.2.1 Tous les chiffres de production cités dans la section 5.1.1 ne représentent que le gaz associé au pétrole brut.

Avant la guerre civile, au cours de l'année fiscale 1966/67, la production s'était élevée à 3.398 million m³ correspondant à un GOR moyen de 19,8 m³/baril; 6,4 p. 100 du gaz produit étaient utilisés pour la consommation domestique ou vendus à l'industrie et 93,6 p. 100 étaient brûlés.

En mars 1971, la production avait atteint 1.044 million m³ par mois, correspondant à un GOR moyen de 22,4 m³/baril de pétrole brut produit. La consommation totale étant de 17.220.000 m³, il s'ensuit que 1,7 p. 100 seulement de la production de gaz était utilisé et 98,3 p. 100 brûlés.

On trouvera au tableau 11 le détail de l'utilisation de gaz pour les deux périodes.

Tableau 11: Utilisation du gaz produit au Nigéria

	Moyenne mensuelle 1966-1967	Mars 1971
Gaz produit (en millions de pieds ³)	10.000	36.880
Gaz utilisé " "	635	615
" " (en pourcentage)	6,4	1,7
Gaz utilisé pour la consommation domestique	60	213
Gaz vendu à l'industrie	575	402
Sources: Apara (en millions de pieds ³)	55	0,5
Born " "	80	72
Imo-River " "	40	24
Korokoro " "	288	121
Ughelli " "	112	184,5
Gaz brûlé (en pourcentage)	93,6	98,3

Source: Monthly Petroleum Information "Nigeria".

1947

5.2.2. Composition chimique du gaz naturel

Les analyses des gaz associés produits et utilisés au Nigéria révèlent la composition chimique indiquée au tableau ci-dessous:

Tableau 12: Composition chimique du gaz naturel nigérian

	<u>Afam</u>	<u>Apara</u>	<u>Bomu</u>	<u>Imo River</u>	<u>Korokoro</u>	<u>Ughelli</u>	<u>Umueehem</u>
Méthane	81,0	84,9	89,8	86,5	82,7	88,1	79,6
Ethane	6,5	8,5	3,4	5,6	6,2	6,3	7,6
Propane	5,9	3,6	0,6	3,1	6,3	1,8	5,2
Isobutane	1,3	0,6	0,7	1,0	1,2	0,3	1,1
Butane normal	2,0	0,8	0,2	1,0	1,8	0,3	1,6
Pentane	1,4	-	1,9	1,3	0,1	1,1	3,3
CO ₂	0,1	0,9	2,1	1,5	1,7	2,1	1,1
Gravité spécifique	0,732	0,665	0,650	0,680	0,708	0,605	0,715

Source: 1. Schatzl, Petroleum in Nigeria, p. 41 et Gas, juin 1968

5.2.3 Transport et principaux consommateurs

Il existe plusieurs pipelines pour l'utilisation locale du gaz associé, représentant une longueur totale de 80 km.

Le plus important est le pipeline en aluminium résistant a haute pression de 15 cm. de diamètre reliant le champ d'Imo River à la ville d'Aba, à une distance de 29 km. Les industries consommatrices d'Aba sont Nigerian Breweries, Lever Brothers, Textile Mills, Associated Industries and International Equitables.

Entre le champ de Bomu et Port-Harcourt, un pipeline de 26 km. et de 20 cm. de diamètre alimente la raffinerie d'Alesa-Eme et quelques industries.

Les principaux consommateurs du gaz provenant des champs pétrolifères de Korokoro, d'Afam et d'Ughelli sont les centrales électriques de l'Electricity Corporation of Nigeria (ECN) d'Afam et d'Ughelli. Il y a également un autre petit pipeline de 33 cm. de diamètre, Apara-Trans Amadi, qui avant 1967 alimentait des industries locales dans la région de Trans Amadi par l'intermédiaire de l'Eastern Nigeria Development Corporation.

5.2.4 Champs de gaz

Pratiquement toutes les réserves prouvées de gaz associé ou non associé sont comprises dans les réservoirs des champs pétrolifères en production.

Ne sont considérés comme champs de gaz que ceux où des puits d'exploration ont rencontré du gaz ou du gaz associé à du pétrole non commercial comme Akata, Aba, Ike et Sengana (en mer).

5.3 Réserves de pétrole et de gaz

5.3.1 Réserves de pétrole recouvrable

En général, on ne possède que peu de données fiables sur la situation des réserves recouvrables des champs pétrolifères nigériens.

