



NATIONS UNIES
CONSEIL ÉCONOMIQUE ET SOCIAL

Distr.
LIMITÉE

E/CN.14/EP/INF/2
21 décembre 1973

Original : FRANÇAIS

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

L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE AU CAMEROUN

Document préparé par le Gouvernement du Cameroun

I. L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE AU CAMEROUN

A. Généralités

Deux bassins sédimentaires ont abrité les recherches pétrolières au Cameroun au cours de ces dernières années : celui de Douala qui connaît son prolongement jusqu'à la région de Rio del Rey, près du Nigéria, dont la superficie dépasse 26 000 km², et le minuscule bassin de Campo qui atteint à peine 100 km².

Des indices superficiels de pétrole connus dans le bassin de Douala ont suscité un intérêt plus ou moins vif dès 1904-1905, lorsque les Allemands ont exécuté à proximité de l'indice de Logbaba trois forages négatifs dont le plus profond avait atteint 800 mètres.

D'autres indices étaient connus à Maka, Bomono, Nkapa et Mabeta dans la région de Victoria. Des imprégnations de grès de la rivière Dipéna, des ruisseaux comme Bongué, les bitumes du lac Mboli ont confirmé la vocation pétrolière du bassin de Douala.

Après plusieurs missions d'information qui conclurent toutes de la nécessité d'intensifier les recherches pétrolières au Cameroun, ce n'est qu'en 1946 effectivement que le Bureau de recherches de pétrole (BRP), une entreprise française, commença le lever d'une carte topographique et d'une carte géologique d'ensemble complétées par des études géophysiques (gravimétriques, telluriques et sismiques) couvrant tout le bassin. Les résultats obtenus ont encouragé la constitution d'une société anonyme, la Société de recherches et d'exploitation des pétroles du Cameroun (SEREPCA), qui donna aux recherches pétrolières leur forme industrielle actuelle avec des moyens techniques et financiers importants.

De 1951 à 1959, la SEREPCA fit procéder à des études géophysiques diverses (sismiques, gravimétriques, magnétisme aéroporté) en même temps qu'étaient exécutés 28 forages géologiques dont neuf ont dépassé 1 000 mètres et 15 profonds ont totalisé un métrage de 37 000 mètres, le plus profond ayant atteint 4 173 mètres.

Après une longue période d'interruption qui correspondait à l'accession du Cameroun à l'indépendance, une autre campagne sismique a été effectuée en 1962, dans un but purement expérimental. Puis, la SEREPCA obtint en 1964 deux nouveaux permis off-shore, situés l'un au large des embouchures de la Sanaga et du Nyong et l'autre dans la région de Rio del Rey.

Plusieurs études y sont faites simultanément, comportant des campagnes de prospection sismique, d'aéromagnétométrie ou de forages implantés sur des structures révélées par des études antérieures.

De nombreux indices pétroliers ont été rencontrés soit dans le Miocène (BKM1 et BKM2) soit dans le crétacé (Loghaba et Bomono).

A la SEREPCA, devenue depuis peu ELF-SEREPCA, se sont jointes successivement la MOBIL OIL Exploration en 1965, qui opère dans un permis entièrement off-shore dont la limite suit les lignes bathymétriques 100 et 200 mètres au large de nos côtes; la GULF-OIL COMPANY, qui a obtenu en 1966 un permis en deux blocs est et ouest, de part et d'autre du Mont Cameroun. La SHELL en 1969 s'est vu attribuer les rendus de la ELF-SEREPCA après le premier renouvellement de son permis Rio del Rey, et AMERADA HESS, la dernière société venue en 1970 et qui a dû abandonner son permis en 1972, a obtenu la zone sédimentaire de Campo d'environ 100 km² de superficie.

Au total cinq sociétés exploratrices opéraient en 1972 dans les bassins sédimentaires côtiers du Cameroun, soit individuellement soit en association les unes avec les autres.

B. Résultats acquis

Les travaux de reconnaissance gravimétrique et l'étude aéromagnétométrique ont couvert la quasi-totalité du bassin sédimentaire de Douala. Les études sismiques en mer effectuées dans l'ensemble des permis off-shore de Campo à Rio del Rey, ont permis de localiser des structures qui ont fait l'objet de plusieurs campagnes de forage.

1. Résultats géologiques

Les emplacements des forages sont indiqués sur la planche I, leurs profondeurs respectives ainsi que les résultats pétroliers qu'ils ont atteints.

