

REPUBLIQUE DU MALI

Rapport de Mission

(15-22 novembre 1986)

par

Gerard S. Medaisko

Conseiller Technique en Exploration Pétrolière

Division des Ressources naturelles et de l'Energie

Département de la Coopération Technique pour le Développement

Nations Unies

1 UN Plaza

New York, N.Y. 10017

Téléphone: (212) 754-8757

New York

26 novembre 1986

03/0006

TABLE DES MATIERES

	<u>Page</u>
Résumé et Recommendations	4
I. INTRODUCTION	5
2. ITINERAIRE ET EMPLOI DU TEMPS	5
3. GENERALITES SUR LE MALI	8
4. GEOLOGIE DU MALI	14
4.1 Historique	14
4.2 Stratigraphie	17
4.2.1 Bassin de Taoudeni	18
4.2.2 Bassin des Iullemeden et Bassin de Tamesna	23
4.2.3 Bassin de Gao	28
4.2.4 Fossé de Nara	31
4.3 Intérêt Pétrolier	32
4.3.1 Bassin de Taoudeni	32
4.3.2 Bassin du Tamesna	32
4.3.3 Bassin des Iullemeden et Bassin de Gao	33
(i) Réservoirs	33
(ii) Structures	33
(iii) Roches Mères	33
4.3.4 Fossé de Nara	34
4.4 Autres Energies Fossiles	35
4.4.1 Schistes Bitumineux	35
4.4.2 Lignite	37
4.4.3 Charbon	37
4.4.4 Tourbe	38
4.4.5 Gaz Biogénique	39

5.	CONCLUSION	40
6.	PROJETS DE COOPERATION ENTRE DGNM et DCTD	41
6.1	Acquisition de Données Sismiques	41
6.2	Inventaire des Ressources en Energie fossile	42
7.	REMERCIEMENTS	43

TABLE DES PLANCHES

Annexe 1 Tectonic Schema of North Africa

Annexe 2 Extracting Energy from peat without Harming
our Environment

Annexe 3 Organisation des Secteurs Petrolier et Minier

Résumé et Recommendations

Le Mali couvre 1.204.000 km² dont environ 850.000 km² correspondent à des terrains sédimentaires ayant un potentiel pétrolier (comme toute assise sédimentaire).

Quelques 17.000 kms de sismique réflexion et cinq forages profonds seulement ont été exécutés entre 1967 et 1985, autant dire que le pays est largement sous-exploré au plan pétrolier. La plupart des forages sont d'ailleurs mal implantés et peuvent, de ce fait, ne pas être représentatifs du potentiel pétrolier des bassins dans lesquels ils se trouvent.

Il importe donc d'accroître la couverture sismique pour avoir une meilleure connaissance du sous sol. Il conviendrait de tirer entre 5.000 et 15.075 kms de profils sismiques complémentaires dans le bassin de Taoudeni, 2.000 à 10.450 km dans celui des Iullemeden, 1.000 km à 6,350 km dans celui de Tamesna, 850 à 1.000 km dans celui de Gao et 1.000 à 3.350 km dans le fossé de Nara. Il s'agit là d'un programme considérable dont la réalisation par un "contracteur" de sismique coûterait de 100 millions à 360 millions de \$ E-U. Par contre, l'acquisition du matériel de tirs sismiques, la mise à disposition de conseillers techniques et la formation de personnel malien nécessiterait une mise de fonds de 3 millions de \$ E-U et entraînerait des frais opératoires annuels de \$ E-U 500.000 mais permettrait de réaliser en quatre ans un programme minimum de 10.000 km. Ce programme serait suffisant pour relancer utilement la recherche pétrolière au Mali.

Quant à l'inventaire des ressources en schistes bitumineux et lignite/charbon et à la recherche du gaz d'origine microbienne (gaz des marais) dans la boucle du Niger, ce sont deux autres projets qui pris séparément, feraient appel respectivement à \$ E-U 275.000.00 et \$E-U 250.000.00 - 300.000,00. Ces deux derniers projets pourraient d'ailleurs être combinés, ce qui réduirait leur coût à \$ E-U 450.000.00 - 500.000.00

1. INTRODUCTION

A la demande du Gouvernement du Mali, le Conseiller Technique en exploration pétrolière s'est rendu à Bamako pour s'informer de l'état d'avancement des recherches pétrolières dans le pays et pour déterminer les besoins éventuels en assistance technique spécialisée, dans le cadre du prochain cycle 1987-1991.

La mission s'est déroulée du 15 au 22 novembre 1986 conformément aux termes de référence.

2. ITINERAIRE ET EMPLOI DU TEMPS

15 novembre 1986
(samedi)

Arrivée à Bamako à 19:20 h.

16 novembre 1986
(dimanche)

10:00 h Entretien avec Monsieur
Abdulaye Koné, Ingénieur Géophysicien à la
Direction Nationale de la Géologie et des
Mines (DNGM).

17 novembre 1986
(lundi)

Bureaux du PNUD fermés.
07:30 h - Entretiens à la DNGM avec
Monsieur Sékou Diallo, Directeur de la
Géologie et des Mines ainsi qu'avec
Messieurs Hilarion Traoré, Directeur
adjoint; Mamadou Simpara, Chef du Service
des Hydrocarbures; Abdulaye Koné et
Ibrahim Kantao, Ingénieur Géologue.
10,00 h Visite des bureaux et
laboratoires du projet "Or - Bagöé"
(MLI/85/007). Entretien avec Monsieur
Michel Atger, Conseiller Technique
Principal.

18 novembre 1986
(mardi)

11,00 h DNGM - Entretiens avec Messieurs Simpara, Koné et Kantao sur le bassin de Taoudeni (Géologie, Exploration et Potentiel Pétrolier).

07,30 h - DNGM - La visite du Ministre de Tutelle, S.E. Drissa Keita, Ministre du Développement Industriel et du Tourisme étant attendue dans le courant de la matinée, le Conseiller Technique s'est alors rendu au bureau du PNUD.

09,00 h Bureau du PNUD. Entretien avec Monsieur Michel Gautier, Représentant Résident Adjoint, et Bruno Pouezat, JPO. Ebauches des projets identifiés dans le domaine de l'énergie, à savoir:

1. Fourniture éventuelle d'un équipement de mesures sismiques qui pourrait être mis en oeuvre par le personnel de la DNGM sous la conduite de conseillers spécialisés;
2. inventaires des ressources domestiques en tourbe, lignite, charbon et gaz biogénétique. Ces projets doivent nécessairement être accompagnés par un renforcement des structures de la DNGM, faisant intervenir la mise à disposition d'un Conseiller Technique Pétrolier assisté éventuellement de conseillers spécialisés à temps partiel. Ces projets sont détaillés aux Chapîtres 5 et 6 ci-après.

19 novembre 1986
(mercredi)

Bureaux fermés (Célébration de la prise du pouvoir par les Forces Armées).

Rédaction du rapport de mission.

19:00 h - Entretien avec Monsieur Bath de la Banque Mondiale et Monsieur Serge Boeuf du BEICIP.

20 novembre 1986
(jeudi)

08:00 h - Bureau de DNGM. Entretien avec Monsieur Kantao portant sur le fossé de Nara.

09:00 h - Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Energie. Entretien avec Monsieur Sinalou Diawara, Directeur National du Projet PNUD MLI/84/005 - "Recherche d'Eau dans le Delta Intérieur du Niger.

10:00 h - Entretien avec Monsieur Mamadou Bathily, Ingénieur Géologue chargé des projets tourbe, lignite et charbon à la DNGM.

12,00 h - Entretiens avec Messieurs Abdulaye Koné et Ibrahim Kantao sur la géologie pétrolière des bassins de Gao, des Iullemmeden et de Tamesna.

Identification et discussion de projets d'assistance technique éventuelle de la part de DCTD.

14:30 h Bureau du PNUD. Entretien avec Monsieur Bruno Pouezat, JPO, qui se charge de faire un compte rendu de la visite du Conseiller Technique à Messieurs Charles Larsimont, Représentent Résident et Michel Gauthier, Représentent Résident Adjoint.

21 novembre 1986
(vendredi)

Bureaux fermés (Naissance du Prophète)
10:00 h - Entretiens à mon hôtel avec
Messieurs A. Koné et J. Kantao portant sur
les schistes bitumineux d'Agamor et sur
les problèmes de renforcement des
structures de la DNGM, de formation et
d'assistance technique bi-latérale.

22 novembre 1986
(samedi)

Bureaux fermés (Naissance du Prophète)
11:30 h Départ de Bamako
23:00 h Arrivée Paris.

3. GENERALITES SUR LE MALI

3.1 Située dans l'ouest de l'Afrique à 500 kilomètres des côtes de l'Océan Atlantique et du Golfe de Guinée, la République du Mali couvre 1.204.000 km² (464.873 miles carrés) entre les méridiens 4°00 de longitude est et 12°00 de longitude ouest et les parallèles 10°00 et 26°00 de latitude nord.

Le Mali ne possède pas de frontières naturelles et se trouve entouré par sept pays: l'Algérie au nord, le Niger à l'est, le Burkina Faso au sud-est, la Côte d'Ivoire au sud, la Guinée au sud-ouest, le Sénégal à l'ouest et la Mauritanie au nord-ouest.

C'est donc un pays continental qui peut être divisé en trois zones orographiques: la zone soudanienne correspondant à la boucle du Niger au Sud (600,000 km²); le Sahel compris entre une ligne brisée passant par Kayes, Kolokani, Segou et Bandiagara au sud et un segment de droite joignant Tombouctou à Bourem au nord (400,000 km²); et le Sahara dans la partie septentrionale du Mali, aux confins de la Mauritanie et de l'Algérie (200,000 km²).

