



95 22 4970

UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
Washington, D.C. 20549

REC'D S.E.C
NOV 14 1995
138

FORM 10-QSB

(Mark One)



QUARTERLY REPORT UNDER SECTION 13 OR 15(d) OF THE
SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

For the quarterly period ended September 30, 1995



TRANSITION REPORT UNDER SECTION 13 OR 15(d) OF
THE SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934

For the transition period from _____ to _____

Commission file number 0-20928

VAALCO Energy, Inc.

(Exact name of small business issuer as specified in its charter)

Delaware

(State or other jurisdiction of
incorporation or organization)

563-16^m

PROCESSED BY

76-0274813

(I.R.S. Employer
Identification No.)

NOV 16 1995

4600 Post Oak Place

Suite 309

Houston, Texas

(Address of principal executive offices)

DISCLOSURE NO.

L30

77027

(Zip Code)

Issuer's telephone number: (713) 623-0801

562
TOTAL OF SEQUENTIALLY NUMBERED PAGES
Exhibit Index on Sequentially Numbered Page 18

Check whether the issuer (1) filed all reports required to be filed by Section 13 or 15(d) of the Exchange Act during the past 12 months (or for such shorter period that the registrant was required to file such reports), and (2) has been subject to such filing requirements for the past 90 days. Yes ___ No x.

As of November 10, 1995, there were outstanding 8,865,469 shares of Common Stock, \$.10 par value per share, of the registrant.

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES

Table of Contents

PART I. FINANCIAL INFORMATION

CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

Consolidated Balance Sheets	
September 30, 1995 (unaudited) and December 31, 1994	3
Statements of Consolidated Operations (unaudited)	
Three and nine months ended September 30, 1995 and 1994.....	4
Statements of Consolidated Cash Flows (unaudited)	
Nine months ended September 30, 1995 and 1994	5
Notes to Consolidated Financial Statements	6
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS	9
PART II. OTHER INFORMATION	15

PART I. FINANCIAL INFORMATION

ITEM 1. FINANCIAL STATEMENTS

**VAAICO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
CONSOLIDATED BALANCE SHEETS**

(in thousands of dollars, except par value amounts)

	September 30, 1995	December 31, 1994
	<u>(Unaudited)</u>	
ASSETS		
CURRENT ASSETS:		
Cash and equivalents	\$ 1,741	\$ 1,974
Funds in escrow	---	67
Receivables:		
Trade	27	1,534
Accounts with partners	494	---
Notes	878	963
Other	1,121	1,155
Crude oil inventory	564	214
Materials and supplies	827	912
Prepaid expenses and other	133	196
Total current assets	<u>5,785</u>	<u>7,015</u>
PROPERTY AND EQUIPMENT-SUCCESSFUL EFFORTS METHOD		
Wells, platforms and other production facilities	45,245	42,987
Wells in progress	---	60
Equipment and other	747	708
	<u>45,992</u>	<u>43,755</u>
Accumulated depreciation, depletion and amortization	(41,586)	(40,479)
Net property and equipment	<u>4,406</u>	<u>3,276</u>
OTHER ASSETS:		
Marketable securities	1,214	729
Other long-term assets	232	239
Advances-related party	1,989	1,756
Marketable securities-related party	666	666
TOTAL	<u>\$ 14,292</u>	<u>\$ 13,681</u>
LIABILITIES AND STOCKHOLDERS' EQUITY		
CURRENT LIABILITIES:		
Accounts payable	\$ 4,527	\$ 2,100
Accounts with partners	---	76
Accrued liabilities	1,183	761
Current portion of debt obligations	---	3,000
Total current liabilities	<u>5,710</u>	<u>5,937</u>
LONG TERM DEBT	4,000	1,200
FUTURE ABANDONMENT COSTS	4,172	4,172
Total liabilities	<u>13,882</u>	<u>11,309</u>
COMMITMENTS AND CONTINGENCIES		
STOCKHOLDERS' EQUITY:		
Preferred stock, \$25 par value, 10% cumulative dividend. 500,000 authorized shares; 90,000 shares issued and outstanding	2,250	2,250
Common stock, \$.10 par value, 15,000,000 authorized shares; 8,870,864 shares issued of which 5,395 are in the treasury in 1995 and 1994	887	887
Additional paid-in capital	11,401	11,401
Accumulated deficit	(14,210)	(11,943)
Net unrealized gain (loss) on noncurrent marketable securities	95	(210)
Less treasury stock, at cost	(13)	(13)
Total stockholders' equity	<u>410</u>	<u>2,372</u>
TOTAL	<u>\$ 14,292</u>	<u>\$ 13,681</u>

See notes to consolidated financial statements.

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
STATEMENTS OF CONSOLIDATED OPERATIONS

(Unaudited)

(in thousands of dollars, except per share amounts)

	Three Months Ended September 30,		Nine Months Ended September 30,	
	1995	1994	1995	1994
REVENUES:				
Crude oil sales	\$ 1,841	\$ 2,281	\$ 3,576	\$ 6,933
Total revenues	1,841	2,281	3,576	6,933
OPERATING COSTS AND EXPENSES:				
Production expenses	1,652	2,165	3,199	6,503
Exploration costs	220	54	378	128
Depreciation, depletion, amortization and impairment of properties	578	1,688	1,104	5,791
General and administrative expenses	457	482	1,421	1,129
Total operating costs	2,907	4,389	6,102	13,551
OPERATING LOSS	(1,066)	(2,108)	(2,526)	(6,618)
OTHER INCOME (EXPENSES)				
Interest income	70	93	197	294
Interest expense and financing charges	(79)	(70)	(270)	(448)
Gain on sale of working interest	510	---	510	---
Other, net	49	9	(10)	387
Total other income	550	32	427	233
LOSS BEFORE PROVISION FOR INCOME TAXES	(516)	(2,076)	(2,099)	(6,385)
PROVISION FOR INCOME TAXES	---	---	---	---
NET LOSS	(516)	(2,076)	(2,099)	(6,385)
Preferred dividends	(56)	(56)	(169)	(169)
NET LOSS ATTRIBUTABLE TO COMMON STOCKHOLDERS	\$ (572)	\$ (2,132)	\$ (2,268)	\$ (6,554)
LOSS PER COMMON SHARE	\$ (0.06)	\$ (0.24)	\$ (0.26)	\$ (0.74)
WEIGHTED AVERAGE COMMON SHARES OUTSTANDING	8,865,469	8,867,568	8,865,469	8,869,784

See notes to consolidated financial statements.

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
STATEMENTS OF CONSOLIDATED CASH FLOWS

Unaudited
(in thousands of dollars)

	Nine Months Ended September 30,	
	1995	1994
CASH FLOWS FROM OPERATING ACTIVITIES:		
Net loss	\$ (2,099)	\$ (6,385)
Adjustments to reconcile net income to net cash provided by operating activities:		
Depreciation, depletion, amortization and impairment of properties	1,104	5,791
Seismic and exploration costs	378	128
Gain on sale of working interest	(510)	---
Change in assets and liabilities that provided (used) cash:		
Funds in escrow	67	2,045
Accounts with partners	963	(1,319)
Trade receivables	1,507	(1,148)
Other receivables	34	(73)
Crude oil inventory	(349)	220
Materials and supplies	246	399
Prepaid expenses and other	63	54
Accounts payable	(158)	(482)
Accrued liabilities	447	540
Other, net	---	(12)
Net cash provided by (used in) operating activities	1,693	(242)
CASH FLOWS FROM INVESTING ACTIVITIES:		
Seismic and exploration costs	(378)	(128)
Proceeds from asset sales	1,000	---
Additions to property and equipment	(2,027)	(2,802)
Decrease in notes receivable	85	174
Other (net)	(174)	(36)
Net cash used in investing activities	(1,494)	(2,792)
CASH FLOWS FROM FINANCING ACTIVITIES:		
Repayments of debt obligations	(200)	(4,354)
Advances from related parties	(232)	69
Purchase of treasury stock	---	(12)
Preferred stock dividends paid	---	(169)
Other	---	(24)
Net cash used in financing activities	(432)	(4,466)
NET CHANGE IN CASH AND EQUIVALENTS	(233)	(7,500)
CASH AND EQUIVALENTS AT BEGINNING OF YEAR	1,974	9,608
CASH AND EQUIVALENTS AT END OF PERIOD	\$ 1,741	\$ 2,108
SUPPLEMENTAL DISCLOSURE OF CASH FLOW INFORMATION:		
Net cash paid for interest	\$ 191	\$ 324

See notes to consolidated financial statements.

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
FOR THE NINE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 1995

1. UNAUDITED CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS

The consolidated financial statements of VAALCO Energy, Inc. and Subsidiaries (collectively, "VAALCO" or the "Company"), included herein are unaudited, but include all adjustments which the Company deems necessary for a fair presentation of its financial position and results of operations for the interim period. Such results are not necessarily indicative of results to be expected for the full year. The Balance Sheet at December 31, 1994 has been taken from the audited financial statements at that date. These financial statements should be read in conjunction with the financial statements and notes thereto included in the Company's Form 10-KSB for the year ended December 31, 1994.

2. CURRENT DEVELOPMENTS

The consolidated financial statements included in this report have been prepared assuming that the Company will continue as a going concern. As discussed below, throughout 1994 and into 1995 the Company experienced significant declines in oil production from the West Linapacan "A" field. Despite three sidetrack wells and two major workovers, the production from the three producing wells declined from 6,500 barrels of oil per day ("BOPD") in June 1994 to approximately 1,500 BOPD in October 1995. As a result of this decline, the financial condition and operating cash flows of the Company were materially and adversely affected. The Company anticipates future oil production decreases from the West Linapacan "A" field. The Company incurred capital costs of \$1.5 million in June 1995 for the drilling of an additional development well in the West Linapacan "A" field. This well was unsuccessful. No other capital expenditures are required for 1995.

In an attempt to increase oil revenues to restore profitable operations in the Philippines, the Company chartered a 13,000 barrel barge based storage system (See Note 5). The barge has been utilized to produce the Nido field and to allow for the reactivation of the Matinloc field. Use of the barge will enable the Matinloc and Nido fields to continue to produce after the West Linapacan field is depleted. Currently, production from the Matinloc and Nido fields is shuttled to the main storage tanker, at West Linapacan, which can store up to 700,000 barrels of oil. In the third quarter, the Nido and Matinloc fields produced 1,193 BOPD and 210 BOPD, respectively. Production from the West Linapacan "A" field averaged approximately 1,717 BOPD. The Company's working interests in the West Linapacan "A", Nido, and Matinloc fields are 29%, 34%, and 59%, respectively.

To further reduce operating expenses, the Company renegotiated the Charter Agreement with Terminal Installations, Inc. ("TII") to significantly lower day rates for the floating production, storage and offloading system ("FPSO") (See Note 5).

Through a diversification program, undertaken by management, the Company has acquired four blocks outside of the Philippines, two in India and two in Gabon. All four of the blocks contain existing undeveloped discoveries. In July 1995, the Company announced the approval of a development plan for the PY-3 field on its CY-OS/1 block

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
FOR THE NINE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 1995

offshore India. The field contains an estimated 25.8 million barrels of proven undeveloped reserves (4.6 million net to the Company). On July 4, 1995, the Government of India approved the development plan submitted by the consortium. VAALCO has an 18% interest in the development project. The consortium is actively seeking financing for the development project.

The Company is currently evaluating the commerciality of the discoveries on the remaining three blocks. The Company believes that two of the blocks (one in India and one in Gabon) have exploration potential (See Item 2 Management's Discussion and Analysis of Financial Condition and Results of Operations - New Developments.)

In July 1995, the Company acquired a 51% working interest in two blocks offshore Gabon. The Company successfully raised \$1 million to acquire the acreage through the sale of the remaining 49% working interest in the block to its partner. A \$510,000 gain was recognized in the third quarter as a result of this sale.

3. **CRUDE OIL INVENTORY**

Crude oil inventory at September 30, 1995 and December 31, 1994 represents the cost of 42,435 and 14,172 barrels, respectively, of crude oil in storage. The estimated market value of the inventory was approximately \$637,000 as of September 30, 1995 and \$214,000 as of December 31, 1994. At December 31, 1994, VAALCO's crude oil inventory cost was in excess of its market value.

4. **DEBT OBLIGATIONS**

The Company has a note payable from a European institutional lender, which bears interest at LIBOR plus 2%. In August 1995, the Company and the note holder reached an agreement in principle to defer the entire balance of the note until January 31, 1997 in return for the pledge of marketable securities held by the Company. The note contains certain covenants, including a positive working capital requirement and the debtor's right to call the note in the event the debtor concludes that a material adverse event has occurred to the Company which will affect the Company's ability to repay the note. The loan is guaranteed by the Company and is secured by:

- a) Marketable securities owned by the Company, and
- b) Chattel Mortgages on the interest of APPI-14 and API-14 on certain production equipment

5. **COMMITMENTS AND CONTINGENCIES**

The Company is a party to the Charter Agreement with Terminal Installations, Inc. ("TII") to charter the floating production, storage and offloading system for the West Linapacan "A" field, the Nido field, and the Matinloc field. The Company anticipates funding its obligations under the Charter Agreement through revenues generated from production from these fields. As an additional measure to improve field profitability, the Company was successful in negotiating the bareboat rate from approximately \$35,000 per day to

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
NOTES TO CONSOLIDATED FINANCIAL STATEMENTS
FOR THE NINE MONTHS ENDED SEPTEMBER 30, 1995

\$10,000 per day, effective January 1, 1995 through May 31, 1995. This was reduced to \$5,000 per day through August 15, 1995. The tanker charter rate was converted to a revenue based formula beyond August 15, 1995. In addition, the consortium pays approximately \$13,000 per day for operating personnel manning the tanker, which cost varies yearly.

The Company is a party to a charter agreement with Sea Glory Private Limited to charter a 13,000 barrel barge based storage system for the Nido and Matinloc fields. The consortium pays a bareboat rate of \$800 per day.

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF
FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS

**ITEM 2. MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF FINANCIAL
CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS**

CAPITAL RESOURCES AND LIQUIDITY

Overview

The consolidated financial statements included in this report have been prepared assuming that the Company will continue as a going concern. As discussed below, throughout 1994 and into 1995 the Company experienced significant declines in oil production from the West Linapacan "A" field. Despite three sidetrack wells and two major workovers, the production from the three producing wells declined from 6,500 BOPD in June 1994 to approximately 1,500 BOPD in October 1995. As a result of the lack of success of the sidetrack wells and workovers, the financial condition and operating cash flows of the Company were materially and adversely affected. The Company relies upon revenues from production operations in the Philippines, borrowings, sales of working interests or other sources of equity capital to fund its operations. Barring additional sources of funds outside the Philippines operations, the Company may experience delays in the payments to creditors on trade debt until revenues are available from the Indian or Gabon projects discussed below.

The Company anticipates future oil production decreases from the West Linapacan "A" field. An additional development well was unsuccessfully drilled in the field in June, 1995 in an attempt to increase oil production levels and maintain profitable operations. The Company incurred capital costs of \$1.5 million in 1995 for the drilling of this additional development well. No other capital expenditures are required for 1995.

In an attempt to increase oil revenues to restore profitable operations in the Philippines, the Company chartered a 13,000 barrel barge based storage system (See Note 5). The barge has been utilized to produce the Nido field and to allow for the reactivation of the Matinloc field. Use of the barge will enable the Matinloc and Nido fields to continue to produce after the West Linapacan field is depleted. Currently, production from the Matinloc and Nido fields is shuttled to the main storage tanker, at West Linapacan, which can store up to 700,000 barrels of oil. In the third quarter, the Nido and Matinloc fields produced 1,193 BOPD and 210 BOPD, respectively. Production from the West Linapacan "A" field averaged approximately 1,717 BOPD. The Company's working interests in the West Linapacan "A", Nido, and Matinloc fields are 29%, 34%, and 59%, respectively.

Based on the declining production from the Company's Philippine assets, management is focusing its efforts on newly acquired interests. As a result, in July 1995, approximately 35% of the Company's employees were retired from the Philippines operations office under a severance program. The cost of the severance package was pre-accrued under the pension fund for the Philippine employees.

**VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF
FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS**

Charter Agreement

The Company is a party to the Charter Agreement with Terminal Installations, Inc. ("TII") to charter the floating production, storage and offloading system for the West Linapacan "A" field, the Nido field, and the Matinloc field. The Company anticipates funding its obligations under the Charter Agreement through revenues generated from production from these fields. As an additional measure to improve field profitability, the Company was successful in negotiating the bareboat rate from approximately \$35,000 per day to \$10,000 per day, effective January 1, 1995 through May 31, 1995. This was reduced to \$5,000 per day through August 15, 1995. The tanker charter rate was converted to a revenue based formula beyond August 15, 1995. In addition, the consortium pays approximately \$13,000 per day for operating personnel manning the tanker, which cost varies yearly.

Credit Agreement

The Company entered into a credit agreement (the "Credit Agreement") on June 23, 1993 to borrow \$6 million from a European institutional lender. The loan bears interest at LIBOR plus 2%. The Company drew down \$6 million against the facility in the third quarter of 1993. Proceeds were utilized for further development of the West Linapacan "A" field. The Credit Agreement provided for the repayment of such loan in five semiannual principal installments beginning June 30, 1994. In August, the Company reached an agreement in principle to defer the remaining balance of the note until January 31, 1997 in return for the pledge of marketable securities held by the Company. The note contains certain covenants, including a positive working capital requirement and the debtor's right to call the note in the event the debtor concludes that a material adverse event has occurred to the Company which will affect the Company's ability to repay the note. The Company experienced a negative working capital position during the first quarter of 1995. At December 31, 1994, a portion of the Company's proven reserves were downgraded to the non-proven category by Netherland, Sewell & Associates ("NSA"). While this downgrade could be interpreted as a material adverse event, the holder of the note has given no indication that they will accelerate the note; however no assurances can be given that the note holder will not do so in the future.

New Developments

The Company is actively seeking projects to replace its Philippines operations. In December 1994, a Production Sharing Contract ("PSC") for the Cauvery Block was signed with the government of India. Under the terms of the PSC, the consortium of companies presented a development plan to the government of India in June 1995. The development plan was approved by the Indian Government in July 1995. A detailed commerciality study of the data available for the PY-3 Field, including a reserve report prepared by NSA, concluded that the PY-3 field contains 25.8 million barrels of proved undeveloped reserves (4.6 million net to the Company). The initial development plan calls for the completion of two existing wells in the field and the drilling and completion of two new wells. The four wells will be completed subsea and connected to a floating

**VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF
FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS**

production storage system. First year production is expected to average 10,000 BOPD commencing in late 1996 or early 1997. Total project cost is estimated to be approximately \$44 million. The Company's interest in the field is 18% after the Indian national oil company elected to participate in 40% of the project. A significant element of the project is that the consortium pays no royalties to the government, and there is no profit sharing with the government until after tax project payout. The consortium of companies which hold the production rights to the PY-3 field are actively seeking financing for the project. There can be no assurance that the consortium or the Company will be successful in obtaining the necessary financing to develop the PY-3 field.

In addition to the Cauvery Block, the Company was informed by the Ministry of Oil and Gas of India of the award of the exploration block covering the Gulf of Cambay, on the West Coast of India, to a consortium operated by the Company. The Company and its partners, TATA Petrodyne Ltd., Hindustan Oil Exploration Company Ltd. and Oil and Natural Gas Commission of India, have interests of 45%, 31.5%, 13.5% and 10%, respectively, in the block. The award of the block is subject to the signing of a production sharing contract by the consortium with the government.

The Gulf of Cambay block is a 3,590 square kilometer (870,000 acres) shallow water exploration block situated in the northern part of the Gulf of Cambay. The block contains two discoveries drilled by the Indian national oil company in 1992, as well as multiple additional structures which have to date not been tested. The discovery wells in each field tested at rates ranging from approximately 1,400 BOPD to 1,900 BOPD, per well.

Onshore immediately adjacent to the block is the Ghandar field, which was discovered by the Indian national oil company in 1984 and currently produces approximately 25,000 BOPD. The Ghandar field is the second largest producing field in India, and significant infrastructure has been developed in association with the field, including pipeline facilities for oil transport to a refining center. It is anticipated that any developments in the Gulf of Cambay can be integrated into this infrastructure.

In July 1995, the Company acquired a 51% working interest in two blocks offshore Gabon. The Company successfully raised \$1 million to acquire the acreage through the sale of the remaining 49% working interest in the block to its partner. A \$510,000 gain was recognized in the third quarter as a result of this sale. The partners will share pro-rata in future production costs and revenues. The blocks both contain previous discoveries which the Company will evaluate for development. The Equata Block lies in northern Gabon in 120-160 feet of water depth. It contains 10,500 acres upon which five wells have previously been drilled, two of which each flowed oil at rates in excess of 1,300 BOPD. The Etame Block is a 750,000 acre exploration block upon which multiple wells have been drilled, two of which resulted in discoveries. The North and South Tchibala discoveries were further appraised by 3 and 5 wells, respectively, during the 1980's. The North and South Tchibala discoveries lie in approximately 250 feet of water depth.

The Company is currently evaluating the discoveries on both the Equata and Etame blocks to determine their commerciality, and if deemed commercial, expects to present a

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF
FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS

development plan for one or both blocks by year end 1995. In addition, the Company and its partner have an obligation to obtain 1,500 kilometers of seismic and drill one well on the Etame block during the three year term of the License.

In October 1994, the Company acquired a working interest in approximately 1,200 acres in Goliad County, Texas, in exchange for cash and warrants to purchase shares of the Company's Common Stock, \$.10 par value per share (the "Common Stock"). The warrants, have a term of three years and consist of the right to purchase 200,000 shares of Common Stock at an exercise price of \$2.50 per share and 200,000 shares of Common Stock at an exercise price of \$5.00 per share, subject to the terms and conditions of the acquisition agreement. The acreage is located over a deep Wilcox sand gas prospect that the Company will analyze during 1995. In addition to the deep gas potential, there is also the potential for a shallow Yegua sand play which will be evaluated in conjunction with the Wilcox prospect. The Company has an average 76% net revenue interest in the acreage. The three year leases have no drilling obligation requirements.

RESULTS OF OPERATIONS

Amounts stated hereunder have been rounded to the nearest \$100,000, however, percentage changes have been calculated using actual amounts.

Three Months Ended September 30, 1995 Compared to Three Months Ended September 30, 1994

Revenues

Revenues from crude oil sales recorded for the three months ended September 30, 1995 were \$1.8 million, a decrease of \$.5 million, or 19%, as compared to \$2.3 million for the same period in 1994. Crude oil production decreased from 1,783 barrels of oil per day ("BOPD") in the third quarter of 1994 to 857 BOPD for the same period in 1995. Crude oil prices received by the Company averaged \$14.79 per barrel ("Bbl") for the third quarter of 1994 compared to \$13.40 per Bbl for the same period in 1995. Throughout 1994 and into 1995, the Company has experienced significant declines in oil production from the West Linapacan "A" field.

Expenses

Production expenses for the three months ended September 30, 1995 were \$1.7 million, a decrease of \$.5 million, or 24%, as compared to \$2.2 million for the same period in 1994. The decrease is primarily due to reduced storage tanker rates in 1995.

Exploration costs for the three months ended September 30, 1995 were \$.2 million, an increase of \$.1 million as compared to \$.1 million for the same period in 1994. The increase is primarily due to costs associated with the Company's Gabon project.

Depreciation, depletion and amortization for the three months ended September 30, 1995 was \$.6 million, a decrease of \$1.1 million, or 66%, as compared to \$1.7 million for the same period in

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF
FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS

1994. The decrease is primarily due to declining production rates at the West Linapacan "A" field.

Other Income (Expenses)

The Company recognized a \$.5 million gain from the sale of a 49% working interest in its Gabon block..

Net Loss

Net loss attributable to common stockholders for the three months ended September 30, 1995 was \$.6 million, a decrease of \$1.5 million, or 73%, as compared to \$2.1 million for the same period in 1994. The Company had an operating loss of \$1.1 million in the third quarter of 1995 compared to \$2.1 million in the third quarter of 1994. The 1995 loss was offset by a \$.5 million gain on the sale of a 49% working interest in the Gabon block.

Nine Months Ended September 30, 1995 Compared to Nine Months Ended September 30, 1994

Revenues

Revenues from crude oil sales recorded for the nine months ended September 30, 1995 were \$3.6 million, a decrease of \$3.3 million, or 48%, as compared to \$6.9 million for the same period in 1994. Crude oil production decreased from 1,511 BOPD in the first nine months of 1994 to 944 BOPD for the same period in 1995. Crude oil prices received by the Company averaged \$14.35 Bbl for the first nine months of 1994 compared to \$15.76 per Bbl for the same period in 1995. Throughout 1994 and into 1995, the Company has experienced significant declines in oil production from the West Linapacan "A" field.

Expenses

Production expenses for the nine months ended September 30, 1995 were \$3.2 million, a decrease of \$3.3 million, or 51%, as compared to \$6.5 million for the same period in 1994. The decrease is primarily due to declining production rates and expenses incurred in the first half of 1994 for diagnostic work done on the West Linapacan "A" wells.

Exploration costs for the nine months ended September 30, 1995 were \$.4 million, an increase of \$.3 million as compared to \$.1 million for the same period in 1994. The increase is primarily due to costs associated with the Company's Gabon project.

Depreciation, depletion and amortization for the nine months ended September 30, 1995 was \$1.1 million, a decrease of \$4.7 million, or 81%, as compared to \$5.8 million for the same period in 1994. The decrease is primarily due to declining production rates at the West Linapacan "A" field.

VAALCO ENERGY, INC. AND SUBSIDIARIES
MANAGEMENT'S DISCUSSION AND ANALYSIS OF
FINANCIAL CONDITION AND RESULTS OF OPERATIONS

Other Income (Expenses)

The Company recognized a \$.5 million gain from the sale of a 49% working interest in its Gabon block. Interest expense and financing charges for the nine months ended September 30, 1995 were \$.3 million, a decrease of \$.2 million, or 40%, as compared to \$.5 million for the same period in 1994. This was primarily due to the extinguishment of debt in 1994.

Net Loss

Net loss attributable to common stockholders for the nine months ended September 30, 1995 was \$2.3 million, a decrease of \$4.3 million, or 65%, as compared to \$6.6 million for the same period in 1994. The Company had an operating loss of \$2.5 million in the first nine months of 1995 compared to \$6.6 million in the first nine months of 1994. The 1995 loss was offset by a \$.5 million gain on the sale of a 49% working interest in the Gabon block.

Cash Flows

Net cash provided by operating activities for the nine months ended September 30, 1995 was \$1.7 million, as compared to net cash used in operating activities of \$.2 million for the same period in 1994. This change is primarily due to collection of accounts receivable associated with the timing of crude oil liftings.

Net cash used in investing activities for the nine months ended September 30, 1995 was \$1.5 million, a decrease of \$1.3 million, or 46%, as compared to \$2.8 million for the same period in 1994. The decrease is primarily due to additions to property and equipment for the major work program in 1994.

Net cash used in financing activities for the nine months ended September 30, 1995 was \$.4 million, a decrease of \$4.1 million, or 90%, as compared to \$4.5 million for the same period in 1994. The change resulted primarily from lower short term debt repayment requirements in the first nine months of 1995.

PART II. OTHER INFORMATION

ITEM 5. OTHER INFORMATION.

On September 13, 1995, the Company's shares of common stock were delisted from the Nasdaq SmallCap Market. These shares are now traded on the OTC Bulletin Board.

ITEM 6. EXHIBITS AND REPORTS ON FORM 8-K.

(a) Exhibits

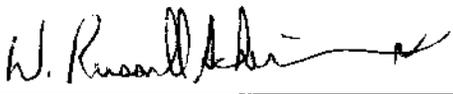
- 10.1 Exploitation and Production Sharing contract between the Republic of Gabon and VAALCO Gabon (Equata), Inc. dated July 7, 1995.
- 10.2 Exploration and Production Sharing contract between the Republic of Gabon and VAALCO Gabon (Etame), Inc. dated July 7, 1995.
- 10.3 Deed of Assignment and Assumption between VAALCO Gabon (Etame), Inc., VAALCO Energy (Gabon), Inc. and Petrofields Exploration & Development Co., Inc. dated September 28, 1995.
- 10.4 Deed of Assignment and Assumption between VAALCO Gabon (Equata), Inc., VAALCO Production (Gabon), Inc. and Petrofields Exploration & Development Co., Inc. dated September 28, 1995

- #### (b) Reports on Form 8-K
- None

SIGNATURES

In accordance with the requirements of the Securities Exchange Act of 1934, the registrant has duly caused this report to be signed on its behalf by the undersigned, thereunto duly authorized.

VAALCO ENERGY, INC.
(Registrant)

By 

**W. Russell Scheirman, President,
Chief Financial Officer and Director**

Dated November 13, 1995

DR

**UNITED STATES
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION**

FORM 10-QSB

**QUARTERLY REPORT UNDER SECTION 13 OR 15(D) OF THE
SECURITIES EXCHANGE ACT OF 1934**

For the quarterly period ended September 30, 1995

VAALCO Energy, Inc.

EXHIBITS

INDEX TO EXHIBITS

<u>Exhibit Number</u>		<u>Sequentially Numbered Page</u>
10.1	Exploitation and Production Sharing contract between the Republic of Gabon and VAALCO Gabon (Equata), Inc. dated July 7, 1995.	19
10.2	Exploration and Production Sharing contract between the Republic of Gabon and VAALCO Gabon (Etame), Inc. dated July 7, 1995.	257
10.3	Deed of Assignment and Assumption between VAALCO Gabon (Etame), Inc., VAALCO Energy (Gabon), Inc. and Petrofields Exploration & Development Co., Inc. dated September 28, 1995.	505
10.4	Deed of Assignment and Assumption between VAALCO Gabon (Equata), Inc., VAALCO Production (Gabon), Inc. and Petrofields Exploration & Development Co., Inc. dated September 28, 1995	534

**EXPLORATION AND
PRODUCTION SHARING**

CONTRACT

BETWEEN THE

REPUBLIC OF GABON

AND

VAALCO GABON (ETAME), INC.