Ces forages ont révélé une structure profonde et montrent des variations d'épaisseur des séries, des changements de faciès, la présence de failles importantes et nombreuses. Du point de vue stratigraphique, on distingue, en gros de haut en bas:

a) Le tertiaire

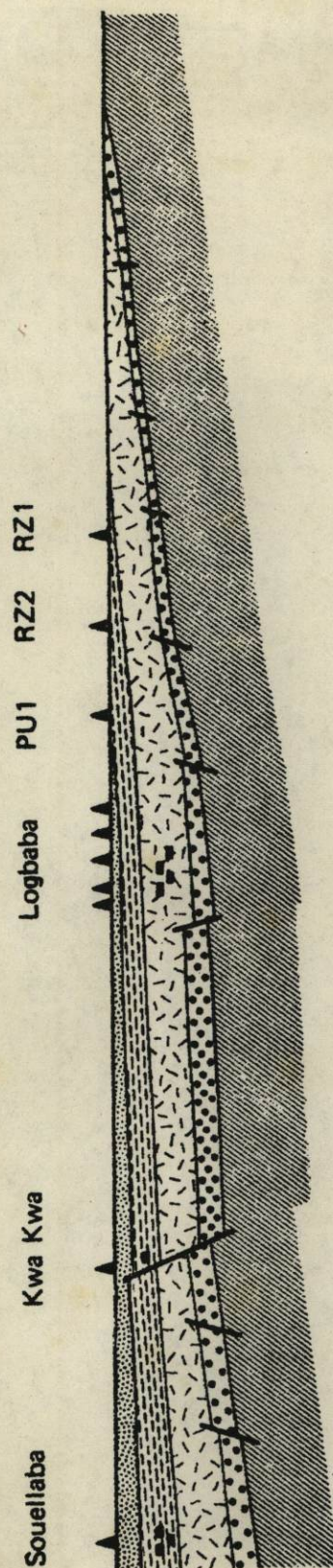
- La série d'âge mio-pliocène
- La série d'âge éocène inférieur-paléocène

b) Le crétacé

- La série d'âge sénonien
- La série des grès de base
- abien-aptien (le diapir de sel qui peut être pré-maestrichtien) ou aptien comme au Gabon.

COUPE TRÈS SCHÉMATIQUE A TRAVERS LE BASSIN SÉDIMENTAIRE CAMEROUNAIS

d'après S.E.R.E.P.C.A.



LÉGENDE

Mio-pliocène	Grès de base
Eocène-paléocène	Socle cristallin
Sénonien	Hydrocarbures en place

Emplacement des forages profonds

Tout cet ensemble repose sur un socle métamorphique qui s'enfonce en direction de la mer de façon irrégulière en montrant des discontinuités de pentes.

Des lacunes importantes apparaissent entre le miocène discordant et l'éocène, faisant ainsi disparaître l'oligocène et l'éocène supérieur. D'autre part, le sondage Nyong Marine I (NYM1) a montré de façon indubitable que le sénonien reposait directement sur les grès d'âge albo-aptien, analogues aux grès de base rencontrés sur terre (voir carte). Il existe donc une importante lacune stratigraphique ou tectonique qui couvre le cénomanien, le turonien et une partie du sénonien inférieur.

2. Résultats pétroliers

Des indices d'hydrocarbures ont été rencontrés indifféremment dans plusieurs séries géologiques depuis les grès de base jusqu'au miocène.

a) Grès de base

Les sondages RZ et PU (voir planche I), destinés à explorer les grès de base, avaient touché le socle et avaient montré les bonnes caractéristiques des réservoirs de ces formations. Celles-ci ne bénéficiaient malheureusement pas d'une bonne couverture formant piège. C'est pourquoi, en forant Nyong Marine 1, on avait l'espoir de rencontrer de beaux indices dans cet horizon gréseux. Mais, traversé sur 1 500 mètres à partir d'une profondeur de 2 260 mètres, le forage a infirmé cet espoir pour n'avoir rencontré aucun indice significatif. On est, de ce fait, porté à admettre le caractère non pétrolifère de cette épaisse série dont l'origine pourrait alors être continentale.

b) Sénonien

Les forages implantés sur les structures de Logbaba, de Bomono et de Nkapa ont rencontré dans le sénonien à des profondeurs allant de 1 600 à 2 500 mètres des horizons sableux contenant du gaz à haute pression.

Le forage Nyong Marine 1 a confirmé le caractère pétrolier de cette série en recoupant deux niveaux peu puissants de sable à gaz dans le sénonien supérieur. Aucune présence d'huile n'a cependant pas été signalée.

c) Tertiaire

A Bomono, une accumulation de gaz a été révélée dans l'éocène moyen.

Le sondage de Kwa-Kwa, arrêté à 1 750 mètre à cause de fortes venues de gaz incontrôlables, a rencontré entre 1 167 et 1 175 mètres dans le miocène inférieur et l'éocène, 8 mètres de sable saturé d'huile et qui semblait montrer une certaine extension.

A Souellaba, le premier forage implanté a rencontré dans le miocène inférieur et l'éocène de nombreux indices de gaz et d'huile lourde dans les fissures de schiste et des intercalations gréseuses entre 2 200 et 2 500 mètres. Un deuxième forage traversa entre 2 327 et 2 350 mètres une couche de sable imprégnée d'huile plus légère dont l'extension faible a rendu la récupération peu intéressante.