- (i) La boucle du Niger est une région de savanne et d'arbustes clairsemés. Le fleuve Niger qui prend sa source en Guinée, dans le Massif du Fouta Djalon, la borde sur 1.630 km tout en traversant de nombreux lacs qui ont un effet régulateur sur son cours: lac Debo près de Mopti, lac Faguibine, lac Horo, lac Fati et lac Tele.
- (ii) Le Sahel est une région de dunes (Gourma, Ouagadou) et de plateaux caillouteux (Regs) où l'eau est rare et les nappes phréatiques sont souvent asséchées.
- (iii) Le Sahara est une étendue sablonneuse parsemée de dunes où seules quelques pistes sont praticables, dont les axes Tomboudou-Taoudeni et Gao-Rali Salem-Bechar en Algérie.

3.2 Le relief du Mali présente une assez grande monotonie du fait qu'il affecte des terrains anciens qui ont été érodés au cours des âges géologiques. En de nombreux points du territoire, le sol est recouvert par une carapace rougeâtre de latérite. En de rares endroits, la monotonie du relief se trouve brisée par des plateaux tel que le plateau mandingue, compris entre Koulikoro et Kayes, qui culmine à 800 m d'altitude, et celui de Bandiagara entre San et Hombori dont le point le plus élevé atteint 1,150 m, ainsi que par des falaises à peu près rectilignes comme celles de Tambaoutia et de Bandiagara.

3.3 Au plan climatique on distingue trois saisons principales:

- (i) De novembre à février, une saison fraîche et sèche (25° à Bamako);
- (ii) De mars à juin, une saison chaude (35° à Bamako) avec températures augmentant au fur et à mesure que l'on monte vers le nord;
- (iii) De juillet à octobre, la saison des pluies ou hivernage (30° à Bamako où il tombe de 300 à 400 mm de pluie en août). Dans le sud, les pluies peuvent commencer en mai et durer jusqu'en novembre. Au Sahel, elles durent de juillet à septembre, mais ne tombent qu'une année sur trois. Les pluies sont très rares, voire inexistantes dans le nord du pays.

L'harmattan, vent chaud et sec, souffle de l'est, durant la saison sèche. Durant la saison des pluies, les vents soufflent du sud.

3.4 Le Mali dont la capitale est Bamako a une population de 7,8 millions d'habitants concentrés le long du cours supérieur du Niger et de ses affluents (Fié, Sankarani, Bani). C'est une population jeune car 50% des habitants ont moins de 20 ans. L'ethnie noire représente à elle seule plus de 5/6 de la population. Dans l'ethnie blanche qui habite le nord du pays, on compte les Maures, les Touareg et les Peuhls.

3.5 L'infrastructure du Mali comprend environ 12,080 km de routes et pistes dont environ 7,500 km sont praticables en toutes saisons.

La voie ferrée Dakar-Niger (1,290 km au total dont 641 km au Mali) relie Dakar à Koulikoro par Diboli (frontière du Sénégal), Kayes, Bafoulabé, Kita et Bamako. Le trajet dure 24 heures mais peut parfois prendre davantage.

Le Niger est navigable sur 1,750 km, de Kouroussa en Guinée à Bamako (350 km) et de Koulikoro à Ansongo (1,400 km), de juillet à décembre. Le parcours Koulikoro-Gao dure cinq jours.

Il existe de nombreux aérodromes dont celui de Bamako-Sénou. Air Mali assure les liaisons intérieures tandis que les liaisons internationales sont assurées par Air Mali, Air Afrique, UTA, Sabena, etc.

3.6 Les ressources naturelles connues du Mali sont assez limitées. Le secteur minier est encore peu développé. Il y a quelques gisements d'or primaire, assurant une production annuelle de l'ordre de 1,5 tonne (Kalana, Bouré, Bambouk) et de très nombreux indices prometteurs (Bagöe).

Il existe un gisement de fer dans la région de Kayes-Bafoulabé dont les réserves dépasseraient 100 millions de tonnes d'un minerai d'une teneur de 50 à 55%. Il existe aussi de petits gisements de fer latéritique dont l'exploitation est quasi artisanale.

On connaît un gisement de manganèse (3,5 millions de tonnes) à l'est d'Ansongo, un gisement de phosphate (20 millions de tonnes) au nord de Bourou et un gisement de bauxite (800 millions de tonnes) dans le sud-ouest du pays.

Il convient d'ajouter la mine de sel de Taoudenit, le gîte de marbre de Bafoulabé et les carrières de calcaires de Diamou.

Des recherches pétrolières ont été effectuées sporadiquement de 1953 à 1985 mais n'ont pas été couronnées de succès. Nous leur consacrons le chapitre

4.1 Récemment, le groupe Krupp s'est enfin livré à la prospection des minerais radio-actifs.

En fait, le sous-sol du Mali est encore mal connu.

L'un des projets que nous proposons concerne l'acquisition massive de données sismiques. Un autre projet vise à faire l'inventaire des ressources en tourbe, lignite, charbon et gaz d'origine bactérienne.

3.7 Sur le plan énergétique, la situation peut être considérée comme satisfaisante au regard des chiffres publiés. En effet, le Mali a une puissance électrique installée de 82,25 MW (dont: 51,9 MW d'origine hydraulique; 13,36 MW d'origine thermique et 16,96 MW découlant d'une autoproduction par groupes électrogènes) pour une consommation de 149 millions Kwh (en 1982) soit: 105 millions Kwh d'origine hydraulique; 8 millions Kwh d'origine thermique et 36 millions Kwh d'autoproduction.

En fait, ces chiffres traduisent mal la réalité. L'énergie électrique est actuellement produite par l'Electricité du Mali, la Comatex et divers autoproducteurs. Si l'on fait abstraction des autoproducteurs, on constate que 90% de la production d'électricité d'origines hydraulique et thermique est consommée dans le secteur de Bamako-Koulikoro-Kati. Le restant du pays dépend, pour la satisfaction de ses besoins, de produits pétroliers d'importation et de bois de chauffe.

En 1981, la facture pétrolière du Mali s'est montée à 21 milliards CFA pour 185,000 m³ de produits pétroliers importés. Elle représentait alors 40% du montant des importations maliennes. En 1982, elle a encore augmentée pour atteindre 138,553 tonnes équivalent pétrole (TEP) représentant 33,5 milliards CFA, soit environ 6,7% du PIB.

La demande de produits pétroliers en 1982 se décompose comme suit:

Gaz liquéfiés	226 TEP
Essence aviation	481 TEP
Carburéacteurs	10.748 TEP
Supercarburant	667 TEP
Essence ordinaire	59.921 TEP
Pétrole lampant	11.983 TEP
Gas oil	39.139 TEP
Diesel oil	15.139 TEP
Fuel oil	<u>2.875 TEP</u>
 Total Energétique	 134.179 TEP
Bitumes	682 TEP
Lubrifiants	<u>3.692 TEP</u>
Total Général	138.553 TEP

La consommation de produits pétroliers était de 18.9 kg/habitant en 1982 (dont 18.3 kg pour les produits énergétiques). Elle ne représente que 5.4% de la consommation totale d'énergie dont la composante principale est le bois de chauffe. A noter qu'en ce qui concerne celui-ci, la consommation ne représente que 60% de la demande et le déficit atteignait 3,8 millions stères (m³) en 1982.

En effet, d'après le rapport Trans Energy (1984), la consommation de bois chauffe était de 6,7 millions stères (m^3) en 1982 pour une demande évaluée à 10,5 millions stères (m^3). Sur une base moyenne de $700 \text{ kg}/m^3$ (est-à-dire un bois sec d'un pouvoir calorifique de 4,5 thermies/kg), la consommation représentait 2,11 millions TEP (correspondant en majeure partie à des besoins d'origine domestique). Dans ce total, le charbon de bois entre pour 11,200 TEP, soit 14,000 t/an environ.

Le tableau ci-dessous donne un bilan énergétique du Mali pour l'année 1982 exprimé en 10^3 TEP/an.

	Bois	Charbon Bois	Biomasse	Produits Pétroliers	Hydro- Électricité	Total
Production	2113,3	31,5	12,4	134,1	90,8	2381,6
ertes Conversion:						
Bois/Charbon		20,3				
Production thermique						
+ autoproduction						
électricité				10		
Hydro-électricité					58,5	88,8
ertes Distribution					3,3	3,3
mande finale	2113,3	11,23	12,4	124,1	28,5	2289,5

Il n'existe pas de production d'hydrocarbures au Mali. Il n'existe pas plus de raffinerie de pétrole brut et les besoins pétroliers domestiques sont satisfaits par l'importation de produits raffinés en provenance de la raffinerie de la Société Africaine de Raffinage (SAR) à Dakar, de celle de la Société Ivoirienne de Raffinage (SIR) à Abidjan et du dépôt de Parakou au Bénin (pour l'Est du pays).

Au départ de Dakar, la distance à parcourir est de 1231 km dont 653 km à travers le Sénégal; au départ d'Abidjan, elle est de 1385 km dont 755 km en Côte d'Ivoire.

Les cinq sociétés qui entrent dans la composition du capital de la SAR et de la SIR assurent la distribution des produits pétroliers au Mali, en association avec Petrostock.

A l'époque de notre visite, le territoire du Mali n'était couvert par aucun permis de recherche pétrolière et aucune demande de permis n'était en instance.