TABLE OF CONTENTS

ARTICLES

- Definitions
- 1 Scope of Application of the Contract and General Provisions
- 2 Technical Consulting Committee
- 3 Exploration Periods
- 4 Work Commitments During the Exploration Periods
- 5 Preparation and Approval of Annual Work Programs and Corresponding Budgets
- 6 Relinquishments
- 7 Insufficiency of Exploration Work
- 8 Contractor's Obligations During the Exploration Periods
- 9 Rights in Connection with the Exploration Periods
- 10 Ownership of the Assets
- 11 Activity Reports during the Exploration Periods
- 12 Natural Resources
- 13 Utilization of the Land
- 14 Utilization of Facilities
- 15 Expiration of Contract at the End of the Exploration Periods
- 16 Discovery and Exploitation Obligation
- 17 Application for Exclusive Exploitation Authorization and Delimitation of the Exploitation Areas
- 18 Terms of Validity of the Exclusive Exploitation Authorization
- 19 State Participation

- 20 Development Program
- 21 Obligations of the Contractor during the Development and Exploitation Periods
- 22 Contractor Rights in Connection with Exclusive Exploitation Authorizations
- 23 Production Marketing Obligation
- 24 Recovery of Petroleum Costs
- 25 Production Sharing
- 26 Fiscal System
- 27 Valorization of Hydrocarbons
- 28 Bonuses
- 29 Measurement and Metering of the Hydrocarbons
- 30 Natural Gas
- 31 Currency Exchange Control
- 32 Exemption from the Obligation Relative to Equipment Bonds and Investment Certificates
- 33 Accounting Method and Monetary Unit Used for Bookkeeping Purposes
- 34 Customs System and Import and Export Documents
- 35 Contributions to Meeting the Needs of the Domestic Market
- 36 Export of Hydrocarbons, Transfer of Title and Regulations for Making the Hydrocarbons Available
- 37 Protection of Rights
- 38 Personnel
- 39 Training of Gabonese Nationals Other than Those Employed by the Contractor
- 40 Activity Reports Relative to Development and Exploitation Periods

41	Payments
42	Assignment of Interests
43	Application of the Contract
44	Penalties and Termination
45	Operations for the Account of the State
46	Joint Liability and Guarantees
47	Force Majeure
48	Audits, verifications and controls
49	Arbitration
50	Effective Date

Attachment 1 : Delimited Area

Attachment 2 : Accounting Agreement

Attachment 3 : Commitment set forth in Article 46

EXPLORATION AND PRODUCTION

SHARING CONTRACT

BETWEEN

The Republic of Gabon, herein represented by PAUL TOUNGUI,
Minister of Mines, Energy and Petroleum,

as the party of the first part,

AND

1. Vaalco Gabon (Etame), Inc., a company incorporated under the laws of the State of Delaware, United States of America, with main office in Houston, Texas, United States Of America, at 4600 Post Oak Place, Suite 309, and represented by Charles W. Alcorn Jr. duly authorized to this effect;

The company Vaalco Gabon (Etame), Inc. is a subsidiary guaranteed by its parent company Vaalco Energy, Inc., whose net assets were US\$ 13,681,000 on December 31, 1994, incorporated under the laws of the State of Delaware, United States of America, with main office in Houston, Texas, United States of America, signatory of the commitment set forth in Article 46 of the Contract and the subject of Attachment 3;

2. Vaalco Energy (Gabon), Inc., a company incorporated under the laws of the State of Delaware, United States of America, with main office in Houston, Texas, United States Of America, at 4600 Post Oak Place, Suite 309, and represented by Charles W. Alcorn Jr. duly authorized to this effect;

The company Vaalco Energy (Gabon), Inc. is a subsidiary guaranteed by its parent company Vaalco Energy, Inc., whose net assets were US\$ 13,681,000 on December 31, 1994, incorporated under the laws of the State of Delaware, United States of America, with main office in Houston, Texas, United States of America, signatory of the commitment set forth in Article 46 of the Contract and the subject of Attachment 3;

as the party of the second part,

The two above mentioned companies constitute the Contractor; The Republic of Gabon and the Contractor being also hereinafter called jointly "the Parties" and individually "the Party".

Whereas:

the State is the owner of the natural resources from the surface and subsurface of its territory, from offshore areas under its sovereignty or which are part of its economic zone,

- the discovery and production of Hydrocarbon natural resources are an important factor for the implementation of the economic and social development policy of the country and for the advancement of the welfare of its inhabitants,

- to this end, exploration and exploitation of the national resources are considered to be of public usefulness,

- pursuant to Law No. 15/62 of June 2, 1962, establishing a Mining Code in the Republic of Gabon and subsequent amendments, to Decree No. 981/PR of October 16, 1970, establishing the conditions for application of the Mining Code, and to Law No. 14/82 of January 24, 1983 regulating Hydrocarbons exploration and exploitation activities, the State wishes to undertake the exploration, exploitation, transportation, storage and marketing of Hydrocarbons,

- it is in the State's interest that the above-mentioned operations be carried out in strict compliance with adequate methods and with the speed compatible with the prevailing practices of the Hydrocarbon industry, and so as to achieve the above-mentioned objectives;

- the Contractor possesses the capital, technical and commercial competence, the required personnel and organizational expertise necessary to successfully carry out the operations specified hereunder and wishes to cooperate with the State by helping it to develop a Hydrocarbons industry thereby promoting economic expansion of the country and the social welfare of its inhabitants;

and, it being specified that, for the purposes of the interpretation of this Contract, the following definitions are adopted:

- **Calendar Year** signifies a period of twelve consecutive months starting on January first and ending on the following December thirty-first, in accordance with the Gregorian calendar;

- **Contractual Year** signifies a period of twelve consecutive months from the Effective Date or the anniversary of said Effective Date;

- **Exclusive Exploration Authorization** signifies the administrative instrument whereby the State authorizes Contractor to undertake on an exclusive basis in the Delimited Area all prospection, exploration and research work aimed at the discovery of Hydrocarbons;

- **Exclusive Exploitation Authorization** signifies the administrative instrument whereby the Government authorizes Contractor to undertake on an exclusive basis all the development, exploitation, and production work on the Fields within the Exploitation Area;

- **Barrel** signifies one US Barrel, i.e. 42 US gallons, measured at a temperature of 60°F;

- **Budget** signifies the estimated expenses, broken down by budget item, relative to the Petroleum Operations appearing in the Annual Work Programs;

- **Condensate** signifies Liquid Hydrocarbons obtained through the expansion of Natural Gas;

- **Contract** signifies this document and its Appendices, which are part of the Contract, and any renewal, extension, replacement or amendment to the Contract which may be decided by the Parties;

- **Contractor** signifies the State's contracting Parties, as well as any organizations, establishments, public or private entities, companies to which any interest may be transferred in application of the provisions of Articles 19 or 42;

- **Petroleum Costs** signifies all the expenditures effectively borne and paid by Contractor for the performance of the Petroleum Operations, as determined according to the Accounting Agreement in Attachment 2, for which said Contractor is recognized the right to recovery of their amounts;

- **Effective Date** signifies the date on which the Contract goes into effect, such as defined in Article 50 hereinbelow;

- **State** signifies the Republic of Gabon, owner of the natural resources from the surface and subsurface of the national territory, marine areas under its sovereignty or part of its economic zone; the State alone owns the mining titles. Depending on the case, it exercises the prerogatives of a Public Authority and has the powers attributed thereto or acts as Contractor-State, within the framework of partnerships or joint ventures with companies or as a shareholder either through Administrations and agents of public services or through companies it controls. The State may be referred to as, "the Ministry in charge of

Hydrocarbons", "the Administration" or "The Departments in charge of Hydrocarbons", or, in general, "the Administration";

- **Exploration Well** signifies any well intended to detect a Field or to determine its extension and magnitude;

- **Development Well** signifies any well intended to produce Hydrocarbons from the Field;

- **C.F.A. Franc** signifies the currency defined in Title II of the Monetary Cooperation Convention between the Member Countries of the Bank of the Central African States (B.E.A.C.) and the Republic of France, signed in Brazzaville on November 23, 1972;

- **Natural Gas** signifies methane, ethane, propane, butane and, more generally, all gaseous Hydrocarbons, either dry or wet, whether or not associated with liquid Hydrocarbons;

- **Field** signifies an accumulation of Hydrocarbons in the subsurface;

- **Hydrocarbons** signifies Crude Petroleum, Condensates, and Natural Gas;

- **Operator** signifies the company duly designated by the Contractor to conduct and perform the Petroleum Operations in the name and on behalf of, and under the responsibility of the latter;

- **Petroleum Operations** signifies all Hydrocarbon prospecting, exploration, development, production, transportation and storage operations and, more generally, all other operations directly connected with the above, carried out under this Contract, with the exception of refining and marketing operations;

- **Crude Petroleum** signifies crude mineral oil, condensate, asphalt, ozokerite and any type of Hydrocarbons and bitumen, both solid and liquid, in their natural state or obtained from Natural Gas through condensation or extraction;

- **Total Available Production** signifies the total Hydrocarbon production from the exploitation of all the Fields located within the Delimited Area, computed on said area after degassing, dehydration, stabilization, decantation, desalting and gasoline recovery (for the Natural Gas), at the time when it is sent towards the evacuation lines or, if no pipelines are available, towards storage facilities; the following is deducted from this production:

- Hydrocarbons re-injected into the Field or used in the Petroleum Operations, under the conditions set forth in Article 26.1,b of the Contract;

- Hydrocarbons burned or destroyed provided that Contractor has abided by the regulations in force and the guidelines and applicable recommendations of the Administration.

- **Net Production** signifies the Total Available Production of Hydrocarbons less the proportional mining royalty;

- **Remaining Production** signifies the Net Production less the removals of hydrocarbons made by Contractor in connection with the recovery of the Petroleum Costs;

- **Annual Work Program** signifies all the Petroleum Operations that Contractor agrees to perform during a Calendar Year in the Delimited or Exploitation Area, appearing in a document describing on an itemized basis these Petroleum Operations;

- **Affiliated Company** signifies a company or any other business:

- which controls one or more companies comprising Contractor,

- or which is controlled by one or more companies forming Contractor,

- or which is controlled by a company that itself controls the Contractor.

Such control signifies the direct or indirect ownership of more than fifty percent of the stock of the capital of the controlled company and thus entitling the controlling company to the absolute majority of the voting rights;

- **Non-Affiliated Company** or **Third Party** signifies a company or any entity other than the Parties which does not fall under the preceding definition.

- **Underlifting** signifies a situation in which one of the Parties, at a given time and in proportion to its rights, has failed to remove and dispose of the full share of Hydrocarbons to which it is entitled in application of the provisions of the Contract;

- **Overlifting** signifies a situation in which one of the Parties, during a given period, has already removed and disposed

of a quantity of Hydrocarbons in excess of that to which it is entitled in application of the provisions of the Contract;

- **Delimited Area** signifies the surface area within the perimeter described in Attachment 1;

- **Exploitation Area** signifies a surface area located within the Delimited Area on which the State grants the Contractor, according to the applicable laws and the Contract, an Exclusive Exploitation Authorization.

The above having been stated, the following is mutually agreed and established:

ARTICLE 1

GENERAL CONDITIONS

1.1

This Contract is a Hydrocarbon exploration and production sharing agreement. Its clauses are governed by the laws and regulations in effect in Gabon.

1.2

It defines the rights and obligations of the Parties, governs their mutual relationship and establishes the rules and terms for exploration, exploitation and production sharing. It applies to the Petroleum Operations that Contractor is to perform on an exclusive basis in the Delimited Area and any Exploitation Area, it being understood that all substances and products other than Hydrocarbons are beyond the Contract's scope of application.

1.3

For all the work required for performance of the Petroleum Operations, Contractor is required to comply with generally accepted Hydrocarbon industry practices.

1.4

Contractor shall supply all the financial and technical means necessary for the proper performance of the Petroleum Operations. Subject to written approval of the Petroleum Operations, the Contractor may use Third Parties or Affiliated Companies Funds for the financing of corresponding investments.

The Contractor shall send to the Hydrocarbon Services a certified copy of the loans agreements and contracts which have been obtained and must be concluded under the condition that the above-mentioned approval has been obtained.

However, interest, agios, financial charges of any nature and currency exchange losses arising from such financing, whatever their source and payment terms, are deductible for the purposes of Article 26.4 or chargeable to Petroleum Costs which give rise to recovery under Articles 24 and 26.10, only in the cases and according to the modalities and restrictions provided in said Articles and in the Accounting Agreement.

1.5

The Contractor shall alone bear the financial risk attached to the performance of the Petroleum Operations, subject to the provisions of Article 19.

1.6

Throughout the term of the Contract, the total production originating from the Petroleum Operations will be shared between the Parties according to the terms defined in Articles 24, 25, and 26.

1.7

The Delimited Area is defined in Attachment 1.

1.8

In the month following the Effective Date, the Contractor shall inform the Administration of the name of the designated Operator who will be responsible for performing the Petroleum Operations.

The Operator, in the name and on behalf of the Contractor, shall communicate to the Administration all reports, information and data mentioned in the Contract as well as any contract or convention binding the companies comprising the Contractor. The Operator will act as the designated representative of all the companies forming the Contractor, for the performance of the Petroleum Operations. The Contractor may at any time designate another Operator, subject to prior approval from the Administration.

1.9

For the practical terms of performance of this Contract, the person responsible for Departments in charge of Hydrocarbons represents the State; he makes all the decisions, grants any necessary or useful authorization for the performance of the Petroleum Operations.

1.10

During the term of the Contract, the State may at any time and particularly at the time of participation pursuant to the provisions of Article 19, delegate the management of its rights and obligations resulting from said participation to a company or organization of its choice.

ARTICLE 2

TECHNICAL CONSULTING COMMITTEE

2.1

Within the month following the Effective Date, a Technical Consulting Committee will be formed. It will be composed of the same number of members representing the State and the Contractor. The representatives of the State will be designated from among the Administration supervisory staff, from the General Hydrocarbon Department and from the land, financial, or customs Administration. The Chairman of the Technical Consulting Committee shall be selected from among the representatives from the General Hydrocarbons Department.

2.2

The Technical Consulting Committee is a body responsible for issuing opinions, suggestions and recommendations on:

- the exploration, development and production work on discovered Fields, and on the related expenditures;
- the application of the Field conservation rules pronounced by the Administration or, in the absence of such rules, based on commonly accepted Hydrocarbon industry practice;
- anti-pollution measures and safety and health regulations on the work sites;
- the choice between purchasing or renting, by the Contractor, of major equipment and facilities, in application of the provisions of Article 10.2;
- the programs and budgets provided by Articles 5.1 and 20.1, before they are submitted to the Administration for approval;
- the conditions for personnel employment, in accordance with the provisions of Article 38;
- the provisions to be taken by Contractor for the training of Gabonese personnel in application of the provisions of Article 39 and the implementation of said provisions;

Within the framework of its powers, the Technical Consulting Committee may assign studies to subcommittees created for that purpose.

2.3

The opinions, suggestions and recommendations of the Technical Consulting Committee will be adopted by majority of votes, each member being entitled to one vote and with the authority to represent only one other member of the Committee.

The Technical Consulting Committee deliberates validly if at least two thirds of its members are present or represented; the presence of the Chairman or of his representative, if the former is unable to attend, is indispensable.

2.4

The Technical Consulting Committee meets at least twice a year in the exploration period and at least four times a year during the development and exploitation period. Meetings are called at the initiative of the Contractor or the Administration and convened by summons from the Chairman of the Technical Consulting Committee issued at least fifteen days prior to the meeting date. In emergencies, the members meet as quickly as possible or consult by telex.

Contractor may request that the Technical Consulting Committee be convened in an extraordinary meeting in order to submit specific questions to it.

The agenda is prepared by the Party requesting the meeting; the documents necessary for the proper conduct of the meeting are prepared by Contractor or, if applicable, by the Administration. Contractor will hold the office of Secretary of the Technical Consulting Committee.

2.5

The expenses deriving from the activity of the Technical Consulting Committee, as well as those borne by the Administration within this context, will be borne by Contractor and considered as Petroleum Costs.

ARTICLE 3

EXPLORATION PERIODS

3.1

On the effective date, the Contractor is granted an Exclusive Exploration Authorization on the Delimited Area for a first period of three years Contractual Years. This period may be extended at Contractor's request, presented at least forty-five days before expiration of this period, by a maximum of three months to permit Contractor to complete any drilling then in progress.

This extension will be granted by decision of the Departments in charge of Hydrocarbons.

Nevertheless, Contractor shall make its best effort to start drilling so that, under normal circumstances, the drilling operations can be completed before the normal expiration of the above-mentioned period.

3.2

If, during the first extension period granted pursuant to Article 3.1, the Contractor has fulfilled the obligations deriving from this Contract, in particular the work obligations defined in Article 4, the Exclusive Exploration Authorization shall be extended at the request of Contractor for a second period of three Contractual Years.

The second period may also be extended by a maximum of three months for the same reasons and under the same conditions as those stated in Article 3.1

Contractor must file its renewal application for the second period at least thirty days prior to expiration of the first period. If Contractor has benefited from the extension described in Article 3.1, the above-mentioned thirty-day term is counted from the end of said extension, in order to allow Contractor to examine and evaluate the results from drilling and to determine the desirability of filing a renewal application. Renewal will be granted through edict from the Minister of Hydrocarbons.

3.3

At the end of the first period, in the event that that the Exclusive Exploration Authorization is not renewed, Contractor must surrender all the Delimited Area, with the exception of the Exploitation Areas or surface areas for which it has filed an application for an Exclusive Exploitation Authorization which is being processed.

ARTICLE 4

WORK COMMITMENTS DURING THE EXPLORATION PERIOD

4.1

During the exploration period defined in Article 3.1, Contractor shall perform at least the following work:

- acquire and process 1,500 km of 2-D seismic data and shoot one 3-D seismic survey;
- Re-process and make a reinterpretation of existing, available seismic data
- Prepare a feasibility study of the development of the Tchibala North and South discoveries within the first six months;
- drill one exploration well.

In order to carry out this work program under the best technical conditions in accordance with generally accepted Hydrocarbon industry practices, Contractor will invest an amount estimated at US\$ 7,800,000.

Contractor is required to start the geological and geophysical work covered by the above commitments within four months after the Effective Date.

4.2

During the second exploration period defined in Article 3.2, Contractor shall carry out the following minimum work:

- acquire and process 2,000 km of 2-D seismic data and shoot a 3-D seismic survey if the exploration well was a discovery;
- drill two exploration wells.

In order to carry out this work program under the best technical conditions in accordance with generally accepted Hydrocarbon industry practices, Contractor will invest an amount estimated at US\$ 14,500,000.

4.3 The above-specified wells will be drilled to a minimum depth 2,500 (two thousand five hundred) meters or until the Gamba geological formation is penetrated for at least fifty meters if it extends beyond the contractual depth. If at 2,500 meters, said geological formation has not been encountered, the Parties will

meet in order to examine the desirability of continuing the Well in the interest of each.

Drilling will be stopped at a lesser depth than originally estimated if, having drilled the well in accordance with approved practices of the Hydrocarbon industry, the stoppage is justified by one of the following reasons:

- the Gamba formation is encountered at a lesser depth than the contractual depth; in this case, the Parties will meet to examine the desirability of continuing the well in the interest of each;
- basement is encountered at a lesser depth than projected;
- continuation of drilling presents an obvious hazard because of the presence of abnormal formation pressure;
- rock formations are encountered the hardness of which renders it impractical to continue drilling with standard equipment;
- Hydrocarbon-bearing formations are encountered which, before being penetrated, must be protected by setting casing, thus preventing attainment of the contractual depth.

In the event that drilling is stopped for any of the above-listed reasons, the well shall be considered to have been drilled to the contractual depth, provided that the Contractor timely presents its reasons to the Administration and the Administration accepts these reasons as justified.

4.4

The Contractor is required to meet its work commitments for an exploration period even if this entails for the Contractor exceeding the amount estimated for that period.

On the other hand, if Contractor has met the work commitments for an amount less than the amount estimated for that period, it is considered to have met those commitments.

4.5

If the Administration notices that Contractor has not met its work commitments during an exploration period, it will so advise Contractor in writing. The procedure provided by Article 48.10 is then applicable, as required.

ARTICLE 5

PREPARATION AND APPROVAL OF ANNUAL WORK PROGRAMS AND CORRESPONDING BUDGETS

5.1

Within a maximum of two months after the Effective Date, Contractor shall submit to the Administration for approval an Annual Work Program and the corresponding Budget for the entire Delimited Area, specifying the Petroleum Operations for the period from the Effective Date until the following December 31.

By September 30 of the Calendar Year, Contractor shall submit to the Administration for approval an Annual Work Program and the corresponding Budget for the entire Delimited Area, specifying the Petroleum Operations it intends to perform during the subsequent Calendar Year.

The Annual Work Program and the corresponding Budget mentioned above shall be examined by the Technical Consulting Committee, in accordance with the provisions of Article 2.2 prior to being submitted for Administration approval; the advice, suggestions and recommendations of the Technical Consulting Committee must be attached.

5.2

If the Administration believes that modifications of the Petroleum Operations planned in the Annual Work Program are necessary or useful, it shall notify the Contractor in writing, within thirty days after receipt of the Program, stating the requested modifications and including any justifications it deems appropriate. The Administration and the Contractor will meet as soon as possible in order to study the modifications requested and in order to prepare by mutual agreement the Annual Work Program and the corresponding Budget in their final form.

In any case, the parts of the Annual Work Program for which the Administration did not request modifications are considered approved and must be completed by the Contractor within the initially agreed times.

If the Administration does not address a request for modifications to the Contractor before expiration of the thirty-day period, the Annual Work Program and the corresponding Budget shall be deemed thereby approved.

5.3

If the information acquired as the operations progress or particular circumstances justify certain minor changes in the Petroleum Operations planned in the Annual Work Program which do not affect the pursuit of the primary objectives by the Contractor, the Contractor may make the corresponding changes after approval from the Hydrocarbon Departments, provided that the basic established objectives are not changed.

ARTICLE 6

RELINQUISHMENTS

6.1

Contractor may relinquish all or part of the Delimited Area, subject to application of the provisions of Article 7.

6.2

During the first exploration period defined in Article 3.2, only to the entire Delimited Area may be relinquished, subject to the provisions of Article 6.5

6.3

During the second exploration period defined in Article 3.2, all or part of the Delimited Area may be relinquished.

6.4

Contractor must inform the Administration in writing of its decision to relinquish acreage, specifying, if applicable, the part of the Delimited Area which is to be relinquished. Said relinquishment becomes effective sixty days after receipt of the above-mentioned written notice, unless the Administration agrees to the effectiveness of the waiver for an earlier date.

Within thirty days after the effective date of the relinquishment, Contractor must submit to the Administration a detailed report, together with appropriate supporting documentation, on the work performed in the Delimited Area and the corresponding expenses.

6.5

When relinquishing areas held under an exploration contract, Contractor has the right to retain the Exploitation Areas or surface areas for which it has filed an application which is being processed.

6.6

In the event of a partial relinquishment, each of the relinquished areas must be sufficiently large to allow further hydrocarbon operations to be carried out and must be of simple shape and defined by geographic coordinates.

6.7

Partial relinquishment during the second exploration period does not cause the Contractor's work commitments defined in Article 4.3 to be reduced; the part of work not yet completed on the effective date of the partial relinquishment is carried over to the remaining part of the Delimited Area.

ARTICLE 7

INSUFFICIENCY OF EXPLORATION WORK

7.1

In the event of relinquishment of all of the Delimited Area, as described in Articles 6.1 or 6.2, and if Contractor's work commitments as defined in Article 4, have not been met, Contractor is required to pay to the State, within thirty days after the effective date of the relinquishment, on the basis of provisions of Article 6.4, a compensation equal to the cost of the exploration commitments which have not been met at the date of the relinquishment.

7.2

Within thirty days of the expiration of either the first or the second exploration period defined in Article 3, Contractor presents to the Administration a detailed report, with appropriate supporting documents, on the work performed in the Delimited Area and on the corresponding expenditures,

7.3

If at the expiration date of any of the exploration periods, Contractor has failed to meet its work obligations as defined in Article 3, Contractor is required to pay to the State, within thirty days following the date of expiration of the period involved, a compensation corresponding to the value of the work not done, as estimated on that date,

7.4

In the event of a delay in the payment of the compensation due to the State under the terms of Article 7.1 and 7.3 these amounts due will bear interest, calculated from the day the payments were due until the date of payment by Contractor, at the annual discount rate of the Bank of Central African States (B.E.A.C.) plus three percentage points.

7.5

If the compensations estimated in Article 7.1 and 7.3 are less than those actually due, the difference, plus the interest defined in Article 7.6, calculated from the day on which these compensation payments should have been made, is paid to the State as soon as possible.

7.6

The amounts which have not been paid on the dates due are increased by a penalty interest defined by the annual discount rate of the Bank of Central African States (B.E.A.C.) plus three percentage points.

ARTICLE 8

CONTRACTOR'S OBLIGATIONS DURING THE EXPLORATION PERIODS

8.1

The Contractor furnishes all the necessary funds for the expenses required for the performance of the Petroleum Operations defined in the Annual Work Program.

The Contractor will perform the Petroleum Operations by using either its own materials, equipment and supplies or those acquired or rented to this effect, subject to the provisions of Article 10.3.

8.2

The Contractor is responsible for the performance of the Annual Work Programs. The work must be performed under the best conditions of cost and efficiency; in general, the Contractor will utilize all appropriate means for the execution of the Annual Work Programs under the best economical and technical conditions for the Parties, in accordance with the most appropriate practices generally accepted in the Hydrocarbon industry.

8.3

The Contractor agrees to take all practical measures in order to:

a) ensure protection of the aquifers encountered:

- while drilling, through proper cementing of the casing in the wells,

- when abandoning unproductive wells, by applying cement plugs so as to isolate the formations under pressure from other reservoir horizons and from the surface.

b) carry out the tests necessary to determine the value of the Hydrocarbon shows encountered while drilling and the exploitability of any Fields discovered.

8.4

The facilities erected and work performed by the Contractor offshore under this Contract shall, according to their nature and the circumstances, be built, positioned, marked, buoyed, equipped and maintained in such fashion as to permanently allow free safe passage to navigation at all times in the waters of the Delimited Area.

Independently of the above provisions, in order to facilitate navigation, the Contractor shall install sound or visual devices approved or required by the competent authorities and maintain them to the satisfaction of said authorities.

8.5

At the time of construction and maintenance of the facilities necessary for the performance of the Petroleum Operations, the Contractor shall not disturb any previously installed cemetery or any existing building used for religious purposes. Moreover, Contractor must not in any way cause any problem which may affect normal use of a building without the occupants' consent. The Contractor is required to pay due compensation for damage or disturbance thereby caused to Third Parties.

8.6

In application of the International Convention on the Pollution of Sea Water by Hydrocarbons signed in London on May 12, 1954, its amendments and implementation provisions, the Contractor undertakes to take all the necessary precautions to prevent marine pollution.

To this effect, the State may decide, in agreement with the contractor, on any additional measures it may deem necessary in order to ensure preservation of the marine zone.

8.7

Under similar conditions of price, quality, and delivery, Contractor agrees to use Gabonese companies for its procurement, work and service contracts.

For all contracts that may reach or exceed one million US dollars (US\$ 1,000,000), the choice of companies shall be by call for bids.

A copy of all the contracts mentioned in the preceding paragraph concluded by the Contractor and pertaining to the Petroleum Operations will be addressed to the Administration as soon as said contracts are signed.

The Contractor will inform the Departments in charge of Hydrocarbons at least fifteen days in advance of the date, time and place of opening of the bids. The person responsible for these Departments or his representatives may participate in the opening and examination of the bids.

The information made available to the participants in the opening and examination of the bids must be communicated at the same time to the Departments in charge of Hydrocarbons.

A list of all the contracts concluded by the Contractor during each calendar quarter for performance of the Petroleum Operations is forwarded for information to the Administration, within fifteen days following the end of said calendar quarter. For each contract, the subject and the amount, together with the name of the co-contracting party will be specified. The Contractor forwards to the Administration copies of the contracts which may be requested by the latter.

ARTICLE 9

RIGHTS IN CONNECTION WITH THE EXPLORATION PERIODS

9.1

Subject to the special provisions of the Contract, Contractor has the rights the exercise whereof affects the performance of the Petroleum Operations in the Delimited Area and to all possible facilities to that end. These rights include specifically:

- a) Full responsibility for the administration, control, and conduct of all the Petroleum Operations;
- b) The option to exercise the rights and powers conferred by the Contract through independent agents and independent contractors whose salaries, expenses, and fees it pays in compliance with the regulations in force in Gabon on financial transactions and subject to the provisions of Article 8.7.

9.2

Subject to the regulations in effect and the provisions of Article 8.5, the Contractor will have the right to clear the land, to excavate, drill, bore, construct, erect, place, procure, operate, administer and maintain ditches, tanks, wells, trenches, excavations, dams, canals, water mains, plants, reservoirs, basins, offshore and onshore storage facilities, primary distillation units, first extraction gasoline separation units, sulfur plants and other facilities for the production of Hydrocarbons, in addition to pipelines, pumping stations, generator sets, power plants, high voltage lines, telephone, telegraph, radio systems and Other communications facilities, factories, warehouses, offices, sheds, houses for employees, hospitals, schools, premises, ports, docks, harbors, dikes, jetties, dredges, breakwaters, underwater piers and other facilities, ships, vehicles, railways, roads, bridges, ferryboats, airlines, airports and other transportation facilities, garages, hangars, workshops, foundries, repair shops and all related auxiliary services and, in general, all that which is necessary for performance of the Petroleum Operations.