Après l'exécution des forages Bakassi Marine 1 et 2 (BKM1 et BKM2) qui ont rencontré de nombreux indices de gaz et d'huile dont un très important au fond, liés à de hautes pressions et qui ont pu montrer une discontinuité par faille entre BKM1 et BKM2 et laisser présager un compartimentage de la structure; les recherches ont pris une tournure décisive dans la région de Rio del Rey.

En effet, les résultats de cette campagne de forage ont montré l'insuffisance des connaissances des problèmes géologiques du Rio del Rey. Afin de mieux comprendre la répartition et l'évolution des corps sableux, ainsi que la structuration et la tectonique d'ensemble du bassin, des compléments sismiques ont été effectués portant la maille à 1 x 1 km, tandis que des études géologiques étaient déclenchées : sédimentologie, géochimie, analyse séquentielle, compaction des argiles.

C. Lithologie et faciès

L'exploitation des résultats de ces travaux a conduit à la révision des connaissances. Des coupes géologiques ont mis en évidence des zones faciologiques correspondant, dans de bons cas, à un faciès sismique particulier. Des comparaisons ont été faites avec les données des travaux analogues effectués au Nigéria et la terminologie nigériane a été adoptée en ce qui concerne la description lithologique et des principaux niveaux faciologiques. Il en résulte que le miocène comprend trois zones stratigraphiques distinctes comprenant :

- Les formations du Bénin
- Les formations d'Agbada
- Les formations d'Akata

a) Les formations du Bénin

En principe, elles se rencontrent entre 0 et 1 000 mètres de profondeur et se composent de formations du Bénin proprement dit et de la zone de transition. Elles sont constituées essentiellement de sable hétérométrique grossier et très grossier, subanguleux, coquillier à intercalations peu importantes d'argile silteuse, ligniteuse et micacée, riche en rotalifformes. Des corps isolés de grès friable sont encastrés dans les sables avec des intercalations d'argiles plastiques et silteuses. Ce type de lithologie caractérise un environnement de marais littoraux, deltaïques ou lagunaires (levés naturels, replats de marée, chenaux fluviaux). Elles forment une zone de transition avec les formations sous-jacentes qui constituent une partie des formations d'Agbada.

b) Les formations d'Agbada

Une coupe lithologique des formations d'Agbada montre les faciès suivants :

- i) Un faciès de sable avec des intercalations argileuses. Ce faciès est aussi connu comme celui qui, avec les formations du Bénin, constitue l'horizon sismique S1. Il présente en général les mêmes caractéristiques que les formations du Bénin : sable à grains fins, moyens et grossiers, avec des débris coquilliers abondants et des traces de lignite. Mais ici les lits intercalés et les passées argileuses sont plus abondants et plus réguliers. C'est la zone de transition entre le sommet des formations deltaïques du Bénin et le faciès sous-jacent constitué de kwaïbo-shales.

ii) Kwaïbo-shales - Les Kwaïbo-shales constituent un horizon marin où dominant des argiles marines de plate-forme littorale, tendres, feuilletées, grises et noires, à passées de silt ou de sable très fin. Elles renferment parfois des intercalations de sable fin et très fin, propre et bien classé, caractéristiques des barrières littorales pouvant fournir éventuellement un objectif pétrolier supplémentaire. La microfaune à arénacées y est très abondante. Il faut également signaler la présence de débris coquilliers, de pyrite et de glauconie. L'épaisseur de cette série varie de quelques mètres autour du forage IFM1 à des centaines de mètres dans la zone off-shore nigériane. Les Kwaïbo-shales appartiennent à la zone M1 correspondant à l'horizon sismique situé entre 1 000 et 1 470 mètres de profondeur en principe.

iii) Biafra-sands - Cette série comprend essentiellement des sables fins et des silts. Les sables se sont déposés en vagues successives alternant presque régulièrement avec des lits d'argile feuilletée ou silteuse. Mais le pourcentage d'argile décroît avec la profondeur. Son épaisseur varie de zéro mètre à Ngosso Marine à 543 mètres dans le forage LBM1 (voir planche 1).

Les Biafra-sands se divisent en deux niveaux principaux :

La zone S2 : Elle est composée de sables de chenaux, intercalés dans des argiles silteuses ou feuilletées, parfois gonflantes et dans des sables fins glauconieux et coquilliers, épisodiquement cimentés par un ciment calcaréo-dolomitique. Cette zone se rencontre en principe entre 1 470 et 1 570 mètres de profondeur et accuse ainsi une épaisseur d'environ 100 mètres.

Les chenaux peuvent constituer des gisements importants.

La zone M2 : Composée d'argile marine de la plate-forme littorale à alternance de sable, de barrières littorales ou de queues de chenaux, la zone M2 repose sur les Akata-shales et peut renfermer des gisements constitués par des barrières littorales ou des queues de chenaux disposées en alternance - sable/argile.