4. GEOLOGIE DU MALI

4.1 Historique

Faisant suite à une exploration géologique sommaire du Mali (alors appelé Soudan occidental) au début des années 30, les premiers travaux de recherche pétrolière ont débuté en 1957. Nous citerons pour mémoire:

- o 1957-1962 Travaux de la Société Africaine des Pétroles (S.A.P.):
Etude géologique des bordures du Bassin de Taoudeni;
- o 1958 Sondages électriques effectués par la Compagnie Générale de Géophysique (CGG) dans le Bassin de Taoudeni;
- o 1958-1962 Levés gravimétriques de l'Orstom dans les Bassins de Gao et des Iullemeden. En outre, cinq profils ont été exécutés par l'assistance technique soviétique entre Gao et Ménaka, mais ne sont pas disponibles.
- o 1962-1967 Campagne aéromagnétique de la SONAREM et assistance technique soviétique dans le Bassin des Iullemeden et dans celui de Tamesna: Mise en évidence du fossé d'effondrement de Nara. En tout, 29,000 km de profils ont été effectués par la SAPA selon une maille de 5 X 15 km.

- o 1963-1965 290 km de sismique réfraction ont été tirés par l'assistance technique soviétique dans le Bassin de Gao.
- o 1963-1965 374 km de sismique réfraction ont été tirés par l'assistance technique soviétique dans le Bassin des Iullemeden et dans celui de Tamesna, ainsi que 11 km de sismique réflexion.
- o 1963-1966 462 km de sismique réfraction et 27 km de sismique réflexion ont été tirés par l'assistance technique soviétique dans les régions de Tahabanat, In Arei et In Tallak.
- o 1964-1965 Des mesures telluriques ont été faites dans les bassins de Gao et de Tamesna suivant une maille de 8 X 8 km, par une mission soviétique.
- o 1967 ± 100 km de sismique réflexion ont été tirés vers In Esserine (Bassin de Tamesna) par une mission soviétique.
- o 1970 Marque le début des travaux effectués par des sociétés pétrolières privées dans le cadre de permis de recherches: Texaco-Esso dans le bassin de Taoudeni; Sun Oil dans celui de Tamesna; Texaco, Murphy et SNEA dans le graben de Gao. Mentionnons également les deux permis pris par AGIP dans la partie Mauritanienne du bassin de Taoudeni. Cette phase a pris fin en février 1985 avec l'abandon du forage d'Atouila exécuté par Esso dans le permis de Taoudeni Malien.

Au cours de cette période 1970-1985 les travaux suivants ont été réalisés:

<u>Nature des Travaux</u>		<u>Maitre d'Oeuvre</u>	<u>Date</u>	<u>Région</u>
o Sismique réflexion	850 + 630 km	Texaco	1970	Fossé de Gao Nord. Robert Ray Geophysics. Dynamite. Ouverture 12. DFS III.
		Sun	1972	Bassin de Tamesna
	8490 km	Texaco-Esso	juillet 1972 à décembre 1984	Taoudeni Malien
	4606 km	Texaco-Esso	juillet 1972 à avril 1973	Taoudeni Malien
	1668 km	AGIP	-	Taoudeni Mauritanien
	700 km	Sun	1973	In Talak (Niger) Seismic Rogers. Chute de Poids. Couverture 12. DFS III.
	789.6 km	Murphy	1973-1975	Fossé de Gao Sud. Chute de poids. DFS III.
	-	SNEA	1978	Taoudeni Malien
	1496 km	Esso	octobre 1981 à juin 1982	Taoudeni Malien-Gao (CFPS)
		Texaco	1973-1974	Taoudeni Malien
o Levés gravi- métriques	-	Texaco		
	-	Texaco		Taoudeni Malien
	-	AGIP		Taoudeni Mauritanien
o Levés aéro- magnétiques	-	SNEA	1979	Fossé de Nara
		DGNM-BEICIP	1979-1985	Taoudeni Malien
o Etudes géo- logiques de synthèse régionale				

Ces études couvrent l'Infracambrien et le Paléozoïque de Mali et de Mauritanie. Elles ont conduit, en 1981, à la prise du permis de Taoudeni (142,000 km²) par Esso-Mali.

<u>Nature des Travaux</u>		<u>Maitre d'Oeuvre</u>	<u>Date</u>	<u>Région</u>
o Forages	Tahabanat-1	Sonarem	1967-1968	Bassin des Iullemeden
	In Tamat-1	Sonarem	1969-1970	Bassin de Tamesna
	Abolag-1	AGIP	26 déc. 1973 à 22 avril 1974	Taoudeni Mauritanien
	Ouasa-1	AGIP	17 mai à 5 octobre 1974	"
	Ansongo-1	SNEA-Murphy	1979	Fossé de Gao
	Yarba-1	SNEA	1982	Taoudeni Malien
	Ataouila-1	SNEA-Murphy	1979	"

4.2 Stratigraphie

L'histoire géologique du Mali est assez complexe et encore mal connue en dépit des nombreuses études qui ont été effectuées.

Dans le cadre d'un projet d'assistance technique de la Banque Mondiale, la Direction Nationale de la Géologie et des Mines et le BEICIP se livrent depuis 1980 à des études géologiques de synthèse qui ont été régulièrement mises à jour, à la suite des travaux de sismique et de forages intervenus entre 1981 et 1985.

Ces études fort détaillées accordent une place prépondérante au domaine non sédimentaire sans toutefois en tirer les déductions qui s'imposent quant à l'influence exercée par l'évolution tectonique du socle sur la couverture sédimentaire sus-jacente. En effet, nous pensons que les mouvements du socle au Mali, ont dû conditionner la genèse et l'accumulation des hydrocarbures dans la série sédimentaire qui le surmonte comme ils l'ont fait en d'autres points de la plateforme saharienne.

Nous n'avons pas l'intention dans ce rapport de réécrire l'histoire stratigraphique du Mali mais simplement d'indiquer des axes de recherches qui devraient faire l'objet d'études futures.

Au plan de la géologie pétrolière, on distingue quatre grandes unités sédimentaires qui ont été explorées sans résultats positifs par géophysique et forages. Leur surface cumulée représente environ 850.000 km²:

- o Le bassin de Taoudeni au nord;
- o Les bassins des Iullemeden et du Tamesna à l'est (= Bassin de l'Azaouak)
- o Le graben de Gao sur le rebord occidental du bassin des Iullemeden.
- o Le graben de Nara sur le rebord meridional du Bassin de Taoudeni

Chacune de ces unités participe d'un ensemble sédimentaire beaucoup plus vaste et qui déborde les frontières du territoire malien. Dans ce rapport, nous éviterons autant que faire se peut, de situer chaque unité dans son ensemble pour des raisons de simplification.

4.2.1 Bassin de Taoudeni

Le synclinal ou synéclise de Taoudeni occupe 1.500.000 km² situés à cheval et par moitiés égales sur l'ouest du Mali et l'est de la Mauritanie.

Ce bassin a fait l'objet de nombreux levés géologiques, entre 1933 et 1980.

Il est limité au nord par une dorsale cristalline qui s'exprime dans les massifs de Reguibat, du Yetti et des Eglabs et qui le sépare des bassins algériens de Tindouf et de Reggane avec lesquels il partage la même aire de sédimentation au Paléozoïque.

A l'ouest, il vient buter contre les Mauritanides, zone ancienne remobilisée durant l'orogénie hercynienne, à allure cisailée et chevauchante vers l'est. La limite sud du bassin est une limite d'érosion marquée par la dorsale de Leo, non sans analogie avec la dorsale Reguibat au nord. Vers l'est, le Taoudeni vient en apparence buter contre le massif de l'Adrar des Iforas. En fait, les relations entre ces deux unités structurales sont beaucoup plus complexes car ces unités participent vraisemblablement de deux microplaques lithosphériques différentes, dont la suture suit plus ou moins le tracé de la faille du Niger relayée vers le nord par celle de Mahia.

Le remplissage du bassin de Taoudeni va de l'Infracambrien inférieur au Carbonifère (Westphalien) sous un recouvrement de Continental Intercalcaire d'âge Permien à Crétacé inférieur.

Il montre deux cuvettes principales dont la plus importante, à l'ouest, se trouve en Mauritanie, tandis que l'autre au nord-est est centrée sur Taoudeni. Cette dernière a fait l'objet du permis Esso Mali de Taoudeni d'une superficie de $142,000 \text{ km}^2$ (détenu de 1981 à 1985) et du permis SNEA d'Araouane (détenu de 1981 à décembre 1982).

Considéré comme un bassin intracratonique résiduel relativement stable, le bassin du Taoudeni est en fait beaucoup plus complexe qu'il n'apparaît.

Le bâti antécambrien a joué suivant des directions différentes au cours des âges géologiques entraînant des phénomènes locaux de non-déposition, d'érosion, de variations d'épaisseurs et de variations de faciès. La direction la plus ancienne s'organise autour d'un axe nord-sud. Elle est nettement marquée dans l'Infracambrien avec des variantes allant du NNE à l'ENE. Elle se traduit par l'existence de zones hautes ou seuils séparant des dépressions en forme de cuvettes ou de sillons suivant les cas.

Le rejeu de ces directions infracambriennes s'est poursuivi dans le paléozoïque en s'accompagnant d'un basculement du socle vers le nord-est.

Les forages d'Atouila et de Yarba au Mali et ceux d'Abolag et d'Ouasa en Mauritanie montrent que le "depocenter" du Cambro-Ordovicien-Silurien se trouve dans la cuvette de Taoudeni où il occupe un bassin synclinal d'axe NNW-SSE.

Par contre les sédiments du Gothlandien-Devonien-Carbonifère se répartissent suivant deux synclinaux d'axe NNE-SSW séparés par une zone haute passant par Abolag et Ouasa: celui de Taoudeni à l'est et celui de Makteir à l'ouest.

Quant à la bordure sud du bassin qui est considérée comme une limite d'érosion, elle est en fait la résultante d'un haut fond qui s'est développé suivant la direction privilégiée du socle orientée à l'ENE.