The location of these facilities may be selected by the Contractor subject to the regulations and provisions of Articles 8.5, 13 and 14.

9.3

The agents, employees and representatives of the Contractor or of its subcontractors shall be allowed to enter or leave the Delimited Area and to have free access in keeping with their functions to all the facilities installed by the Contractor for performance of the Petroleum Operations.

ARTICLE 10

OWNERSHIP OF THE ASSETS

10.1

The real property such as wells, buildings and associated equipment, piers, roads, bridges, canals, ports, docks, dikes, jetties, water mains, pipelines, reservoirs, basins, railways, land, structures, warehouses, offices, plants and permanently-installed machinery and equipment purchased or built by the Contractor, as well as all movables thereby purchased or manufactured within the framework of the Petroleum Operations are the property of the State.

The Contractor may utilize at no charge said real property and movables within the framework of the Contract. The Contractor may also use said property for other petroleum operations under other contracts to which it is a party, subject to payment of a properly calculated rental price, approved by the Administration. These proceeds are entered in the Petroleum Costs account and will reduce said Costs. They are paid to the State if the Petroleum Costs yet to be recovered correspond only to exploitation expenses.

The Contractor will contract, regarding these assets, on behalf of the State, all the necessary insurance policies, according to generally accepted practices. The insurance premiums paid to this effect are included in the Petroleum Costs. The indemnities collected in the event of claim are entered in the Petroleum Costs account and will reduce said Costs. They are paid to the State if the Petroleum Costs yet to be recovered correspond only to exploitation expenses, unless they are allocated to replacement of lost or destroyed assets.

10.2

The provisions of Article 10.1 above are not applicable to assets belonging to Third Parties or Affiliated Companies and leased to Contractor under a lease or simple rental agreement.

10.3

Under equivalent economic conditions, Contractor commits itself to give priority to buying goods instead of leasing or renting.

For major equipment and facilities, before opting for purchase or lease, Contractor shall procure the opinion, suggestions and recommendations of the Technical Consulting Committee and submit its duly justified choice for the Administration's approval. This choice will become final after the approval from the Administration has been obtained.

At the time of review of the Annual Work Program and corresponding Budget, the Administration will designate the major equipment and facilities appearing on said documents, for which the Technical Consulting Committee must be consulted and the Administration's approval requested.

ARTICLE 11

ACTIVITY REPORTS DURING THE EXPLORATION PERIODS

11.1

The State, through the Departments in charge of Hydrocarbons, will have access to all the original data in connection with the Petroleum Operations, such as geological, geophysical, petrophysical, drilling and exploitation reports, in addition to any technical, accounting and financial information which it may deem useful for the exercise of its power of verification.

11.2

Immediately after they have been prepared or obtained, the Contractor shall furnish the following reports or documents to the person responsible for the Departments in charge of Hydrocarbons:

a) a copy of the geophysical survey and interpretation reports and a complete set of maximum processed seismic profiles on stable transparent material, such as "Mylar"; a copy of the magnetic tapes will be kept by the Contractor and made available to the person responsible for the Departments in charge of Hydrocarbons;

b) a copy of the daily telexes on the wells being drilled and a copy of the spud-in and end-of-drilling reports for each well drilled, in addition to a complete set of all logs recorded in reproducible form;

c) a copy of the reports on production tests performed and of any study pertaining to the commencement of production of a well;

d) a copy of each core sample analysis report,

A representative portion of the cores or cuttings obtained at each well and samples of the fluids produced during the production tests will also be furnished within a reasonable period. Any core samples and cuttings in the Contractor's possession at the time of expiration of the Contract will be delivered to the person responsible for Hydrocarbons.

11.3

During the second half of each month, the Contractor shall furnish to the Departments in charge of Hydrocarbons a report on the Petroleum Operations of the previous month.

11.4

Contractor is required to inform the Departments in charge of Hydrocarbons in the shortest possible time of any discovery of mineral substances and to report on any pertinent observations or information relative thereto.

11.5

The State is the owner of any original documents, reports prepared or obtained by the Contractor or samples relative to the Petroleum Operations, geological, geophysical, and petrophysical work, synthesis reports, well logs, even if in the Contractor's possession, to be used within the framework of the Petroleum Operations. The Contractor may retain copies of these samples, documents and reports for the requirements of the Petroleum Operations.

Each Party assumes the obligation, each as applicable to it, in its own behalf and in the behalf of the service companies or consultants working for it, to consider these documents, reports, operations, studies and samples confidential and not to reveal them to Third parties without prior consent from the person responsible for the Departments in charge of Hydrocarbons. This obligation continues, for the State, during the exploration periods defined in Article 3 and, in the event of total surrender, in application of the provisions of Article 6, until the effective date of said surrender, and, for the Contractor, even after the end of the Contract.

Each entity forming the Contractor may, without the consent of the other entities or of the Administration, disclose the following confidential information and data:

- a) To each company interested in good faith in the realization of an eventual transfer or of assistance in the framework of Petroleum Operations, after the undertaking by said company to keep this information confidential and to use it only for the realization of said transfer or assistance; or
- b) To any independent professional consultants operating within the framework of the Petroleum Operations, after obtaining from them a similar confidentiality agreement, provided that the Contractor reports immediately to the Administration the names of said consultants and the information and data disclosed thereto; or
- c) To any bank or financial institution with which the Contractor is attempting to obtain or obtains financing, after obtaining a similar confidentiality agreement from these concerns,

d) When and insofar as the regulations of a recognized stock exchange require it, unless this is in conflict with the laws of Gabon,

e) Within the framework of any contentious judicial, administrative or arbitration procedure.

With prior written consent from the Administration, the Contractor may exchange with any interested party any confidential information or data of this type against other similar information or data.

ARTICLE 12

NATURAL RESOURCES

The Contractor shall have the right, if applicable, in exchange for payment of any applicable royalty and subject to compliance with the regulations in force and the provisions of Article 8.5, to remove and use the topsoil, fully-grown timber, clay, sand, lime, gypsum, stones (other than precious stones) and other similar substances which may be necessary for the performance of the Petroleum Operations.

The Contractor shall make reasonable use of such materials for the performance of the Petroleum Operations.

The Contractor may take or use the water necessary for the Petroleum Operations provided that existing irrigation or navigation does not thereby suffer and that land, houses or watering points are not thereby deprived of their use.

ARTICLE 13

UTILIZATION OF LAND

13.1

The State will make available to Contractor for the needs of the Petroleum Operations, the State-owned land necessary for said operations. The Contractor may construct and maintain, above and below grade, the facilities necessary for the Petroleum Operations. The Contractor shall not request the use of said land unless it has a real need therefor and it shall refrain from claiming any land occupied by buildings or properties utilized by the Administration. The Contractor shall compensate the State for any damage to the land caused by the construction, maintenance and use of its facilities.

Subject to the regulations in force, the Administration will authorize the Contractor to construct, use and maintain telecommunication systems and pipelines, above and below grade and along land which does not belong to the State, provided the construction, maintenance and use of these systems cause the least possible damage and that they are in accordance with the regulations.

13.2

In the event it is necessary for the Contractor, in order to perform the Petroleum Operations, to occupy and use land belonging to private parties, the Contractor shall endeavor to reach an amicable agreement with the property owners to determine equitable compensation for the loss of use suffered. In the event of disagreement, the Contractor shall inform the Administration which can:

- either set a compensation to be paid by the Contractor, if the occupation of the land is of short duration. The amount of the compensation will then take into account the effective use of the land by the landowner at the time of occupation.

- or expropriate the land, in accordance with the applicable regulations, if the occupation is long-lasting or makes it henceforth impossible to resume the original use of the land. The rights are acquired and recorded by the Government in the latter's name but the Contractor is entitled to free use thereof for the Petroleum Operations for the entire duration of the Contract. The costs, expenses and indemnities resulting from the expropriation procedure will be borne by the Contractor.

ARTICLE 14

UTILIZATION OF FACILITIES

14.1

The Contractor will have the right to utilize, under the provisions of common law, for the needs of the Petroleum Operations any railway, tramway, road, airport, landing field, canal, river, bridge or waterway and any telecommunication network, whether owned by the State or by private companies, against payment of any royalties in force or to be established by mutual agreement, in exchange for this use and their construction, operation and maintenance. The Contractor will also have the right to use for the Petroleum Operations any means of land, sea or air transportation, subject to the laws and regulations governing the use of such means of transportation.

14.2

The State will have the right in exceptional cases to use any transportation and communication facility installed by the Contractor, such as in case of national necessity due to national catastrophes, disasters, internal or external peril. The Contractor shall make all its facilities available to the State at the latter's simple request or requisition. In such case, the request shall come from the Minister in charge of Hydrocarbons.

14.3

The State can construct, operate and maintain, above and below the land made available to the Contractor or along roads, railways, airports, landing fields, canals, bridges, flood protection dams, police stations, military installations, pipelines and telecommunication networks, provided this does not compromise or significantly hinder the performance of the Petroleum Operations, except in case of national necessity.

ARTICLE 15

EXPIRATION OF CONTRACT AT THE END OF THE EXPLORATION PERIOD

If, during the exploration periods, Contractor has made no discovery of Hydrocarbon deposits presumed to be commercially exploitable or declared as such and giving entitlement to an Exclusive Exploitation Authorization, the Contract is terminated at expiration of said period.

Expiration of the Contract will not relieve the Contractor of its contractual obligations arisen prior to the date of said expiration and not yet honored, entirely or in part, on said expiration day. The Contractor is required to meet these obligations in accordance with the regulations and the contractual provisions; the validity thereof is extended to this effect.

ARTICLE 16

DISCOVERY AND EXPLOITATION OBLIGATION

16.1

If the Contractor discovers Hydrocarbons, it shall notify the Administration in writing within ten days after completion of the tests making it possible to presume the existence of a field.

16.2

The commercial or presumed commercial nature of a Field is determined by the Parties. The Parties shall meet to this effect and shall record their agreement on this matter in a jointly signed document.

16.3

To this end, Contractor is required to supply all information enabling the Administration to make a detailed review of the data relative to the discovered Field and to make its decisions in full cognizance of the facts as to the commercially exploitable nature of the discovery. This information is to be supplied as it is obtained by Contractor.

16.4

Provided Contractor has met its commitments and obligations under the Contract, and especially Article 16.3, a Field considered to be commercially exploitable in application of the above provisions will entitle it to an Exclusive Exploitation Authorization on the area involved which will be considered an Exploitation Area after the effective date of this Exclusive Exploitation Authorization and will be limited to the presumed size of the Field, projected to the surface, determined on the basis of available geological and geophysical data.

The Exclusive Exploitation Authorization is granted by official decision of the Minister of Hydrocarbons at Contractor's request, filed in the form and terms of Article 17.1

16.5

If the Contractor makes several commercially exploitable discoveries within the Delimited Area, each of these will entail a separate Exclusive Exploitation Authorization corresponding to a separate Exploitation Area. However, for the requirements of Articles 24, 25 and 26.1, the overall production from the Exploitation Areas of the Delimited Area is taken into account.

16.6

The quantities of Hydrocarbons produced before a Field is declared commercially exploitable in application of the

provisions of Article 16.2, will be measured in accordance with the provisions of Article 29 and will be subject to the provisions of Articles 24 to 26, with the exclusion of those used for the needs of the Petroleum Operations or lost, provided, however, that for these quantities the Contractor supplies to the Administration all useful explanations and justifications.

16.7

For any Field declared or presumed commercially exploitable in accordance with the provisions of Article 16.2, the Contractor assumes the obligation to perform all useful and necessary Petroleum Operations for exploitation of said Field.

The Contractor is required to inform the Administration in writing of the starting date of production as soon as this is effective.

After the award of an Exclusive Exploitation Authorization, the State shall not require that the Contractor continue exploitation of the corresponding Field if it provides evidence, on the basis of the technical information acquired on the Field and of accounting and financial justifications, of the non profitability of the exploitation.

In this case, the Exclusive Exploitation Authorization expires on the date on which the operations or the production are stopped and the corresponding Exploitation Area becomes free on said date. The State has then the right to exploit the Field on its own, without being required to pay any indemnity to the Contractor.

16.8

Except for duly justified exceptional circumstances, if production from a Field has not begun within three years after the date of award of the Exclusive Exploitation Authorization, this authorization is canceled and the Contractor's rights are considered voluntarily relinquished. Cancellation is pronounced by decree from the Minister in charge of Hydrocarbons.

ARTICLE 17

APPLICATION FOR EXCLUSIVE EXPLOITATION AUTHORIZATION AND DELIMITATION OF EXPLOITATION AREAS

17.1

To obtain an Exclusive Exploitation Authorization, Contractor must file an application with the Minister in charge of Hydrocarbons.

The aforementioned application, as well as the attachments and data provided, must be written in French or must be accompanied by a duly certified translation. They are to be dated and signed by the applicant.

The application, as well as the attachments and data provided, must be prepared in triplicate; the first two copies, one of which must have a stamp, are to be filed with the Directorate of Hydrocarbons, the third is to be filed with the Minister in charge of Hydrocarbons.

The applicant must prove his identity and indicate the elected domicile; if the applicant is acting as a proxy, it must prove its identity, its domicile and its powers.

The applications presented in application of this Article must provide, for all companies making up the Contractor, information concerning their registered offices, authorized capital and the full names, nationalities, titles, and addresses of the persons making up, according to the bylaws, the management, the administration and the board of these companies and persons with signatory power.

Any application filed for a company must include the powers of attorney of the person(s) who signed the application, as well as a certified copy of the bylaws of the company, of the certificate of its incorporation and of the balance sheets of the last three financial years.

The application must include:

- the proposed limits of the Exploitation Area, which must be strictly confined to the presumed size of the Field discovered, as projected to the surface;
- supporting documents (geological and geophysical interpretations, wireline logs, etc.) used as basis for determination of the presumed extent of the Field;

- the provisional estimate of recoverable reserves and the annual production of the Field;
- a plat of map on a scale of 1:200,000 showing the geographic boundaries of the Area of the application;
- a report summarizing the results of the exploration efforts carried out in the Delimited Area and providing the location, a description and the characteristics of the Field;
- a general outline of the development plan for the Field and an estimate of the capital expenditure required for the development and the exploitation of the Field;
- a provisional program for the training of Gabonese Nationals.

17.2

Any later modification in the bylaws, legal form or capital of the companies forming the Contractor, as well as any change of the individuals mentioned in the fifth paragraph of Article 17.1, must be reported without delay to the Minister in charge of Hydrocarbons and to the person responsible for the Departments in charge of Hydrocarbons.

The Contractor is to send annually to the aforementioned copies of its constituent entities' balance sheets and accounting records submitted for approval to their stockholders' meetings and any reports from their management and administration presented at these meetings to this effect.

17.3

The right to obtain an Exclusive Exploitation Authorization will remain in effect only if the application is received by the Administration within six months after the date of the signature of the document specified in Article 16.2 and, in any case, before the expiration date of the second exploration period. If a reply is not received within the above-mentioned time frame after receipt of the application, the latter is considered accepted by the Administration.

17.4

The applications for renewal of the Exclusive Exploitation Authorization mentioned in Article 18.1 must be presented not later than 90 days prior to the expiration date of the previous Exclusive Exploitation Authorization under the same forms as those set forth in Article 17.1.

17.5

If, during the course of the year following the award of an Exclusive Exploitation Authorization, the extensions of the Field appear to be greater than those of the Exploitation Area, the Minister of Hydrocarbons will grant by Edict to the Contractor, at the latter's request, within the framework of the previously granted Exclusive Exploitation Authorization, an additional surface area such that the entire Field may thus be covered, on the condition, however, that said additional surface area is part of the initial Delimited Area. The Contractor may not benefit from such an extension if the surface area in question has already been awarded to a third party or is the subject of an application for award then being reviewed.

ARTICLE 18

TERM OF VALIDITY OF THE EXCLUSIVE EXPLOITATION AUTHORIZATION

18.1

The Exclusive Exploitation Authorization is granted to the Contractor through Edict by the Minister in charge of Hydrocarbons; it will go into effect on the date of the award. Its maximum duration is ten years.

If, at the end of ten-year term, commercial exploitation of an Exploitation Area is still possible, the Exclusive Exploitation Authorization for that Exploitation Area is renewed at the Contractor's request, through Edict from the Minister of Hydrocarbons for a maximum of five years, provided that the Contractor has met its obligations and commitments under this Contract.

The Exclusive Exploitation Authorization is renewed a second time for a maximum of five years, under the same conditions as stated above.

When a renewal is considered and taking into account the financial results obtained by the Parties during the preceding period, said Parties may agree to new provisions for Articles 24 through 26.

18.2

At any time, the Contractor may relinquish an Exclusive Exploitation Authorization. The Contractor must inform the Administration by letter of its decision to relinquish it and this renunciation will become effective sixty days after receipt of this letter, unless the Administration agrees to a closer date of effectiveness of said renunciation. In the event of relinquishment, the Exploitation Area becomes free on the effective date of the relinquishment.

18.3

The Contract expires on the date of expiration of the last Exclusive Exploitation Authorization or, when applicable, on the effective date of the above-mentioned relinquishment; however, the Parties are not released from their contractual obligations arisen prior to expiration of the Contract which may not yet have been honored, entirely or in part, on the date of said expiration. The Parties are required to comply with the regulations and contractual provisions; the validity of these is extended to this effect.

ARTICLE 19

STATE PARTICIPATION

19.1

As soon as a Field is placed on production, the State automatically participates, at a rate of 7.5 percent, in the rights and obligations deriving from the Contract, unless it expressly waives the right to participate within ninety days after the above-mentioned production starting date.

The State participates, at the above-mentioned percentage, in the Petroleum Costs regarding development and exploitation of the Exploitation Area, except for any exploration expense.

If the State wishes to take an additional interest, it will inform the Contractor in writing, specifying the percentage interest which it decides to hold. The conditions for acquisition of the additional interest are mutually agreed upon between the Parties.

19.2

The State may at any time transfer to an entity of its choice all or part of its interest.

This state may, however, transfer its interest only to a company controlled by the State or to a company with a well established technical and financial reputation; if the assignee is a subsidiary, or a branch office, the State will assure that the parent company guarantees its commitments as per provisions in Article 46.2. The Contractor will be consulted prior to any transfer of interest.

The rights and obligations arising from the partnership agreements binding the entities comprising the Contractor must in no event limit the State's rights or aggravate its obligations under its participation, nor shall they decrease the extent or effects of said participation.

19.3

As from the date on which production begins, the State reimburses, in cash or in kind, its share of the Petroleum Costs incurred for development since the award date of the Exclusive Exploitation Authorization to the companies forming the Contractor, in addition to the sums corresponding to the calls for funds for the Petroleum Costs advanced by the other partners for the exploitation costs.

The above-mentioned choice of payment is exercised by the State through letter addressed to the Contractor within ninety days; failing this, it is considered having opted for payment in kind.

If the State chooses to pay in cash, payment will be made from the net proceeds from the sale of the production share to which it is entitled as a result of its participation, in accordance with the provisions of Article 41.

If the State chooses to pay in kind, payment will be made at the end of each calendar month, by turning over a portion of the production to which it is entitled as a result of its participation.

Whatever the method of payment, the amount to be paid by the State is limited to seventy percent of the net production, or as the case may be, of the portion of the production to which it is entitled as a result of its participation during the calendar month considered. The unpaid balance, if any, is added to the payments owed at the end of the following month; this carrying forward shall not, however, cause the above-mentioned seventy percent limit to be exceeded. Consequently, the total of any balances and of subsequent calls for funds is obligatory only to the above limit, and the surplus will be carried forward and paid under the same conditions defined hereinabove.

Payments made on behalf of the State which have not been recovered by Contractor, constitute a credit due to the Contractor and can be recovered without limitations from the last lifting preceding the expiration of the Contract.

For the purposes of this Article, the quantities of Hydrocarbons turned over as payment by the State will be calculated at the "Fixed Price" defined in Article 27.

19.4

The Contractor will keep up-to-date a "State-Participation" account. This account will be debited with the Petroleum Costs that are attributable to the State by reason of the period prior to its assumption of its participation, as well as at the end of each calendar month, of its monthly share of the Petroleum Costs. The account is credited, at the end of each calendar month, by the Fixed Price of the Hydrocarbons delivered as payment by the State for said month and by the amounts paid by the latter.

The payments owed by the State as reimbursement of its share of Petroleum Costs for development and exploitation, are increased, if applicable, by simple interest calculated at the annual discount rate of the Bank of Central African States (B.E.A.C.).

ARTICLE 20

DEVELOPMENT PROGRAM

20.1

Within one hundred and eighty (180) days after the award of an Exclusive Exploitation Authorization, the Contractor must prepare and submit to the Administration for approval a detailed development and production program specifying notably:

- item by item, the equipment and operations necessary for placement into production, such as the number of development wells, the number of platforms, the pipelines, the production, processing, storage and loading facilities required;
- the corresponding cost estimates;
- the projected schedule for performance of the above-mentioned work, equipment and facilities;
- the estimated production starting date;
- the estimate of recoverable reserves and annual production.

This development and production program must have been examined by the Technical Consulting Committee. in accordance with Article 2.2, before being submitted to the Administration together with the Committee's advice, suggestions and recommendations.

20.2

If the Administration believes that modifications to the above-mentioned development and production program are necessary or desirable, it must inform the Contractor in writing, specifying the modifications which it requests, supported by those justifications which it may deem useful.

The Administration and the Contractor will then meet, as soon as possible, in order to examine the changes requested and prepare, through mutual agreement, the program in its final form. This program is considered approved on the date of said agreement.

In any case, the parts of the program for which the Administration did not request changes will be considered approved and the Contractor will be able to realize them within the initially planned periods of time.

If, at the time of expiration of the above-mentioned term, the Administration has not presented to the Contractor any request for modifications, the program is considered approved.

ARTICLE 21

OBLIGATIONS OF THE CONTRACTOR DURING THE DEVELOPMENT AND EXPLOITATION PERIODS

21.1

Unless otherwise stipulated, Articles 5, 8, 10, and 11 of the Contract are applicable, *mutatis mutandis*, to Petroleum Operations conducted within the scope of the Exclusive Exploitation Authorizations.

21.2

Upon obtaining an Exclusive Exploitation Authorization, the Contractor agrees to proceed with diligence to drill the necessary development wells with such intervals between wells as to guarantee maximum economic recovery for the Parties, of the Hydrocarbons contained in the Field, in keeping with internationally accepted good practices in the Hydrocarbon industry.

Except for duly evidenced unusual circumstances, the Contractor must start these development operations no later than six months after acceptance by the Administration of the development and production program defined in Article 20.

21.3

In the performance of its production operations, the Contractor is required to observe all the internationally accepted standards and practices of the Hydrocarbon industry which make it possible to obtain optimum economic recovery of Hydrocarbons contained in the Field for the Parties.

21.4

The Contractor is required to proceed, as soon as technically feasible, with enhanced recovery program studies for the Field and to implement at the appropriate time this process if, under economic conditions acceptable to the Parties, it can lead to an improvement in the rate of recovery of the Hydrocarbons contained in the Field.

21.5

The Contractor agrees to provide the Administration with all the reports, studies, results from measurements, tests and trials, and documents which make it possible to verify the proper exploitation of the Fields in order to guarantee that the exploitation is being conducted in the proper conditions, in particular, in the light of the above provisions.

In particular, it is required to carry out the following operations on each producing well:

- measurement of the production of Hydrocarbons daily, monthly and annually;
- monthly control of the gas-oil ratio;
- annual measurement of reservoir pressure, on a carefully selected group of wells, representing at least one half of the wells in the Field.

The Contractor is required to implement every recommendations made by the Administration, in agreement with the Contractor, on the subject of conservation of the Fields and to comply with the regulations in effect regarding pollution and the safety of property and persons.

21.6

The Contractor is required to annually produce from each Field quantities of Hydrocarbons in accordance with generally accepted international Hydrocarbon industry practices, in particular in applying the standards for proper conservation of the Fields making optimal recovery of the Hydrocarbon reserves possible in normal economic conditions for the Parties.

21.7

The Contractor contributes annually to a Hydrocarbon Support Fund created for the purpose of developing petroleum research in Gabon. Contractor's contribution to the Hydrocarbon Support Fund is calculated on the basis of the Total Available Production equal to the C.F.A. Franc equivalent of US\$ 0.05 per Barrel produced. This contribution will not be included in the Petroleum Costs.

The Hydrocarbon Support Fund will be managed by the Minister of Hydrocarbons.

ARTICLE 22

CONTRACTOR RIGHTS IN CONNECTION WITH EXCLUSIVE EXPLOITATION AUTHORIZATIONS

22.1

Unless otherwise stipulated, Articles 9, 12, 13 and 14 of the Contract are applicable *mutatis mutandis* to Petroleum Operations conducted within the scope of Exclusive Exploitation Authorizations.

22.2

The Contractor is entitled, subject to regulations in effect, to build, utilize, operate and maintain all the Hydrocarbon production, storage and transportation facilities which are necessary for the production, transportation, delivery and loading of the products extracted, subject to the provisions of Article 10.3.

22.3

If no available or sufficient evacuation means exist, the Contractor can, under the conditions set forth by the regulations, construct a pipeline that will allow it to evacuate the production. To that end, the Contractor will submit for the approval of the Administration, and before the commencement of any work, plans corresponding to the layout it has established and to the projected location of all the pipelines it intends to build. All the pipelines crossing or running along roads or thoroughfares (other than those reserved for the Petroleum Operations) shall be built so as not to obstruct traffic. The conditions of transportation and the safety regulations for these structures will comply with the applicable regulations in force.

22.4

Within the limits of available capacity not used by the Contractor and at normal and nondiscriminatory prices, Contractor is required to allow free use by Third parties of the Hydrocarbon transportation, processing and storage infrastructures set up for the needs of the Petroleum Operations.

The pricing conditions applied shall be duly evidenced and submitted for approval to the Departments in charge of Hydrocarbons. The rate is to be established so that it permits recovery of the cost of operation of the installation, including a portion of the cost price of the facilities at least equal to the fiscal depreciation in effect or usually applied in Gabon and computed on the original acquisition value, plus a reasonable profit margin representing remuneration for the capital invested for the construction of the given infrastructure.

ARTICLE 23

PRODUCTION MARKETING OBLIGATION

23.1

As soon as the production of a Hydrocarbon Field becomes regular, Contractor is required to make every effort to ensure the best valorization of the extracted product such that the marketing of the share of these products to which it is entitled does not unfavorably affect the prices of Gabonese Hydrocarbons on the international market.

23.2

The Contractor is required to make every effort so that the prices obtained for exported Gabonese Hydrocarbons are in agreement with those existing on the international market at the time of the sale, for equivalent quality, quantity, freight and payment terms.

ARTICLE 24

RECOVERY OF PETROLEUM COSTS

24.1

The Contractor is entitled to recover the Petroleum Costs it has defrayed within the Delimited Area, by lifting a portion of the Hydrocarbon production exclusively from that area. The recovery of Petroleum Costs may not in any case be achieved by drawing on the production of Hydrocarbons from Fields outside the Delimited Area.

For the application of the foregoing paragraph, the Contractor shall keep a Petroleum Cost Account, in compliance with Article 26.9 and the Accounting Agreement.

24.2

Contractor is entitled to recover the Petroleum Costs after production begins and as production progresses.

This cost recovery right gives the Contractor the right to lift a portion of the Net Production. These liftings are limited to the balance of the Cost Account, and, for any Calendar Year, shall not exceed seventy (70%) percent of the Net Production obtained during said year.

The Hydrocarbons lifted by Contractor under the provisions of this Article are valued at the "Fixed Price" as defined in Article 27, for the purposes of the Petroleum Cost Account mentioned in Article 26.9.

24.3

The State will enjoy a preference right on the quantities of Hydrocarbons to which the Contractor is entitled within the scope of the recovery of Petroleum Costs, when these quantities are offered to Third Parties.

For the purposes of the application of the above provisions, the quantities of Hydrocarbons that are given over within the scope of exchanges required by technical constraints inherent in the Contractor's facilities, or that are intended to save time and transportation efforts, will not be considered as sales to Third Parties but on the condition that the quantities exchanged are actually intended for meeting the Contractor's needs or those of its Affiliated Companies.

In exchange for the quantities of Hydrocarbons that are purchased in application of the above provisions, the State will pay to the Contractor a sum equal to the product of said quantities times the price agreed to by the Parties. This price is determined by

reference to prices found on the international market at the time of the sale, for equivalent quality, quantity, freight and payment terms.

The amounts paid by the State to the Contractor within the scope of the preference right stipulated above will be posted to the credit of the Petroleum Cost Account, these therefore being considered as having been recovered in cash.

24.4

When the State exercises its preference right stipulated in Article 24.3, the Contractor will send to the Administration, no later than fifteen days following the date of the loading of the quantity of Hydrocarbons given over to the State, the corresponding invoice made out in United States dollars.

Within ninety days following the reception of that invoice, the State will effect payment in freely exchangeable currency, according to the regulations in force. The amount due will be paid into the Contractor's account in a bank established in Gabon. Should the State not make payment in the above time frame, the amount due will carry an annual interest rate that is at most equal to the discount rate of the Bank of Central African States (B.E.A.C.). If payment of an invoice is not made by the State within the above mentioned time frame, the preference right of the State is suspended for as long as the last invoice remains unpaid.