En dépouillant les informations publiées tous les ans par Oil and Gas Journal, World Petroleum Report et Erdol and Kohle, on a pu obtenir les chiffres suivants sur les réserves de pétrole estimées:

<u>Année</u>	<u>Réserves prouvées</u>	<u>Réserves probables</u>
1958	3 (En millions de tonnes)	?
1959	11 "	?
1960	21 "	?
1961	41 "	?
1962	55 "	?
1963	69 "	?
1964	137 "	268 millions de tonnes
1965	408 "	900 " "
1966	482 "	1.100 " "
1967	540 "	1.100 " "
1968	544 "	1.100 " "
1969	679 "	1.050 " "
1970	1.250 "	520 " "

Il ressort d'une analyse de l'évolution des champs pétrolifères en production indiquée par les données publiées par le Ministère fédéral des mines et de l'énergie ainsi que d'autres données géologiques publiées dans le BAAPG et d'autres sources, que le montant des réserves prouvées pourrait être estimé, à la fin de 1970, à un maximum de 1 milliard 150 millions, soit 8,5 milliards environ de barils de pétrole brut recouvrable, répartis comme suit:

- (a) 5 milliards de barils environ provenant de 10 champs "géants" tels que Bomu, Cawthorne Channel, Forcados-Estuary Imo-River, Jones Creek, Korori, Okan, Olomoro, Meren et Delta (dont Delta-Sud);
- (b) 3 milliards environ provenant de 20 champs de moyenne à grande importance tels qu'Afiesere, Agbada, Ahia, Alakiri, Bodo-Ouest, Egwa, Ewreni, Koro-Koro, M'Bede, Meji, Oweh, Obagi, Parabe, Ubit, Ughelli-Est, Umuechem, Utorogu, Uzere-Est, Idaho et Yebuyebu.
- (c) 500 millions environ provenant de 17 autres champs de faible à moyenne importance et 7 champs partiellement mis en valeur mais qui ne produisent pas encore.

5.3.2 Réserves de gaz

Il semble qu'on n'ait jamais procédé à une évaluation sérieuse des réserves de gaz naturel du Nigéria.

Le Gouvernement du Nigéria a annoncé en 1963 que les réserves de gaz étaient de 85 milliards de mètres cubes.

En 1970, d'après la même source ainsi qu'une déclaration de M. Dikko, Commissaire fédéral aux mines et à l'énergie, les réserves de gaz étaient estimées à 280 milliards de mètres cubes.

On peut penser que cette estimation ne porte que sur les réserves de gaz associé qui serait produit en même temps que le pétrole brut.

Si pour une estimation approximative des réserves de gaz associé, on part des hypothèses suivantes:

- 1,7 milliard de réserves de pétrole prouvées et probables à 30 p. 100 de recouvrement final;
- GOR initial de 16,8 m³/baril;
- Profondeur moyenne de 2.100 m. et pression initiale égale à la pression hydrostatique;
- Niveau producteur contenant un tiers environ de gaz cap et deux tiers de sable pétrolifère.

on peut conclure que le volume des réserves de gaz associé recouvrables est de l'ordre de 320 à 340 milliards de mètres cubes.

Ce calcul n'est destiné qu'à donner une idée générale du chiffre des réserves de gaz associé et de l'exploitation future des champs pétrolifères. On peut prévoir un relèvement du GOR au fur et à mesure que le gaz cap sera épuisé par les puits producteurs de pétrole.

Pour prévoir plus à fond la commercialisation du gaz, il convient peut-être de considérer aussi les réserves de gaz non associé qui pourraient être de deux à quatre fois plus importantes que celles de gaz associé (réserves prouvées et inférées)..

Un calcul plus précis des réserves de gaz associé et non associé serait souhaitable pour donner une meilleure idée de leur importance et permettre une planification plus rationnelle de leur mise en valeur.

5.4 Techniques de forage et de production

Les formations tertiaires sont tendres, avec une pression des fluides normalement hydrostatique (à l'exception des argiles d'Akate), permettant un forage facile. Il est fréquent actuellement qu'un puits d'évaluation de 3.600 à 3.750 m. soit foré et achevé en 20 à 25 jours et 15 jours suffisent pour un forage de 3.300 m.

Le matériel de forage, continuellement amélioré et adapté aux conditions particulières de la zone à explorer ou à exploiter, a atteint un fort rendement: 39.000 m. par installation et par an.

Comme la circulation de la boue ne pose pas de difficulté, on utilise une boue classique à base d'argile et les systèmes de casing sont en général simples, comprenant:

- Une colonne de 75 cm. de diamètre à 50 m. (zones marines);
- Une colonne d'anchorage de 25 cm. entre 450 et 600 m.;
- Une colonne de production de 17,5 à 18 cm.;

Le programme de carottage est à peu près classique, consistant en carottage électrique, microlog, log à neutron gamma, log de densité et pendagemétrie continue. Des indications supplémentaires sur la teneur en fluide des formations sont obtenues au moyen de carottes latérales.