Ce haut fond connu sous le nom de seuil de Bamako s'est manifesté à l'Infracambrien inférieur pour disparaître par affaissement ou érosion dès la fin de cet étage. A l'Infracambrien moyen et supérieur, le seuil de Foum el Alba situé dans le prolongement nord oriental du seuil de Bamako a pris le relais de ce dernier, formant ainsi barrière au dépôt des sédiments de ces deux étages.

Notons au passage que la surrection du socle suivant une direction privilégiée principale n'empêche pas l'apparition d'éperons rocheux du socle d'importance subalterne mais d'orientations variées, créant autant d'autres "seuils" secondaires comme celui d'Hombori Goundam orienté au nord-ouest et dont l'influence sur la sédimentation est bien moindre (simple réduction d'épaisseur).

Par isostasie, l'apparition d'une zone haute en un point d'un bassin au cours de l'Infracambrien amorce un phénomène de subsidence à sa périphérie. Si les rejeux se multiplient par la suite, il ne tarde pas à se former une dépression qui peut prendre des allures de fossé d'effondrement lorsque la tectonique devient cassante au cours des âges géologiques. C'est précisément ce qui s'est produit sur la bordure méridionale et sud orientale du bassin de Taoudeni avec l'apparition dès le Paléozoïque de la zone subsidente du Gourma, dont la caractérisation très nette au Crétacé inférieur a donné naissance aux grabens de Nara et de Gao. Ces deux fossés dans lequel s'est développée au Crétacé une sédimentation marine en provenance de la province atlantique nouvellement formée sont des zones d'intérêt pétrolier certain sur lesquelles nous reviendrons dans la suite de ce rapport.

Vu sous cet angle, le bassin de Taoudeni apparaît comme un damier complexe dont nous avons une connaissance limitée.

Outre les levés géologiques dont nous avons parlés précédemment 14,764 km de profils sismiques ont été tirés dans le bassin de Taoudeni dont 13,096 km au Mali et 1668 km en Mauritanie. La maille sismique varie considérablement. Dans le meilleur des cas elle est de 11 km X 6 km mais, le plus souvent, elle atteint 100 km X 60 km. Ce n'est pas suffisant pour comprendre la tectonique profonde du bassin. Enfin, dans ce bassin grand comme deux fois l'Etat du Texas, quatre forages seulement ont été effectués (deux au Mali - Yarba et Atouila et deux en Mauritanie - Abolag et Ouasa) alors que le sous-sol texan a été perforé plus de 2.200.000 fois.

Nous ne saurions donc considérer comme représentatif du bassin aucun des forages effectués à ce jour.

L'étude de maturation des sédiments du forage d'Atouila, au Mali, effectuée par l'IFP montre un degré de carbonisation de la série paleozoïque infra-devonien supérieur assez élevé, que l'IFP se refuse à attribuer à la présence des nombreux sills et dykes de dolérite observés dans le forage.

Esso Mali, par contre, indique que le gradient géothermique est bas et de l'ordre de 0,85 degré fahrenheit/100 pieds. De fait, ce gradient représente une valeur de 1,53 degré centigrade/33 mètres, légèrement plus élevée que la normale sans que l'on puisse parler d'un flux thermique élevé pour autant. La carbonisation des sédiments infra-devonien supérieur peut s'expliquer sans doute par le rejeu d'un accident du socle, au dévonien supérieur, sur le trajet duquel se serait trouvé le forage d'Atouila-1. Nous ne pensons pas que cette carbonisation soit un phénomène régional. A Abolag et Ouasa (Mauritanie) les gradients géothermiques mesurés sont respectivement de $0^{\circ} 51$ et $0^{\circ} 6 / 33$ m soit trois fois moins élevés qu'à Atouila et nettement au dessous de la normale cette fois.

Néanmoins et pour conclure ce paragraphe sur le bassin de Taoudeni, nous préconisons de rechercher par sismique réflexion et de tester les réservoirs connus du Devonien inférieur et de l'Ordovicien supérieur situés en position haute et sous un recouvrement moindre qu'à Atouila, là où l'on suppose les argiles gothlandiennes présentes.

Dans un premier temps, la bordure méridionale du bassin de Taoudeni pourrait être étudiée de la sorte. Cela consisterait à faire de la sismique à maille de 5 km X 5 km, dans une auréole de 500 km X 75 km passant entre les forages d'Atouila et de Yarba, à égale distance de l'un et de l'autre. Comme un tel programme représente un total de 15.075 km de profils sismiques, il convient donc de le limiter, aux seules zones d'intérêt éventuel que la réinterprétation de la sismique existante, appuyée par une reconnaissance sismique à maille variable en fonction du tracé des anciens profils, viendrait à mettre en évidence. Un tel programme devrait être limité, dans un premier temps, à 5000 km de profils

Nous verrons dans la suite de ce rapport comment il peut être réalisé.

4.2.2 Bassin des Iullemeden et Bassin de Tamesna

Les bassins des Iullemeden et de Tamesna font partie du grand bassin de l'Azaouak qui s'étend sur l'est du Mali et l'ouest du Niger, où il couvre environ 500.000 km².

Le bassin de l'Azaouak repose sur le craton est-africain, à l'est de la suture panafricaine le long de laquelle s'est développé le fossé d'effondrement de Gao. L'histoire géologique de ce bassin est essentiellement mésozoïque et tertiaire. Les séries sont continentales à l'ouest et marines à l'est. Tectoniquement, le bassin est formé d'une succession de horsts et de grabens de direction subméridienne qui ont joué en tension durant le Cretacé et le Tertiaire.

Les Bassins des Iullemeden et de Tamesna sont deux bassins distincts séparés par la zone haute du Tenekert qui n'est qu'un éperon méridional ennoyé du massif du Hoggar. En territoire malien, ces deux bassins occupent une superficie de 80.000 km², entre le Hoggar au nord, le massif de l'Air à l'est, le bouclier nigérien au sud et l'Adrar des Iforas à l'ouest.

Le Bassin des Iullemeden (50.000 km²) constitue l'unité synclinale la plus occidentale du Bassin de l'Azaouak. Il est compris entre le môle de Menaka à l'ouest (périclinal méridional de l'Adrar des Iforas) et le môle de Tenekert au nord-est.

Ce bassin est assez mal connu. Il n'a été exploré que par un seul forage effectué par la SONAREM en 1968, Tahabanat-1, après qu'une mission russe eut tiré 1126 km de sismique réfraction entre 1963 et 1965 et 138 km de profils réflexion entre 1963 et 1966.

Il contient une série mésozoïque à caractère continental reposant sur les schistes quartzitiques du socle.

La coupe de Tahabanat montre 1910 m de Crétacé continental, dont 340 m de grès (Albien supérieur à Sénonien supérieur) et 1570 m de continental intercalaire. Le forage a été arrêté dans le socle à 2010 m TD après y être entré à 1970 m. Il est dénué d'indice.

Le Bassin de Tamesna couvre 30.000 km² dans la partie nord-est du Bassin de l'Azaouak. C'est un bassin paléozoïque sous une couverture mésozoïque transgressive. Les séries paléozoïques détritiques, formant une succession de cycles séparés par des épeirogénèses, s'appuient sur les assises métamorphiques de la bordure ancienne et se biseautent vers le sud. Le Bassin de Tamesna abrite une série sédimentaire allant du Cambro-Ordovicien au Devono-Carbonifère. Les argiles à graptolithes (Caradoc supérieur à Llandovery moyen) sont représentées sous une épaisseur de l'ordre de 170 mètres. Un seul forage a été effectué en 1970 par la SONAREM, In Tamat-1. Sous une épaisseur de Continental Intercalaire allant de 0 à 540 m, il a traversé le Devono-Carbonifère détritique de 540 à 630 m, le Gothlandien argileux à graptolithes de 630 à 800 m, le Cambro-Ordovicien représenté par les Unités I et III de 800 m à 1140 m, puis pénétré le socle précambrien dans lequel il a été abandonné à 1170 m TD. Ce forage n'a rencontré aucun indice.

Les Bassins des Iullemeden et de Tamesna occupent au sud du Hoggar une position similaire à celle que les bassins d'Illizi, du Mouydir et de l'Ahnet occupent au nord du Hoggar (Annex 1).

Le Bassin de Tamesna, en particulier, peut être comparé à celui d'Illizi; le môle de Tihemboka qui borde l'Illizi à l'est se prolonge vers le sud au travers du Hoggar et l'on retrouve, à l'est du Tamesna, la même série de cassures qui, cette fois délimitent le môle d'In Guezzam.

Alors que l'Illizi est bordé à l'ouest par le môle d'Amguid, le Tamesna est bordé lui par la zone haute du Tenekert que l'on peut considérer comme le prolongement méridional de l'Amguid.

Dans le bassin de l'Illizi, c'est le rejeu de la ride de Tihemboka au cours des temps géologiques et son érosion successive qui a fourni au bassin les sables et arènes constitutifs des réservoirs pétroliers les plus prolifiques des champs d'Edjelleh, Zarzaïtine, Tiguentourine, Tin Ellatine; Champs qui doivent leur existence structurale aux jeux des failles bordières qui soulignent le môle de Tihemboka. Il en va de même en Libye où le champ de Nasr (ex Zelten) est lié au rejeu d'un éperon du Tibesti. Le problème est de déterminer si, dans le bassin de Tamesna, les mêmes causes ont produit les mêmes effets?

(i) Bassin des Iullemeden

Dans le Bassins des Iullemeden, à l'ouest du Bassin de l'Azaouak, le Mézoïque continental monte jusqu'au Cenomanien, à partir duquel une influence marine se fait sentir. Par suite d'un effondrement de la partie occidentale du bassin en liaison avec l'ouverture atlantique, il y a envahissement de l'aire continentale par la mer.