Remarques - Les sondages récents ont révélé la présence d'hydrocarbures dans la série Biafra-sands, à l'intérieur de la zone des chenaux S2 et de la série des alternances M2. ASOMA Marine 1 a mis en évidence une colonne de gaz de 85 mètres, dont 52 mètres utiles surmontant une colonne d'huile de 62 mètres, dont 34 mètres utiles environ. Ces réservoirs à hydrocarbures ne sont pas continus mais alternent avec des lits d'argile.

ASOMA Marine 2 a levé le doute sur la zone S2. Il ne s'agit pas d'un réservoir unique mais d'une série d'alternances.

iv) Les argiles de base - Les Biafra-sands reposent sur une autre série d'argiles marines à passées silteuses d'extension et d'épaisseur variables. Leur densité et leur résistivité sont identiques à celles des argiles qu'on trouve en intercalation dans la série des Biafra-sands.

c) Les formations d'Akata

Les formations d'Akata qui représentent la base du miocène n'ont jamais été traversées entièrement par les forages. Elles ont, chaque fois, constitué l'objectif exploratoire et la fin des forages exécutés au cours des récentes campagnes. Composées d'argiles tendres, feuilletées et parfois silteuses, elles contiennent dans certaines parties des corps individualisés de sables aquifères qui, apparemment sont la base de la série. Les formations d'Akata sont caractérisées par :

- i) Une faible densité et des substances composantes non consolidées;
- ii) Une faible résistivité et une faible conductivité;
- iii) Une réception sismique assez basse;
- iv) Présence fréquente d'huile et de gaz.

Une coupe des formations d'Akata montre deux principaux faciès :

- i) Le sommet des argiles tendres et feuilletées qui sont de faible densité. Leur résistivité et leur conductivité restent également faibles mais constantes. Les couches stratifiées sont bien consolidées et au cours des campagnes de sondage, c'est généralement l'horizon qui marque la fin des zones pétrolifères et, de ce fait, la fin des forages;
- ii) A la base du faciès précédent apparaissent des formations d'argiles plastiques, tendres et feuilletées. Ces argiles sont imprégnées de gaz à de très hautes pressions. Parfois, comme dans le forage BKM2 bis, de l'huile s'accumule lentement au fond du forage.

D. Quelques données statistiques

a) Sociétés

Cinq compagnies pétrolières ont opéré au Cameroun depuis notre indépendance. Ce sont :

- La Société ELF de recherches et d'exploitation des pétroles du Cameroun (ELF-SEREPCA) détentrice des permis numéro 14, 15 et 16;
- La Gulf Oil Company : détentrice des permis numéro 24, 27. Elle a abandonné le permis n° 27 en 1972 qu'elle explorait en association avec ELF-SEREPCA;
- La Mobil Exploration Inc. : détentrice du permis n° 17;
- La SHELL Exploration du Cameroun (SHELLCAMREX): détentrice du permis n° 28, qu'elle explore en association avec ELF-SEREPCA. Elle a également 20 p. 100 de parts dans le permis n° 14;
- La Société AMERADA HESS: détentrice du permis n° 29. Elle l'a abandonné au cours de l'année dernière;

En fait, cinq sociétés ont exploré en tout huit permis terrestres et marins.

b) Nombre de forages

Seuls les permis numéros 24 et 29 n'ont pas encore fait l'objet d'une campagne de forage. Sur les six autres, et selon les opportunités des recherches, on a réalisé 56 forages qui ont présenté des intérêts à des degrés divers :

- Forages de productions d'huile = 2 (BETIKA Marine 1 et Asoma Marine 1)
- Forage de production de gaz = 1 (ASOMA Marine 1)
- Forages présentant des indices d'huile = 11
- Forages présentant des indices de gaz = 15
- Forages présentant des indices d'huile et de gaz = 17
- Forages secs = 10

c) Dépenses déclarées

On estime à plus de 17 milliards de francs CFA le coût de l'ensemble des opérations de recherche de pétrole réalisées au Cameroun. Ce chiffre n'est que provisoire, en attendant le coût de la campagne de forages que vient de terminer la Société ELF-SEREPCA.

- ELF-SEREPCA = 12 milliards de francs CFA
- MOBIL Exploration = 2,5 milliards de francs CFA
- GULF OIL Company = 1,5 milliard de francs CFA
- SJELL CAMREX = 1 milliard de francs CFA
- AMERALDA HESS = 0,06 milliard de francs CFA.

II. ASPECTS LEGISLATIFS ET REGLEMENTAIRES

A. Permis et superficie d'exploration

Le bassin sédimentaire côtier qui seul abrite les recherches pétrolières effectuées au Cameroun a une superficie assez modeste sur terre et se prolonge en mer par un plateau continental non défini juridiquement, limité à présent soit par l'isobathe 200 mètres, soit par la ligne médiane qui passe entre nos côtes et celles de notre voisin insulaire, l'Ile de Fernando Pô. La zone couverte par les permis de recherche octroyés à différentes sociétés accuse une superficie globale de 26 000 km² environ.

Le tableau ci-après donne la superficie des permis actuellement valables, leurs titulaires et leurs périodes de validité.