Les zones de production retenues sont perforées au moyen de perforateurs jet explosif, les intervalles ne dépassant pas 18 à 30 m. afin d'éviter les venues de gaz ou d'eau indésirables. Le système de dual completion est utilisé pour un grand nombre de puits, ce qui permet des chiffres de production élevés.

Un progrès technique qui a eu une forte influence sur le développement de la production pétrolière au Nigéria est l'injection d'un agent plastique pour la consolidation des sables. Grâce à cette méthode, il a été possible de réduire ou même d'éliminer les opérations de désensablement des puits, de relever le taux de production et d'étendre l'usage du système de dual completion.

Dans les zones marines le forage dirigé est intensivement utilisé pour des puits déviés, ce qui permet de forer 4 à 6 puits d'exploitation à partir de la même plateforme.

Lorsque la préparation des emplacements ne pose pas de difficultés particulières en surface, le coût d'un puits est relativement bas. D'après les derniers chiffres disponibles (1966), il varie entre 75 000 et 275 000 livres nigérianes.

5.5. Transport du pétrole brut

Dans chaque champ pétrolifère en production, il existe des centres de collecte et de séparation des fluides (pétrole, gaz, eau) reliés par des conduites de 20 à 30 cm. de diamètre aux principaux pipelines, à savoir :

- Pipeline transnigérien : 45-60 cm. sur 240 km achevé en 1966, reliant Ughelli à Bonny, avec plusieurs embranchements à Eriemu, Rumuekpe, Ebubu et Bomu.
- Pipeline Trans-Forcados : 60-70 cm sur 80 km achevé en 1970, reliant Ughelli à Forcados.
- Soku-Bonny, 45-50-60 cm achevé récemment.

A la fin de mars 1969, on comptait au total 85 pipelines d'une longueur totale de 1 423 km.

Les grands ports pétroliers, appelés terminals sont les points d'exportation, avec installations de stockage et de chargement.

Tout le pétrole brut provenant des champs pétrolifères continentaux, à l'exception d'une faible quantité alimentant la raffinerie de Port-Harcourt, arrive de Bonny et Forcados dans les terminals de Shell-BP.

Le terminal de Bonny, achevé en 1966 au point d'arrivée du pipeline trans-nigérian, approche maintenant de sa pleine capacité de 750.000 barils par jour.

Le terminal de Forcados, récemment achevé, avec une capacité théorique d'un million de barils par jour, en reçoit actuellement 600.000 par le pipeline Trans-Forcados.

Agip prévoit également de construire un nouveau terminal à Brass (embouchure du Brass); d'une capacité de 250.000 barils par jour, il serait alimenté par un pipeline de 52 cm. de diamètre et de 102 km desservant les champs d'Ebocha, de Mbede et d'Obagi.

Pour le pétrole marin, la Gulf a construit le terminal d'Escravos près du champ d'Okan et Mobil a un port pétrolier à l'embouchure du Qua Iboe; les capacités respectives de ces terminals sont de 300.000 et 250.000 barils par jour.

On prévoit qu'à la fin de 1973, la capacité des pipelines et des terminals nigériens sera de l'ordre de 2,2 millions de barils par jour.

Le réseau de pipelines et les terminals existants sont indiqués sur la carte constituant l'annexe 2.

6. Raffinage

La seule raffinerie du Nigéria se trouve à Alesa-Eleme, près de Port-Harcourt, et appartient à la Nigerian Petroleum Refining Company Ltd. (50 p. 100 des actions détenues par l'Etat et 25 p. 100 par Shell et BP respectivement). La construction a été entreprise en septembre 1962 et achevée en septembre 1965; un total de 10,6 millions de livres nigérianes ont été consacrés à la création d'une capacité de traitement de 32.000 barils par jour.

Equipée d'une unité de distillation atmosphérique, d'une unité de reforming catalytique (4.000 barils par jour) et de deux unités simples de traitement et de mélange, la raffinerie a été conçue comme une "raffinerie simple convenant à des pays en voie de développement" et ne permet pas la production d'essence d'aviation, de lubrifiants, de bitume ni de certains produits spéciaux.

Pendant la guerre civile, elle a été gravement endommagée et n'a été remise en état qu'en 1970; à la fin de la même année, sa capacité a été portée à 55.000 barils par jour.

Elle a actuellement une capacité de traitement de 2,5 millions de tonnes par an ou 55.000 barils par jour et fabrique les produits suivants à partir du brut provenant des champs d'Uruschem et du fleuve Imo: essence supérieure, essence ordinaire, kerosène, gasoil, fuel oil. Elle produit aussi du gaz liquéfié en faible quantité.

La demande de gaz liquéfié, d'essence d'aviation, d'huiles lubrifiantes, de graisses, de vaseline, de cires, de bitume et d'asphalte est satisfaite au moyen d'importations.