Regardless of the means employed to recover Petroleum Costs, by drawing from the Hydrocarbons in conformity with Article 24.2, by cash payments in application of Article 24.3, or by a combination of these two methods, the total recovery, during a Calendar Year, expressed in terms of the quantity of Hydrocarbons, may not, for any reason, exceed the percentage of the Net Production for that Calendar Year set in Article 24.2.

24.6

If in the course of a Calendar Year the Net Production from the Delimited Area fails to permit the Contractor to recover Petroleum Costs in application of the provisions of Articles 24.1 to 24.5, the amount of Petroleum Costs that are not recovered in that Calendar Year will be carried forward to succeeding Calendar Years until full recovery of the Petroleum Costs or expiration of the Contract.

24.7

In the event of the discovery in the Delimited Area of deposits producing Hydrocarbons of differing quality, the recovery of the Petroleum Costs shall be by payment in kind or payment in cash in accordance with this Article, by taking into account each of the qualities, proportionally to the Total Available Production.

ARTICLE 25

PRODUCTION SHARING

25.1

After deduction by the Contractor on a part of the Net Production for the recovery of the Petroleum Costs in application of the provisions of Article 24, the Remaining Hydrocarbon Production is shared between the State and the Contractor in the following terms:

a) When the average daily Total Available Production from the Delimited Area for a given calendar month is equal to or less than ten thousand (10,000) Barrels, the Remaining Production is shared between:

- the State: fifty (50%) percent
- the Contractor: fifty (50%) percent.

b) When the average daily Total Available Production from the Delimited Area for a given calendar month is greater than ten thousand Barrels and equal to or less than twenty-five thousand (25,000) Barrels, the Remaining Production is shared between:

- the State: fifty-five (55%) percent
- the Contractor: forty-five (45%) percent.

c) When the average daily Total Available Production from the Delimited Area for a given calendar month is greater than twenty-five thousand Barrels, the Remaining Production is shared between:

- the State: sixty (60%) percent
- the Contractor: forty (40%) percent.

In the event of a discovery in the Delimited Area of Hydrocarbons of different qualities, the sharing between the State and Contractor of the Remaining Hydrocarbon Production is made separately for each quality, proportionally to the Total Available Production.

The Contractor is entitled to its share of Hydrocarbons from the start of the production and as it develops.

25.2

The State draws its share of the production as defined in Article 25.1 above, in kind.

However, the Contractor is required, when requested by the State, to sell all or part of the latter's share of Hydrocarbons under the terms of the above-mentioned Article and reimburse the State. In this case, Contractor will make its best effort to obtain a sales price on the market at least equivalent to the "Fixed Price" defined in Article 27. When this operation occurs, Contractor will receive a sales commission in an amount established by mutual agreement with reference to the applicable customary business practice.

In the event Contractor is unable to sell the State's share of the production at a price at least equal to the "Fixed Price", Contractor will inform the State of the best price proposed. The State will then inform Contractor whether it accepts the sale price Contractor can obtain or prefers to receive the quantities involved in kind.

25.3

The State may request payment of the proceeds from sales of its production share made by the Contractor in the foreign currency of its choice. The choice of payment currency shall be made known to Contractor at the time of the request mentioned in Article 25.2, second paragraph. In the absence of notification, payment shall be made in the currency in which the "Fixed Price" defined in Article 27 is expressed.

25.4

The State has a preference right on the Contractor's share of production defined in Article 25.1, under the same conditions and following the same procedures as those set forth in Articles 24.3 and 24.4.

ARTICLE 26

FISCAL SYSTEM

In connection with the Petroleum Operations performed in the Delimited Area, the Contractor is subject to the following taxes and royalties:

- a) the bonuses specified in Article 28; these are payable in cash;
- b) a proportional mining royalty, during the production phase, the rates of which are defined as follows:
 - three percent (3%) when the Total Available Production during a calendar month is equal to or less than five thousand (5,000) Barrels per day;
 - six percent (6%) when the Total Available Production during a calendar month is greater than five thousand (5,000) and equal to or less than seven thousand five hundred (7,500) Barrels per day;
 - nine percent (9%) when the Total Available Production during a calendar month is greater than seven thousand five hundred (7,500) and equal to or less than ten thousand (10,000) Barrels per day;
 - twelve percent (12%) when the Total Available Production during a calendar month is greater than ten thousand (10,000) and equal to or less than fifteen thousand (15,000) Barrels per day;
 - fifteen percent (15%) when the Total Available Production during a calendar month is greater than fifteen thousand (15,000) and equal to or less than twenty-five thousand (25,000) Barrels per day;
 - seventeen point five percent (17.5%) when the Total Available Production during a calendar month is greater than twenty-five thousand (25,000) Barrels per day;

The total Available Production subject to the proportional mining royalty is reduced by the following quantities:

- 1/ quantities lost or burned at the time of the production tests or at the production, gathering or storage facilities on the Exploitation Area, provided that the Contractor has abided by the applicable regulations and

the guidelines and recommendations of the Administration on this matter;

- 2/ reinjected into the Field of the Exploitation Area;
- 3/ used for preparation of drilling fluids for the requirements of the Delimited Area;
- 4/ used for operations performed, after drilling, on wells of the Field of the Exploitation Area;
- 5/ consumed in the turbine engines providing the energy used:
 - i) to drive the necessary pumping units on the wells of the Field of the Exploitation Area,
 - ii) to gather the Hydrocarbons on the Exploitation Area,
 - iii) to operate the drilling facilities established on the Delimited Area for the requirements of said Area.

The quantities lifted or used downstream from the point where the Total Available Production is discounted for the above-mentioned requirements are acceptable deductions from the proportional mining royalty base only after exceptional authorization from the Administration, issued upon justified request from the Contractor.

The proportional mining royalty is paid either in kind or in cash, at the State's option. If the latter has failed to let its choice be known, it will be considered having opted for payment in cash.

When the proportional mining royalty is paid in cash, it is computed on the FOB value of the Hydrocarbons. For determination of this FOB value, the price adopted is the "Fixed Price" defined in Article 27.

Payment in cash of the proportional mining royalty is made to the office of the tax collector not later than the twenty-eighth of each month, on the basis of the average monthly production of the preceding calendar quarter. Adjustment is made not later than January 28th of each year, for the preceding Calendar Year, on the basis of the taxable Total Available Production of said year and of the corresponding "Fixed Price".

At the start of production and during the period when the above-mentioned average monthly production cannot be

determined, the amount of the royalty is calculated on the basis of the effective production of each month considered and is paid within the same above-mentioned periods of time.

If the State wishes to receive in kind all or part of the proportional mining royalty, it advises the Contractor in writing to this effect at least one hundred eighty days in advance, specifying the quantity which it wishes to receive in this form during the period considered.

The proportional mining royalty is not included in the Petroleum Costs.

- c) the annual surface royalty set forth by the regulations in effect. This royalty, included in the Petroleum Costs, is paid in cash, in advance and per full Calendar Year, on the basis of the surface area held on January 1st of each year and, for the first year, on the surface area held on the Effective Date;
- d) the duties and taxes collected at the time of importation by the Customs Administration, such as defined in Article 34;
- e) The Tax on Profits and Revenues (Corporate Tax), which each entity forming the Contractor has to pay, and which is calculated applying the general tax rate in force and in accordance with the provisions of Article 26.1. Payment of the Corporate Tax is made to the appropriate tax administration, by the State, for the account of the above mentioned entities. In accordance with Article 26.3, this quantity is included in the portion due to the State under provisions of Article 25.1.

The Corporate Tax thus due for a given Calendar Year and paid to the State in kind, is determined on the basis, notably, of the gross revenue consisting of the turnover from the quantity of Hydrocarbons available thereto in application of Articles 24 and 25, or their equivalent in cash, as well as from the quantities delivered to the State as payment for the Corporate Tax and, on the other hand, from deductible expenses, including the bonuses as defined in Article 28, the cost of materials, interests, and payments into the Hydrocarbon Support Fund, as defined in Article 21.7, as indicated and defined in the tax laws in effect and in Article 26.1. The pertinent taxable profit is that from the Annual Statistical and Fiscal Declaration mentioned in Articles 26.4 and 26.5.

26.2

In regards to the fiscal and customs regulations, each company which makes up the Contractor is treated as a distinct entity. However, if one of these units does not meet its fiscal obligations resulting from this Contract, the other entities will be substitutes thereof.

26.3

The quantity of Hydrocarbons which the State receives during any Calendar Year in application of Article 25.1 includes:

- a) the part representing the mining rights other than the annual surface royalty and the proportional mining royalty as defined in Article 26.1 above;
- b) and, in accordance with the provisions of the above Article 26.1 e), the part which represents the corporate tax to be imposed on the companies which make up the Contractor of the Hydrocarbon operations carried out in the Delimited Area, and computed at the rates defined in the tax laws in effect.

26.4

Each company forming the Contractor will keep, by Calendar Year, separate accounting records for the Petroleum Operations, rendering it possible to determine, in particular, the profit and loss balance statement and a detailed balance sheet showing both the results of said operations and the assets and liabilities pertaining and related thereto. This accounting system must be in compliance with the applicable regulations in effect in Gabon, such as the General Accounting Plan for Companies. It has to include, in particular, all the data required for the preparation of the Annual Statistical and Fiscal Statement and its attachments.

26.5

Each of the companies forming the Contractor is required to deliver to the person responsible for the Departments in charge of Hydrocarbons, not later than April 30 of each year, a copy of the tax return regarding the Corporate Tax pertaining to the previous Calendar Year, such as required by the applicable tax regulations.

The profit and loss account and the balance sheet must clearly show the amount of amortization and of write-offs done during the year. As far as the expenditures which have not yet been amortized are concerned, these amortizations are calculated and accounted for as the difference, if it is positive, between the maximum of the Cost Recovery Account as defined in Article 24.2

and the total of the charges debited to the profit and loss account.

26.6

The Tax Administration, after examining the above-mentioned documents, will issue to each one of the companies forming the Contractor, within sixty days after the date of presentation, the originals of the tax statements and all other documents certifying that it has met its fiscal obligations resulting from the applicable regulations, subject to the Administration's rights to audit and recovery set forth by the regulations in force.

Regarding tax regulations, the value of Hydrocarbons available to the Contractor during a Calendar Year, in application of Articles 24 and 25.1 is considered as representing the recovery of Petroleum Costs and the net profit after Corporate Tax.

26.7

Apart from the bonuses defined in Articles 28.1 and 28.2, the taxes, rights and royalties established in Article 26.1, the duties and taxes collected by the Customs Administration, as established in Article 34, the contribution to the Hydrocarbon Support Fund, established in Article 21.7, payments made under provisions of Article 39 and, with the exception of the property tax on structures due under common law on residential buildings, the Contractor is exempted, in connection with the Petroleum Operations, from any other taxes, royalties, duties, imposts and contributions.

The Contractor's suppliers, subcontractors, service contractors and Affiliated Companies are exempted from the domestic Turnover Tax and the tax on transactions due on sales made, work performed and services rendered within the framework of the Contract.

The profit earned by the companies forming the Contractor within the framework of the Petroleum Operations is exempt from any tax and withholding at the source due in connection with distribution to stockholders or partners or allocation thereof.

When by mistake, one of the companies forming the Contractor has been assessed with taxes, duties, imposts, withholding or royalties from which it is exempted in application of the provisions of this Article, it may charge the amount thereof to the Petroleum Costs, if it is not released from this payment obligation one year after filing a claim to this effect with the proper Administration. This charge is subject to written prior approval from the Minister of Hydrocarbons, so that the grounds thereof may be verified.

The above-mentioned exemptions are not applicable to duties and taxes due for services rendered by Gabonese Administrations, communities and public institutions used by the Contractor. However, the rates applied to the Contractor, its contractors, carriers and clients, and its agents must correspond to the magnitude of the services rendered and be non-discriminatory.

More specifically, the Contractor will still be subject to local, municipal and port charges in effect; however, the rates thereof must not be discriminatory in regards to the Contractor with respect to those applied to companies conducting similar activities.

26.8

Assignments of any nature between the companies signing the Contract and their Affiliates are exempted from all duties and taxes due in this connection to the Registration Administration.

26.9

Concurrently with the obligation to keep an accounting system in accordance with that established by the applicable regulations and the provisions of the Contract, the Contractor will keep a Petroleum Costs Account in which to enter, on one hand, all the recoverable expenses, pursuant to the provisions of the Contract and of the Accounting Agreement, incurred for the requirements of the Petroleum Operations, as they are actually incurred and, on the other hand, the recovered amounts of the Petroleum Costs, as this recovery takes place, in addition to receipts and proceeds of any nature to reduce or deduct from the Petroleum Costs, as they are collected.

The Petroleum Costs Account shall be subdivided into subaccounts making it possible specifically to show:

- a) exploration expenses: payments of any nature connected with geological, geophysical, drilling well equipment and production testing operations (as well as all related operations) aimed at discovering Hydrocarbons;
- b) appraisal expenses: payments of any nature connected with geological, geophysical, drilling, well equipment and production testing operations aimed at determining if the Field discovered is commercially exploitable and at determining its boundaries;
- c) development expenses: payments of any nature, such as: drilling, well equipment and production testing, installation of platforms and pipelines and all other operations performed for the production,

transportation, processing and storage of Hydrocarbons at the loading terminal;

- d) exploitation expenses: payments of any nature connected with the study, the management and the execution of operations directly or indirectly connected with Hydrocarbon exploitation and maintenance of production, processing, storage and transport facilities.

In order to be considered as Petroleum Costs, the above-mentioned expenses must be strictly necessary for the requirements of the Petroleum Operations and must meet the criteria stated in the Accounting Agreement.

Expenses incurred in connection with non deductible costs, those the recovery of which is excluded by express provisions of the Contract or of the Accounting Agreement, those of a sumptuary or exaggerated nature, gratuities not authorized by the regulations and, in general, all those expenses which are not required for proper management of the Petroleum Operations, are not recoverable; consequently, they must not be debited to the Petroleum Costs Account.

At any time, the balance of the Petroleum Costs Account shall show the amount not yet recovered by the Contractor.

The practical methods for application of the provisions of this Article 26 are defined in the Accounting Agreement, Attachment No. II of the Contract.

26.10

1 The Petroleum Costs account is debited notably for the expenses linked to:

- a) construction, manufacturing, creation, realization, purchase, renting, maintenance and repair of the assets, including consumable materials;
- b) exploration and research;
- c) taxes, rights and duties assessed and paid in Gabon;
- d) personnel and personnel environment;
- e) services rendered by Third Parties, Affiliated Companies and companies constituting the Contractor, including technical assistance;

- f) insurance policies subscribed and settlements of damages;
- g) legal costs;
- h) interest, agios and financial charges paid to creditors, for their real amount and insofar as the loans and debts to which they are linked are necessary for the Petroleum Operations and correspond to a real financing need for these Operations.

However, the expenses of such nature are not chargeable to the Petroleum Costs, giving right to recovery, according to articles 24, 26.9, in the following cases:

- in general, when the loans and debts to which they are linked are not necessary for the financing needs of the Petroleum Operations;

- when they are linked to the loans and debts of the Contractor, which may be contracted for financing prospection and exploration operations;

- when they are linked and up to the portion of the loans and debts which exceeds of the amount of development and production expenses.

The interest paid to shareholders, Affiliated Companies and companies constituting the Contractor for the amounts thereby lent or advanced are admitted within the same limits and under the same conditions as hereinabove, but, moreover, within the maximum limit of the interest computed at the annual discount rate of the Banque des Etats de l'Afrique Centrale plus two points.

- i) the exchange losses incurred in connection with the Contractor's loans and debts, under the same conditions and following the same procedures as those provided in paragraph h) hereinabove.

Moreover, the Contractor should not be covered against exchange losses or loss of profits arising from risks pertaining to the origin of the Contractor's own funds and to self-financing, and the losses which may be thus incurred cannot, in any case, be considered as Petroleum Costs; they can, consequently, neither be entered in the Petroleum Costs account nor give right to recovery. The same provisions are applicable for

insurance premiums and costs of policies which the Contractor would have subscribed to cover such risks.

The exchange losses incurred and directly linked to claims concerning Petroleum Operations and directly handled in foreign currency are also chargeable to the Petroleum Costs;

- j) the costs incurred for controls and verifications made by the Administration;
- k) overhead expenses, under the conditions provided in the Accounting Attachment.

2 Payments made for costs, charges or expenses not directly attributable to Petroleum Operations, those for which the deduction or the offsetting is excluded under the provisions of the Contract or of the Accounting Attachment, or those which are not necessary for the needs of said Petroleum Operations are not chargeable to the Petroleum Costs. This concerns notably payments made for:

- a) costs of capital increase;
- b) marketing costs;
- c) costs related to the period prior to the Effective Date;
- d) costs of independent audits paid by the Contractor within the framework of particular relations between the companies constituting the Contractor;
- e) bonuses and Hydrocarbons Support Fund provided by articles 21.7 and 28;
- f) costs incurred for meetings, studies and works realized within the Joint Operating Agreement between the companies forming the Contractor;
- g) interest, agios and financial charges which do not meet the conditions set forth in paragraph 1, h) hereinabove and in Article 1.4;
- h) any exchange losses which may be incurred and which do not meet the conditions set forth in paragraph 1, i) hereinabove;
- i) exchange losses which constitute losses of profit arising from risks connected with the origin of the

Contractor's own funds and self-financing, such as set forth in paragraph 1, i), 2nd part hereinabove.

- 3 The following shall be deducted from the Petroleum Costs:
- a) the proceeds from the quantities of Hydrocarbons which belong to the Contractor according to the provisions of article 24, by the corresponding Fixed Price, such as defined in Article 27;
 - b) the amounts which may be received for the recovery of Petroleum Costs, according to the provisions of Article 24.3;
 - c) all other related, closely related or accessory receipts, revenues, proceeds and profits, directly or indirectly linked to the Petroleum Operations and such as enumerated in the Accounting Attachment.

26.11

The Accounting Agreement, which is an integral part of the Contract, establishes, although not mentioned in the Contract, the definition and nature of the expenses to be considered as Petroleum Costs, those which do not entail recovery and, limitations of the amount of the expenses which may entail entry in the Petroleum Costs. It establishes the Contractor's obligations regarding procedures and presentation of accounting records for the Petroleum Costs, reports, minutes, statements and information to be furnished to the Administration.

ARTICLE 27

VALORIZATION OF HYDROCARBONS

27.1

The quantities of Hydrocarbons,

- drawn for the recovery of the Petroleum Costs according to provisions of Article 24,
- representing the proportional mining royalty mentioned in Article 26.1, b,
- constituting the Contractor's gross revenue specified in Article 26.1,e, second paragraph,
- representing the State's share of production marketed by the Contractor at the State's request, in application of the provisions of Article 25.2,
- delivered in order to contribute to the satisfaction of the internal consumption needs pursuant to the provisions of Article 35,
- received as payment from the State, in application of the provisions of Article 19.4,

are valorized by application of the price set by the Administration for Gabonese Hydrocarbons, hereinafter referred to as the "Fixed Price".

27.2

The "Fixed Price" is determined by the Administration by reference to the official Hydrocarbon prices defined by the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) taking into account the international market prices for Hydrocarbons of similar quality.

It is calculated FOB value every six calendar months for the previous six calendar month period on the basis of pertinent data and information; it is notified to Contractor for application and any necessary adjustments,

If no "Fixed Price" has been provided to Contractor for a given six calendar month period, the "Fixed Price" resulting from the most recent notification will be used provisionally.

27.3

If, for a given period, the "Fixed Price" applied is higher than the market price for sales to Third Parties of Hydrocarbons originating from the Exploitation Area, the difference will be recovered by Contractor by recording a debit in the Petroleum Cost Account. If, conversely, the "Fixed Price" is lower than the above-mentioned market price, the difference is credited to the Petroleum Cost Account.

27.4

The market price mentioned in the above paragraph is determined by the Parties who will meet periodically to this effect, on the basis of the evolution of the international Hydrocarbon market, in accordance with procedures to be defined.

ARTICLE 28

BONUSES

28.1

The Contractor will pay to the State the sum of US dollars five hundred thousand (US\$ 500,000) on the Effective Date.

28.2

In addition, the Contractor shall pay to the State the equivalent in CFA francs of:

a) five hundred thousand (500,000) US dollars at the start of production from the Delimited Area;

b) two hundred thousand (200,000) US dollars when the rate of Hydrocarbon production in the Delimited Area reached, for the first time, the level of twenty thousand Barrels per day for a period of thirty consecutive days;

c) two hundred thousand (200,000) US dollars when the rate of Hydrocarbon production in the Delimited Area reached, for the first time, the level of thirty thousand Barrels per day for a period of thirty consecutive days;

Each of the amounts mentioned above will be paid within the next thirty days after the starting date of production, for the first amount, and within thirty days after the end of the corresponding reference period for the other two.

28.3

The payments mentioned in Articles 28.1 and 28.2 hereinabove cannot in any case be considered as Petroleum Costs.

ARTICLE 29

MEASUREMENT AND METERING OF THE HYDROCARBONS

29.1

The Contractor shall measure and meter all the Hydrocarbons produced after extraction of water and foreign substances.

The point where the quantities of Hydrocarbons are measured and metered and the point where the instruments, equipment and facilities to which they are related must mandatorily be approved by the Administration.

The authorized Administration representatives will verify these measurements and counts and check the instruments, facilities and equipment used, at least once every three months. If the Contractor wishes to modify or change said measuring instruments, facilities and equipment, it shall inform the Administration at least fifteen business days in advance in order to enable the Administration representative to be present at the time of said modification or change.

Modifications and changes affecting the points, instruments and equipment mentioned in the above second paragraph must be previously approved by the Administration.

29.2

In order to be deductible, the quantities of Hydrocarbons used for the Petroleum Operations or lost must be the subject of a monthly detailed explanatory statement addressed to the Administration.

29.3

If any measurement errors which would result in shortages or in excesses are detected on the instruments, facilities and equipment used by the Contractor, said errors shall be considered as having existed since the date when the last verifications were or should have been made by the Administration and corrections must be made accordingly.

All expenses and all costs incurred by Contractor, its subcontractors and suppliers and related to the lifting of natural gas by the State shall not be considered part of the Petroleum Costs but shall be charged to the State which shall reimburse Contractor in accordance with a an agreement to be agreed upon by both parties.

ARTICLE 30

NATURAL GAS

30.1

In the event of a Natural Gas discovery, the Contractor, after carrying out the appropriate studies and after consultation with the Administration, shall determine whether exploitation can be undertaken commercially.

All the provisions of the Contract shall be applicable *mutatis mutandis* and, more specifically, those pertaining to the Set Price defined in Article 27, the recovery of Petroleum Costs defined in Article 24, the Remaining Production sharing regulations defined in Article 25, the bonuses defined in Article 28 and the royalties and taxes defined in Article 26.1 and 26.7, if the discovery is declared commercially exploitable.

However, in order to take the conditions particular to the exploitation of Natural Gas into account and to promote its development, other specific benefits may be granted the Contractor when they are duly justified.

Whenever it is necessary to determine the equivalence between Natural Gas and Crude Oil and, more specifically, especially in order to determine the procedures for lifting the quantities of Hydrocarbons allocated for recovery of the Petroleum Costs defined in Article 24, the sharing of Remaining Production defined in Article 25, and the bonuses defined in Article 28.2, it is agreed that one hundred sixty-five cubic meters of Natural Gas are equal to one barrel of Crude Oil. This equivalence shall be stated by mutual agreement.

30.2

If the Contractor does not consider the Natural Gas discovered to be commercial, in this case, the Contractor forfeits any right to this discovery deriving from the Contract. The State is then entitled to exploit this discovery on its own without the obligation to pay any indemnity to the Contractor.

30.3

Any quantity of unmarketed associated Natural Gas, apart from the quantities used for the Petroleum Operations, shall be utilized in order to improve the Crude Petroleum recovery rate through reinjection pursuant to the provisions of Article 21.4. Flaring shall be limited to the bare minimum; the Contractor is required to comply with the applicable regulations in force and the pertinent recommendations from the Administration.

In addition, if the Government wishes to use the associated Natural Gas produced in the Exploitation Area and not marketed or used by the Contractor in the above-defined conditions, the Parties will decide by mutual agreement on any additional technical actions which may be necessary for the shipment and use of said Natural Gas.

ARTICLE 31

CURRENCY EXCHANGE CONTROL

31.1

The Contract will be governed by the currency exchange regulation in force.

31.2

No restriction will be imposed on importation by the Contractor of the funds intended for the performance of the Petroleum Operations.

31.3

The Contractor will be authorized to freely convert its assets in Gabon to convertible currencies; it will also have the right to export the funds it owns in Gabon in excess of its local needs, without being discriminated against.

31.4

In addition, the Contractor will have the right not to import into Gabon the funds intended for performance of the Petroleum Operations requiring payment to be made abroad when due.

ARTICLE 32

EXEMPTION FROM THE OBLIGATION RELATIVE TO EQUIPMENT BONDS AND INVESTMENT CERTIFICATES

In view of the magnitude of the investments to be made by the Contractor, the latter is exempt for the duration of the Contract from any obligations relative to equipment bonds and investment certificates pursuant to Ordinance No. 3/63 dated January 24, 1963, and Ordinance No. 36/67 dated August 1, 1967.

ARTICLE 33

ACCOUNTING METHOD AND MONETARY UNIT USED FOR BOOKKEEPING PURPOSES

33.1

The Contractor's accounting records and books are kept in accordance with the General Accounting Plan of Companies in effect in Gabon and, regarding Petroleum Costs, with the Accounting Agreement even if the provisions of said Agreement do not appear in the Contract. The originals of said accounting records and books as well as all supporting documentation shall be kept in Gabon, and presented to the Administration simply at the latter's request.

33.2

The accounting records and books for the Petroleum Operations are kept by the Contractor in French and amounts are expressed in US dollars. These accounting books and records are used in order to determine the gross income, the exploitation expenditures and net profits and in order to prepare the tax return. These provisions also apply to the Petroleum Cost Account mentioned in Article 26.9 and in the Accounting Agreement.

The Contractor must indicate and justify the currency of origin and the exchange rates used for keeping the accounting records and books and the Petroleum Costs Account.

33.3

Whenever it is necessary to convert the expenditures and incomes expressed in another currency into CFA Francs, the exchange rates used will be equal to the arithmetic average of the daily closing market sales rates for said currency for the month in which the expenses were paid and the incomes received. Until the arithmetic average of the month considered is known, the Contractor will temporarily use the arithmetic average of, the previous month.

In the event of official devaluation or revaluation during a given month, two arithmetic averages will be applied, the first calculated on the basis of the daily closing market sales rates for the period from the first of the month up to, but excluding, the date of said devaluation and revaluation, and the second on the basis of the daily closing selling rates for the period starting and including the day of said devaluation or reevaluation until the last day of the month considered.

ARTICLE 34

CUSTOMS SYSTEM AND IMPORT AND EXPORT DOCUMENTS

34.1

For the duration of the Contract, the Contractor will benefit from the following customs privileges:

- a) Within the scope of the provisions of the Customs Code, importation by the Contractor itself, Third Parties on its behalf and its subcontractors under the temporary admission system (normal or special, depending on the case) of all the equipment, materials, products, machines and tools required for the performance of the Petroleum Operations and not owned by the state pursuant to the provisions of Article 10.1, subject to the provisions of Article 10.3 and provided that these goods are necessary, exclusively intended and actually used for the Petroleum Operations and are to be reexported after they are used.

- b) Admission with complete exemption from all entry taxes and duties for materials, products, equipment, machines and tools exclusively intended and actually used for petroleum prospecting and exploration in the Delimited Area and appearing on the list provided in Attachment II of Deed no. 13/65-UDEAC-35, dated December 14, 1965 and subsequent amendments.

This exemption covers imports made directly by the Contractor itself, by Third Parties on its behalf and by its subcontractors, subject to presentation of a final utilization certificate.

- c) Under the same conditions as above, admission at the comprehensive 5% reduced rate of the duties and taxes collected at importation of materials, products, equipment, machines and tools which, although not falling in the category of goods mentioned in the preceding paragraphs a) and b), are nevertheless necessary for, intended and assigned to the production, storage, processing, transportation, shipping and transformation of Hydrocarbons from the Exploitation Area and provided that they appear in an approved development program.

The reduced rate benefit is granted by the Director of Customs and Indirect Taxes at Contractor's request:

- upon presentation of a general importation program,
- or following a special admission request formalities for the reduced rate benefits to be filed at least fifteen days before arrival of the goods involved.

These requests must specify:

- the trade name of the goods and the corresponding customs tariff code,
- quantities and their FOB and CIF values.

- d) Effects and furnishing for personal and household use imported by Contractor's foreign personnel assigned to the Petroleum Operations at the time of their change of residence are admitted tax free pursuant to the provisions and limits established by the Customs Code, such as Articles 17 to 20 of Deed 13/65-UDEAC-35, dated December 14, 1965.

34.2

The Contractor, Third Parties importing on its behalf and its subcontractors agree to import items required for the performance of the Petroleum Operations only insofar as said goods are not available in Gabon under similar price, quality and delivery schedule conditions.

34.3

All the goods not covered by the above provisions are subject to the taxes and duties levied by the Customs Administration under the common law system.

34.4

Insofar as they have met all their customs obligations resulting from Articles 34.1 to 34.3 and the regulations in force, the Contractor, Third Party Importers for its account and its subcontractors, may reexport free of all taxes and duties the goods imported pursuant to the provisions of Article 34.1,a, and which are no longer necessary for the performance of the Petroleum Operations.

34.5

All importations, exportations and reexportations made under the Contract are subject to the formalities required by the Customs Administration.