La superficie initiale des permis, c'est-à-dire celle qu'ils ont à l'octroi, est diminuée automatiquement de moitié lors du premier renouvellement et du quart de la superficie restante lors du troisième renouvellement.

Les périodes de validité sont de quatre ans renouvelables. Le décret institutif précise le nombre de renouvellements possibles par permis. En général, il est fixé à trois, par période de quatre ans chaque fois.

Tableau

No.	Titulaires	Superficie en km ²		Validité		Renouvellement	Observations
		Actuelle	Initiale	Institution	Expiration		
14	ELF-SEREPCA	1 475	2 950	15.5.64	1976	2ème renouvellement	
15	" "	1 495	2 990	25.5.64	1976	" "	
16	" "	3 350	4 470 9 000	20.2.52 reprise le 17.4.66	1974	4ème renouvellement	Dernière période de validité
17	MOBIL OIL	1 875	3 750	16.6.65	1973	2ème renouvellement	
24	GULF OIL	2 880	5 759	3.10.66	1974	2ème renouvellement	
27	" "	1 495	1 495	30.7.69	1973	1ère période de validité	3 renouvellements prévus dans l'acte institutif
28	SHELL-CAMREX	1 475	1 475	30.10.69	1973	1ère période de validité	3 renouvellements prévus dans l'acte institutif
29	AMERADA-HESS	1 500				1ère période de validité	Abandonné

Les permis de recherche ou d'exploitation ont un caractère exclusif. Ils sont cependant accordés sous réserve des droits antérieurs des tiers. Ils garantissent l'obtention sous certaines conditions des permis d'exploitation dans les périmètres d'investigation en cas de découverte de gisement économiquement rentable.

Les pétitionnaires souscrivent un engagement financier minimum au début de chaque période de validité des permis de recherches.

B. Conditions d'obtention d'un permis de recherches

Le permis de recherches est accordé par décret aux conditions d'une convention d'établissement annexée à l'acte institutif, selon la procédure suivante :

a) Domiciliation : Tout requérant d'un permis de recherches fait élection de domicile au Cameroun et le notifie au Ministre chargé des mines;

b) Délimitation : Le permis de recherches affecte comme il est dit plus haut une forme quelconque. Les limites sont déterminées soit par les lignes droites reliant des points dont les coordonnées géographiques sont définies, soit par des lignes naturelles de terrain à caractère permanent. Il est matérialisé sur le terrain par une borne repère qui doit porter le nom du demandeur et la date de sa mise en place;

c) Demandes : Les demandes et autres documents produits sont rédigés en français ou en anglais, datés et signés par le pétitionnaire.

Les demandes et les documents adressés au Ministre chargé des mines sont produits en deux exemplaires dont un seul est timbré. Elles font connaître :

- Les substances pour lesquelles le permis est sollicité;
- La définition du périmètre;
- Un plan orienté nord vrai à l'échelle d'au moins 1/40.000, situant la borne repère par rapport à la géographie locale. Elles sont accompagnées :

i) Dans tous les cas :

- de cartes au 1/2000 000 situant le permis et reproduisant ses limites;
- du récépissé attestant le versement du droit fiscal requis à l'institution d'un permis H;

ii) Pour les personnes physiques :

- pièces d'identité, extrait de casier judiciaire de moins de six mois de date, documents justifiant une activité antérieure dans le domaine pétrolier;

- liste des sociétés dont le demandeur est administrateur, directeur ou gérant;

iii) Pour les personnes morales :

- exemplaire à jour des statuts et du dernier bilan;
- liste indiquant nom, prénoms, profession, nationalité, domicile des administrateurs, gérants ou directeurs ayant signature sociale des mandataires ou représentants;
- résumé de l'activité antérieure dans le domaine pétrolier.

d) Convention d'établissement

Avant la délivrance d'un permis H, une Convention d'établissement est souscrite par l'Etat et par les sociétés requérantes dont la durée porte sur celle de l'ensemble des travaux de recherches et d'exploitation effectués sur le permis H en cause et le ou les titres miniers en découlant. Elle ne peut toutefois excéder 25 ans comptés à partir de la vente de la première tonne d'hydrocarbures. Le contenu de la Convention d'établissement s'inspire des dispositions de l'article 45 du décret n° 64/DF/162 du 26 mai 1964 et précise les avantages fiscaux des régimes C et D du Code des investissements du Cameroun dont bénéficient généralement les sociétés de recherches de pétrole.

Une loi autorisant le Gouvernement à signer la Convention d'établissement est alors promulguée, suivie de la signature d'un décret du Président de la République instituant le permis H.

C. Permis d'exploitation et concessions

Le permis de recherches est le premier titre minier duquel tous les autres découlent.

En ce qui concerne les hydrocarbures, la notion du permis d'exploitation n'existe pas. Dès que l'existence d'un gisement exploitable est établie, le titulaire d'un permis de recherches est tenu à demander l'octroi d'une concession. La durée de la concession est de 25 ans et correspond à la période de validité de la Convention d'établissement préalable à l'institution du permis H dont elle découle.