Le tableau 13 indique la production de la raffinerie, les importations et la consommation, en 1970 et pendant le premier trimestre de 1971 (tous les chiffres sont exprimés en gallons impériaux -- 4,54 l.- sauf indication contraire).

Tableau 13: Production de la raffinerie, importations et consommation intérieure de produits pétroliers au Nigéria

Produits	1970			1971 (Jan. Fév. mars)				
	Production de la raffinerie	Consommation intérieure	Importations	Exportations ou réexportations	Production de la raffinerie	Consommation intérieure	Importations	Exportations ou réexportations
Gaz liquéfié (tonnes)	477	9.265	10.168	311	199	2.841	1.750	106
Essence d'aviation	-	1.393	3.601	2.030	-	299	569	507
Essence supérieure	33.144	71.419	34.023	209	18.901	21.245	2.028	-
Essence ordinaire	30.324	53.730	27.432	2.823	15.101	13.844	541	913
Kérosène	39.088	-	-	-	19.121	-	-	-
- Lampant	-	51.548	25.657	289	-	13.273	-	273
- Carburéacteur	-	19.060	17.530	2.218	-	5.407	-	1.162
Gaz oil pour moteurs	55.483	-	-	-	30.468	-	-	-
- Gaz oil	-	67.105	37.801	4.010	-	25.713	-	7.508
- Huile diesel	-	21.260	2.979	-	-	1.410	-	-
Fuel oil	-	-	-	-	-	-	-	-
- Haut point de congélation	55.023	15.210	9.718	43.548	34.188	7.894	-	13.866
- Faible point de congélation	18.455	41.205	25.597	2.675	12.319	9.789	-	26.753
Lubrifiants a/	-	8.009	3.154	1.319	-	2.997	410	170
Graisses a/ (milliers de livres)	-	14.623	7.961	- 2	-	1.645	623	-
Vaselines, cires (milliers de livres)	-	14.623	7.961	-	-	2.019	926	-
Bitume et asphalte (tonnes)	-	34.704	38.049	4.305	-	16.110	2.538	2.551

a/ Les lubrifiants et les graisses sont mélangés sur place.

7. Prix et exportations

Le prix affiché du brut nigérian, fondé sur le dernier accord quinquennal signé en avril-mai 1971 entre le gouvernement et Shell-RP et d'autres sociétés productrices, est de 3,212 dollars des Etats-Unis par baril de brut léger (34°API de gravité) rendu à Bonny ou Forcados, sans les droits de port et de terminal. A partir du 1er janvier 1973, le prix de base affiché sera soumis à une augmentation de 5 cents plus $2\frac{1}{2}$ p. 100.

Les prix d'exportation affichés par Shell et BP en novembre 1971 (source: Petroleum Press Service) étaient les suivants:

- 3.178 dollars le baril pour le brut léger (34-34,09°) rendu à Bonny;
- 3.070 dollars le baril pour le brut moyen (27 à 27,09°) rendu à Forcados ou à Bonny.

Les exportations de pétrole brut représentaient en 1970 une moyenne de 1.050.600 barils par jour, soit un total de 383.455.353, ou 51.536.999 tonnes (97 p. 100 environ de la production). Les principaux importateurs sont le Royaume-Uni, la France, les Etats-Unis, l'Italie, la République fédérale d'Allemagne, le Brésil, l'Espagne et les pays de la région des Caraïbes.

Le tableau ci-dessous donne la détail des exportations de pétrole brut du Nigéria:

Tableau 14: Exportations de pétrole brut nigérian (en millions de barils)

	1969	1970	1971 (3 mois)
Royaume-Uni	44,3	86,9	25,45
Pays-Bas	28,9	67,8	19,6
France	19,0	44,2	21,9
République fédérale d'Allemagne	3,1	19,0	7,1
Espagne	5,6	11,4	4,1
Suède	10,2	9,8	3,7
Italie	1,8	8,1	7,7
Norvège	3,2	7,1	2,5
Danemark	6,6	2,4	3,6
Belgique	3,6	1,7	0,62
Iles Canaries	-	8,5	0,25
Sierra Leone	0,5	11,3	0,37
Congo	-	1,0	-

Tableau 14: Exportations de pétrole brut nigérian (en millions de barils) (suite)

	1969	1970	1971 (3 mois)
Liberia	-	0,2	-
Ghana	1,6	0,1	-
Côte d'Ivoire	-	-	0,88
Etats-Unis d'Amérique	34,8	47,4	16,4
Raffineries des Caraïbes	14,3	34,7	5,2
Brésil	11,8	13,4	4,03
Canada	8,8	12,0	3,24
Uruguay	-	4,2	0,58
Bahamas	-	0,7	-
Argentine	0,4	0,1	0,3
Japon	0,3	-	0,3
Australie	-	0,5	-

8. Personnel et main-d'oeuvre

L'état du personnel et de la main-d'oeuvre employés dans l'industrie pétrolière est indiqué au tableau 15 pour la période avril 1964-mars 1969.