34.6

The Contractor is jointly and severally responsible with Third Parties importing on its behalf and with its subcontractors towards the Customs Administration for any abuse detected in the exercise of the benefits provided by the provisions of this Article. Any fines, penalties and payments of any nature for which it may be liable in this regard do not constitute Petroleum Costs.

34.7

All customs clearing operations performed within the framework of the Contract are subject to the provisions of Ordinance No. 20/87 of October 24, 1987.

ARTICLE 35

CONTRIBUTION TO MEETING THE NEEDS OF THE DOMESTIC MARKET

35.1

Contractor is required to contribute to meeting the consumption needs of the Gabonese domestic market by delivering to the State or to an organization designated by the State a quantity of Hydrocarbons in proportion to its production share as defined in Articles 24.2 and 25.1 as compared to the total production of Gabon. The quantity to be delivered will be determined prior to the end of each Calendar Year for the subsequent Calendar Year on the basis of the projected production and domestic consumption for the Calendar Year involved. Any necessary adjustments will be made as soon as the actual final data is available.

35.2

The price for the sale by Contractor of the portion of Hydrocarbons intended to meet the needs of the domestic market is equivalent to the Set Price less a twenty-five percent discount. It is payable in CFA Francs. The aforesaid discount is entered in the Petroleum Costs Account.

35.3

The Hydrocarbons sold under the provisions of this Article are to be delivered by Contractor to the place of use or consumption designated by the Administration, using available and customary means of transportation.

ARTICLE 36

EXPORTING, TRANSFER OF TITLE AND REGULATIONS FOR MAKING THE HYDROCARBONS AVAILABLE

36.1

Subject to the regulations in force and for the entire duration of the Contract, the Contractor, its customers and their carriers shall have the right to export through the export point chosen to this effect, the share of Hydrocarbons to which the Contractor is entitled under the terms of this Contract, after deducting all the deliveries made to meet the needs of the Gabonese domestic market pursuant to the preceding Article 35.

36.2

The ownership of the above-mentioned portion of Hydrocarbons is transferred to the Contractor at the time it actually takes such share. However, as the production is taken, the Contractor is required to subscribe to any necessary insurance policies in order to cover any damages or losses which may arise and affect the Hydrocarbons.

For the accounting requirements of the Petroleum Costs, lifting of the above-mentioned Hydrocarbons is presumed to take place at the end of each calendar month for quantities having left during that month the storage facilities for the evacuation pipelines or the export loading facilities.

In case of exportation by tanker, the transfer of ownership takes place at the connection point between the tanker and the loading facilities.

The transfer of ownership of the Hydrocarbons assigned by the Contractor as contribution to meeting the needs of the Gabonese domestic market occurs CIF at the utilization site, at entry of the storage facilities of the entities to which these Hydrocarbons are allotted.

36.3

The Administration appoints a company or experts to monitor, inspect and control the Hydrocarbon lifts and manage the loading terminal and its facilities.

The expenditures entailed by these operations are reimbursed to the Administration by the Contractor, which includes them in the Petroleum Costs Account.

36.4

The Parties will meet periodically to establish a provisional lifting schedule and will make their best effort to load jointly,

if this should prove necessary, in order to avoid Overlifting or Underlifting on the part of one Party towards the other.

As soon as a sufficient quantity of Hydrocarbons is stored at the export point to make it possible to load tankers, the first shipments are made for the account of the State. The Hydrocarbons are then available to the Contractor for the next tanker loading operations for its own account, until an Underlifting situation is created for the State.

Each of the subsequent loading operations shall be carried out for the account of the Party which is in an Underlifting situation.

However, if one of the Parties cannot lift its share of production in a timely manner, the other Party will have the option to dispose of it, provided that it later gives an equivalent quantity of products to the defaulting Party.

The practical terms for application of the provisions of this Article can be negotiated at any time by mutual agreement between the Administration and the Contractor, such as within the framework of a lifting and availability agreement.

ARTICLE 37

PROTECTION OF RIGHTS

37.1

The Contractor will take all the necessary action to achieve the objectives of the Contract and give reasonable compensation to Third Parties for any damage which it, its employees, contractors or subcontractors and their employees, while carrying out their activities under the Contract, may cause to the person, property or rights of Third Parties. The Contractor will be civilly liable for all losses or damages suffered by Third Parties due to its or their errors or negligence and shall bear the cost of all compensation and damages payable.

37.2

The State will take all the necessary and possible actions in order to facilitate the implementation of the Petroleum Operations and the achievement of the objectives of the Contract and to protect the property and rights of the Contractor, its employees and agents on the territory of Gabon and its appurtenances.

37.3

At the Contractor's request and against justification, the Administration will prohibit the construction of residential or commercial buildings in the vicinity of facilities which may be declared dangerous due to the Petroleum Operations and will take the necessary precautions to prevent vessels from mooring or going near submerged pipelines and to prohibit any interference with the use of any other facilities required for the Petroleum Operations, both onshore and offshore.

ARTICLE 38

PERSONNEL

38.1

For the performance of the Petroleum Operations, the Contractor shall employ, insofar as possible, Gabonese national labor in the minimum proportion of seventy-five percent of the total work force. Specialized and qualified personnel may be recruited outside Gabon if not available in Gabon.

The Contractor shall inform the General Hydrocarbons Department of any available positions and of the action taken towards recruitment of Gabonese personnel.

38.2

The competent Administration will issue, in accordance with regulations, the necessary documents for entry of foreign personnel into Gabon, such as visas, work permits and residence cards. The Contractor will take the necessary measures to this effect.

At the Contractor's request, the Administration may assist to facilitate all immigration formalities with the proper authorities at the entry and exit points in Gabon for the Contractor's employees, contractors, subcontractors and agents and their families.

38.3

The employees working for the Petroleum Operations shall be placed under the authority of the Contractor or of its contractors, subcontractors and agents in their capacity as employers. Their work, working hours, salaries and any other conditions related to their employment conditions will be determined by the above-mentioned employers, in accordance with the labor and social laws in force in Gabon.

38.4

The Contractor must train and take the necessary steps to ensure promotion of its Gabonese employees in close cooperation with the Administration. The Technical Consulting Committee is informed of the procedures for application of application of this provision.

ARTICLE 39

TRAINING OF GABONESE NATIONALS OTHER THAN THOSE EMPLOYED BY THE CONTRACTOR

39.1

In addition to the obligation set forth in Article 38, the Contractor must contribute to the training of other Gabonese nationals designated by the Administration by allocating to said training for the entire duration of the Contract:

- a) sixty thousand US dollars per Calendar Year during the period preceding production;

- b) one hundred thousand US dollars per Calendar Year from the start of production.

The contributions defined in the preceding paragraphs a) and b) are allocated:

- a portion for the training of Gabonese nationals in higher level schools or universities of international reputation; the corresponding training program will be determined by the Administration in charge of Hydrocarbons;

- a portion for "on-the-job" training of Gabonese nationals. This training will take place at the Contractor's jobsites and major centers of activity. The conditions of this on-the-job training will be defined in each case by the Parties through mutual agreement;

- a portion for training outside the Contractor's structures, in the form of seminars and assignments to other companies, of Gabonese nationals designated by the Administration.

The terms for distribution of the sums mentioned in this Article will be decided by mutual agreement between the Administration and the Contractor, depending on national priorities.

39.2

The contributions mentioned in this Article are included in the Petroleum Costs.

ARTICLE 40

ACTIVITY REPORTS DURING THE DEVELOPMENT AND EXPLOITATION PERIOD

40.1

Unless otherwise specifically stated, the provisions of Article 11 of the Contract pertaining to the documents and data relative to the exploration operations, the activity reports and other information are applicable *mutatis mutandis* to the development, exploitation and transportation operations.

40.2

The activity reports shall also include a statement of the production obtained during the previous month and a statement of the quantities of Hydrocarbons sold during the same month by the Contractor on its own behalf and, if applicable, on behalf of the State in application of the provisions of Article 25.2, specifying the reference data of the sale contract and, especially, the buyer's name, unit price and total amount of the sale, characteristics of the Hydrocarbons sold and country of final destination.

40.3

The monthly activity reports must also include:

- a) data concerning all the exploitation, development, production and exploitation operations performed during the Calendar Year, including the total quantities of Hydrocarbons produced and sold;
- b) data concerning all transportation operations and the location of any major facilities constructed by the Contractor;
- c) a statement specifying the number of employees, their title, nationality and the total amount of their salaries and wages, as well as a report on the medical services and equipment made available to these employees;
- d) a descriptive statement of all the capital assets acquired or created with the indication of the date and price or cost of acquisition.

40.4

Each entity forming the Contractor will also transmit to the Administration in charge of Hydrocarbons by April 30 of each year a copy of its statistical and tax declaration mentioned in Article 26.5 and information and documentation and data to be attached.

40.5

The Contractor will notify the Hydrocarbons Administration in writing, as promptly as possible, of any damage of any nature whatsoever caused to the Fields or to the production facilities and will take all necessary action to terminate and repair said damage.

40.6

The provisions of Article 11.5 are applicable, *mutatis mutandis*, to any document or sample connected with the development, exploitation and transport operations and the Parties are subject to the same obligations.

ARTICLE 41

PAYMENTS

The proceeds from Hydrocarbons sales made by either of the Parties for the account of the other must be remitted within thirty days following the date of the lift, unless otherwise agreed between the Parties in consideration of specific marketing conditions.

Any other payment to the State must be made when due unless otherwise provided in the Contract.

Hydrocarbons transfers to the State made within the framework of contribution to the requirements of the domestic market as mentioned in Article 35 are paid for within thirty days and, in the event of difficulties, within ninety days after the delivery date.

ARTICLE 42

ASSIGNMENT OF INTERESTS

42.1

Each one of the companies forming the Contractor may assign all or part of its interests deriving from the Contract to Third Parties, if their good technical and financial reputation is well-established; the assignees will then become jointly and severally responsible, with the other companies forming the Contractor, for fulfillment of the clauses of the Contract. The assignor's rights and obligations related to the portion of interest thus assigned are fully transferred to the assignees.

Nevertheless, after start-up of production, the State has a preference right on the above-mentioned assignments under the conditions of and in accordance with the procedures described below. It then replaces Third party buyers at the same terms and conditions.

42.2

Before an assignment to Third Parties goes into effect, the assignor must obtain the approval of the Administration. This approval can not be withheld without valid reasons. To this effect, it is required to inform the Administration in writing, specifying the names, capacities and nationalities of the buyers, all data regarding their financial and technical capabilities, their legal status in addition to the financial terms and procedures of the assignment planned, and to deliver a certified copy of the assignment agreement, signed and executed subject to the suspensive condition of approval by the Administration or waiver on the part of the State to exercise the preference right described in Article 42.1.

If the Administration does not oppose the assignment in writing within thirty days after the date of receipt of the above information and if the State does not exercise its preference right stated in Article 42.1 within the same 30-day period, this approval is considered granted.

42.3

If, due to partial assignment of its interest, the assignor earns a financial profit, this will be deducted from the Petroleum Costs. If the assignment pertains to all its interests, the assignor is subject under common law to Corporate Tax on the amount of this profit.

For application of the preceding paragraph, the term "financial profit" refers to the difference, if positive, between the assignment price and the non-reevaluated amount of the Petroleum

costs not yet recovered by the assignor and computed, in the case of partial assignment, proportionally to the percentage interests assigned. The assignor communicates to the Administration all information of such nature as to enable the latter to determine this profit.

When, in the case of partial assignment, the price obtained is less than the share of unrecovered Petroleum Costs pertaining to the assigned interest, the assignor records a decrease in its accounting of said share of Petroleum Costs, it loses any right to recover the negative difference involved.

The assignee enters in its accounting records the Petroleum Costs not recovered by the assignor pertaining to the interest acquired or the actual acquisition price if this is less than said Petroleum Costs not recovered by the assignor.

The assignee cannot in any case include in the Petroleum Costs the cost thereby incurred, corresponding to this profit and paid to the assignor.

42.4

Each company forming the Contractor may assign freely and at any time all or part of its interests deriving from the Contract, to one or more Affiliates or to other companies forming the Contractor. However, the assignor is required to inform the Administration in writing. These assignments must not in any case be such as to harm the State's interests, hinder performance of the Petroleum Operations or reduce the technical and financial capabilities of the Contractor. If the Administration deems such to be the case, it may oppose the assignment. Furthermore, the commitment stated in Article 46.2 involves automatically the assignee Affiliated Company.

The provisions of Article 42.3 are applicable to the assignments made within the framework of this Article.

42.5

Any assignments made in violation of the provisions of Articles 42.1 through 42.4 are null and void.

ARTICLE 43

APPLICATION OF THE CONTRACT

43.1

Subject to the provisions of Article 43.4, the State guarantees to the Contractor for the duration of the Contract the stability of the financial and economic conditions, such as these conditions result from the Contract and from the regulations in force on the Effective Date.

The obligations resulting from the Contract shall not be aggravated and the general and overall equilibrium of this Contract shall not be affected in an important and lasting manner for the entire period of validity hereof. However, adjustments and modifications may be agreed upon by mutual consent.

43.2

The Parties agree to cooperate in all possible ways in order to achieve the objectives of the Contract. The Administration will facilitate the performance of the Contractor's activities by granting it any necessary permit, license and access right and making available to it all the appropriate existing facilities and services, so that the Parties can obtain the best possible profit from sincere cooperation. However, the Contractor shall comply with the customary procedures and formalities and directly contact the competent Administration departments to obtain the approvals and authorizations necessary. It must inform the Departments in charge of Hydrocarbons of the formalities, contacts and correspondence it has and maintains with other administrative departments.

43.3

Total or partial nationalization or expropriation of the Contractor's rights entail just and equitable compensation in accordance with internationally accepted rules and principles.

43.4

The terms and conditions of the Contract shall be modified only in written form and through mutual agreement.

ARTICLE 44

PENALTIES AND TERMINATION

44.1

Violation by the Contractor of the provisions of the Contract may entail termination of the Contract by the Administration if, after notification with acknowledgment of receipt to the Contractor, pursuant to the provisions of Article 48.10., second paragraph to correct said violation and, if applicable, the consequences thereof, the Contractor has not given any follow-up to the Administration's request. Termination is pronounced by Decree.

44.2

Independently of the penalties set forth in the regulations, the following violations of the Contract will lead to termination of this Contract by decree, after formal notice remaining without action fifteen days after its receipt. Contractor will be required to provide some explanations:

- a) refusal to provide to the Administration within the prescribed periods the information specified in Articles 5, 8.7, 11, 20.1, 21.1, 21.5, 26.5, 26.9, 33, 40 and 48.
- b) refusal to pay the bonuses and royalties within the required periods of time in the terms and conditions defined by Articles 26.1 b, 26.1 c and 28, as well as the sums stipulated in Article 39.1.
- c) refusal to pay within the required periods of time the proceeds from sale by the Contractor of the State's share of Hydrocarbons, when the Contractor handles said sale, pursuant to the provisions of Articles 25.2.
- d) refusal to deliver to the State its share of production in kind, pursuant to Article 25.2 or of the mining royalty pursuant to the provisions of Article 26.1, b;
- e) suspension or serious restriction, without legitimate reason and in a manner prejudicial to the general interest, of the exploitation activity of the Fields discovered in the Delimited Area.

For the application of this paragraph and preceding provisions, modification related to economic factors, such as variations in the international Hydrocarbons market cannot be invoked as constituting a legitimate reason.

44.3

The Administration's decision to terminate the Contract, under the provisions of Articles 44.1 and 44.2, is communicated to the Contractor in writing with return receipt; the latter automatically forfeits all its interests deriving from the Contract and its right to recover its Petroleum Costs.

44.4

Termination of the Contract does not release the Contractor from its contractual obligations arisen prior to termination of the Contract which may not yet have been met on the date of said termination.

ARTICLE 45

OPERATIONS ON BEHALF OF THE STATE

45.1

If, during the exploration periods defined in Article 3, the State wishes to survey and test deeper geological horizons than those proposed by the Contractor or indicated in Article 4 for a given well, it will have the right to ask the Contractor to continue drilling said well until the objectives set by the State have been reached, at its exclusive expense and risk. To do so, the Administration will address a written request to the Contractor insofar as possible prior to the start of said well or, if this is impossible, during the drilling, but in no case after the Contractor has started completion or abandonment operations on the well.

The above-mentioned request will establish the period of time beyond which the Contractor is considered as having refused.

The State can also contract, at its own risk, a third company to deepen a well under conditions that it is free to establish and for the account of the State.

45.2

The Contractor may decide, before the start of the well-deepening operations, to take charge financially of said deepening operations, in which case the corresponding expenses are included in the Petroleum Costs and any Hydrocarbon discovery resulting from these well deepening operations will be considered made within the framework of fulfillment of the Contract.

45.3

If the deepening of a well at the exclusive expense and risk of the State leads to a discovery of Hydrocarbons, the State alone will have the right to develop and exploit the discovery and dispose of all the Hydrocarbons produced.

ARTICLE 46

JOINT LIABILITY AND GUARANTEES

46.1

The clauses of the Contract are binding for the Parties and their respective successors and assigns. They constitute the only agreement between them, no prior verbal or written promise or agreement between the Parties pertaining to the purpose of the Contract can be invoked in order to modify them or to give them a different interpretation.

The State guarantees that no other agreement exists concerning the Petroleum Operations in the Delimited Area.

46.2

Each of the entities comprising the Contractor will have the option to perform the Petroleum Operations through a subsidiary or a branch registered in Gabon and created to this effect. If the signatory of the Contract is a subsidiary thus created, the parent company of the signatory will give to the Administration, prior to signature, a commitment, in accordance with the sample enclosed with the Contract, guaranteeing proper performance by said subsidiary of the obligations under the Contract.

In case of assignment, the commitments thus assumed by the signatories' parent companies will be replaced, regarding the rights assigned, by identical rights of the assignees' parent companies whose good financial and technical reputation is well established; failing this, the assignment is considered null and void.

ARTICLE 47

FORCE MAJEURE

47.1

No delay or failure by one Party to fulfill or comply with any of the clauses, or obligations of this Contract will be considered as a breach of said Contract if said delay, or failure, is due to a case of Force Majeure. The duration of the resulting delay and such period as is necessary to repair any damage caused during or by said delay will be added to the duration set by Contract, if applicable.

47.2

Force Majeure means any unforeseeable, unsurmountable and irresistible event, not due to error or negligence by the Parties, but to circumstances independent of their will.

ARTICLE 48

AUDITS, VERIFICATIONS AND CONTROLS

48.1

The Administration has the authority to exercise overall verification of all the Petroleum Operations; to this effect, it has right to communication of anything which is directly or indirectly connected with said Petroleum Operations.

The Administration's representatives may inspect, check and verify all the phases of the Petroleum Operations and, specifically, they may be present during the well tests. To this effect, the Contractor is required to furnish all the necessary assistance to the persons designated by the Administration and to facilitate their tasks.

After the inspections, checks and controls of the Petroleum Operations, the Administration may require that the Contractor perform any operation which the Administration may deem necessary in order to ensure safety and hygiene at the work sites, in the interest of both Parties.

The State, in its capacity as Contracting Party, and the entities forming the Contractor included under the provisions of Article 19, may undertake, at their cost, through experts of their choice or their own employees, all the accounting, financial or technical examinations, verifications and audits which they may deem necessary or useful for their information on the management and development of the Contractor's activities, on the technical methods thereby employed and on the Petroleum Costs, as well as in the exercise of their right to examine, check and audit these activities and the corresponding Petroleum Costs.

Within the framework of the above-mentioned examination, verifications and audits, the Contractor may be asked, in accordance with the procedure set forth in Article 48.10, to make any adjustments, corrections, amendments or modifications which are deemed necessary, useful or justified.

48.3

The above-mentioned examinations, verifications and audits must take place within a period of two years after the end of the exploration periods specified in Article 3, or, in the development and production phase, for a given Calendar Year, within the same two-year period after the end of said Calendar Year.

The Contractor is notified by the Administration of the conclusions and results of the examinations, verifications and audits thereby conducted.

48.4

A certified copy of the reports and conclusions following these examinations, verifications and audits must obligatorily be delivered to the Administration when these are conducted by the companies forming the Contractor. The Operator or the companies forming the Contractor are required to inform the Administration of the follow-ups given to the conclusions and recommendations of the reports prepared after the examinations, verifications and audits conducted.

48.5

Without any examinations, verifications and audits within the periods specified in Article 48.3, first paragraph, no adjustment may be made later.

48.6

Notwithstanding the above provisions, the Administration may also, within the normal context of its right to verification and repetition, such as set forth by the applicable regulations, conduct at any time examinations, verifications and audits through experts of its choice or its own employees.

48.7

For application of the provisions of this Article, the Contractor shall deliver to the Administration, not later than April 30 of each year, a detailed report on its activities of the preceding Calendar Year. This report shall include specifically, in addition to data of a technical nature, a detailed account of the Petroleum Costs pertaining to that Calendar Year, presented in accordance with the Accounting Agreement. The Contractor's files, as well as the pertinent and necessary records, accounting and technical documents and vouchers shall be available to the interested Parties in compliance with the above provisions, and presented at their request or requisition.

48.8

The expenses incurred by the Administration in connection with examinations, verifications and audits conducted in application of the provisions of the above Articles are borne by or, if applicable, reimbursed by the Contractor and included by the latter in the Petroleum Costs.

48.9

Subject to the prescription periods of time set forth by the applicable regulations and by the Contract, and notwithstanding the provisions of Article 48.2, the Administration may request in writing all information, justifications and clarifications, as well as any documents, reports, studies and accounting, financial, legal and technical records which it may deem necessary or useful for its information on the management and development of the Contractor's activities and on the Petroleum Costs, as well as for the exercise of its right to examine, check and audit these activities and the Petroleum Costs.

48.10

If the Administration considers, on the basis of the data and information available thereto or thereby secured either from the Contractor itself or from Third Parties, that the reports, files, documents and accounting records contain errors, inaccuracies, gaps or missing elements or that the Contractor has made a mistake or committed an irregularity in the fulfillment of its obligations and if it considers that corrections, adjustments, amendments or modifications should be made, the Administration shall notify the Contractor in writing to this effect within the time frame required by law.

The Contractor has then thirty days counted from the date of receipt of the above-mentioned notification, to make the corrections, adjustments, amendments or modifications requested or to present its comments, either in writing or by requesting a meeting to this effect with the Administration. If necessary, the Contractor may obtain, at its request, an additional period for making the corrections, adjustments, amendments or modifications requested by the Administration.

The Administration shall notify the Contractor in writing of its position on the corrections, adjustments, amendments or modifications requested and on the explanations and justifications furnished.

If, after completion of the above procedure, a disagreement still exists between the Administration and the Contractor, the dispute is settled by arbitration in accordance with the provisions of Article 49.

Nevertheless, for differences of a technical nature and prior to the arbitration procedure, the Parties may resort to the opinion of an expert selected through joint agreement. The above-mentioned periods are then extended accordingly.

48.11

The notifications and other communications specified in the Contract are considered as given by a Party when they are delivered into the hands of a qualified representative of the other Party, at its domicile elected in Gabon, sent by telegram, cable, telex or other means of telecommunication, all expenses paid, or placed in an envelope and entrusted, as registered mail with the proper postage, to the Postal Administration of Gabon. The notifications and other communications shall be considered as made on the date of receipt by the addressee.

ARTICLE 49

ARBITRATION

49.1

If, after completion of the procedure set forth in Article 48.10, any disputes still exist between the Parties in connection with the application of the clauses of the Contract or regarding the obligations resulting therefrom shall be resolved through arbitration and, subject to the provisions hereinbelow, pursuant to the Conciliation and Arbitration Regulations of the International Chamber of Commerce.

The arbitration procedure is instituted by request addressed by the applicant Party to the Secretary of the Arbitration Court within sixty days following expiration of the thirty day period defined in Article 48.10, 4th paragraph, plus, if applicable, the additional period defined in the same fourth paragraph of said Article. The starting point of proceedings is the date of receipt of the aforesaid request by the Secretary of the Arbitration Court.

Each Party designates its arbitrator and notifies the other Party and the Arbitration Court of that designation within thirty days after the start of the arbitration proceedings as defined above. If, at the end of this period, the applicant Party has not designated its arbitrator, it is deemed to have renounced its request. If the defending Party has not designated its arbitrator by the end of the same period, the other Party may directly inform the Arbitration Court of the International Chamber of Commerce and request that it make the said designation within the shortest possible time.

The arbitrators shall not be of the same nationality as that of any of the Parties.

Within forty-five days after the date of designation of the last of them, the arbitrators thus designated select a third arbitrator, who becomes the President of the Arbitration Court. Failing agreement, the Arbitration Court of the International Chamber of Commerce is requested by the more diligent Party to make said designation within the shortest possible time.

The arbitrators are free to choose the procedure they intend to apply.

The decision of the arbitrators is final; it is binding on the Parties and is immediately enforceable.

49.2

The place of arbitration will be Paris, France. The arbitration language will be French, the applicable law will be the law of Gabon, and the clauses of the Contract are interpreted by reference to Gabonese law.

49.3

Each party bears the expenses and the fees of its own arbitrator. The expenses and the fees of the third arbitrator as well as the other expenses related to the arbitration will be borne equally by the Parties.

49.4

The arbitration procedure does not cause the execution of the Parties' contractual obligations to be suspended during the progress of the arbitration.

ARTICLE 50

EFFECTIVE DATE

The Contract will be approved by Decree. The Effective Date will be the date of signature of the Contract. In witness whereof, the Parties have signed the Contract in ten duplicate originals.

Libreville, July 7, 1995

For the Republic of Gabon,
The Minister of Mines, Energy
and Petroleum,

For the Contractor

PAUL TOUNGUI

Charles W. Alcorn, Jr.

The Minister of Finance, Economy,
Budget and Joint Ventures,

MARCEL DOUPAMBY MATOKA

ANNEXE N° 1

ZONE DELIMITEE

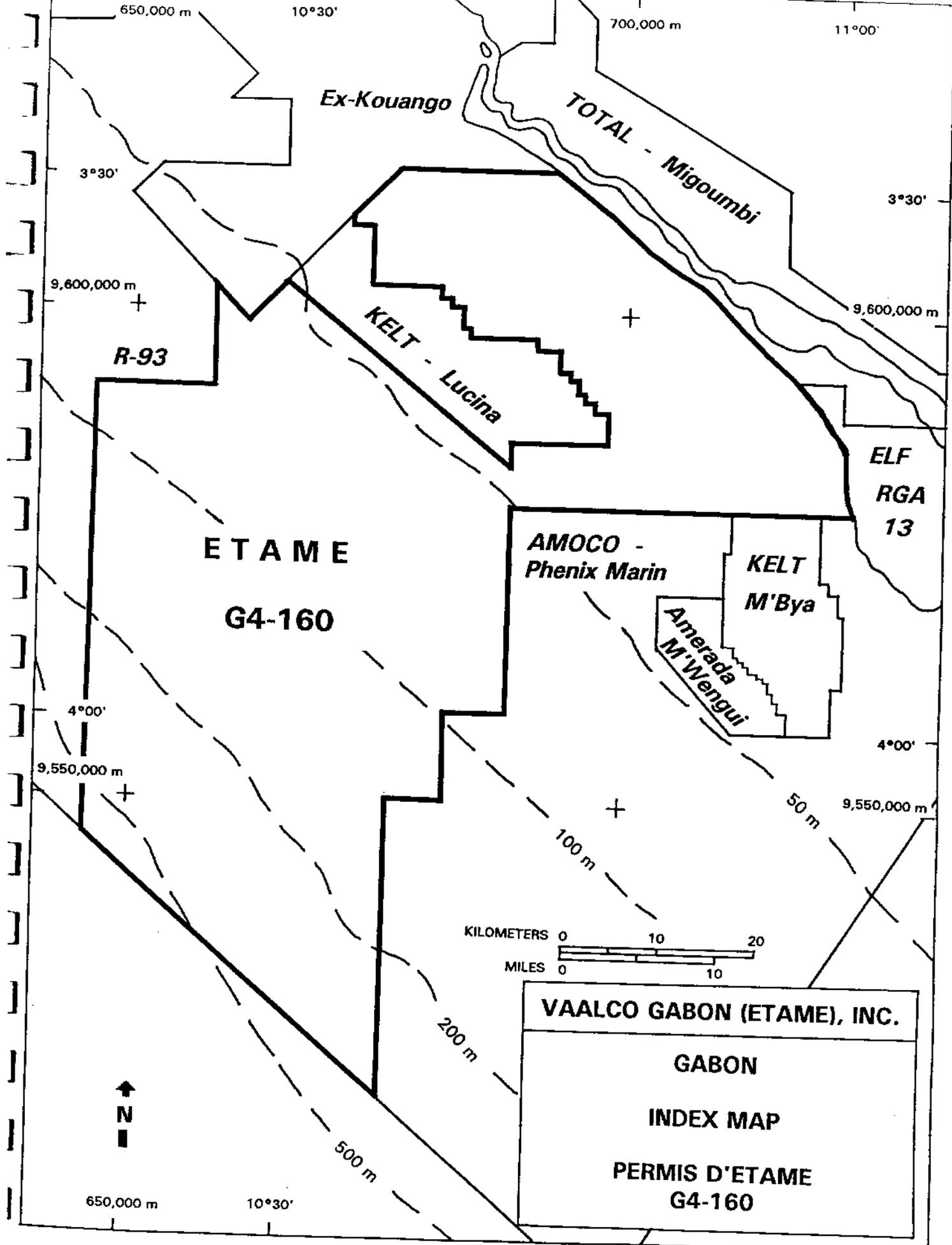
La Zone Délimitée d'ETAME dont les limites sont définies comme suit, les coordonnées étant données dans le système de projection UTM, basé sur l'ellipsoïde de Clarke 1880, fuseau 32, ayant pour origine le point M'PORALOKO, avec:

X = 500'000 mètres sur le méridien central 9° 00' 00" EST;

Y = 10'000'000 mètres sur l'équateur

	X	Y		X	Y
A	659,500	9,600,500	W	683,000	9,598,000
B	659,500	9,590,500	X	684,000	9,598,000
C	645,500	9,590,500	Y	684,000	9,597,000
D	645,500	9,546,189	Z	691,000	9,597,000
E	676,500	9,519,916	Z1	691,000	9,596,000
F	676,500	9,550,000	Z2	693,000	9,596,000
G	681,500	9,550,000	Z3	693,000	9,594,000
H	681,500	9,558,500	Z4	694,000	9,594,000
I	688,000	9,558,500	Z5	694,000	9,593,000
J	688,000	9,580,000	Z6	695,000	9,593,000
K	723,600	9,580,000	Z7	695,000	9,592,000
L	690,600	9,614,000	Z8	696,000	9,592,000
M	676,535	9,614,000	Z9	696,000	9,591,000
N	672,000	9,609,429	Z10	697,000	9,591,000
O	672,000	9,608,000	Z11	697,000	9,590,000
P	673,000	9,608,000	Z12	698,000	9,590,000
Q	673,000	9,602,000	Z13	698,000	9,586,000
R	681,000	9,602,000	Z14	688,000	9,586,000
S	681,000	9,601,000	Z15	688,000	9,583,800
T	682,000	9,601,000	Z16	683,000	9,588,000
U	682,000	9,600,000	Z17	665,091	9,602,240
V	683,000	9,600,000	Z18	661,498	9,598,502

La superficie de la Zone Délimitée est donc réputée égale à 3,073.598 km².