Après ravinement du substratum carbonifère, les grès et argiles rouges continentales post Tassiliens remplissent les infractuosités du terrain et parviennent à former des entablements visibles notamment dans l'Azaouak oriental.

L'érosion intense se fait toujours sentir mais les dépôts éoliens du Jurassique gagnent en superficie, témoignant d'un climat aride mais agité.

Au Crétacé inférieur, les argiles d'Irhazer et les grès du Tegama traduisent une avancée vers l'ouest de l'aire de dépôt du Continental Intercalaire. Le forage de Tahabanat-1 indique que l'extension du Continental Intercalaire a alors atteint le flanc est de l'Adrar des Iforas. Quant au haut fond d'In Guezzam où il a été partiellement érodé ou il a connu un abaissement de son axe.

Au Niger, le Bassin des Iullemeden a fait l'objet d'un seul forage qui a été arrêté dans le socle à 1174 m (Combretoum No 1).

Au Crétacé supérieur des sédiments franchement marins sont connus dans la partie orientale de l'Azaouak tandis que dans le bassin des Iullemeden, à l'ouest de l'Azaouak, s'établit un régime transitoire entrecoupé d'épisodes marins et continentaux.

(ii) Bassin de Tamesna

Dans sa partie occidentale, la sédimentation est contrôlée par tectonique; rôle du môle de Tenekert et de son extension sud-est: bombements de Temekas et Agueboun de fermeture inconnue. Au centre du Bassin même remarque en ce qui concerne le môle d'In Guezzam qui forme un haut fond de direction méridienne s'ennoyant vers le sud. Il sépare le Bassin de Tamesna sensu stricto à l'ouest du bassin synclinal affleurant de Tin Séririne qui se prolonge vers le sud par un bassin essentiellement carbonifère.

La limite d'extension du Cambro-Ordovicien se situe le long du flanc nord du seuil de Tenekert et le long du flanc est du horst d'In Guezzam. Autrement, l'extension du Cambro-Ordovicien est conjecturale.

Le Gothlandien est semble-t-il d'extension plus réduite que le Cambro-Ordovicien par suite d'une troncature antédevonienne dans le bassin et d'une troncature mesozoïque à la périphérie mais ses limites se doivent d'être étudiées plus en détail.

Le Devono-Carbonifère paraît être transgressif vers le sud où il semble reposer sur le môle de Tenekert.

Les relations entre le Tamesna et le Taoudeni de même qu'avec le reste du Sahara sont encore mal connues.

(iii) Conclusions

Bassin de Tamesna: La sismique SUN est acceptable mais ancienne. Qualité moyenne à médiocre en raison d'un dispositif trop long eu égard à l'épaisseur des sédiments. Maillage régulier. In Tamat ne paraît pas bien implanté (implantation antérieure à la sismique SUN). Une structure de surface liée à la faille d'Amguid (Gerary) à la frontière Mali-Niger paraît en position structurale favorable mais le problème des roches Mères se pose. L'anticlinal de Gerary est considéré comme non fermé au Mésozoïque. Fermeture inconnue au Paléozoïque faute de sismique.

Il conviendrait de tirer entre 1000 et 6350 km de sismique complémentaire suivant une maille de 10 X 10 km dans le Bassin de Tamesna.

Bassin des Iullemeden

Les séries paléozoïques du Tamesna viennent en principe se biseauter sur le môle de Tenekert qui plonge vers le sud-est. Le Mésozoïque s'épaissit vers le sud et pourrait être une zone prospective si les sédiments dépassent 1000 m d'épaisseur et si les bassins adjacents sont prouvés pétroligènes.

Le synclinal des Iullemeden plonge vers le sud-est et est affecté aussi par des directions méridiennes: anomalie de Tahabanat dont on ne connaît pas la fermeture.

Le môle de Menaka est le prolongement méridional de l'Adrar des Iforas. C'est une zone couverte de sédiments peu épais (moins de 1000 m) à vérifier par sismique réflexion.

Il faudrait tirer de 2000 à 10.450 km de sismique complémentaire suivant une maille de 10 X 10 km.

4.2.3 Bassin de Gao

Le Bassin de Gao est une des zones clés de la géologie pétrolière du Niger. Il s'agit en fait d'un fossé en forme de demi-graben, s'appuyant au nord-est sur l'envoyage méridional de l'Adrar des Iforas et venant buter contre le massif du Gourma au sud-ouest par la faille du Niger. Vers le nord, il passe dans le perisynclinal du Tilemsi qui vient lui même buter contre le seuil du Tannezrouft.

Le Bassin de Gao est surimposé à la ligne de suture existant entre le craton est-africain et le craton ouest-africain, dont la cicatrisation s'est faite durant la phase orogénique panafricaine. Cette zone a de tout temps constitué une ligne de moindre résistance qui a été maintenue en tension pendant toute la durée du Mésozoïque.

Deux failles principales antithétiques nord-ouest-sud-est affectent le bassin. Des fermetures existent contre ces failles. Ansongo-1 a été implanté sur la faille la mieux assurée au niveau du socle (fermeture 100-150 ms?). Le forage a été arrêté dans un substratum d'âge indéterminé formé de silts et d'argiles très denses (2,60 à 2,70 au lieu de 2,3 à 2,5 pour les silts-argiles Crétacés sus-jacents) et rapides (4500-5500 m/s contre 3500 m/s pour le Crétacé). La carotte prélevée dans le substratum montre des pendages importants confirmant la discordance sous le marqueur sismique pris comme toit du "socle". Le substratum est non fossilifère en palynologie. Le fossé de Gao montre un remplissage de 4500 à 5000 m de sédiments dans une zone de surface réduite (700 km²).

Le fossé de Gao a été envahi par la transgression marine sénonienne en provenance de l'est (du Bassin de l'Azaouak), tandis qu'au Crétacé supérieur (Maestrichtien) et à l'Eocène inférieur, l'invasion marine semble venir du nord par le Tilemsi et le Tanezrouft, ce qui paraît indiquer un violent mouvement de bascule du fond du fossé, en liaison avec un rejeu éventuel de l'Adrar des Iforas. Le Crétacé supérieur atteint des épaisseurs considérables (7642N)

dans les "failed-rifts" (rifts avortés) qui affectent les cratons africains dont ils soulignent les sutures (Fossé de Gao au Mali; Graben d'Agadez au Niger; Fossé d'effondrement du Tchad; Rift du Tanganyika et rifts secondaires du Passarge et du Ncojane-Nosop au Botswana et en Namibie. Ces épaisseurs dépassent souvent 4,000 mètres. A Ansongo-1, la palynologie permet de dater du Barrémien les sédiments les plus anciens mais il n'est pas exclu que des séries anté-Barrémiennes puissent exister.

Le fossé de Gao est donc un sillon intercratonique de direction nord-sud, qui est souligné dans la topographie actuelle par le tracé de la faille du Niger relayée, vers le nord, par celle de Maya. Ces deux failles bordent vers l'est l'arc de Gourma qui sépare le fossé de Gao du Bassin de Taoudeni.

Le Sillon de Gao est un linéament privilégié très ancien, traduisant une zone de faiblesse du socle infracambrien, contemporaine de la cassure atlantique et comparable au fossé d'effondrement d'Afrique de l'Est (Lac Malawi, Lac Tanganyika, Lac Mobutu, Lac Albert).

Il semble qu'au Crétacé, un pré-rift subsident, avorté, sans ouverture s'y soit installé. D'après la coupe du forage d'Ansongo-1 et les résultats de la sismique, le graben de Gao contiendrait une épaisse série détritique. Celle-ci transgresse normalement vers l'est sur la périphérie du massif de l'Adrar des Iforas, en formant un glacis de bordure, tandis qu'elle est effondrée à l'ouest sur la faille du Niger et vient buter contre l'arc Infra-Cambrien du Gourma.

Vers le nord, le Graben de Gao passe progressivement au synclinal de Tilemsi, lequel se trouve, coïncé entre l'Adrar des Iforas à l'est et la zone haute du Djebel Timetrine à l'ouest. Cette dernière appartient à la bordure orientale structurée du Bassin de Taoudeni. Vers le sud-est, le Graben de Gao communique avec le Bassin Crétacé des Iullemeden qui constitue la partie occidentale de l'immense Bassin de l'Azaouak.

Nonobstant les résultats d'Ansongo-1 qui n'est peut-être pas représentatif du fossé de Gao, il est permis de penser qu'à l'image du graben atlantique et du Rift de l'Afrique de l'Est, une sédimentation active ait pu se développer dans le fossé de Gao et qu'elle puisse même contenir une série évaporitique d'épaisseur variable, avec un terme anté-salifère à caractère laguno-lacustre et un terme post salifère témoignant d'influences marines à continentales. A l'instar du sillon atlantique, les sédiments lacustres de la série anté-salifère pourraient occuper des grabens très étroits, allongés parallèlement à l'alignement des failles bordières du Niger et de Mahia. Ces grabens qui, dans le sillon atlantique, sont très subsidents, pourraient être considérés ici comme l'expression d'une tectonique anté-rift moins prononcée puisqu'elle n'a pas conduit à l'ouverture océanique. Leur sédimentation pourrait comprendre, par analogie, des épisodes turbiditiques exprimant normalement une grande activité du fond du bassin et un déséquilibre fréquent entre la subsidence et l'apport sédimentaire du continent au profit de la subsidence, ce qui expliquerait la puissance de la série sédimentaire qui est estimée à 4.500 - 5.000 mètres environ.