Tableau 15: Personnel et Main d'œuvre employés dans l'industrie pétrolière

	1964-65		1965-66		1966-67		1967-68		1968-69	
	Nigerians	Non Nigerians	Nigerians	Non Nigerians	Nigerians	Non Nigerians	Nigerians	Non Nigerians	Nigerians	Non Nigerians
A. Sociétés d'exploration										
Direction	6	31	16	39	16	47	27	82	8	61
Cadres	85	280	534	495	141	379	99	443	109	305
Niveau intermédiaire et surveillants	39	146			465	185	154	194	174	251
Personnel de bureau et de secrétariat	-	-	-	-	-	-	500	12	372	9
Main-d'œuvre qualifiée	1.750	10	882	4	1.043	38	2.456	60	750	1
Main-d'œuvre non qualifiée			898	-	969	-	1.746	-	734	-
Divers	788	-	570	-	618	-	820	-	114	-
Total	2.668	467	2.900	538	3.252	649	5.802	791	2.251	627
B. Sociétés de raffinage et de commercialisation										
Direction	Non disponible						175	112	43	87
Cadres	"	"					53	47	149	84
Niveau intermédiaire et surveillants	"	"					324	19	377	8
Personnel de bureau et de secrétariat	"	"					1.097	8	1.054	4
Main-d'œuvre qualifiée	"	"					405	1	581	-
Main-d'œuvre non qualifiée	"	"					573	-	508	-
Divers	"	"					14	-	13	-
Total							2.641	187	2.725	183

Sources: Rapports annuels de la Division du pétrole du Ministère des mines et de l'énergie, Lagos.

Dans la catégorie des cadres de direction, des cadres professionnels et du personnel de surveillance, sur un total de 870 en 1968-1969 (derniers chiffres disponibles), il n'y avait que 291 Nigériens, soit 34,4 p. 100. Il est probable qu'en 1969-1970 et 1970-1971, années qui ont été marquées par une intensification notable des activités, la proportion est restée la même.

Au début de 1971, il n'y avait au Nigéria aucun institut formant des spécialistes du génie du pétrole ou de la géologie pétrolière non plus qu'un institut de recherche pétrolière.

9. Lois régissant l'activité pétrolière

Au Nigéria, la réglementation de l'Etat est mise en vigueur aux termes des lois suivantes:

A. Lois concernant spécifiquement l'activité pétrolière

- Petroleum Control Decree 1969, dont le titre B, Petroleum (Drilling and Production) Regulation 1969
- Oil Terminal Dues Decree 1969, qui comprend en annexe 2 à l'article 11 la convention sur le plateau continental (Genève 1958)
- Petroleum Control Decree 1967
- Hydrocarbon Oil Refineries Act 1965
- Petroleum Profits Tax (Amendment) Decree 1967

~~25/2/1971~~ Petroleum Profits Tax Ordinance 1959

20 sept 59

B. Lois d'intérêt général

- Companies Decree 1968
- Companies Income Tax Act 1961, amendé par les textes suivants: 13
12
10
- Income Tax (Amendment) Decree 1966
- The Finance (Miscellaneous Taxation) Decree 1966
- Super Tax Decree 1967
- Capital Gains Tax Decree 1967

Les dispositions principales des lois ci-dessus touchaient les activités de forage et de production, le raffinage, la commercialisation, le transport et le stockage, les investissements de capitaux et la gestion, et peuvent être résumées comme suit:

a) L'Etat est propriétaire de tout le pétrole existant dans le territoire du Nigéria, y compris les terres submergées entrant dans les eaux territoriales ou faisant partie du plateau continental adjacent à la côte de la République fédérale du Nigéria. Il exerce son droit de contrôle sur toutes les activités pétrolières.

b) L'exploration et l'exploitation pétrolières, la construction ou l'exploitation de raffineries, la commercialisation ou le stockage de pétrole brut et de gaz naturel sont soumis à l'obtention d'un permis ou d'une concession délivrés par le Commissaire fédéral des mines et de l'énergie. Selon le stade de développement des zones intéressées, on distingue les permis de recherche pétrolière (OEL), les permis de prospection pétrolière (OPL) et les concessions d'extraction pétrolière (OML).

c) Nul ne peut utiliser une installation de forage sans un permis en cours de validité octroyée par le Commissaire.

d) Le titulaire d'un permis ou d'une concession doit présenter au Directeur des services géologiques et à l'Ingénieur en chef des pétroles tous documents, rapports, plans, cartes, diagrammes, comptes et informations relatifs aux travaux d'exploration et d'exploitation effectués dans les zones sous concession. Cette obligation s'étend à toutes les données sismiques; aux photos aériennes et aux relevés de sondage et de forage.