VAALCO GABON (ETAME), INC.

GABON

INDEX MAP

PERMIS D'ETAME

G4-160

CONTRAT D'EXPLORATION
ET DE
PARTAGE DE PRODUCTION

ENTRE
LA REPUBLIQUE GABONAISE
ET
VAALCO GABON (ETAME), INC.

PERMIS MARIN D' ETAME
No. G4-160

SOMMAIRE

ARTICLES

- Définitions
- 1 Champ d'application du Contrat et dispositions générales
- 2 Comité Technique Consultatif
- 3 Périodes d'exploration
- 4 Engagements de travaux pendant les périodes d'exploration
- 5 Etablissement et approbation des Programmes Annuels de Travaux et des Budgets correspondants
- 6 Renonciation aux droits
- 7 Insuffisance de travaux d'exploration
- 8 Obligations du Contracteur durant les périodes d'exploration
- 9 Droits afférents aux périodes d'exploration
- 10 Propriété des biens
- 11 Rapports d'activités pendant les périodes d'exploration
- 12 Ressources naturelles
- 13 Utilisation des terrains
- 14 Utilisation des installations
- 15 Expiration du Contrat à la fin des périodes d'exploration
- 16 Découverte et obligation d'exploiter

- 17 Demande d'Autorisation Exclusive d'Exploitation et délimitation des Zones d'Exploitation
- 18 Durée de validité de l'Autorisation Exclusive d'Exploitation
- 19 Participation de l'Etat
- 20 Programme de développement
- 21 Obligations du Contracteur durant les périodes de développement et d'exploitation
- 22 Droits du Contracteur attachés aux Autorisations Exclusives d'Exploitation
- 23 Obligation de commercialiser la production
- 24 Récupération des Coûts Pétroliers
- 25 Partage de la production
- 26 Régime fiscal
- 27 Valorisation des Hydrocarbures
- 28 Bonus
- 29 Mesurage et comptage des Hydrocarbures
- 30 Gaz Naturel
- 31 Contrôle des changes
- 32 Exemption de l'obligation relative aux Bons d'Equipement et aux Certificats d'Investissements
- 33 Méthode de comptabilité et Unité monétaire utilisée pour la tenue des comptes
- 34 Régime douanier et documents d'importation et d'exportation
- 35 Contribution à la satisfaction des besoins du marché intérieur

- 36 Exportation, transfert de propriété et règles de mise à disposition des Hydrocarbures
- 37 Protection des droits
- 38 Personnel
- 39 Formation de Gabonais autres que ceux employés par le Contracteur
- 40 Rapports d'activités en périodes de développement et d'exploitation
- 41 Paiements
- 42 Cession d'intérêts
- 43 Application du Contrat
- 44 Sanctions et Déchéance
- 45 Opérations pour le compte de l'Etat
- 46 Solidarité et Garanties
- 47 Force majeure
- 48 Examens, Vérifications et Contrôles
- 49 Arbitrage
- 50 Entrée en vigueur

Annexe 1 : Zone Délimitée

Annexe 2 : Accord Comptable

Annexe 3 : Engagement prévu à l'Article 46

**CONTRAT D'EXPLORATION
ET DE
PARTAGE DE PRODUCTION
ENTRE**

L'Etat Gabonais, représenté par Paul TOUNGUI, Ministre des Mines, de l'Energie et du Pétrole,

D'une part,

ET

1. La société Vaalco Gabon (Etame), Inc. société constituée selon les lois en vigueur dans l'état de Delaware, Etats-Unis d'Amérique, ayant son siège social à Houston, Texas, 77027, Etats-Unis d'Amérique, 4600 Post Oak Place, Suite 309, représentée par Charles W. Alcorn, Jr., dûment mandaté à cet effet;

La société Vaalco Gabon (Etame), Inc., est une filiale garantie par sa société mère Vaalco Energy, Inc., société dont l'actif net s'élevait à 13'681'000 dollars des Etats-Unis d'Amérique, au 31 décembre 1994, constituée selon les lois en vigueur dans l'Etat de Delaware, Etats-Unis d'Amérique, ayant son siège social à Houston, Texas, Etats-Unis d'Amérique, signataire de l'engagement prévu à l'Article 46 du Contrat et objet de l'Annexe 3.

2. La société Vaalco Energy (Gabon), Inc., société constituée selon les lois en vigueur dans l'état de Delaware, Etats-Unis d'Amérique, ayant son siège social à Houston, Texas, 77027, Etats-Unis d'Amérique, 4600 Post Oak Place, Suite 309, représentée par Charles W. Alcorn, Jr., dûment mandaté à cet effet;

La société Vaalco Energy (Gabon), Inc., est une filiale garantie par sa société mère Vaalco Energy, Inc., société dont l'actif net s'élevait à 13'681'000 dollars des Etats-Unis d'Amérique, au 31 décembre 1994, constituée selon les lois en vigueur dans l'Etat de Delaware, Etats-Unis d'Amérique, ayant son siège social à Houston, Texas, Etats-Unis d'Amérique, signataire de l'engagement prévu à l'Article 46 du Contrat et objet de l'Annexe 3.

D'autre part,

Les deux sociétés ci-dessus constituent le Contracteur; l'Etat Gabonais et le Contracteur sont également désignés ci-après collectivement "les Parties", et individuellement "la Partie".

Considérant:

- que l'Etat est propriétaire des ressources naturelles du sol et du sous-sol de son territoire, des zones marines relevant de sa souveraineté ou faisant partie de sa zone économique,

- que la découverte de ressources nationales en Hydrocarbures et leur mise en valeur contribuent, pour une part importante, à la mise en oeuvre de la politique de développement économique et social du pays et à la promotion du bien-être de ses habitants,

- qu'à cet effet, la recherche et l'exploitation des richesses nationales sont considérées comme des activités d'utilité publique,

- que, conformément à la loi n° 15/62 du 2 juin 1962 portant institution d'un Code Minier en République Gabonaise, telle que modifiée par les textes subséquents, au décret n° 981/PR du 16 octobre 1970 fixant les conditions d'application du Code Minier et à la loi n° 14/82 du 24 janvier 1983 portant réglementation des activités de recherche et d'exploitation des Hydrocarbures, l'Etat entend entreprendre des opérations de recherche, d'exploitation, de transport, de stockage et de commercialisation des Hydrocarbures,

- qu'il est de l'intérêt de l'Etat que les opérations ci-dessus soient effectuées dans le strict respect des méthodes adéquates et de la célérité compatible avec les pratiques prévalant dans l'industrie des Hydrocarbures, et de manière à atteindre les objectifs ci-dessus,

- que le Contracteur dispose de capitaux suffisants, de la compétence technique et commerciale, du personnel, de la capacité d'organisation nécessaires pour mener à bien les opérations spécifiées ci-après, et qu'il désire coopérer avec l'Etat en participant au développement de l'industrie des Hydrocarbures pour favoriser ainsi l'expansion économique du pays et la promotion sociale de ses habitants;

Et étant précisé que, pour l'interprétation du Contrat, sont admises les définitions suivantes:

- **Année Civile** signifie une période de douze mois consécutifs commençant le premier janvier et se terminant le trente-et-un décembre suivant, selon le calendrier grégorien;

- **Année Contractuelle** signifie une période de douze mois consécutifs commençant à la Date Effective ou le jour anniversaire de celle-ci;

- **Autorisation Exclusive d'Exploration** signifie l'acte administratif par lequel l'Etat autorise le Contracteur à entreprendre, dans la Zone Délimitée, à titre exclusif, tous travaux et études de prospection, d'exploration et de recherche ayant pour but la découverte d'Hydrocarbures;

- **Autorisation Exclusive d'Exploitation** signifie l'acte administratif par lequel l'Etat autorise le Contracteur à entreprendre, à titre exclusif, tous travaux de développement, d'exploitation et de production de Gisements à l'intérieur d'une Zone d'Exploitation;

- **Baril** signifie US Barrel, soit 42 gallons américains à la température de 60° F.

- **Budget** signifie l'estimation des dépenses, poste par poste, relatives aux Opérations Pétrolières figurant dans les Programmes Annuels de Travaux;

- **Condensat** signifie les Hydrocarbures liquides obtenus par détente de Gaz Naturel;

- **Contrat** signifie le présent acte et ses Annexes qui en font partie intégrante, ainsi que tout renouvellement, extension, substitution ou modification au Contrat que les Parties décideraient;

- **Contracteur** signifie la ou les parties cocontractantes de l'Etat, ainsi que tous organismes, établissements, personnes morales de droit public ou privé, entreprises, auxquels un intérêt pourrait être cédé par la suite en application des dispositions des Articles 19 ou 42;

- **Coûts Pétroliers** signifie toutes les dépenses effectivement supportées et payées par le Contracteur pour la réalisation des Opérations Pétrolières, déterminées conformément au Contrat et à l'Accord Comptable objet de l'Annexe 2, pour lesquelles lui est reconnu un droit à récupération de leurs montants;

- **Date Effective** signifie la date d'entrée en vigueur du Contrat prévue à l'Article 50;

- **Etat** signifie l'Etat Gabonais, propriétaire des ressources naturelles du sol et du sous-sol de son territoire, des zones marines relevant de sa souveraineté ou faisant partie de sa zone économique; il est seul titulaire des titres miniers. Suivant le cas, il exerce les prérogatives de Puissance Publique découlant des attributs attachés à la souveraineté, ou agit en a qualité d'Etat-entrepreneur, dans le cadre d'associations avec des entreprises ou de prise de participation, ou en qualité d'actionnaire, par l'intermédiaire soit des Administrations et des agents des services publics, soit d'entreprises contrôlées par lui. L'Etat est indifféremment désigné par "le Ministère chargé des Hydrocarbures", "l'Administration" ou "les Services chargés des Hydrocarbures" ou, d'une manière générale, "l'Administration";

- **Forage d'Exploration** signifie tout forage destiné à mettre en évidence un Gisement ou à en déterminer l'étendue et l'importance;

- **Forage de Développement** signifie tout forage destiné à produire les Hydrocarbures du Gisement;

- **Franc C.F.A.** signifie la monnaie définie au titre II de la Convention de Coopération Monétaire entre les Etats Membres de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale (B.E.A.C.) et la République Française, signée à Brazzaville le 23 novembre 1972;

- **Gaz Naturel** signifie méthane, éthane, propane, butane et, plus généralement, tous les Hydrocarbures gazeux, humides ou secs, associés ou non à des Hydrocarbures liquides;

- **Gisement** signifie accumulation d'Hydrocarbures dans le sous-sol;

- **Hydrocarbures** signifie Pétrole Brut, Condensat et Gaz Naturel;

- **Opérateur** signifie la société dûment mandatée par le Contracteur pour la conduite et la réalisation des Opérations Pétrolières au nom, pour le compte et sous la responsabilité de ce dernier;

- **Opérations Pétrolières** signifie toutes les opérations de prospection, d'exploration, de développement, de production, de transport, de stockage des Hydrocarbures et, plus généralement, toutes autres opérations directement liées aux précédentes, réalisées dans le cadre du Contrat, à l'exception des opérations de raffinage et de commercialisation;

- **Pétrole Brut** signifie huile minérale brute, condensat, asphalte, ozocérite et toutes sortes d'Hydrocarbures et bitumes, solides ou liquides dans leur état naturel, ou obtenus du Gaz Naturel par condensation ou extraction;

- **Production Totale Disponible** signifie la production totale d'Hydrocarbures provenant de l'exploitation de tous les Gisements situés à l'intérieur de la Zone Délimitée, décomptée sur ladite zone après dégazage, déshydratation, stabilisation, décantation, dessalage et dégazolinage (pour le Gaz Naturel), au moment où elle est envoyée vers les canalisations d'évacuation ou, à défaut, vers les installations de stockage et diminuée:

. des Hydrocarbures réinjectés dans le Gisement ou utilisés pour les besoins des Opérations Pétrolières, dans les conditions prévues à l'Article 26.1,b du Contrat;

. des Hydrocarbures brûlés ou détruits, sous réserve que le Contracteur ait respecté la réglementation en vigueur et les directives et recommandations de l'Administration en la matière;

- **Production Nette** signifie la Production Totale Disponible d'Hydrocarbures, diminuée de la redevance minière proportionnelle;

- **Production Restante** signifie la Production Nette diminuée des prélèvements d'Hydrocarbures opérés par le Contracteur au titre de la récupération des Coûts Pétroliers;

- **Programme Annuel de Travaux** signifie l'ensemble des Opérations Pétrolières que le Contracteur s'engage à réaliser au cours d'une Année Civile dans la Zone Délimitée ou dans une Zone d'Exploitation et figurant sur un document décrivant, poste par poste, ces Opérations Pétrolières;

- **Société Affiliée** signifie une société ou toute autre entreprise:

. qui contrôle une ou plusieurs entreprises constituant le Contracteur,

. ou qui est contrôlée par une ou plusieurs entreprises constituant le Contracteur,

. ou qui est contrôlée par une entreprise qui contrôle elle-même le Contracteur.

Ce contrôle signifie la propriété, directe ou indirecte, de plus de cinquante pour cent du capital de la société contrôlée, conférant à l'entreprise détenant le contrôle la majorité absolue des droits de vote;

- **Société non Affiliée** ou **Tiers** signifie une société ou toute autre entreprise, autre que les Parties, n'entrant pas dans la définition précédente;

- **Sous-Enlèvement** signifie la situation où l'une des Parties, à un moment donné, n'a pas encore pris et disposé de la totalité de la part d'Hydrocarbures à laquelle elle a droit en application des dispositions du Contrat;

- **Sur-Enlèvement** signifie la situation où l'une des Parties, à un moment donné, a déjà pris et disposé d'une quantité d'Hydrocarbures supérieure à celle à laquelle elle a droit en application des dispositions du Contrat;

- **Zone Délimitée** signifie la surface à l'intérieur du périmètre décrit à l'Annexe n°1;

- **Zone d'Exploitation** signifie la surface située à l'intérieur de la Zone Délimitée sur laquelle l'Etat accordé au Contracteur, conformément à la réglementation en vigueur et au Contrat, une Autorisation Exclusive d'Exploitation;

Ceci exposé, il est convenu et arrêté ce qui suit:

ARTICLE 1

DISPOSITIONS GENERALES

1.1

Le Contrat constitue un accord en vue de l'exploration et du partage de la production des Hydrocarbures dont les clauses sont régies par les lois et règlements en vigueur au Gabon.

1.2

Le Contrat définit les droits et obligations des Parties, régit leurs relations mutuelles et fixe les règles et modalités d'exploration, d'exploitation et de partage de la production entre elles. Il s'applique aux Opérations Pétrolières que doit réaliser le Contracteur dans la Zone Délimitée et la Zone d'Exploitation, étant entendu que les substances et produits autres que les Hydrocarbures sont placés hors de son champ d'application.

1.3

Le Contracteur est tenu, pour tous les travaux nécessaires exécutés dans le cadre de la réalisation des Opérations Pétrolières, de se conformer aux règles de l'art généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures.

1.4

Le Contracteur est tenu de fournir tous les moyens financiers et techniques nécessaires à la bonne réalisation des Opérations Pétrolières. Il a la faculté de recourir, sous réserve d'obtenir l'agrément écrit de l'Administration, aux capitaux de Tiers et de Sociétés Affiliées pour le financement des investissements correspondants. Il doit être statué sur la demande d'agrément visé ci-dessus dans les trente jours à compter de sa date de réception. Le refus éventuel d'agrément doit être dûment motivé. Lorsqu'il s'agit d'emprunts contractés auprès des Sociétés Affiliées, l'agrément n'est pas requis.

Le Contracteur est tenu de transmettre aux Services chargés des Hydrocarbures une copie certifiée conforme des conventions et contrats de prêts qu'il a conclus et qui doivent être passés sous la condition suspensive de l'obtention de l'agrément susvisé.

Cependant, les intérêts, agios, charges financières de toute nature, ainsi que les pertes de change éventuelles, liés à ce financement, quel qu'en soit l'origine et les modalités, ne sont déductibles, pour les besoins de l'Article 26.4, ni imputables aux Coûts Pétroliers donnant lieu à récupération en application des Articles 24 et 26.10, que les cas et suivant les modalités et restrictions prévus auxdits Articles et dans l'Accord Comptable.

1.5

Le Contracteur supportera seul le risque financier attaché à la réalisation des Opérations Pétrolières, sous réserve des dispositions de l'Article 19.

1.6

Pendant la durée du Contrat, la totalité de la production résultant des Opérations Pétrolières sera partagée entre les Parties suivant les modalités et les principes définis aux Articles 24, 25 et 26.

1.7

La Zone Délimitée est celle qui est définie dans l'Annexe 1.

1.8

Le Contracteur, dans le mois suivant la Date Effective, notifie à l'Administration l'entreprise désignée en qualité d'Opérateur chargé de la réalisation des Opérations Pétrolières.

L'Opérateur, au nom, pour le compte et sous la responsabilité du Contracteur, communiquera à l'Administration tous rapports, informations et renseignements prévus par la réglementation en vigueur et par le Contrat, ainsi que tous contrats ou conventions liant les entreprises constituant le Contracteur. L'Opérateur agit en tant que mandataire de celles-ci pour la réalisation des Opérations Pétrolières. Le Contracteur peut, à tout moment, désigner un autre Opérateur, sous réserve qu'il ait obtenu l'approbation préalable de l'Administration.

1.9

Dans le cadre de la mise en oeuvre des modalités d'exécution du Contrat, le responsable des Services chargés des Hydrocarbures intervient au nom de l'Etat; il prend toutes décisions, donne tout consentement ou autorisation nécessaires ou utiles à la réalisation des Opérations Pétrolières.

1.10

Pendant la durée du Contrat, l'Etat peut, à tout moment, et notamment lors d'une prise de participation dans le cadre de l'Article 19, mandater une entreprise ou un organisme de son choix pour la gestion des droits et obligations résultant de cette participation.

ARTICLE 2

COMITE TECHNIQUE CONSULTATIF

2.1

Dans le mois suivant la Date Effective, un Comité Technique Consultatif est constitué. Il est composé, en nombre égal, de représentants de l'Etat et du Contracteur. Les premiers sont désignés parmi les responsables de l'Administration, en particulier parmi ceux des Services chargés des Hydrocarbures, et des administrations domaniales, fiscales ou douanières. Le président du Comité Technique Consultatif est obligatoirement un représentant des Services chargés des Hydrocarbures.

2.2

Le Comité Technique Consultatif est un organe chargé d'émettre des avis, suggestions et recommandations sur:

- les travaux d'exploration, les travaux de développement et de production des Gisements découverts, et les dépenses correspondantes;
- l'application des règles de conservation des Gisements édictées par l'Administration ou, à défaut, inspirées des pratiques généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures;
- les mesures de prévention de la pollution et les règles de sécurité et d'hygiène sur les lieux de travail;
- le choix entre l'achat ou la location par le Contracteur des gros équipements et des installations importantes en application des dispositions de l'Article 10.2;
- les programmes de travaux et les budgets prévus aux Articles 5.1 et 20.1, avant leur présentation à l'Administration pour approbation;
- les conditions d'emploi du personnel, en application des dispositions de l'Article 38;
- les mesures à prendre par le Contracteur pour la formation de Gabonais en application des dispositions de l'Article 39, et la mise en oeuvre de ces dispositions;

Le Comité Technique Consultatif peut, dans le cadre de ses attributions, confier des études à des sous-comités ad hoc.

2.3

Les avis, suggestions et recommandations du Comité Technique Consultatif sont adoptés à la majorité des voix, chaque membre disposant d'une voix et ne pouvant recevoir qu'une seule délégation de vote.

Le Comité Technique Consultatif délibère valablement si les deux tiers au moins de ses membres sont présents ou représentés, dont le président ou, en cas d'empêchement de celui-ci, son représentant.

2.4

Le Comité Technique Consultatif se réunit au moins deux fois par an en période d'exploration et au moins quatre fois par an en cas de découverte et en période de développement et d'exploitation. Les réunions se tiennent à l'initiative du Contracteur ou de l'Administration, sur convocation du président du Comité Technique Consultatif adressée au moins quinze jours avant la date de la réunion. En cas d'urgence, les membres se réunissent dès que possible ou se consultent par télex.

Le Contracteur peut demander la convocation du Comité Technique Consultatif en réunion extraordinaire lorsqu'il désire lui soumettre des questions particulières.

L'ordre du jour est proposé par la Partie ayant demandé la réunion; les documents nécessaires relatifs aux points de l'ordre du jour sont préparés par le Contracteur ou, le cas échéant, par l'Administration. Le Contracteur assure le secrétariat du Comité Technique Consultatif.

2.5

Les frais occasionnés par l'activité du Comité Technique Consultatif, ainsi que ceux supportés par l'Administration dans ce cadre, sont à la charge du Contracteur et considérés comme des Coûts Pétroliers.

ARTICLE 3

PERIODES D'EXPLORATION

3.1

Il est octroyé au Contracteur, avec effet à la Date Effective, une Autorisation Exclusive d'Exploration sur la Zone Délimitée, pour une première période de trois Années Contractuelles. A la demande du Contracteur présentée au moins quarante-cinq jours avant l'expiration de la période, celle-ci peut être prorogée de trois mois au maximum pour permettre à celui-ci l'achèvement d'un sondage en cours.

Cette prorogation est accordée par décision des Services chargés des Hydrocarbures.

Le Contracteur est cependant tenu de faire de son mieux pour que, dans des circonstances normales, les opérations de sondage puissent être achevées avant la fin normale de la période.

3.2

Si le Contracteur, durant la première période, prorogée s'il y a lieu en application de l'Article 3.1, a satisfait à ses obligations résultant du Contrat, notamment aux engagements de travaux définis à l'Article 4, l'Autorisation Exclusive d'Exploration est, à sa demande, renouvelée pour une seconde période de trois Années Contractuelles.

La seconde période peut, également, être prorogée de trois mois au maximum pour les mêmes motifs et dans les mêmes conditions que celles indiquées à l'Article 3.1.

Le Contracteur doit présenter sa demande de renouvellement pour la seconde période au moins trente jours avant l'expiration de la première. Si le Contracteur a bénéficié de la prorogation prévue à l'Article 3.1, le délai de trente jours susvisé court à compter de la fin de cette prorogation, afin de lui permettre d'examiner et d'évaluer les résultats du sondage et de juger de l'intérêt de présenter une demande de renouvellement. Le renouvellement est accordé par arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures.

3.3

A la fin de la première période, en cas de non renouvellement de l'Autorisation Exclusive d'Exploration, ou à la fin de la seconde période, le Contracteur doit libérer l'ensemble de la Zone Délimitée, à l'exception des Zones d'Exploitation ou des surfaces pour lesquelles il a présenté une demande d'Autorisation Exclusive d'Exploitation en cours d'instruction.

ARTICLE 4

ENGAGEMENTS DE TRAVAUX PENDANT LES PERIODES D'EXPLORATION

4.1

Durant la période d'exploration définie à l'Article 3.1, le Contracteur est tenu de réaliser au moins les travaux suivants:

- 1'500 kilomètres de sismique 2-D et une couverture sismique 3-D;
- Retraitement et réinterprétation des données sismiques disponibles;
- Etude de faisabilité d'un développement des gisements de Tchibala Nord et Sud au cours des premiers six (6) mois;
- un (1) Forage d'Exploration.

Pour réaliser ce Programme de Travaux dans les conditions techniques les meilleures généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures, le Contracteur investira une somme estimée à 7'800'000 dollars des Etats-Unis d'Amérique.

Le Contracteur est tenu de commencer les travaux géologiques et géophysiques sur lesquels portent les engagements ci-dessus dans les quatre mois suivant la Date Effective.

4.2

Durant la seconde période d'exploration définie à l'Article 3.2, le Contracteur est tenu de réaliser au moins les travaux suivants:

- 2'000 kilomètres de sismique 2-D et de la sismique 3-D en cas de découverte;
- deux (2) Forages d'Exploration;

Pour réaliser ce Programme de Travaux dans les conditions techniques les meilleures généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures, le Contracteur investira une somme estimée à 14'500'000 dollars des Etats-Unis d'Amérique.

4.3

Les forages prévus ci-dessus seront réalisés jusqu'à la profondeur d'au moins deux mille cinq cent (2'500) mètres, ou jusqu'à ce que la formation géologique de Gamba soit reconnue sur au moins cinquante mètres si elle s'étend au-delà de la profondeur contractuelle. Si, à 2'500 mètres, la formation visée ci-dessus n'a pas été rencontrée, les Parties. Si, consulteront pour examiner si la poursuite du forage présente un intérêt pour elles.

Le forage est arrêté à une profondeur inférieure à celle initialement prévue si, ayant été exécuté selon les règles de l'art généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures, l'arrêt est justifié par l'une des raisons suivantes:

- la formation de Gamba est rencontrée à une profondeur inférieure à la profondeur contractuelle; dans ce cas, les Parties se consulteront pour examiner si la poursuite du forage présente un intérêt pour elles;

- le socle est rencontré à une profondeur inférieure à celle qui était prévue;

- la poursuite du forage présente un danger manifeste en raison de l'existence d'une pression de couche anormale;

- des formations rocheuses sont rencontrées, dont la dureté ne permet pas la poursuite du forage avec des équipements habituels;

- des formations pétrolifères sont rencontrées, dont la traversée nécessite, pour leur protection, la pose de tubes ne permettant pas d'atteindre la profondeur contractuelle.

Le forage arrêté pour les raisons ci-dessus sera réputé avoir été foré à la profondeur contractuelle à condition que les raisons invoquées aient été portées en temps utile à la connaissance de l'Administration et considérées par celle-ci comme justifiées.

4.4

Le Contracteur est tenu de réaliser l'intégralité des travaux prévus pour une période d'exploration considérée même si cela doit entraîner pour lui un dépassement de la somme estimée pour cette période.

En revanche, si le Contracteur a réalisé, au titre d'une période d'exploration donnée, son engagement de travaux pour un montant inférieur à la somme estimée pour cette période, il est considéré comme ayant rempli ses obligations.

4.5

Lorsque l'Administration constate que le Contracteur n'a pas rempli son engagement de travaux au titre d'une période d'exploration donnée, elle l'en avise par écrit. La procédure prévue par l'Article 48.10 est alors mise en oeuvre en tant que de besoin.

ARTICLE 5

ETABLISSEMENT ET APPROBATION DES PROGRAMMES ANNUELS DE TRAVAUX ET DES BUDGETS CORRESPONDANTS

5.1

Au plus tard deux mois après la Date Effective, le Contracteur soumet à l'Administration, pour approbation, un Programme Annuel de Travaux et le Budget correspondant, pour l'ensemble de la Zone Délimitée, spécifiant les Opérations Pétrolières se rapportant à la période allant de la Date Effective au 31 décembre suivant.

Au plus tard le 30 septembre de chaque Année Civile, le Contracteur soumet à l'Administration, pour approbation, un Programme Annuel de Travaux et le Budget correspondant, pour l'ensemble de la Zone Délimitée, en spécifiant les Opérations Pétrolières qu'il se propose de réaliser au cours de l'Année Civile suivante.

Le Programme Annuel de Travaux et le Budget correspondant doivent être examinés par le Comité Technique Consultatif, conformément aux dispositions de l'Article 2.2, avant d'être soumis à l'approbation de l'Administration; les avis, suggestions et recommandations du Comité Technique Consultatif doivent y être annexés.

5.2

Si l'Administration estime que des modifications aux Opérations Pétrolières prévues au Programme Annuel de Travaux sont nécessaires ou utiles, elle doit, dans le délai de trente jours suivant la réception de ce Programme, en informer par écrit le Contracteur, en indiquant les modifications qu'elle demande, appuyées de justifications qu'elle juge utiles. L'Administration et le Contracteur se réunissent alors aussi rapidement que possible pour examiner les modifications demandées et faire de leur mieux pour établir, d'un commun accord, le Programme Annuel de Travaux et le Budget correspondant dans leur forme définitive.