Il n'est pas exclu que cet apport sédimentaire soit surtout composé de sédiments sapropéliques dont la transformation en milieu anaérobique donne souvent naissance à des gisements d'hydrocarbures. Une telle dynamique est bien connue dans les lacs actuels de l'Afrique Orientale (Malawi, Ruko, Tanganyika, Kivu, Mobutu, Idi Amine, Dada, Tarkana, etc.) où se déposent des sédiments sapropéliques par des profondeurs allant de quelques mètres à plus d'un millier de mètres.

Dans le Graben de Gao, la sismique de Texaco est moyenne à médiocre. Celle de Murphy est médiocre. De plus, les profils transversaux au bassin sont recoupés par un seul profil longitudinal, ce qui ne permet pas de fermer la maille. Ces profils sont distants de 10 à 15 km les uns des autres.

Il faudrait tirer de 850 à 1.000 km de sismique complémentaire suivant une maille de 10 X 10 km.

4.2.4 Fossé de Nara

Le Fossé de Nara a été mis en évidence dans la boucle du Niger lors de la campagne aéromagnétique effectuée par la SONAREM, en 1963. Il a été confirmé par la SNEA, lors du survol aéromagnétique de son permis de Macina en 1979.

Il s'agit d'une fosse de 300 km X 50 km dont le remplissage n'est pas connu. Elle prend appui, au sud-sud-est sur l'accident du socle de Sassandra.

Autrement, le fossé de Nara est bordé par un système de failles panafricain de direction $N60^{\circ}$, permettant de supposer un remplissage paléozoïque et mésozoïque.

En surface, la région du Nara est recouverte principalement par les dunes de l'Erg Ouagadou (Vallée du Serpent) et elle ne contient que de rares affleurements de grès du Continental Intercalaire.

Les travaux de l'Université de Montpellier effectués par A. Quéral et B. Le Théoff (mars 1980) pour le compte de la SNEA, montrent qu'il s'agit d'une zone structuralement complexe correspondant à un aulacogène précambrien supérieur à trois branches.

La campagne de sondages électriques effectuée en 1955 par la CGG, pour la recherche d'eau, avait déjà mis en évidence la présence d'une fosse tectonique dans la région de Nara-Quartemachet. L'analogie avec le Fossé de Gao avait déjà été avancée à cette époque; le Nara toutefois se trouvant à l'ouest de l'arc infra-cambrien du Gourma.

Ce dernier peut être considéré comme l'un des chaînons d'une vaste cordillère serpentant dans une direction plus ou moins sud-nord, depuis les Dahomeyides jusqu'au Tanezrouft. La direction générale des axes de plis et des axes de crochons est de $N110-120^{\circ}$, c'est-à-dire subperpendiculaire à celle du fossé lui-même. Le rapport Quéral - Le Théoff mentionne que les axes des plis sont en outre soulignés par des fentes d'extrado et indique une direction de compression à $N20^{\circ}$ - $N30^{\circ}$.

Il faudrait tirer entre 1.000 et 3.350 km de sismique à maille 10 X 10 km dans le fossé de Nara.

4.3 Intérêt Pétrolier

4.3.1 Bassin de Taoudeni

L'intérêt pétrolier du Bassin de Taoudeni réside dans l'existence de réservoirs du Dévonien Inférieur et de l'Ordovicien Supérieur situés en position haute sous un recouvrement adéquate, à proximité d'argiles gothlandiennes.

La sismique devrait être une aide précieuse en la matière.

4.3.2 Bassin du Tamesna

Lié à l'existence sur la bordure sud du Hoggar des schistes à graptolithes du Gothlandien constituant la roche mère principale au Sahara. Les réservoirs possibles sont de bas en haut:

- o Grès du Cambro-Ordovicien: les carottes d'In Tamat indiquent une porosité de 9 à 27% et une perméabilité de 26 à 465 md (rarement 1 à 3 md).
- o Grès du Gothlandien: (mauvais réservoirs) Porosité de 1 à 6%. Perméabilité variant de 0,07 à moins de 0,005 md.
- o Grès du Devono-Carbonifère: On ne dispose d'aucune mesure mais ils paraissent poreux.
- o Grès du Mésozoïque inf.: Ils sont mal couverts, insuffisamment enfouis et peu structurés. Leur porosité moyenne atteint 17% et leur perméabilité 15 md.

Le style tectonique du Bassin du Tamesna apparaît essentiellement antémésozoïque avec une phase de réajustement postérieure plus ou moins importante suivant les régions. Ce bassin a un intérêt pétrolier certain et encore très mal identifié. L'existence de structures potentielles peu profondes est supposée.

4.3.3 Bassin des Iullemmeden et Bassin de Gao

(i) Reservoirs

Le Mesozoïque de Tahabanat montre des reservoirs potentiels d'après les mesures effectuées sur 44 carottes entre 800 et 1.675 m (Crétacé) et de 1.900 m au fond (Grès de base).

La porosité varie de 15 à 20% et la perméabilité de quelques millidarcies à plusieurs darcies.

Le Crétacé d'Ansongo n'a pas été carotté: il offre une séquence rythmique d'argile bariolée et de grès à ciment argilo-carbonaté.

D'après les logs électriques, on observe:

Entre 930 et 1.087 m (sur log sonic-densité) une porosité de 20 à 30% mais les corrections d'argiles sont délicates dans une alternance de grès argileux et de grès carbonatés.

Entre 1.414 et 1.645 m (série de base): D'après le log sonic densité, la porosité serait de 25%.

(ii) Structures

Les connaissances structurales sont très incomplètes dans les Iullemmeden: Tahabanat a été foré sur un nose du môle de Tenekert avec fermeture douteuse. D'autres possibilités existent telle la structure anticlinale de Sessao.

(iii) Roches Mères

Les roches mères posent un problème, tant dans les bassins des Iullemmeden, et de Tamesna que dans celui de Gao.

Plus à l'est, au Niger et au Tchad, les champs de Sokor et de Kanem sont respectivement associé à des séries marines du Crétacé, elles-mêmes liées à une transgression plus ancienne et à une subsidence très active pendant toute la durée du Crétacé supérieur.

Il en a résulté un enfouissement propice à la maturation des matières organiques. Au Mali, par contre, dans la partie occidentale de l'Azaouak, les séries marines crétacées-tertiaires manquent d'épaisseur (100 à 200 m seulement) et de profondeur d'enfouissement pour engendrer des hydrocarbures, bien qu'elles soient bitumineuses dans la région d'Agamor.

4.3.4 Fossé de Nara

Aucun forage n'ayant été effectué dans le fossé de Nara, il est difficile de se faire une idée de son potentiel pétrolier.

Pour les uns, ce potentiel est nul. Pour d'autres dont nous sommes, ce potentiel se devrait d'être comparable à celui du fossé de Gao.

En règle général, nous considérons que les bassins sédimentaires du Mali sont très largement sous-explorés et qu'aucun des forages effectués à ce jour n'est représentatif à l'échelle du bassin dans lequel il a été foré.

Il est nécessaire d'acquérir une meilleure couverture sismique de tous les bassins maliens avec une maille régulière, permettant de se faire une meilleure idée de la structure du sous-sol. Le nombre de profils à tirer exclut qu'une compagnie privée (étrangère) puisse s'intéresser au problème dans l'état actuel de l'industrie pétrolière. En conséquence, la DNGM devrait se donner les moyens nécessaires pour effectuer ces campagnes sismiques dont nous reparlerons aux chapîtres 6 et 7.

4.4 Autres Energies Fossiles

Il n'existe pas d'inventaire systématique des ressources en énergies fossiles du Mali, autres que les hydrocarbures.

Comme nous l'avons écrit en page 11, le groupe Krupp s'est livré dernièrement à la prospection des minerais radio-actifs mais nous n'avons pas les résultats de cette étude.

L'existence de schistes bitumineux est connue depuis 1945, celle du lignite depuis 1983, et celle du charbon confirmé depuis 1984. Enfin, en 1986, une mission a étudié les tourbières dans le delta intérieur du Niger. Nous pensons, quant à nous, qu'il peut exister du gas biogénique en solution dans les aquifères profonds de la boucle du Niger.

4.4.1 Schistes Bitumineux

Les premiers indices de schistes bitumineux ont été signalés en 1945 par G. Arnaud, lors du forage d'un puits hydrogéologique à 135 km au nord de Gao.

Dans une note du 17 avril 1953, la Direction de la Géologie et des Mines de l'époque faisait état de l'existence de schistes à joints bitumineux dans la région de Diabigué. Cette note a motivé la thèse de R. Dars en 1960.

Par la suite, en 1962, onze forages ont été effectués par la SONAREM et l'assistance technique soviétique. Sept d'entre eux ont recoupé l'horizon de schistes.

Il a toutefois fallu attendre 1982 pour qu'une étude détaillée par forages soit faite dans la région d'Agamor (Etude des Schistes Bitumineux de la Région d'Agamor, Mali. SNC Mines et Métallurgie - juillet 1983. Rapport rédigé par R. Minto, Ph.D, Ing., Vice-Président, Division Mines et Métallurgie, SNC Inc., 1 Complexe des Jardins et Case Postale 10, Succursale des Jardins, Montréal, Canada H5B 1C8. Téléphone: (514) 282-9551. Telex: 055-60042).

Les ressources totales en schistes bitumineux ont été évaluées à 870 millions de tonnes avec une teneur moyenne de 17,87 litres/tonne et une teneur maximum de 23,55 litres/tonne. Sur cette base, les schistes contiendraient 91 millions de barils de pétrole. La puissance de l'horizon de schistes bitumineux varie de 0,90 à 2,90 mètres et sa profondeur de 54 à 80 mètres.