Ils doivent également fournir, par mois, par trimestre et par an, un rapport sur l'avancement des opérations, une prévision des activités pour le trimestre suivant ainsi qu'un plan indiquant la position de tous les sondages ou puits.

e) Aucun sondage ou puits ne doit être entrepris, consolidé ou abandonné sans une permission écrite de l'Ingénieur en chef des pétroles.

f) Tous les champs, structures, réservoirs et autres pièges doivent être exploités et mis en production conformément à un programme d'exploitation approuvé par l'Ingénieur en chef des pétroles, compte tenu de la conservation de l'énergie des couches, de l'utilisation du gaz naturel produit et de la nécessité d'éviter d'endommager les réservoirs non producteurs et de polluer les eaux de surface et souterraines.

Une distance minimum de 800 m. doit être maintenue entre les puits exploitant la même nappe.

g) Dans les 10 ans suivant l'octroi d'un OML, le titulaire devra faire en sorte que:

- Les citoyens nigériens employés par lui ne représentent pas moins de 60 p. 100 du total dans chacune des catégories suivantes: cadres de direction, cadres professionnels et personnel de surveillance, ou que la proportion atteigne 75 p. 100 pour l'ensemble de ces catégories;
- Tous les ouvriers (qualifiés et non qualifiés) soient citoyens du Nigéria.

h) Toute société étrangère doit être constituée au Nigéria

i) Les bénéfices de l'exploitation de pétrole sont soumis à une taxe à raison de 55 p. 100, le revenu étant calculé sur la base des prix affichés. (le "prix affiché" est le prix f.o.b. du pétrole brut au port nigérien d'exportation, qui est établi de temps à autres par la société après accord du Gouvernement du Nigéria).

De la taxe sur les bénéfices de 50 p. 100, peuvent être déduits tous loyers, royalties, droits, taxes ou autres impôts payés à toute autorité gouvernementale du Nigéria au cours de l'année.

10. Politique de gouvernement

La politique du Gouvernement du Nigéria concernant l'industrie pétrolière est clairement définie dans les documents du deuxième Plan de développement national 1970-1974.

"Au cours de la période du Plan 1970-1974, l'Etat participera à l'exploration et à l'exploitation des ressources minérales du Nigéria. L'extraction de pétrole est actuellement de loin la plus importante. Dans l'intérêt de la sécurité nationale, et pour faciliter les décisions concernant les investissements nationaux et offrir dans le domaine de la direction des possibilités permettant à des Nigériens d'assumer à la longue la responsabilité de l'industrie pétrolière, il devient impératif que l'Etat soit directement intéressé à l'industrie pétrolière.

L'Etat participera donc dès que possible à l'exploration et à l'extraction pétrolières. Pendant la période du Plan, il participera aux trois phases de l'industrie pétrolière, à savoir l'exploration et, l'exploitation, le raffinage, et la distribution et la commercialisation. Une société pétrolière nationale ainsi que des sociétés publiques associées seront constituées à cette fin.

Il est essentiel que les ressources minérales du pays, en particulier le pétrole brut, soient exploitées sur le plan national. C'est donc à la fois une gageure et une obligation pour la génération actuelle de veiller à ce que les ressources pétrolières du Nigéria soient utilisées au mieux."

Parmi les besoins prioritaires qui ont inspiré le choix des projets et des programmes, les suivants sont mentionnés:

"La formation de personnel de niveau supérieur et intermédiaire, de façon que la majorité des étrangers soient remplacés par des Nigériens dans l'économie d'ici à 1980 ou peu après."

"L'enrichissement progressif des connaissances concernant les ressources de l'économie grâce à l'élaboration de programmes d'inventaire de ces ressources".

En ce qui concerne l'exploration et l'exploitation sur le plan national des ressources pétrolières et la nigérianisation du personnel, des dispositions pertinentes sont prévues dans le Petroleum Control Decree (voir section 9).

En exécution du programme proposé, le Gouvernement nigérian a annoncé pour 1970-1971 les mesures suivantes:

- Une organisation appropriée du Département du pétrole au sein du Ministère des mines et de l'énergie.

- La création d'un Conseil du pétrole ayant pour rôle de conseiller le gouvernement sur les questions de politiques touchant l'industrie pétrolière.

- La création de la Nigerian National Oil Corporation participant directement aux activités d'exploration et de production pétrolières (participation à 30-35 p. 100 aux activités sur le continent de SAFRAP et d'Agip-Phillips et à 51 p. 100 aux concessions en mer détenues par l'Occidental Petroleum Corporation et la Japan Petroleum Corporation).

- La promotion des sociétés nigérianes telles que Delta Oil, Nigeria Oil Resources Co., Henry Stephens and Sons.