En tout état de cause, les parties du Programme Annuel de Travaux pour lesquels l'Administration n'aura pas demandé de modifications sont considérées comme approuvées et devront être réalisées par le Contracteur dans les délais initialement prévus.

Si, à l'expiration du délai de trente jours prévu ci-dessus, l'Administration n'a pas adressé de demande de modifications au Contracteur, le Programme Annuel de travaux et le Budget correspondant sont réputés approuvés.

5.3

Si les connaissances acquises au fur et à mesure de l'exécution des travaux ou des circonstances particulières justifient le bien-fondé de certains changements peu importants dans les Opérations Pétrolières prévues au Programme Annuel de Travaux, le Contracteur peut effectuer, après avoir recueilli l'approbation des Services chargés des Hydrocarbures, les modifications correspondantes, à condition que les objectifs fondamentaux fixés ne soient pas modifiés.

ARTICLE 6

RENONCIATION AUX DROITS

6.1

Le Contracteur peut renoncer à ses droits résultant du Contrat sur tout ou partie de la Zone Délimitée, sous réserve de l'application des dispositions de l'Article 7.

6.2

Durant la première période d'exploration définie à l'Article 3.1, la renonciation ne peut porter que sur la totalité de la Zone Délimitée, sous réserve des dispositions de l'Article 6.5.

6.3

Durant la seconde période d'exploration définie à l'Article 3.2, la renonciation peut porter sur la totalité ou une partie de la Zone Délimitée.

6.4

Le Contracteur doit informer par lettre l'Administration de sa décision de renoncer à ses droits en indiquant, éventuellement, la partie de la Zone Délimitée sur laquelle porte cette renonciation. Celle-ci devient effective soixante jours après la réception de la lettre susvisée, à moins que l'Administration ne soit d'accord pour que cette renonciation prenne effet à une date plus rapprochée.

Dans les trente jours suivant la prise d'effet de la renonciation, le Contracteur adresse à l'Administration un rapport détaillé, accompagné des justificatifs appropriés, sur les travaux qu'il a réalisés sur la Zone Délimitée, et les dépenses correspondantes.

6.5

En cas de renonciation, le Contracteur a le droit de conserver les Zones d'Exploitation ou les surfaces pour lesquelles il a présenté une demande en cours d'instruction.

6.6

En cas de renonciation partielle, chaque surface rendue doit être de superficie suffisante pour permettre la réalisation d'opérations pétrolières, et de forme simple ayant pour limites des parallèles et des méridiens terrestres.

6.7

Une renonciation partielle au cours de la seconde période d'exploration n'a pas pour effet de réduire les engagements de travaux du Contracteur définis à l'Article 4.3; la part des travaux non encore réalisés à la date à laquelle la renonciation est devenue effective, est reportée sur la partie restante de la Zone Délimitée.

ARTICLE 7

INSUFFISANCE DE TRAVAUX D'EXPLORATION

7.1

En cas de renonciation à la totalité de la Zone Délimitée prévue aux Articles 6.1 ou 6.2, sans que les engagements de travaux, définis à l'Article 4, aient été remplis, le Contracteur est tenu de payer à l'Etat, dans les trente jours de la prise d'effet de la renonciation et sur la base des indications prévues à l'Article 6.4, une indemnité correspondant au coût, estimé à la date de la prise d'effet de la renonciation, des travaux qui n'ont pas été réalisés.

7.2

Dans les trente jours de la date d'expiration de l'une ou l'autre des périodes d'exploration définies à l'Article 3, le Contracteur adresse à l'Administration un rapport détaillé, accompagné des justificatifs appropriés, sur les travaux qu'il a réalisés sur la Zone Délimitée et les dépenses correspondantes.

7.3

Si, à l'expiration de l'une quelconque des périodes d'exploration, le Contracteur n'a pas rempli ses engagements de travaux définis à l'Article 3, il est tenu de payer à l'Etat, dans les trente jours de la date d'expiration de la période concernée, une indemnité correspondant au coût, tel qu'il peut être estimé à cette date, des travaux non réalisés.

7.4

En cas de retard dans le paiement de l'indemnité à verser à l'Etat en application des Articles 7.1 et 7.3, les sommes dues à ce titre portent intérêt calculé à compter de la date limite à laquelle les indemnités auraient dû être payées, et jusqu'à leur paiement par le Contracteur, au taux annuel d'escompte de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale (B.E.A.C) majoré de trois points.

7.5

Si les sommes estimées visées aux Articles 7.1 et 7.3 sont inférieures à celles réellement dues, la différence, augmentée de l'intérêt visé à l'Article 7.6, calculé à la date à laquelle l'indemnité aurait dû être versée, est payée à l'Etat dans les meilleurs délais.

7.6

Les sommes non payées aux dates prévues sont augmentées d'un intérêt de retard calculé au taux annuel d'escompte de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale (B.E.A.C) majoré de trois points.

ARTICLE 8

OBLIGATIONS DU CONTRACTEUR DURANT LES PERIODES D'EXPLORATION

8.1

Le Contracteur fournit tous les fonds nécessaires au règlement des dépenses relatives à la réalisation des Opérations Pétrolières définies dans le Programme Annuel de Travaux.

Le Contracteur réalise les Opérations Pétrolières en utilisant, soit ses matériels, équipements et matériaux, soit des matériels, équipements et matériaux acquis à cet effet ou loués, sous réserve des dispositions de l'Article 10.3.

8.2

Le Contracteur est responsable de l'exécution des Programmes Annuels de Travaux. Les travaux sont réalisés dans les meilleures conditions d'efficacité et de coût; d'une façon générale, le Contracteur met en oeuvre tous moyens appropriés en vue de l'exécution des Programmes Annuels de Travaux en prenant en compte les intérêts économiques des Parties et en utilisant les techniques les plus conformes aux règles de l'art généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures.

8.3

Le Contracteur s'engage à prendre toutes les dispositions pratiques pour:

a) assurer la protection des nappes aquifères rencontrées:

- au cours des forages, par une bonne cimentation du cuvelage dans les puits,

- lors des opérations d'abandon des puits non productifs, par l'application de bouchons de ciment afin d'isoler les couches à pression des autres niveaux réservoirs et de la surface;

b) effectuer les essais nécessaires à l'appréciation de la valeur des indices d'Hydrocarbures recueillis en cours de forage, et du caractère exploitable des Gisements découverts.

8.4

En mer, les travaux effectués et les installations érigées par le Contracteur dans le cadre du Contrat doivent, selon leur nature et les circonstances, être réalisés, placés, indiqués, balisés, équipés et conservés de façon à laisser, en permanence et dans de bonnes conditions de sécurité, le libre passage à la navigation dans les eaux de la Zone Délimitée.

Sans préjudice de ce qui précède, le Contracteur doit, pour faciliter la navigation, installer les dispositifs sonores ou optiques approuvés ou exigés par les autorités compétentes, et les entretenir d'une manière qui réponde aux prescriptions desdites autorités.

8.5

Lors de la construction et de l'entretien des installations nécessaires pour la réalisation des Opérations Pétrolières, le Contracteur ne doit causer aucun trouble à l'intérieur du périmètre d'un cimetière ou à un immeuble utilisé comme lieu cultuel, déjà existant au moment des travaux. Il ne doit causer aucun trouble de nature à porter atteinte à l'usage normal d'un immeuble sans le consentement préalable des occupants. Le Contracteur est tenu de payer des indemnités en compensation des dommages ou des troubles causés par lui aux Tiers.

8.6

En application de la Convention Internationale sur la Pollution des Eaux de la Mer par les Hydrocarbures signée à Londres le 12 mai 1954, des amendements dont elle a fait l'objet et des textes pris pour assurer sa mise en oeuvre, le Contracteur s'engage à prendre toutes les précautions nécessaires pour prévenir toute pollution marine.

A cet effet, l'Etat peut décider, en accord avec le Contracteur, de toute mesure supplémentaire qui lui paraîtrait nécessaire pour assurer la préservation de la zone marine.

8.7

A conditions de prix, de qualité et de délais de livraison similaires, le Contracteur s'engage, pour les contrats d'approvisionnement, de travaux et de services, à faire appel à des entreprises gabonaises.

Les contrats dont le montant peut atteindre ou dépasser 1,000,000 de dollars des États-Unis d'Amérique doivent faire l'objet d'un appel d'offres.

Une copie de tous les contrats visés à l'alinéa précédent, conclus par le Contracteur et se rapportant aux Opérations Pétrolières, sera adressée à l'Administration dès la signature desdits contrats.

Le Contracteur informe les Services chargés des Hydrocarbures, au moins quinze jours à l'avance, de la date, de l'heure et du lieu du dépouillement des offres. Le responsable de ces Services, ou leur représentant, pourra participer à leur dépouillement et à leur étude.

Les informations mises à la disposition des participants aux opérations de dépouillement et d'étude des offres doivent être communiquées, en même temps, aux Services chargés des Hydrocarbures.

Une liste de tous les contrats conclus par le Contracteur au cours de chaque trimestre civil, pour la réalisation des Opérations Pétrolières, est transmise, pour information, à l'Administration dans les quinze jours suivant la fin du trimestre concerné. Pour chaque contrat, l'objet et le montant ainsi que le nom du cocontractant sont précisés. Le Contracteur transmet à l'Administration copie des contrats que celle-ci lui demande.

ARTICLE 9

DROITS AFFERENTS AUX PERIODES D'EXPLORATION

9.1

Sous réserve des dispositions particulières du Contrat, le Contracteur dispose des droits dont l'exercice conditionne la réalisation des Opérations Pétrolières dans la Zone Délimitée et bénéficie à cet effet de toutes les facilités possibles. Ces droits impliquent notamment:

a) L'entière responsabilité de l'administration, de la gestion, du contrôle et de la conduite des Opérations Pétrolières;

b) La faculté d'exercer les droits conférés par le Contrat et les pouvoirs en découlant, par l'intermédiaire d'agents et d'entrepreneurs indépendants dont il supporte les rémunérations, frais et charges, conformément à la réglementation en vigueur au Gabon sur les transactions financières et sous réserve des dispositions de l'Article 8.7.

9.2

Sous réserve de la réglementation en vigueur et des dispositions de l'Article 8.5, le Contracteur aura le droit de défricher les terrains, de creuser, percer, forer, construire, ériger, placer, approvisionner, faire fonctionner, administrer et entretenir des fosses, cuves, puits, tranchées, excavations, barrages, canaux, conduites d'eau, usines, réservoirs, bassins, installations d'emmagasinage en mer et à terre, groupes de distillation primaire, groupes séparateurs des essences de première extraction, usines de soufre et autres installations de production d'Hydrocarbures, ainsi que les canalisations, stations de pompage, groupes générateurs, centrales électriques, lignes à haute tension, moyens de télécommunications, fabriques, entrepôts, bureaux, baraquements, maisons pour le personnel, hôpitaux, écoles, locaux, ports, docks, havres, digues, jetées, dragues, brise-lames, appontements sous-marins et autres installations, navires, véhicules, voies ferrées, routes, ponts, ferry-boats, lignes aériennes, aéroports et autres moyens de transport, garages, hangars, ateliers, fonderies, ateliers de réparation et tous les services auxiliaires qui s'y rapportent, et, plus généralement, tout ce qui est nécessaire à la réalisation des Opérations Pétrolières.

L'emplacement de ces installations peut être choisi par le Contracteur sous réserve de la réglementation en vigueur et des dispositions des Articles 8.5, 13 et 14.

9.3

Les agents, employés et préposés du Contracteur ou de ses sous-contractants pourront, dans le cadre de leurs fonctions, entrer dans la Zone Délimitée ou en sortir, et accéder librement à toutes les installations mises en place par le Contracteur pour la réalisation des Opérations Pétrolières.

ARTICLE 10

PROPRIETE DES BIENS

10.1

Les biens immeubles tels que puits et bâtiments et leur matériel d'équipement, les appontements, routes, ponts, canaux, ports, docks, digues, jetées, conduites d'eau, canalisations, réservoirs, bassins, voies ferrées, terrains, constructions, entrepôts, bureaux, usines, ainsi que les machines et équipements établis à demeure, achetés ou construits par le Contracteur, ainsi que les biens meubles acquis ou fabriqués par lui pour la réalisation des Opérations Pétrolières, sont la propriété de l'Etat.

Le Contracteur pourra utiliser à titre gracieux ces biens meubles et immeubles dans le cadre du Contrat. Il pourra aussi les utiliser pour la réalisation d'autres opérations pétrolières régies par d'autres contrats auxquels il est partie, moyennant paiement d'un prix de location calculé d'une façon appropriée et approuvé par l'Administration. Les recettes en résultant sont inscrites au compte des Coûts Pétroliers et viennent en diminution de ceux-ci. Elles sont versées à l'Etat si les Coûts Pétroliers restant à récupérer ne correspondent plus qu'à des dépenses d'exploitation.

Pour couvrir ces biens, le Contracteur contracte, pour le compte de l'Etat, toutes les assurances nécessaires exigées par la réglementation en vigueur et conformément aux pratiques généralement admises. Les primes d'assurance payées à ce titre sont incluses dans les Coûts Pétroliers. Les indemnités perçues en cas de sinistre sont inscrites au compte des Coûts Pétroliers et viennent en diminution de ceux-ci. Elles sont reversées à l'Etat si les Coûts Pétroliers restant à récupérer ne correspondent plus qu'à des dépenses d'exploitation, à moins qu'elles ne soient consacrées au remplacement des biens perdus ou détruits.

10.2

Les dispositions de l'Article 10.1 ne sont pas applicables aux biens appartenant à des Tiers ou des Sociétés Affiliées pris en location par le Contracteur en vertu d'un bail ou d'une location simple.

10.3

A conditions économiques équivalentes, le Contracteur s'engage à donner la priorité à l'achat des biens sur le bail ou la location.

En ce qui concerne les gros équipements et les installations importantes, le Contracteur doit, avant d'opter pour l'achat ou la location, recueillir les avis, suggestions et recommandations du Comité Technique Consultatif et soumettre son choix, dûment justifié, à l'approbation de l'Administration. Ce choix ne devient définitif qu'après l'obtention de ladite approbation.

Lors de l'examen du Programme Annuel de Travaux et du Budget correspondant, l'Administration désigne les gros équipements et les installations importantes y figurant pour lesquels le Comité Technique Consultatif doit être consulté, et l'approbation de l'Administration requise.

ARTICLE 11

RAPPORTS D'ACTIVITES PENDANT LES PERIODES D'EXPLORATION

11.1

L'Etat, par l'intermédiaire des Services chargés des Hydrocarbures, dispose de toutes les données originales se rapportant aux Opérations Pétrolières telles que rapports géologiques, géophysiques, pétrophysiques, de forage, de mise en exploitation, ainsi que de toutes les informations à caractère technique, comptable et financier qu'il estime utiles pour l'exercice de son pouvoir de contrôle.

11.2

Dès qu'il les établit ou les obtient, le Contracteur fait parvenir au responsable des Services chargés des Hydrocarbures les documents suivants:

a) une copie des rapports d'études et d'interprétation géophysique ainsi qu'une collection complète, sur support transparent stable tel que le "Mylar", des profils sismiques avec traitement maximum; une copie des bandes magnétiques est conservée par le Contracteur et tenue à la disposition du responsable des Services chargés des Hydrocarbures;

b) une copie des télex journaliers de sondages en cours et une copie des rapports d'implantation et de fin de sondage pour chacun des forages, ainsi qu'un jeu complet, sous forme reproductible, des diagraphies enregistrées;

c) une copie des rapports des tests ou essais de production réalisés ainsi que toute étude relative à la mise en débit ou en production d'un puits;

d) une copie des rapports relatifs aux analyses effectuées sur carotte.

Une partie représentative des carottes et des déblais de forage prélevés dans chaque puits, ainsi que des échantillons des fluides produits pendant les tests ou les essais de production, sont également fournis dans des délais raisonnables. Les carottes et déblais en possession du Contracteur à la fin du Contrat, sont remis au responsable des Services chargés des Hydrocarbures.

11.3

Au cours de la deuxième quinzaine de chaque mois, le Contracteur fait parvenir aux Services chargés des Hydrocarbures, un rapport sur les Opérations Pétrolières réalisées au cours du mois précédent.

11.4

Le Contracteur est tenu d'informer les Services chargés des Hydrocarbures, dans les plus brefs délais, de toute découverte de substances minérales et de leur faire rapport de toutes les constatations et informations utiles s'y rapportant.

11.5

L'Etat est propriétaire de tous échantillons, documents originaux, rapports établis ou obtenus par le Contracteur relatifs aux Opérations Pétrolières, aux travaux et études géologiques, géophysiques, pétrophysiques, études de synthèse, diagraphies de sondages, même s'ils sont à la disposition du Contracteur pour la réalisation de ces Opérations Pétrolières. Le Contracteur peut détenir des copies de ces échantillons, documents et rapports pour les besoins des Opérations Pétrolières.

Les Parties considèrent ces documents, rapports, travaux, études et échantillons, comme confidentiels et s'engagent, chacune en ce qui la concerne, en leur nom et au nom des sociétés de services ou bureaux d'études travaillant pour leur compte, à ne pas les communiquer à des Tiers sans autorisation préalable du responsable des services chargés des Hydrocarbures. Cette obligation subsiste, en ce qui concerne l'Etat, pendant les périodes d'exploration définies à l'Article 3 et, en cas de renonciation totale en application des dispositions de l'Article 6, jusqu'à la date d'effet de cette renonciation, et, en ce qui concerne le Contracteur, même après la fin du Contrat.

Chaque entité constituant le Contracteur pourra, sans le consentement des autres entités ou de l'Administration, communiquer les informations et renseignements confidentiels susvisés:

a) à toute société intéressée de bonne foi dans la réalisation d'une cession éventuelle ou d'une assistance dans le cadre des Opérations Pétrolières, après obtention, de cette société, d'un engagement de garder confidentiels ces informations et renseignements et de les utiliser aux seules fins de ladite cession ou assistance, ou

b) à tous consultants professionnels extérieurs, intervenant dans le cadre des Opérations Pétrolières, après obtention, de leur part, d'un engagement similaire de confidentialité, à condition que le Contracteur communique sans délai à l'Administration, le nom desdits consultants ainsi que les informations et renseignements qui leur ont été révélés, ou

c) à toute banque ou établissement financier auprès desquels le Contracteur recherche ou obtient un financement, après obtention d'un engagement similaire de confidentialité de la part de ces organismes,

d) lorsque et dans la mesure où le règlement d'une bourse de valeurs reconnue l'exige, sauf si le droit gabonais s'y oppose,

e) dans le cadre de toute procédure contentieuse en matière judiciaire, administrative ou arbitrale.

Le Contracteur pourra, avec l'accord préalable et écrit de l'Administration, échanger avec toute personne intéressée, tous renseignements ou informations confidentiels de ce type contre d'autres renseignements ou informations similaires.

ARTICLE 12

RESSOURCES NATURELLES

Le Contracteur a la faculté, moyennant, le cas échéant, paiement de redevances appropriées et sous réserve du respect de la réglementation en vigueur et des dispositions de l'Article 8.5, de prélever et d'utiliser la terre de surface, le bois de haute futaie, l'argile, le sable, la chaux, le gypse, les pierres autres que les pierres précieuses, ainsi que d'autres substances similaires nécessaires à la réalisation des Opérations Pétrolières.

Le Contracteur doit faire un usage raisonnable de ces matières pour la réalisation des Opérations Pétrolières.

Le Contracteur peut prendre et utiliser l'eau nécessaire à la réalisation des Opérations Pétrolières, à condition de ne pas gêner l'irrigation et la navigation et que les terrains, maisons ou points d'eau n'en soient pas privés du fait de cette utilisation.

ARTICLE 13

UTILISATION DE TERRAINS

13.1

L'Etat mettra à la disposition du Contracteur, pour les besoins des Opérations Pétrolières, les terrains lui appartenant nécessaires à la réalisation de ces opérations. Le Contracteur pourra y construire et y entretenir, au-dessus et au-dessous du sol, les installations nécessaires. Il s'abstiendra de demander l'usage de terrains s'il n'en a pas réellement besoin, et de ceux sur lesquels sont édifiés des bâtiments utilisés par les services de l'Administration. Le Contracteur devra indemniser l'Etat pour tout dommage causé aux terrains par la construction, l'entretien et l'utilisation de ses installations.

L'Administration autorisera le Contracteur, dans le cadre de la réglementation, à construire, utiliser et entretenir des réseaux de télécommunications et de canalisations, au-dessus ou au-dessous du sol et le long et à la limite des terrains n'appartenant pas à l'Etat, à la condition que la construction, l'entretien et l'utilisation de ces réseaux causent le moins de dommages possible et qu'ils soient conformes à la réglementation.

13.2

Dans le cas où les Opérations Pétrolières nécessitent l'occupation et l'utilisation de terrains appartenant à des personnes privées, le Contracteur doit s'efforcer d'aboutir avec celles-ci à un accord fixant une indemnité équitable en compensation de la privation de jouissance subie. En cas de désaccord, le Contracteur doit saisir l'Administration qui peut:

- soit fixer l'indemnité à payer par le Contracteur, si l'occupation des terrains est de courte durée. Le montant de cette indemnité tiendra alors compte de l'utilisation effective de ces terrains par le propriétaire au moment de l'occupation;

- soit procéder à l'expropriation de ces terrains conformément aux procédures en vigueur, si leur occupation est de longue durée ou si, à l'issue de celle-ci, ils deviennent impropres à leur usage primitif. Les droits sont acquis et enregistrés au nom de l'Etat; toutefois, le Contracteur en a la libre utilisation pour la réalisation des Opérations Pétrolières pendant toute la durée du Contrat. Les frais, charges et indemnités résultant de la procédure d'expropriation sont supportés par le Contracteur.

ARTICLE 14

UTILISATION DES INSTALLATIONS

14.1

Pour les besoins des Opérations Pétrolières, le Contracteur peut utiliser, dans les conditions de droit commun, tout chemin de fer, tramway, route, aérodrome, terrain d'atterrissage, canal, rivière, pont, cours d'eau et tout réseau de télécommunications, qu'ils soient la propriété de l'Etat ou d'entreprises privées, moyennant paiement des redevances éventuellement applicables ou à fixer d'un commun accord, en contrepartie de cette utilisation et des coûts que leur construction, aménagement et entretien entraînent. Le Contracteur peut aussi utiliser, pour les besoins des Opérations Pétrolières, tout moyen de transport par terre, mer ou air, à la condition de respecter les lois et règlements qui en régissent l'utilisation.

14.2

L'Etat peut utiliser, dans des cas exceptionnels, les moyens de transport et de communication mis en place par le Contracteur, notamment en cas de nécessité résultant de catastrophes nationales, cataclysmes, périls intérieurs ou extérieurs. Le Contracteur met alors ses moyens à la disposition de l'Etat sur réquisition ou simple demande de celui-ci. Dans ce cas, elle sera adressée au Contracteur par le Ministère chargé des Hydrocarbures.

14.3

L'Etat peut construire, exploiter et entretenir, sur et sous les terrains mis à la disposition du Contracteur, ou le long d'eux, des routes, chemins de fer, aérodromes, terrains d'atterrissage, canaux, ponts, digues de protection contre les inondations, postes de police, installations militaires, canalisations, réseau de télécommunications, en prenant soin de ne pas mettre en péril ou d'entraver de manière importante les Opérations Pétrolières, sauf cas de nécessité nationale.

ARTICLE 15

EXPIRATION DU CONTRAT A LA FIN DES PERIODES D'EXPLORATION

Si, au cours des périodes d'exploration, le Contracteur n'a pas fait de découverte de Gisement d'Hydrocarbure présumé commercialement exploitable, ou déclaré comme tel et ouvrant droit à l'obtention d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation, le Contrat prend fin à l'expiration desdites périodes.

Le Contracteur n'est pas dégagé de ses obligations contractuelles nées avant l'expiration du Contrat et qui ne seraient pas encore honorées, en totalité ou en partie, à la date de ladite expiration. Il reste tenu de les remplir conformément à la réglementation et aux dispositions contractuelles; la validité de celles-ci est prorogée à cette fin.

ARTICLE 16

DECOUVERTE ET OBLIGATION D'EXPLOITER

16.1

En cas de découverte d'Hydrocarbures, le Contracteur devra en informer par écrit l'Administration dans les dix jours qui suivent la fin des essais permettant de présumer de l'existence d'un Gisement.

16.2

Le caractère commercialement exploitable ou présumé tel d'un Gisement est constaté par les Parties qui se réunissent à cet effet et consignent leur accord sur ce point dans un document signé conjointement.

16.3

A cette fin, le Contracteur est tenu de fournir à l'Administration toutes les informations permettant un examen détaillé des données relatives au Gisement découvert et de se prononcer en toute connaissance de cause sur le caractère commercialement exploitable ou non exploitable du Gisement. Ces informations doivent être fournies au fur et à mesure de leur obtention par le Contracteur.

16.4

Sous réserve qu'il ait satisfait à ses engagements et obligations prévus par le Contrat, et notamment par l'Article 16.3, un Gisement considéré comme commercialement exploitable en application des dispositions ci-dessus, donne droit au Contracteur à une Autorisation Exclusive d'Exploitation; la surface concernée constituera, à compter de la date d'effet de cette Autorisation Exclusive d'Exploitation, la Zone d'Exploitation. Elle sera limitée, en projection au niveau du sol, à l'étendue présumée du Gisement, déterminée en fonction des données géologiques et géophysiques disponibles.

L'Autorisation Exclusive d'Exploitation est accordée par arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures sur demande du Contracteur formulée dans les formes et délais prévus à l'Article 17.1.

16.5

Si le Contracteur fait plusieurs découvertes commercialement exploitables dans la Zone Délimitée, chacune d'elles fera l'objet d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation et constituera une Zone d'Exploitation distincte. Toutefois, pour les besoins des Articles 24, 25 et 26.1, b, il est tenu compte de la production de l'ensemble des Zones d'Exploitation issues de la Zone Délimitée.

16.6

Les quantités d'Hydrocarbures produites avant qu'un Gisement n'ait été déclaré commercialement exploitable en application des dispositions de l'Article 16.2, sont mesurées conformément aux dispositions de l'Article 29 et entrent dans les quantités soumises aux dispositions des Articles 24 à 26, à l'exclusion de celles utilisées pour les besoins des Opérations Pétrolières ou perdues, à condition toutefois que, pour ces dernières, le Contracteur fournisse à l'Administration toutes les explications et justifications utiles.

16.7

Pour tout Gisement déclaré ou présumé commercialement exploitable conformément aux dispositions de l'Article 16.2, le Contracteur s'engage à réaliser toutes les Opérations Pétrolières utiles et nécessaires à l'exploitation dudit Gisement.

Le Contracteur est tenu d'informer l'Administration par écrit de la date du début de la production dès que celle-ci est effective.

Après l'octroi d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation, l'Etat ne contraindra pas le Contracteur à poursuivre l'exploitation du Gisement correspondant s'il apporte la preuve, sur la base des connaissances techniques acquises sur ce Gisement et sur justifications comptables et financières, de l'absence de rentabilité de l'exploitation.

Dans ce cas, l'Autorisation Exclusive d'Exploitation prend fin à la date d'arrêt des travaux ou de la production, et la Zone d'Exploitation correspondante devient libre à cette date. L'Etat est alors en droit d'exploiter le Gisement pour son compte, sans avoir à payer une quelconque indemnité au Contracteur.

16.8

Sauf circonstances exceptionnelles dûment justifiées, si la production d'un Gisement n'a pas commencé dans les trois ans suivant la date d'octroi de l'Autorisation Exclusive d'Exploitation, cette dernière est annulée et les droits du Contracteur sont considérés comme abandonnés volontairement. L'annulation est prononcée par arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures.

ARTICLE 17

DEMANDE D'AUTORISATION EXCLUSIVE D'EXPLOITATION ET DELIMITATION DES ZONES D'EXPLOITATION

17.1

Pour obtenir une Autorisation Exclusive d'Exploitation, le Contracteur doit en faire la demande au Ministre chargé des Hydrocarbures.

Cette demande, les pièces annexes qui y sont jointes ainsi que les renseignements fournis, sont rédigés en français ou accompagnés d'une traduction dûment certifiée; ils sont datés et signés par le demandeur.

La demande, les pièces annexes et les renseignements joints sont remis en trois exemplaires, deux, dont un sur timbre, au responsable des Services chargés des Hydrocarbures et le troisième au Ministre chargé des Hydrocarbures.

Le demandeur doit justifier de son identité et rappeler le domicile élu; s'il agit en qualité de mandataire, il doit justifier de son identité, de son domicile et de ses pouvoirs.

Les demandes présentées en application du présent Article doivent fournir, sur les entreprises constituant le Contracteur, les renseignements relatifs à la forme juridique, au siège social, au capital social et aux nom, prénoms, nationalité, qualité et domicile des personnes participant statutairement à la direction, à la gestion et à l'administration de ces entreprises et ayant la signature sociale.

Toute demande faite au bénéfice d'une société doit être accompagnée des pouvoirs des signataires de la demande et d'un exemplaire certifié conforme des statuts de la société, des pièces justificatives de sa constitution et des bilans des trois derniers exercices.

La demande doit comprendre:

- le projet de délimitation de la Zone d'Exploitation qui doit être strictement circonscrite, en projection au niveau du sol, à l'étendue présumée du Gisement découvert;

- les pièces justificatives (interprétations géologiques, géophysiques, des diagraphies, etc.) sur lesquelles est basée la détermination de cette étendue;

- l'estimation provisoire des réserves récupérables et de la production annuelle du Gisement;
- un extrait de la carte au 1/200.000 sur lequel sont reportés les sommets et les limites de la zone sur laquelle porte la demande;
- un mémoire indiquant les résultats des travaux d'exploration exécutés dans la Zone Délimitée et donnant la position, la nature et les caractéristiques du Gisement;
- un programme général d'exploitation du Gisement ainsi qu'une estimation des investissements de développement et de production,
- un programme prévisionnel de formation et de recrutement de nationaux.