La concession est limitée par un périmètre de forme rectangulaire, de côtés orientés nord-sud et est-ouest.

Exceptionnellement, une concession peut être constituée par plusieurs périmètres non jointifs.

L'octroi d'une concession entraîne l'annulation du permis H à l'intérieur du périmètre concédé, mais le laisse subsister à l'extérieur de ce périmètre sans modifier l'effort financier minimum défini de l'octroi ou du renouvellement du permis.

Tout comme le demandeur d'un permis H, le requérant d'une concession fait élection du domicile au Cameroun et le notifie au Ministre chargé des mines. Il présente également un dossier dans les mêmes formes que dans le cas d'un permis H.

Rappelons aussi que la concession constitue un droit immobilier de durée limitée (25 ans renouvelables) susceptible d'hypothèque. Elle est cessible, amodiable et peut faire l'objet de fusion ou division, transfert ou mutation, sous réserve d'autorisation préalable dont les modalités sont fixées par la loi.

La concession est accordée après enquête publique ouverte par arrêté du Ministre chargé des mines. L'établissement, le renouvellement, la mutation, la division ou la fusion de concession sont précédés d'une enquête préalable.

D. Transport par canalisations

Seul le transport des hydrocarbures produits au Cameroun par canalisations est réglementé.

Le droit de construction des installations et de transport découle des droits dont bénéficie le titulaire d'une concession.

Le transfert de ce droit peut se faire dans les conditions fixées par la Convention d'établissement. Les bénéficiaires doivent satisfaire aux conditions fixées par la loi pour la construction et l'exploitation des installations et canalisations visées.

Plusieurs titulaires distincts de titres miniers peuvent s'associer pour exploiter les mêmes installations de transport après approbation des autorités compétentes des mines.

Si l'exploitation nécessite l'occupation des terrains privés de l'Etat, la déclaration d'utilité publique des zones de protection, l'occupation des terrains privés ou des collectivités, les autorisations nécessaires sont données par décrets ou arrêtés suivant le cas. Les conditions de suspension et d'annulation sont également prévues par la loi.

Les tarifs de transport sont établis par l'entreprise chargée du transport et soumis à l'approbation des ministres des mines et de l'économie.

E. Fiscalités

Le dossier d'institution ou de renouvellement d'un permis de recherches valable pour hydrocarbures doit être accompagné d'un récépissé attestant le versement dans une caisse publique des droits fixes requis, évalués à 5 000 francs le kilomètre carré pour l'institution et à 2 500 francs le kilomètre carré pour chaque renouvellement. Les titulaires des permis H ne payent aucune redevance superficielle.

Les droits exigés pour la mutation d'un permis H sont les mêmes que les droits perçus pour son institution.

Les droits requis pour l'institution, le renouvellement, la division ou la fusion des concessions sont fixés à 250 000 francs CFA.

La loi prévoit d'autre part que les concessionnaires doivent acquitter une redevance égale à 12,5 p. 100 de la valeur départ champ pour les hydrocarbures liquides et à 5 p. 100 de la valeur départ champ pour les hydrocarbures gazeux extraits au Cameroun.

En pratique, les conventions d'établissement prévoient des redevances sur la production calculées conformément au barème ci-dessous :

a) Pour les hydrocarbures liquides

- Pour une production inférieure à 50 000 t par an	2,0 %
- Pour une production comprise entre 50 000 t et 700 000 t par an	9,0 %
- Pour une production comprise entre 700 000 t et 1 500 000 t par an	12,5 %
- Pour une production supérieure à 1 500 000 t par an	15,0 %

b) Pour les hydrocarbures gazeux

- Pour une production inférieure à 300 millions de m ³ par an	1,0 %
- Pour une production annuelle supérieure à 300 millions de m ³ ..	5,0 %

D'autre part, il est prévu une redevance à titre de dotation de fonds de ré-constitution des gisements exploités et un impôt indirect égal à 50 p. 100 de la différence entre le montant des bénéfices imposables et le montant de la redevance progressive dont il a été question plus haut.

Les entreprises effectuant le transport par canalisations des hydrocarbures produits au Cameroun sont également passibles d'un impôt direct unique égal à 50 p. 100 des bénéfices nets réalisés au cours d'un exercice.

F. Surveillance administrative

Les sociétés d'exploration et de recherche entretiennent avec l'administration des mines des relations de travail permanentes très suivies. Celle-ci doit veiller à l'application des dispositions du code minier et de la législation du travail dans toutes les entreprises minières et pétrolières. Elle procède également à l'élaboration, à la conservation et à la diffusion de la documentation relative notamment à toutes les substances, industries et ressources minérales, à l'exploration et à l'exploitation de ces ressources.

L'administration des mines a accès à tous les travaux et renseignements, peut se faire remettre ou communiquer les échantillons géologiques, les documents ou renseignements d'ordre scientifique et technique. Elle ne peut les diffuser ou les rendre publics avant l'expiration d'un délai de cinq ans sauf autorisation spéciale écrite de l'auteur.