M.P.C. Asiodu, Sociétaire général du Ministère des mines et de l'énergie et président de la NNOC, a également annoncé que des mesures sont prises en vue d'amender radicalement la réglementation du rassemblement et de la diffusion d'informations sur le pétrole. C'est-à-dire que toutes les données géologiques contenues dans les archives du Ministère ainsi que dans les dossiers des diverses sociétés pétrolières seront utilisées pour les nouveaux projets d'exploration et d'exploitation de la société d'Etat.

Afin d'utiliser le gaz naturel qui, à l'heure actuelle, est en majeure partie brûlé, le Gouvernement du Nigéria a annoncé un projet relatif à la construction d'une usine de liquéfaction dont le coût dépassera 14,4 millions de dollars.

D'autre part des études ont été faites et des pourparlers engagés avec divers groupes intéressés en Europe et aux Etats-Unis en vue d'une meilleure utilisation des réserves de gaz.

La société pétrolière nigériane se livrera également à des activités de commercialisation. La politique du gouvernement consiste à "nationaliser le système de distribution des produits dans le pays afin de réduire la concurrence stérile de trop nombreuses sociétés vendant de petites quantités et d'assurer une distribution et des prix plus conformes à l'intérêt de l'économie nationale."

11. Conclusions et suggestions

Au terme de 20 ans d'activité pétrolière, le Nigéria est parvenu à une position importante parmi les producteurs mondiaux. En juin 1971, le taux journalier publié était de 1.560.714 barils de pétrole et les exportations moyennes atteignaient 1.539.965 barils par jour, ce qui fait que le revenu provenant des exportations de pétrole représenterait plus de 55 p. 100 des recettes en devises du Nigéria.

Les réserves prouvées sont suffisantes pour le niveau actuel de production et les réserves probables et possibles des nappes non exploitées semblent garantir pour 1973 ou 1974 un taux journalier de 2 millions de barils (une centaine de millions de tonnes de pétrole brut par an).

Malheureusement, ce développement considérable de la production pétrolière n'a pas pu s'accompagner de mesures adéquates concernant l'utilisation du gaz produit, la formation de personnel national hautement qualifié et l'accroissement et la modernisation de la capacité de raffinage.

Le gouvernement a adopté il y a deux ans un programme très opportun pour remédier aux lacunes ci-dessus mais, si ce n'est la création d'une organisation appropriée pour protéger les intérêts nationaux, les projets proposés n'ont pas encore été effectivement exécutés.

Nous suggérons les mesures suivantes:

Premièrement: Prendre immédiatement des mesures (c'est-à-dire décision et financement) pour construire l'usine liquéfaction des gaz réinjecter du gaz disponible dans les gisements en exploitation et accroître la capacité de raffinage.

Deuxièmement: Dans le cadre de la NNOC, et éventuellement avec le concours de consultants indépendants, dresser un inventaire des réserves de gaz (associé et non associé) et établir une étude technique complète des réservoirs des gisements en exploitation. On pourrait ainsi établir le niveau de production et les projets à prévoir pour l'utilisation du gaz durant la période 1975-1980.

Troisièmement: Créer dès que possible un centre de recherche et de formation de haut niveau (Institut nigérian de recherche pétrolière) qui serait utilisé aux fins suivantes:

- Base scientifique et technique de la NNOC pour des études, recherches, projets, avis et programmes à long terme;
- Centre de formation, de spécialisation et de recyclage de géologues, de géophysiciens, d'ingénieurs des réservoirs et d'ingénieurs spécialistes du forage et de la production;
- Centre de rassemblement et de diffusion de toutes les données géologiques, techniques et économiques intéressant l'industrie du pétrole.