Les forages effectués par la SNC en 1982-1983 ont mis en évidence des schistes dont la teneur en kérogène est variable. Les pouvoirs calorifiques suivants ont été mesurés sur des échantillons divers:

365 kcal/kg

750 kcal/kg

1.284 kcal/kg

1.435 kcal/kg

Il s'agit de valeurs assez basses attestant de la présence de roches pauvres en kérogène ne pouvant être utilisés comme ressource énergétique.

La campagne de forages SNC n'a reconnu que les limites septentrionale et orientale de la zone de dépôt des schistes bitumineux. Elle n'a pu s'attacher à reconnaître les limites meridionale et occidentale de telle sorte que l'estimation des réserves est sujette à caution. Par ailleurs, les forages SNC ont montré que le niveau de schistes bitumineux était sub-horizontale, alors que sa profondeur d'enfouissement est réputée varier de 54 à 80 mètres (!).

Les études palynologiques indiquent que l'âge des schistes serait oligocène alors qu'il avait toujours été considéré comme étant post-oligocène. Les études de maturation montrent enfin que ces schistes ont subi un enfouissement de 1.000 mètres environ avant d'atteindre leur position actuelle par surrelévation progressive et érosion.

Il semblerait nécessaire de reprendre l'étude SNC et de s'attacher à rechercher, par forages, les limites S et W du gisement afin de le cuber et d'en connaître toutes les caractéristiques.

4.4.2 Lignite

En 1983, Monsieur Mamadou Bathily a participé à une mission allemande de recherche de lignite dans la région située à 10-15 km au nord de Bourem.

Précédemment, la SONAREM avec l'assistance technique soviétique avait trouvé des lentilles de lignite dans la même région. La mission lignite-1983 a confirmé l'existence d'une lentille à une profondeur de l'ordre de 60-100 mètres.

Il faut noter que du lignite a été rencontré aux mêmes côtes dans le forage Ansongo-1 effectué par Murphy et SNEA dans le fossé de Gao.

4.4.3 Charbon

Dans la région de Ménaka (Détroit Soudanais), au cours de forages effectués par ELAF (Électricité Africaine) dans les années 50, des indices de charbon ont été signalés par des géologues de la Direction Fédérale de la Géologie et des Mines (H. Radier, J. Kikoine et D. Belpaume). Par exemple: du charbon a été noté à 60-84 m dans le forage d'In Kadagoten et à 167 - 180 m dans celui de Foga.

En 1984, l'Opération Puits a rencontré de la matière charbonneuse à 45 - 53 m et 69 - 72 m dans le secteur d'In Tezat et à 45 - 55 m et 67 - 78 m dans celui d'In Ekar, respectivement situés à 10 km et 45 km à l'ouest de Menaka. Le premier niveau a une épaisseur moyenne de 1,0 mètre. Quant au second, il peut atteindre 4,0 mètres.

Une mission de terrain de trois mois devrait débuter en janvier 1987 dans la région de Menaka, sous la conduite de Samuel Amagoïn Tessongné; cette mission utilisera la sondeuse du projet "Or-Bagoüé" qui vient d'arriver au Mali.

Nous avons suggéré qu'il soit fait appel au Professeur Vorobjev, IRA Charbon.

4.4.4 Tourbe

Une mission d'identification de la tourbe financée par le FED s'est déroulée dans le delta du Niger, du 12 juin au 27 juillet 1986, sous la conduite de Monsieur Christopher H. Spencer, Ingénieur au BRGM assisté de Monsieur Mamadou Bathily.

Le delta du Niger couvre une superficie de 36.000 km^2 entre Segou et le Lac Faguibine. Faisant suite à l'étude des photographies aériennes et de l'imagerie Landsat sur lesquelles ont été repéré les zones interdunaires hydromorphes, la mission a procédé à des forages de 10 m de profondeur à la mototarière Minuteman (munie de 10 tiges en spirale de 1 m de long) et à la pelle à vase.

Les analyses ont montré qu'il s'agit surtout de vases organiques d'une épaisseur variant de 1,00 à 5,00 mètres, de pouvoir calorifique assez faible n'excédant pas 1.335 kcal/kg.

Lors d'une deuxième phase de travaux sur le terrain, et par analogie avec ce qui s'est fait au Sénégal, on s'attachera à rechercher l'existence de tourbes en d'autres points du delta, soit à l'affleurement, soit sous les vases organiques.

Le rapport de fin de mission du BRGM en date du 4 août 1986, mentionne que la région comprise entre Segou-Mopti et le Lac Débo est dépourvue d'indices tandis que la zone interdunaire autour de Sarafère et Korientze recèle des indices intéressants. Les conditions paléoenvironnementales nécessaires à la formation de tourbières étaient réunies lors de la période humide de l'Holocène. Cette dernière région a donc un potentiel-tourbe assez élevé à priori alors que la zone Segou-Mopti- Lac Débo a un potentiel faible.

Un potentiel-tourbe moindre existe dans la zone des lacs asséchés du delta: Lacs Tanda, Kabara, Tagadzi, Oro, Fati.

La présence d'argile et de diatomite organique a été confirmée dans le Lac Faguibine, ce qui confère une fertilité exceptionnelle à la partie sud du lac.

Etant donné que ces vases organiques constituent de très bons amendements agricoles, leur exploitation à des fins énergétiques risque de nuire à l'équilibre économique de la région. Il conviendrait donc d'étudier le pour et le contre d'une telle utilisation avant de poursuivre les travaux de terrain.

4.4.5 Gas Biogénique

Il est vraisemblable que du gaz d'origine bactérienne existe en solution dans les aquifères profonds situés dans la boucle du Niger.

Il s'agit là d'un phénomène comparable à celui qui existe dans la vallée de Kathmandu au Népal ou dans le delta de l'Okavango au Botswana.

Ce gaz provient de la décomposition en milieu anaérobie de matière organique déposée dans les sédiments fluvio-lacustres d'âge Quaternaire qui occupent le lit du fleuve Niger.

L'intérêt d'un tel gaz vient de son pouvoir calorifique généralement élevé (7.300 à 7.600 kcal/kg) et de la longévité de ses gisements connus. Ceux-ci peuvent en effet débiter pendant plusieurs centaines d'année dans la mesure où le taux de production n'excède pas le taux de régénération.

Dans l'immédiat, il suffirait d'approfondir à 250 mètres environ certains des forages d'eau effectués dans le cadre du Projet MLI/84/005 par la Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Energie et de prélever des échantillons de fluides. Actuellement, le forage le plus profond ne dépasse pas 120 mètres (25 mètres d'alluvion + 95 mètres de Continental Intercalaire). Il est toutefois prévu d'effectuer quelques forages à 150 au (7642N)

200 mètres. Etant donné que la surface du delta du Niger avoisine 200.000 km², les quantités-de-gaz-dissout-à-tout-moment-dans-les-aquifères (nous préférons ce terme à celui de "réserves" puisque, à l'échelle humaine tout au moins, il s'agit d'une forme d'énergie renouvelable) pourraient être considérables et de l'ordre du milliard de mètres cubes.

L'analyse du gaz ferait intervenir un chromatographe hyper-sensible avec détecteur à ionisation de flamme. Un tel chromatographe à gaz mesure non seulement la quantité totale d'hydrocarbures et par décomposition la quantité de méthane (CH⁴) et d'homologues supérieurs, mais il permet de dire si le gaz est d'origine microbienne (gaz de marais biogénique) ou thermogénique (gaz de pétrole d'origine profonde).

5. CONCLUSION

L'étude critique des possibilités pétrolières du Mali se doit d'être reprise dans un cadre plus vaste que l'analyse des résultats des cinq forages profonds effectués à ce jour dans le pays (voir chapitre 4.1) - En l'absence de toute recherche pétrolière menée par des sociétés étrangères et dans l'impossibilité de promouvoir le territoire dans le contexte économique présent, la DNGM se doit de se donner les moyens de conduire ses propres investigations sismiques.

Dans quelques années après avoir acquis plusieurs milliers de kilomètres de profils sismiques nouveaux, la DNGM sera dans une bien meilleure position pour susciter de nouvelles recherches sur le territoire du Mali.

Parallèlement, l'inventaire des autres ressources en énergie fossile se doit d'être mené avec la rigueur qui s'impose. Le gaz biogénique, susceptible d'exister à faible profondeur dans le delta intérieur du Niger, est probablement la ressource la plus aisée à explorer et à produire et celle dont le potentiel est le plus élevé.

6. PROJETS DE COOPERATION ENTRE DGNM ET DCTD

Nous avons identifié deux axes de coopération possibles entre DGNM et DCTD.

6.1 Acquisition de Données Sismiques

La connaissance du sous-sol malien est encore imprécise.

Faute d'une sismique réflexion de bonne qualité, il n'est pas sûr que les forages d'Ataouila et d'Ansongo aient été structuralement bien implantés. De ce fait, ils peuvent ne pas être représentatifs des bassins de Taoudeni et de Gao respectivement.

Cependant, au vu des résultats peu encourageants obtenus à ce jour et compte tenu des conclusions négatives mises en avant par la Banque Mondiale dans son rapport final sur le potentiel pétrolier du Mali, il peut paraître difficile d'inciter des sociétés étrangères à reprendre l'exploration du Mali dans l'immédiat.

DCTD a aidé nombre de gouvernements étrangers (République Populaire de Chine, Inde, etc.) à s'équiper pour réaliser eux-mêmes des études sismiques. Ces gouvernements ont généralement acheté les équipements de tirs et d'enregistrement sismique et DCTD a fourni l'aide technique et la formation du personnel. Les résultats sont très encourageants. Pour une mise de fonds de l'ordre de 4 millions de dollars E-U et des frais opératoires annuels modestes (environ \$ E-U 500.000 pour salaires, gas oil, pièces de rechange, etc.), des rendements de 120 à 150 km/mois de profils tirés ont été atteints. Au Mali, les rendements devraient dépasser 200 km/mois.