En pratique, les autorisations d'ouverture de centres de recherches ou d'exploitation sont accordées par le décret instituant le permis, et prévoient toutes les méthodes d'investigation auxquelles il sera fait appel.

Les résultats des travaux sont communiqués toutes les semaines, tous les mois, tous les trimestres et annuellement, sous forme de rapports au Service des mines. Il est également tenu à jour des documents et registres divers.

Les ingénieurs des mines sont également appelés à effectuer des visites dans les chantiers de recherches ou d'exploitation. Ils font, sur procès-verbaux, des remarques d'ordre technique, législatif ou réglementaire dans le but d'améliorer le rendement ou de pallier les causes de danger engendrées par les travaux. Ils publient chaque année un rapport faisant la synthèse des activités des différentes sociétés des recherches et d'exploitation, leurs résultats au cours de l'année écoulée, leurs projets de l'année à venir.

III. RAFFINAGE ET PETROCHIMIE

Ce domaine comporte essentiellement des projets de réalisation à court terme.

Il est prévu en effet la construction avant 1976 d'une raffinerie dont la capacité atteindra 2 millions de tonnes. Un protocole d'accord a été signé récemment entre le Cameroun et ses partenaires pour la réalisation de ce complexe de raffinage.

Les activités pétrochimiques sont également prévues dans un proche avenir à partir de l'exploitation des poches de gaz dont les réserves ont été évaluées à 350 millions de mètres cubes à Logbada et à 50 millions de mètres cubes à Bomono dans la région de Douala.

Les études des conditions d'exploitation de ce gaz ont montré dans leurs conclusions diverses possibilités industrielles comprenant la fabrication des engrais et de certains gaz (ammoniac), ainsi que des traitements divers qui permettent d'obtenir le gaz utilisé comme combustible domestique.

Sur le plan législatif, aucun texte n'a encore été adopté pour réglementer les activités industrielles concernées. La réglementation existant à l'heure actuelle concerne plutôt l'ensemble des installations industrielles et commerciales dans le cadre des établissements dangereux, incommodes ou salubres du point de vue des nuisances et de la pollution. Nous allons développer cet aspect dans un autre chapitre.

IV. VENTE DES HYDROCARBURES

1. Stockage et distribution

Aucune société nationale n'est spécialisée en matière de distribution et de commercialisation de l'essence et des produits pétroliers. Les grandes sociétés pétrolières conservent encore le monopole et la vente des différentes opérations y afférentes.

Dans ce domaine, la réglementation établit la différence entre les dépôts où sont stockées de grandes quantités de carburants et les stations de distribution alimentées par les dépôts et dont les capacités sont généralement assez faibles.

Les dépôts appartiennent à la première et à la deuxième classe des établissements classés selon la nomenclature en vigueur au Cameroun alors que les stations de distribution (stations-service) se trouvent rangées dans la troisième classe de cette nomenclature. Réglementairement, la construction d'un dépôt de première ou de deuxième classe est subordonnée à l'obtention préalable d'une autorisation du Ministre des mines qui peut contenir des observations et réserves essentielles dont il faut tenir compte au cours de l'exploitation du dépôt. Toutes les consignes émises résultent des conclusions d'une enquête de commodo et incommodo, qui dure un mois pour les dépôts de première classe et de quinze jours pour les dépôts de deuxième classe, effectuée par un commissaire-enquêteur nommé à l'occasion par le Ministre chargé des mines. Ces conclusions peuvent être favorables ou défavorables à la construction du dépôt.

Les stations de distribution ne sont soumises qu'à une simple déclaration adressée au Ministre des mines par l'exploitant. Au cours de l'exploitation des dépôts ou des stations de distribution, il est procédé périodiquement (tous les six mois en principe), par des agents assermentés du Service des mines, à des inspections des installations techniques, du point de vue de l'hygiène, de la sécurité et des nuisances.

Les exploitants payent des frais d'inspection calculés suivant des tarifs fixés par la loi. Ils acquittent, en plus, une taxe d'encombrement qui fait partie des recettes domaniales.

Des textes législatifs fixent les conditions d'installation et d'exploitation de ces établissements.

2. Consommation et besoin

La consommation en 1972 au Cameroun s'est élevée à environ 228 000 mètres cubes de produits pétroliers divers (essence, super-carburant, essence pour avion, pétrole lampant), 156 020 mètres cubes de gas-oil et Diesel-oil, 10 806 tonnes de lubrifiants divers et 21 930 tonnes de fuel-oil.

En fait, ces chiffres représentent les données des deux grands dépôts principaux situés à Douala à partir desquels s'approvisionnent toutes les sociétés de distribution, et qui alimentent en principe les dépôts secondaires situés dans les différentes provinces.