12. Bibliographie

1. ALLEN, J.R.L. (1963) "Sedimentation in the modern delta of the River Niger, West Africa" - Proc. 6th International Conference Sedimentologists, 1963, p. 26-34.
2.(1965) "Late Quaternary Niger delta and adjacent areas: Sedimentary environments and lithofacies. Am- Assoc. Petr. Geologists Bull. V. 49, n° 5 (1965) p. 547-600
3. "African Diary" Collection for 1968-1970.
4. "American Association of Petroleum Geologists Bulletin":
Vol. 34, n° 7 (1950); Vol. 35, n° 7 (1951);
Vol. 36, n° 7 (1952);
Vol. 37, n° 7 (1953); Vol. 38, n° 7 (1954);
Vol. 39, n° 7 (1955).
Vol. 40, n° 7 (1956); Vol. 41, n° 7 (1956);
Vol. 42, n° 7 (1957).
Vol. 43, n° 7 (1958); Vol. 44, n° 7 (1960);
Vol. 45, n° 7 (1961);
Vol. 46, n° 7 (1962); Vol. 47, n° 7 (1963)
Vol. 48, n° 10 (1964); Vol. 49, n° 8 (1965)
Vol. 50, n° 8 (1966).
Vol. 51, n° 8 (1967); Vol. 52, n° 8 (1968);
Vol. 53, n° 8 (1966); Vol. 54, n° 8 (1970);
Vol. 55, n° 9 (1971).
5. BURKE K.C., DESSAUVAGIE T.F.J., WHITEMAN A.J. (1970):
"Geologic History of Benue Valley and adjacent areas "First Conference on African Geology, University of Ibadan, Nigeria, Dec. 1970.
6. CORDRY E.A. and FRANKEL E.J.:
"The Niger Delta Oil Province: Recent developments offshore and onshore". Proceedings of the World Petroleum Congress. Vol. I, p. 195-209.
7. DESSAUVAGIE T.F.S. (1970): "Excursion to Cretaceous and Tertiary rocks of Southern Nigeria". Conference on African Geology-University of Ibadan, Nigeria, December 1970.
8. Federal Ministry of Information, Lagos, Nigeria, (1970):
"Second National Development Plan 1970-1974".
9. FURON R.: "Géologie de l'Afrique":
Ed. Payot, Paris 1968, p. 223-229.

10. HABARTA A.W. (1970): "Offshore developments with special reference to Okan Field". First Conference on African Geology-University of Ibadan, Nigeria, Dec.1970.
11. HOSPERS. J., (1965): "Gravity field and structures of the Niger Delta, Nigeria, West Africa", Bull. of Geol. Soc. America, 1965, Vol. 76, p. 407-422.
12. "International Petroleum Encyclopedia" - 1970, published by the Petr. Publishing Co. Tulsa, Oklahoma, p. 96-97.
13. "International Petroleum Industry" (1967) Vol. II, p. 109-111, published by Gordon Henley Barrows.
14. Ministry of Mines and Power, Republic of Nigeria: "Annual Report of the Mines Division", 1952-1953; 1953-1954; 1954-1955; 1955-1956; 1956-1957; 1957-1958; 1958-1959; 1959-1960; 1960-1961; 1961-1962.
15. "Annual Report of the Petroleum Division"; 1962-1963; 1963-1964; 1964-1965; 1965-1966; 1966-1967; 1967-1968.
16. "Monthly Petroleum Information" Nos. from January 1969 to March 1971.
17. MURAT R.C. (1970): "Stratigraphy and paleogeography of Cretaceous and Early Tertiary in Southern Nigeria". First Conference on African Geology, University of Ibadan, Nigeria, Dec. 1970.
18. "Mining Annual Review" for 1969, 1970, 1971.
19. Ministry of Information, Lagos, Nigeria (1965): "Investment opportunities in Nigeria".
20.(1968): "Establishing a business in Nigeria" (2nd Edition).
21. "Minerals Yearbook" Published by the Bureau of Mines, United States Department of Interior: 1964,1965,1966, 1967,1968,1969.

22. "Oil and Gas International":Nos. from January 1969 to December 1970.
23. "Oil and Gas Journal":Nos. from 30 December 1968; 28 December 1969;
28 December 1970.
24. OYAWOYE, M.O. (1970) : "Basement complex of Nigeria". First Conference
on African Geology, University of Ibadan,
Nigeria, December 1970.
25. PEARSON SCOTT, R., (1970) "Petroleum and the Nigerian Economy" Stanford
University, Bess, California.
26. Petroleum Press Service Vol.XXXV (1968), p. 289-291; 393,433,473,
Vol. XXXVII (1970), p. 26-27,64,65,85-87,152,
184, 405; Vol. XXXVIII (1971), p. 74,146,216,
227, 228,233.
27. Petroleum Times: nos. from 1968-August 1971.
28. Quarterly Economic Review-Nigeria: nos. from 1968-1971.
29. REYMENT R.A. (1965): "Aspects of the Geology of Nigeria" Ibadan
University Press, 1965.
30. SCHATZL L.M. (1967), "Petroleum in Nigeria" - Oxford University
Press, Ibadan,1969.
31. SHORT K.C. and STAUBLE A.J. (1967): "Outline of Geology of Niger Delta"
Am. Assoc. Petr. Geologists Bull. Vol. 51, n°5
(May, 1967) p. 761-769.
32. STANFORD EDWARD Ltd.: "International Map Bulletin" n°18, June 1965,
p.16.
33. "Topographic mapping of Nigeria "Progress Report 31/12/62-31/12/65,
submitted by the Government of Nigeria, ECA -
E/CN.14/CART/172.
34. UNESCO & ASGA "International tectonic map of Africa"
(1: 5,000,000) Explanatory note.
35. World Petroleum Report: 1959,1960,1961,1962,1963,1964,1965,1966,1967
1968,1969,1970.