Bien sur, il faut traiter et interpréter ces données, ce qui entraîne une dépense moyenne supplémentaire de \$ E-U 500,000 par an, mais cette dernière peut être assumée par des sociétés pétrolières qui seraient intéressées à obtenir la primeure des résultats obtenus.

Il serait souhaitable (i) que le gouvernement malien puisse trouver 3 millions de dollars pour acheter, par exemple, cinq vibrateurs Mertz M18, ou équivalents et un laboratoire d'enregistrement sismique, et (ii) que le PNUD fournisse 2 million de dollars dans le cadre d'un projet d'assistance technique mettant à disposition des conseillers géophysiciens et assurant de la formation de personnel malien (Cadres de DNGM).

Si ce projet paraissait réalisable, nous sommes prêts à rédiger un document de projet.

Financement par partage des coûts	\$3 millions
Contribution PNUD	\$2 millions
Durée.....	48 mois

6.2 Inventaire des Ressources en Energie Fossile

6.2.1 Nous pensons que l'inventaire des ressources en tourbe est en bonne voie.

On pourrait toutefois envisager une exploitation non destructive des tourbières par dégazage du méthane qu'elles contiennent. Il s'agit d'une opération de longue haleine qui peut durer de 30 à 50 ans au cours desquels les tourbières produisent du méthane en quantité suffisante pour alimenter une petite industrie.

Nous joignons en Annexe 2 un résumé décrivant le procédé Suédois VYR.

6.2.2 En ce qui concerne le lignite et les schistes bitumineux, on pourrait concevoir un projet d'assistance technique faisant intervenir une quinzaine de forages sous la conduite d'un Conseiller Technique Principal.

Avec les analyses chimiques, deux véhicules et du matériel de campement, ce projet nécessite une mise de fonds de \$ E-U 275,000 environ, dans la mesure où DNGM mettrait à disposition du projet une sondeuse capable de forer à 100 mètres de profondeur.

Coût Total.....\$275.000

Durée.....12 mois

6.3.3 Gaz Biogénique

La recherche du gaz biogénique pourrait être menée dans le cadre du projet MLI/84/005, il suffirait d'approfondir six forages à 250 m et de les tuber au cas où ils rencontreraient un aquifère emulsionné de gaz. Il faut également prévoir un Conseiller Technique Principal, douze bouteilles à échantillonnage de gaz, des séparateurs de fabrication locale, un jeu de duses et un débitmètre.

Il s'agit également d'un projet nécessitant entre \$ E-U 250,000 et 300,000 qui pourrait d'ailleurs coûter moins cher s'il était couplé avec le précédent.

Coût Total.....\$250.000 - 300.000

Durée.....12 mois

7. Remerciements

Nous tenons à remercier Messieurs Sékou Diallo, Directeur de la Géologie et des Mines; Hilarion Traoré, Directeur-Adjoint, et Mamadou Simpara, Chef du Service des Hydrocarbures ainsi que Messieurs Abdulaye Koné et Ibrahim Kantao pour l'assistance qu'ils nous ont apportée.

Nous sommes également reconnaissants à Messieurs Charles Larsimont, Représentant Résident du PNUD, Michel Gauthier, Représentant Résident Adjoint et Bruno Pouezat, JPO sans l'aide desquels la mission n'aurait pas été possible.

Extracting energy from peat without harming our environment

Anaerobic reactors have long been in use to break down organic material in the purification of waste water. The final product derived from this reactor process is biogas, a mixture of methane and carbon dioxide. To achieve an optimum anaerobic disintegrating effect in a sewage treatment or waste water purification plant a high temperature (over 30°C) is required and a relatively high pH (over 7).

In 1976 the idea was put forward that it might be possible to use methane gas produced in deoxidized conditions in peat bogs as an alternative form of energy. So-called experts ridiculed the idea, pointing to the low temperatures in wintertime not least, when it was not possible to form methane, and the unfavourable pH conditions in Swedish bogs, or so they said.

One company, Vyrmetoder AB, was not convinced, however, and it was recalled that gas bubbles had been seen and ignited with matches despite the presence of ice. If it worked during childhood romps, it would surely work if research and careful studies were made.

These duly took place with the support of the National Swedish Board for Energy Source Development (NE), the goal being an economically and ecologically viable method.

Biological background

On the surface of the peat bog biomass is produced during vegetation periods, mainly in the form of sphagnum, a whitish moss. Of course some of the growth dies and as in all ecological systems a microbiological process starts off the breaking down process. The decaying process is a complex interplay between various microorganisms all present in the peat. Closest to the surface of the bog, where there is still some oxygen, hydrolysis takes place of the largest organic molecules such as cellulose and proteins. A group of exoenzyme secreting bacteria in this way form simple sugars and free amino-acids. A little deeper down into the bog there is another group of microorganisms — the acidifiers — the metabolic

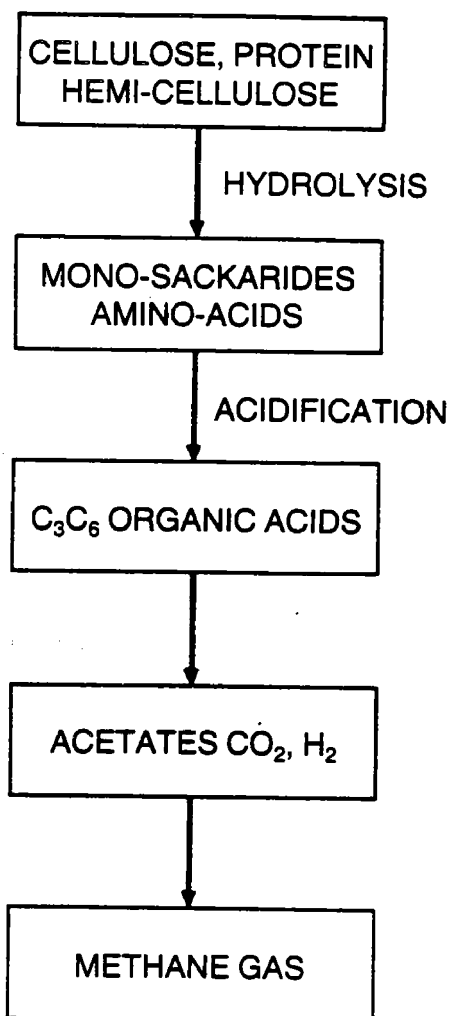


Fig. 1. Diagram of anaerobic breaking down of organic material in peat bogs.

final products of which are short organic acids. The acids act as substrata during the microbial transformation, partly to acetates and partly to carbon dioxide and hydrogen gas. (Fig. 1)

At depths greater than 0.1–0.3 m below the static groundwater table there is no longer any trace of oxygen. It is here that the methanogenes feel at home. They are a very heterogeneous family of bacteria with that in common of being able to form methane, and for the purpose using hydrogen gas and, as a source of carbon, acetates and/or carbon dioxide.

In this way during a bog's early period its methane content is formed to a level of saturation. When concentrations of ca. 30–50 CH₄/l have been attained, the bacteria are impeded in their absorption of nutritious matter and production is reduced. This is what happens in a peat bog when left to its own devices.

Enter biotechnology

The Vyr method involves getting water to circulate in the bog, where it becomes saturated with methane gas. After some time left in the peat the water is passed through a degassing unit, where the biogas is segregated. By degassing the marshy water in this way the peat bog is drained of its content of methane. Soon after the process is set in operation a reduction in the amount of methane extracted per liter of circulated water is noticed.

As previously explained, it is the amount of methane stored in the bog that hampers further production. Once the "store" is emptied, there is an increase in bacterial growth and increased activity can be observed. A few weeks after the technological process has been started the methane content in the circulated water begins to approach the level at the initial stage. Continued pumping will then provide an even production of methane gas until the supply of carbon begins to run out, probably after a period of 30 to 50 years. After this period half of the carbon in the bog has been consumed (not counting the fresh production taking place on the surface of the peat).

The remaining carbon is largely bound up in lignin, which is the prime structural element in peat. After about 30 years of producing energy the bog will not look any different from before it was put to use, for the simple reason that most of the lignin remains, as it is difficult to break down. This is in spite of the fact that during the years the amount of energy extracted is easily equivalent to what would have been released if an area of cut peat had been burned.

Energy is of course needed more during the cold months than in summer,

ORGANISATION DES SECTEURS PETROLIER ET MINIER - DNGM, BAMAKO, MALI

Ministère de Tutelle

- Ministère du Développement Industriel et du Tourisme

Ministre: S.E. Drissa Keita

Service

- Direction Nationale de la Géologie et des Mines
(Créée en 1969)

Directeur Monsieur Sékou Diallo

Directeur Adjoint Monsieur Hilarion Traoré

Structure chargée de l'Exploration Pétrolière

- Service des Hydrocarbures

Chef de Service Monsieur Mamadou Simpara

Personnel du Service des Hydrocarbures

Géologues 7

Géophysiciens 3

Foreurs - Producteurs 3

Chimistes 3

Laboratoire

- Laboratoire de Sédimentologie - Pétrographie

Equipment

- Une (I) sondeuse Craelius (PF 900-I200 m)

Autres Services dépendants
du Ministère du Développement
Industriel et du Tourisme

- Société Nationale de Recherche et d'Exploitation Minière (S.O.N.A.R.E.M.) (Pour l'exploitation des Phosphates de Tilems).

Directeur Monsieur Makan Keventao

- Direction Nationale de l'Hydraulique et de l'Energie (DNHE)

Directeur Monsieur Sitafa Traoré

- Société de Gestion et d'Exploitation de la Mine
d'or de Kalana (S.O.G.E.M.OR.K.)

Directeur Monsieur Abdoul Karim Dion