V. PROBLEME DU PERSONNEL ET DE LA FORMATION

On ne compte pas beaucoup de cadres ou de spécialistes camerounais dans le secteur pétrolier. Sauf peut-être dans les sociétés de distribution et de vente où les Camerounais occupent des postes de responsabilité souvent moyens, parfois et rarement élevés, dans l'industrie et les recherches pétrolières, tous les ingénieurs cadres et spécialistes sont des étrangers. La raison en est que la plupart des sociétés exploratrices ou d'exploitation sont des sociétés privées dans lesquelles l'Etat n'a aucune participation. Celles-ci possèdent leur propre personnel technique et ne peuvent recruter sur place que des agents auxquels elles ne confient que des postes subalternes.

On tend actuellement, dans le but d'encourager le principe du transfert des technologies, à demander aux différentes sociétés de recherches d'octroyer à des nationaux des bourses d'études supérieures dans l'une quelconque des branches de l'industrie pétrolière et pétrochimique (géologie, géophysique, sondage, sédimentologie, électrochimie, pétrochimie, électro-mécanique, etc.). Les études pourront être faites dans les universités et écoles spécialisées européennes et américaines. D'autre part, des ingénieurs et cadres techniques supérieurs pourront faire un séjour plus ou moins long au sein des sociétés, qui leur permettra d'acquérir des connaissances pratiques auprès de leurs collègues étrangers dans le but de les relever un jour et d'amener ainsi ces sociétés à faire appel de plus en plus aux techniciens camerounais.

En ce qui concerne les cadres moyens et les ouvriers spécialisés, une clause des conventions d'établissement prévoit notamment une formation professionnelle postscolaire à la charge des sociétés.

Table I

Permit No.	Exploring Company	Substance	Surface Area in Km2	Date Ins- tituted	Expiry Date	Remarks
Ric del Rey 14	SEREPCA SHELL	Liquid Hydro- carbons and gas	1,475	25/5/64	25/5/76	1st Renewal May 1968 2nd Renewal May 1972
Sanaga North 15	SEREPCA GULF	Liquid Hydro- carbons and gas	1,495	27/5/64	27/5/76	1st Renewal May 1958 2nd Renewal May 1972
Donala 16	ELF SEREPCA & GULF OIL CO.	Hydrocarbons	3,352	20/2/52	17/4/74	3rd Renewal April 1970
Kribi 17	MOBIL	Hydrocarbons Liquid and gas	1,875	16/6/65	15/6/73	1st Renewal June 1959
West & East 24	GULF OIL CO.	Hydrocarbons Liquid and gas	2,870	3/10/66	3/10/74	1st Renewal Oct. 30/12/70
Sanaga South 27	GULF OIL	Hydrocarbons	1,495	30/7/69	30/7/73	
Lokela 28	SHELL CAMREX SEREPCA	Hydrocarbons	1,475	30/10/69	30/10/73	In association with Serepca
Campo 29	AMERADA	Hydrocarbons	1,500	Oct. 1969	Aban- doned	Permit abandoned after Seismic Survey

Table II

Exploring Company	Permit	Nature of work done	Wells of Interest	Total Expenditure to 1970 in Frs. C.F.A.	Special Remarks
ELF-SEREPCA SHELL	No.14 Rio del Rey	a) Geological b) Geochemical c) Geophysical and d) Well drilling	Oil Gas:KTML, BTML, EKML ASML		Well drilling still in progress off shore. Wells mentioned here are oil wells. Drilling is recent & Their economic viability has to be determined.
ELF-SEREPCA GULF	No.15 Sanaga North	Geological and Geophysical	No wells drilled	12,386,893,626	Not very encouraging results from seismic work done by Gulf
ELF-SEREPCA GULF	No.16 Douala	a) Geological b) Geophysical c) Well drilling	Oil and Gas: Souellaba BSNL, IFML Gas: Bomono, Logbaba Kwa- Kwa, IFML Logoto No.1		Bomono reserves: 56 million m ³ gas. Logbaba reserves: 120 million m ³ in well LAL01 230 million m ³ gas in well LAL03 Logoto No.1 work stopped before striking target Cretaceous beds, Gas & H ₂ C encountered at very high pressure
OBIL-OIL	No.17 Kribi	a) Geological b) Geophysical c) Drilling	Gas Isongo Marine 2	2,023,546,969	Structurally still interesting. Method of solving problems of high pressures still under study.

Table II (Continued).

Exploring Company	Permit	Nature of work done	Wells of Interest	Total Expenditure to 1970 in F.Y.S. C.F.A.	Special Remarks
GULF OIL	No. 24 Mungo	Geological Geophysical Drilling	-	5,062,085.262	Research still in progress
	No. 27 Sanaga South	Geological Geophysical	-		Exploration abandoned. But complementary seismic work recommended. Presence of deep seated structures.
SHELL-CAMREX et SERPICA	No. 28 Lokele	Geological Geophysical	-	709,043,000	Encouraging results but so far no follow-up work
	No. 29 Campo	Geological Geophysical	-	58,500,000	Too many assumption on the widely spaced Digital Marine.
AMERADA-HESS					Reflect on Refraction Survey Permit was abandoned.