17.2

Toute modification ultérieure de la forme juridique, des statuts ou du capital social des entreprises constituant le Contracteur, tout changement des personnes visées au 5ème alinéa de l'Article 17.1, doivent être portés sans délai à la connaissance du Ministre Chargé des Hydrocarbures et du responsable des Services Chargés des Hydrocarbures.

Le Contracteur adresse annuellement à ceux-ci copie des comptes et des bilans des entreprises le constituant soumis pour approbation à leurs assemblées générales, et de tous rapports de leurs organes de gestion et d'administration présentés à cet effet à ces assemblées.

17.3

Le droit à l'obtention d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation ne subsiste que si la demande est parvenue à l'Administration dans un délai de six mois suivant la date de signature du document prévu à l'Article 16.2 et, en tout état de cause, avant la date d'expiration de la seconde période d'exploration. Si dans les délais susvisés, après réception dudit document, une réponse n'est pas faite à la demande, celle-ci est considérée comme acceptée par l'Administration.

17.4

Les demandes relatives aux renouvellements de l'Autorisation Exclusive d'Exploitation prévus à l'Article 18.1, doivent être présentées au plus tard 90 jours avant la date d'expiration de l'Autorisation Exclusive d'Exploitation précédente et dans les mêmes formes que celles prévues à l'Article 17.1.

17.5

Si, dans le délai d'un an suivant l'octroi d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation, il apparaît que le Gisement est d'une étendue supérieure à celle de la Zone d'Exploitation, le Ministre Chargé des Hydrocarbures accordera par arrêté, au Contracteur, à la demande de celui-ci et dans le cadre de la même Autorisation Exclusive d'Exploitation, une surface supplémentaire, de telle sorte que le Gisement soit ainsi totalement couvert, à condition, toutefois, que cette surface soit comprise à l'intérieur de la Zone Délimitée. Le Contracteur ne pourra pas bénéficier d'une telle extension si la surface considérée a déjà été attribuée à un Tiers ou a fait l'objet d'une demande en ce sens en cours d'examen.

ARTICLE 18

DUREE DE VALIDITE DE L'AUTORISATION EXCLUSIVE D'EXPLOITATION

18.1

L'Autorisation Exclusive d'Exploitation est accordée au Contracteur par arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures; elle prend effet à compter de la date de son octroi. Sa durée maximale est de dix ans à compter de la date du début de la production.

Si, à la fin de cette durée de dix ans, l'exploitation commerciale de la Zone d'Exploitation est encore possible, l'Autorisation Exclusive d'Exploitation y afférente est renouvelée, à la demande du Contracteur, par arrêté du Ministre Chargé des Hydrocarbures, pour une durée maximum de cinq ans, à condition que les obligations et les engagements prévus par le Contrat aient été remplis.

L'Autorisation Exclusive d'Exploitation peut être renouvelée une seconde fois pour une durée maximum de cinq ans, dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Lorsqu'un renouvellement est envisagé, et compte tenu des résultats financiers obtenus par les Parties au cours de la durée précédente, celles-ci peuvent convenir de nouvelles dispositions pour les Articles 24 à 26.

18.2

Le Contracteur peut, à tout moment, renoncer à une Autorisation Exclusive d'Exploitation. Le Contracteur doit informer par écrit l'Administration de sa décision de renoncer, et cette renonciation devient effective soixante jours après réception de cette information, à moins que l'Administration ne soit d'accord pour que cette renonciation prenne effet plus tôt. La Zone d'Exploitation devient libre à la date de prise d'effet de la renonciation.

18.3

Le Contrat prend fin à la date d'expiration de la dernière Autorisation Exclusive d'Exploitation ou, le cas échéant, à la date d'effet de la renonciation visée ci-dessus; cependant les Parties ne sont pas dégagées de leurs obligations contractuelles nées avant l'expiration du Contrat et qui ne seraient pas encore intégralement honorées à la date de ladite expiration ou renonciation. Elles sont tenues de les remplir conformément à la réglementation et aux dispositions contractuelles; la validité de celles-ci est prorogée à cette fin.

ARTICLE 19

PARTICIPATION DE L'ETAT

19.1

Dès la mise en production d'un Gisement, l'Etat participe de plein droit, à concurrence de sept virgule cinq (7.5%) pour cent, aux droits et obligations découlant du Contrat, à moins qu'il ne renonce expressément à cette participation dans un délai de quatre-vingt-dix jours suivant la date de la mise en production susvisée.

L'Etat participe, à concurrence de ce pourcentage de participation, aux Coûts Pétroliers relatifs au développement et à l'exploitation de la Zone d'Exploitation, à l'exclusion de toute dépense d'exploration.

Si l'Etat veut prendre une participation supplémentaire, il en informe par écrit le Contracteur, en précisant le pourcentage de participation qu'il décide de détenir. Les conditions d'acquisition de la participation supplémentaire sont convenues d'un commun accord.

19.2

L'Etat peut, à tout moment, céder, à une entreprise de son choix, tout ou partie de sa participation.

Cependant, la cession ne peut être réalisé qu'au profit d'une entreprise contrôlée par l'Etat ou d'une entreprise de réputation technique et financière bien établie; si le cessionnaire est une filiale ou une succursale, l'Etat exigera une garantie de la société mère similaire à l'engagement prévu à l'Article 46.2. Le Contracteur sera consulté préalablement à toute cession.

Les droits et obligations découlant des accords d'association liant entre elles les entreprises constituant le Contracteur ne doivent, en aucun cas, ni limiter l'exercice par l'Etat de ses droits, ni aggraver ses obligations, attachés à sa participation, ni diminuer la portée et les effets de cette participation.

19.3

A compter de la date de mise en production, l'Etat rembourse aux entreprises constituant le Contracteur, soit en nature, soit en espèces, sa quote-part des Coûts Pétroliers relatifs au développement supportés depuis la date d'octroi de l'Autorisation Exclusive d'Exploitation, ainsi que les sommes correspondant aux appels de fonds au titre des Coûts Pétroliers avancés par les autres partenaires pour les coûts d'exploitation.

Le choix du mode de paiement susvisé est exercé par l'Etat par lettre adressée au Contracteur avec un préavis de quatre-vingt-dix jours; à défaut, il est censé avoir opté pour le paiement en nature.

Si l'Etat opte de payer en espèces, le paiement s'effectue sur les recettes nettes provenant des ventes de la part de production lui revenant au titre de sa participation, selon les modalités prévues à l'Article 41.

Si l'Etat opte de payer en nature, le paiement s'effectue à la fin de chaque mois civil, par remise d'une partie de la part de production lui revenant au titre de sa participation.

Quel que soit le mode de paiement, le montant à payer par l'Etat est limité à soixante-dix pour cent, selon le cas, des recettes nettes provenant des ventes ou de la part de production lui revenant au titre de sa participation au cours du mois civil considéré. Le reliquat, s'il y a lieu, est ajouté aux sommes dues à la fin du mois suivant; ce report ne doit pas, cependant, avoir pour effet de dépasser la limite de soixante-dix pour cent ci-dessus. En conséquence, le total du reliquat éventuel et des appels de fonds ultérieurs n'est exigible que dans la limite ci-dessus, le surplus étant reporté et régularisé dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Les avances faites pour le compte de l'Etat sur les appels de fonds lui revenant et non remboursées, constituent des créances du Contracteur récupérables sans limitation sur les derniers enlèvements précédant l'expiration du Contrat.

Pour les besoins du présent Article, les quantités d'Hydrocarbures remise en paiement par l'Etat sont valorisées au Prix Fixé prévu à l'Article 27.

19.4

Le Contracteur tient à jour un compte "Participation-Etat". Ce compte est débité des Coûts Pétroliers qui sont imputables à l'Etat au titre de la période antérieure à sa prise de participation, ainsi que, à la fin de chaque mois civil, de sa quote-part mensuelle des Coûts Pétroliers. Il est crédité, à la fin de chaque mois civil, du Prix Fixé des Hydrocarbures remis en paiement par l'Etat au titre dudit mois et des sommes versées par lui.

Les sommes dues par l'Etat au titre du remboursement de sa quote-part des Coûts Pétroliers relatifs au développement sont augmentées, le cas échéant, d'un intérêt calculé au taux d'escompte annuel de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale.

ARTICLE 20

PROGRAMME DE DEVELOPPEMENT

20.1

Dans les cent-quatre-vingts jours suivant l'octroi d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation, le Contracteur doit exposer et soumettre à l'approbation de l'Administration un programme détaillé de développement et de production spécifiant notamment:

- poste par poste, les équipements et les travaux nécessaires prévus pour la mise en production, tels que le nombre de puits de développement, le nombre de plates-formes, les pipelines, les installations de production, de traitement, de stockage et de chargement nécessaires;
- les estimations des coûts correspondants;
- le calendrier prévu pour la réalisation des travaux, des équipements et installations visés ci-dessus;
- la date prévue de début de la production;
- l'estimation des réserves récupérables et de la production annuelle.

Ce programme de développement et de production doit avoir été examiné par le Comité Technique Consultatif, conformément à l'Article 2.2, avant d'être soumis à l'Administration accompagné des avis, suggestions et recommandations de celui-ci.

20.2

Si l'Administration estime que des modifications au programme de développement et de production ci-dessus sont nécessaires ou utiles, elle doit, dans un délai de quatre-vingt-dix jours suivant la réception de ce programme, en informer par écrit le Contracteur en indiquant les modifications qu'elle demande, appuyées des justifications qu'elle juge utiles.

L'Administration et le Contracteur se réuniront alors aussi rapidement que possible pour examiner les modifications demandées et établir, d'un commun accord, le programme dans sa forme définitive. Ce programme est considéré approuvé à la date dudit accord.

En tout état de cause, les parties du programme pour lesquels l'Administration n'aura pas demandé de modifications sont considérées comme approuvées et devront être réalisées par le Contracteur dans les délais initialement prévus.

Si, à l'expiration du délai ci-dessus, l'Administration n'a pas adressé au Contracteur de demande de modifications, le programme est réputé approuvé.

ARTICLE 21

OBLIGATIONS DU CONTRACTEUR DURANT LES PERIODES DE DEVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION

21.1

Sauf dispositions particulières, les Articles 5, 8, 10 et 11 du Contrat sont applicables, "mutatis mutandis", aux Opérations Pétrolières réalisées dans le cadre des Autorisations Exclusives d'Exploitation.

21.2

Dès l'octroi d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation, le Contracteur s'engage à procéder avec diligence à la réalisation des forages de développement nécessaires, en adoptant un espacement entre ceux-ci conforme aux règles de l'art généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures et tel qu'il permette la récupération économique optimale pour les Parties, des Hydrocarbures contenus dans le Gisement.

Sauf circonstances exceptionnelles dûment justifiées, le Contracteur devra commencer les opérations de développement au plus tard six mois après l'approbation par l'Administration du programme de développement et de production défini à l'Article 20.

21.3

Le Contracteur est tenu d'observer, dans la conduite des opérations de production, toutes les règles de l'art généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures, de manière à assurer la récupération économique optimale pour les Parties, des Hydrocarbures contenus dans le Gisement.

21.4

Le Contracteur est tenu de réaliser, dès que cela est techniquement possible, des études en vue de la mise en oeuvre d'un programme de récupération assistée sur le Gisement et de recourir, en temps utile, à ces techniques de récupération si elles sont susceptibles de conduire, dans des conditions économiques satisfaisantes pour les Parties, à une amélioration du taux de récupération des Hydrocarbures contenus dans le Gisement.

21.5

Le Contracteur est tenu de fournir à l'Administration tous les rapports, études, résultats des mesures, tests et essais, ainsi que les documents permettant de contrôler l'exploitation des Gisements, en vue de s'assurer que celle-ci est conduite dans de bonnes conditions, notamment au sens des dispositions précédentes.

Il est tenu, notamment, de réaliser, sur chaque puits producteur, les opérations suivantes:

- relevé de la production d'Hydrocarbures journalière, mensuelle et annuelle;
- contrôle mensuel du rapport gaz/ huile ("gas oil ratio");
- mesure annuelle de la pression des réservoirs d'un échantillon de puits judicieusement choisi et représentant au moins la moitié des puits du Gisement.

Le Contracteur est tenu d'appliquer toute recommandation faite d'un commun accord en matière de conservation des Gisements et de respecter la réglementation en vigueur en matière de pollution et de sécurité des biens et des personnes.

21.6

Le Contracteur est tenu de produire annuellement des quantités d'Hydrocarbures de chaque Gisement conformes aux normes internationales généralement admises dans l'industrie des Hydrocarbures, notamment en appliquant les règles de bonne conservation des Gisements qui assurent une récupération optimale des réserves d'Hydrocarbures dans des conditions économiques normales pour les Parties.

21.7

Le Contracteur contribue annuellement à un Fonds de Soutien des Hydrocarbures créé dans le but de faire progresser la recherche pétrolière au Gabon. La contribution du Contracteur à ce fonds sera calculée sur la Production Totale Disponible à raison de la contre-valeur en francs C.F.A de 0,05 dollar des Etats-Unis d'Amérique par Baril. Cette contribution ne sera pas incluse dans les Coûts Pétroliers.

Le Fonds de Soutien des Hydrocarbures sera géré par le Ministre chargé des Hydrocarbures.

ARTICLE 22

DROITS DU CONTRACTEUR ATTACHES AUX AUTORISATIONS EXCLUSIVES D'EXPLOITATION

22.1

Sauf dispositions particulières, les Articles 9, 12, 13 et 14 du Contrat sont applicables, "mutatis mutandis", aux Opérations Pétrolières réalisées dans le cadre des Autorisations Exclusives d'Exploitation.

22.2

Le Contracteur peut, sous réserve du respect de la réglementation en vigueur, construire, utiliser, faire fonctionner et entretenir toutes les installations de production, de stockage et de transport des Hydrocarbures nécessaires à la production, au transport, à la livraison et au chargement des produits extraits, sous réserve des dispositions de l'Article 10.3.

22.3

S'il n'existe pas de capacité d'évacuation disponible et suffisante, le Contracteur peut, dans les conditions prévues par la réglementation, construire une canalisation permettant d'évacuer la production. A cet effet, le Contracteur remet à l'Administration, pour approbation, et avant tout commencement des travaux, des plans conformes au tracé qu'il a établi et à l'emplacement projeté de la canalisation qu'il se propose de réaliser. Toutes les canalisations croisant ou longeant des routes ou voies de passage (autres que celles affectées aux Opérations Pétrolières) sont construites de façon à ne pas gêner le passage. Les conditions de transport ainsi que le règlement de sécurité de ces ouvrages, doivent être conformes à la réglementation en vigueur en la matière.

22.4

Le Contracteur est tenu, dans la limite des capacités disponibles et à des conditions de tarif normales et non discriminatoires, de permettre l'utilisation par les Tiers des infrastructures de transport, de traitement et de stockage des Hydrocarbures réalisées dans le cadre des Opérations Pétrolières.

Les conditions tarifaires appliquées doivent être justifiées et soumises à l'approbation préalable de Services chargés des Hydrocarbures. Le tarif est établi de manière à permettre la récupération des frais d'exploitation de l'ouvrage, y compris une quote-part du prix de revient des installations au plus égale à l'amortissement fiscal en vigueur ou habituellement pratiqué au Gabon et calculé sur la valeur d'acquisition d'origine, et la réalisation d'une marge bénéficiaire raisonnable représentant la rémunération des capitaux investis pour la réalisation de cette infrastructure.

ARTICLE 23

OBLIGATION DE COMMERCIALISER LA PRODUCTION

23.1

Dès que la production d'un Gisement d'Hydrocarbures devient régulière, le Contracteur est tenu de tout mettre en oeuvre pour obtenir la meilleure valorisation des produits extraits, de sorte que les conditions de commercialisation des quantités lui revenant n'affecte pas défavorablement le cours des Hydrocarbures gabonais sur le marché international.

23.2

Le Contracteur est tenu de faire de son mieux pour que les prix obtenus à l'exportation des Hydrocarbures gabonais soient conformes à ceux pratiqués sur le marché international au moment de la vente, à qualité, quantités, fret et conditions de paiement équivalents.

ARTICLE 24

RECUPERATION DES COÛTS PETROLIERS

24.1

Le Contracteur a droit à la récupération des Coûts Pétroliers qu'il a supportés à l'intérieur de la Zone Délimitée, par prélèvement d'une partie de la production d'Hydrocarbures provenant exclusivement de cette zone. La récupération des Coûts Pétroliers ne peut, en aucun cas, s'opérer par prélèvement sur la production d'Hydrocarbures provenant de gisements situés hors de cette Zone Délimitée.

Pour l'application de l'alinéa qui précède, le Contracteur doit tenir, conformément à l'Article 26.9 et à l'Accord Comptable, un compte des Coûts Pétroliers.

24.2

Le Contracteur dispose du droit à récupération des Coûts Pétroliers dès le début et au fur et à mesure de la production.

Ce droit donne au Contracteur la faculté d'opérer des prélèvements d'une partie de la Production Nette. Ces prélèvements s'effectuent à concurrence du montant des Coûts Pétroliers sans, toutefois, qu'ils puissent excéder, pour une Année Civile donnée, soixante-dix (70%) pour cent de la Production Nette obtenue au cours de ladite année.

Les Hydrocarbures prélevés par le Contracteur, en application du présent Article, sont valorisés, aux fins de comptabilisation au compte des Coûts Pétroliers visé à l'Article 26.9, au Prix Fixé défini à l'Article 27.

24.3

L'Etat dispose d'un droit de préférence sur les quantités d'Hydrocarbures revenant au Contracteur au titre de la récupération des Coûts Pétroliers, lorsque ces quantités sont offertes à des Tiers.

Pour l'application des dispositions qui précèdent, ne sont pas considérées comme ventes à des Tiers les quantités d'Hydrocarbures cédées dans le cadre d'échanges nécessités par des contraintes techniques inhérentes aux installations, ou destinées à réaliser des économies de temps ou de transport, mais à condition que les quantités reçues en échange soient destinées effectivement à la satisfaction des besoins du Contracteur ou de ses Sociétés Affiliées.

En contrepartie des quantités d'Hydrocarbures achetées en application des dispositions ci-dessus, l'Etat verse au Contracteur une somme égale au produit desdites quantités par le prix fixé d'un commun accord par les Parties. Ce prix est déterminé par référence à ceux pratiqués sur le marché international au moment de la vente, à qualité, quantité, fret et conditions de paiement équivalentes.

Les montants versés par l'Etat au Contracteur dans le cadre du droit de préférence sont inscrits au crédit du compte des Coûts Pétroliers, ceux-ci étant, alors, considérés récupérés en espèces.

24.4

Quand l'Etat exerce le droit de préférence prévu à l'Article 24.3, le Contracteur adresse à l'Administration, au plus tard quinze jours après la date de chargement de la quantité d'Hydrocarbures ainsi cédée à l'Etat, la facture correspondante, libellée en dollars des Etats-Unis d'Amérique.

Dans les quatre-vingt-dix jours suivant la réception de cette facture, l'Etat procède à son règlement en devises convertibles, conformément à la réglementation en vigueur. Le montant dû est versé au compte du Contracteur ouvert auprès d'une banque établie au Gabon. Si l'Etat n'effectue pas le paiement dans le délai ci-dessus, le montant dû porte intérêt calculé à un taux annuel au plus égal au taux d'escompte de la Banque des Etats d'Afrique Centrale. Si le règlement d'une facture n'est pas effectué dans le délai susvisé, le droit de préférence sera suspendu tant que le paiement de la dernière facture n'est pas honoré.

24.5

Quel que soit le mode de récupération des Coûts Pétroliers adopté, par prélèvement d'Hydrocarbures, en application de l'Article 24.2, par paiements en espèces, en application de l'Article 24.3, ou par une combinaison de ces deux modes, la récupération totale, au cours d'une Année Civile, exprimée en quantité d'Hydrocarbures, ne peut, en aucun cas, excéder le pourcentage fixé à l'Article 24.2 de la Production Nette de ladite Année Civile.

24.6

Si au cours d'une Année Civile, la Production Nette de la Zone Délimitée ne permet pas au Contracteur la récupération des Coûts Pétroliers en application des Articles 24.1 à 24.5, le montant des Coûts Pétroliers non récupérés au cours de cette Année Civile est reporté sur les Années Civiles suivantes jusqu'à récupération totale des Coûts Pétroliers ou la fin du Contrat.

24.7

En cas de découverte à l'intérieur de la Zone Délimitée de Gisements produisant des Hydrocarbures de qualités différentes, la récupération des Coûts Pétroliers est effectuée par prélèvement en nature ou versements en espèces, conformément au présent Article, en tenant compte de chacune des qualités, proportionnellement à la Production Totale Disponible.

ARTICLE 25

PARTAGE DE LA PRODUCTION

25.1

Après prélèvement par le Contracteur d'une part de la Production Nette au titre de la récupération des Coûts Pétroliers, en application des dispositions de l'Article 24, la Production Restante d'Hydrocarbures est partagée entre l'Etat et le Contracteur suivant les modalités ci-après:

a) Lorsque la moyenne journalière de la Production Totale Disponible de la Zone Délimitée, pour un mois civil donné, est égale ou inférieure à dix mille (10'000) Barils, la Production Restante est partagée entre:

- l'Etat: cinquante (50%) pour cent
- le Contracteur: cinquante (50%) pour cent

b) Lorsque la moyenne journalière de la Production Totale Disponible de la Zone Délimitée, pour un mois civil donné, est supérieure à dix mille Barils, et inférieure ou égale à vingt-cinq mille (25'000) Barils, la tranche supplémentaire de la Production Restante est partagée entre:

- l'Etat: cinquante-cinq (55%) pour cent
- le Contracteur: quarante-cinq (45%) pour cent;

c) Lorsque la moyenne journalière de la Production Totale Disponible de la Zone Délimitée, pour un mois civil donné, est supérieure à vingt-cinq mille Barils, la tranche supplémentaire de la Production Restante est partagée entre:

- l'Etat: soixante (60%) pour cent
- le Contracteur: quarante (40%) pour cent.

En cas de découverte, à l'intérieur de la Zone Délimitée, d'Hydrocarbures de qualités différentes, le partage entre l'Etat et le Contracteur de la Production Restante d'Hydrocarbures se fait séparément sur chacune des qualités, proportionnellement à la Production Totale Disponible.

Le Contracteur a droit à sa part d'hydrocarbures dès le début et au fur et à mesure de la production.

25.2

L'Etat prélève en nature sa part de production définie à l'Article 25.1.

Toutefois, le Contracteur est tenu, lorsque l'Etat en fait la demande, d'assurer la vente de tout ou partie des quantités d'Hydrocarbures lui revenant au titre de l'Article susvisé et de lui en verser le prix. Dans ce cas, le Contracteur fait de son mieux pour obtenir, sur le marché, un prix de vente au moins égal au Prix Fixé défini à l'Article 27. A l'occasion de cette opération, le Contracteur bénéficie d'une commission de vente dont le montant est fixé d'un commun accord par référence aux pratiques commerciales habituelles en la matière.

Au cas où le Contracteur ne réussit pas à obtenir un prix de vente au moins égal au Prix Fixé, il en informe l'Etat en indiquant le meilleur prix qui lui est proposé. L'Etat lui fait alors savoir s'il accepte le prix de vente que celui-ci peut obtenir ou s'il préfère recevoir en nature les quantités concernées.

25.3

L'Etat peut demander le règlement du produit des ventes de sa production assurées par le Contracteur dans la monnaie étrangère de son choix. Le choix de la devise de règlement doit être notifié au Contracteur au moment de la demande de vente visée à l'Article 25.2, 2ème alinéa. A défaut de notification, le règlement s'effectue dans la monnaie dans laquelle est exprimé le Prix Fixé défini à l'Article 27.

25.4

L'Etat dispose d'un droit de préférence sur les quantités d'Hydrocarbures revenant au Contracteur au titre de sa part de production définie à l'Article 25.1, dans les mêmes conditions et suivant les mêmes modalités que celles prévues aux Articles 24.3 et 24.4.

ARTICLE 26

REGIME FISCAL

26.1

A raison des Opérations Pétrolières effectuées dans la Zone Délimitée, le Contracteur est assujéti aux impôts, droits, taxes et redevances suivants:

- a) les bonus prévus à l'Article 28; ils sont payables en espèces;
- b) la redevance minière proportionnelle, en phase de production d'Hydrocarbures, dont les taux applicables sont fixés comme suit:
 - trois pour cent (3%) lorsque le rythme de Production Total Disponible, pendant un mois civil, est égal ou inférieur à cinq mille (5'000) barils par jour;
 - six pour cent (6%) lorsque, pendant un mois civil, le rythme de Production Total Disponible est supérieur à cinq mille (5'000) et égal ou inférieur à sept mille cinq cent (7'500) barils par jour;
 - neuf pour cent (9%) lorsque le rythme de Production Total Disponible, pendant un mois civil, est supérieur à sept mille cinq cent (7'500) et égal ou inférieur à dix mille (10'000) barils par jour;
 - douze pour cent (12%) lorsque le rythme de Production Total Disponible, pendant un mois civil, est supérieur à dix mille (10'000) et égal ou inférieur à quinze mille (15'000) barils par jour;
 - quinze pour cent (15%) lorsque le rythme de Production Total Disponible, pendant un mois civil, est supérieur à quinze mille (15'000) et égal ou inférieur à vingt-cinq mille (25'000) barils par jour;
 - dix-sept virgule cinq pour cent (17.5%) lorsque le rythme de Production Total Disponible, pendant un mois civil, est supérieur à vingt-cinq mille (25'000) barils par jour.

La Production Totale Disponible passible de la redevance minière proportionnelle est diminuée des quantités:

1/- perdues ou brûlées lors d'essais de production sur la Zone d'Exploitation ou dans les installations de production, de collecte ou de stockage de ladite zone, sous réserve que le Contracteur ait respecté la réglementation en vigueur et les directives et recommandations de l'Administration;

2/- réinjectées dans les Gisements de la Zone d'Exploitation;

3/- utilisées à la confection de fluides de forage pour les besoins de la Zone Délimitée;

4/- utilisées à des travaux exécutés, après forage, sur des puits du Gisement de la Zone d'Exploitation;

5/- consommées dans les moteurs ou turbines fournissant l'énergie utilisée:

i) à actionner les unités de pompage nécessaires sur les puits du Gisement de la Zone d'Exploitation,

ii) à collecter les Hydrocarbures sur la Zone d'Exploitation,

iii) à faire fonctionner les installations de forage établies sur la Zone Délimitée pour les besoins de celle-ci.

Les quantités prélevées ou utilisées en aval du point où est décomptée la Production Totale Disponible passible de la redevance minière proportionnelle, pour les besoins énumérés ci-dessus, ne sont admises en déduction de l'assiette de la redevance minière proportionnelle que sur autorisation exceptionnelle de l'Administration, délivrée sur demande justifiée du Contracteur.

La redevance minière proportionnelle est payée soit en nature, soit en espèces, au choix de l'Etat. Si celui-ci ne fait pas connaître son choix, il est réputé avoir opté pour le paiement en espèces.

Lorsque la redevance minière proportionnelle est payée en espèces, elle est calculée sur la valeur F.O.B des Hydrocarbures. Pour la détermination de cette valeur F.O.B, le prix retenu est le Prix Fixé défini à l'Article 27.

Le règlement en espèces de la redevance minière proportionnelle est effectué à la caisse du Receveur chargé du recouvrement, au plus tard le vingt-huit de chaque mois, sur la base de la production mensuelle moyenne du trimestre civil précédent. La régularisation intervient au plus tard le 28 janvier de chaque année, pour l'Année Civile précédente, sur la base de la Production Totale Disponible de ladite année et du Prix Fixé y afférent.

Au début de la production, et durant la période où la production mensuelle moyenne visée ci-dessus ne peut être déterminée, le montant de la redevance est calculé sur la base de la production effective de chaque mois considéré, et est payée dans les mêmes délais que ci-dessus.

Si l'Etat désire recevoir en nature tout ou partie de la redevance minière proportionnelle, il en avise le Contracteur par écrit au moins cent quatre-vingts jours à l'avance, en précisant la quantité qu'il désire ainsi recevoir durant la période considérée.

La redevance minière proportionnelle n'est pas incluse dans les Coûts Pétroliers.

- c) la redevance superficière annuelle prévue par la réglementation en vigueur. Cette redevance, incluse dans les Coûts Pétroliers, est payée en espèces, d'avance et par Année Civile entière, sur la base de la superficie au 1er janvier de chaque année et, pour la première année, sur celle existant à la Date Effective;

- d) les droits et taxes perçus à l'importation par l'Administration des Douanes tels qu'ils sont définis à l'Article 34;

- e) l'Impôt sur les Bénéfices et Revenus (Impôt sur les Sociétés) dû par chaque entreprise constituant le Contracteur, calculé par application du taux d'imposition d'application générale et conformément aux dispositions de l'Article 26.1. Le règlement de l'impôt sur les sociétés est effectué par paiement du montant dudit impôt, à l'Administration fiscale compétente, par l'Etat, pour le compte de l'entreprise susvisée. Conformément à l'Article 26.3, cette quantité est incluse dans la part revenant à l'Etat au titre des dispositions de l'Article 25.1.

L'Impôt sur les Sociétés ainsi dû au titre d'une Année Civile donnée et payé à l'Etat en nature, est déterminé sur la base, notamment, du revenu brut constitué par le chiffre d'affaires provenant de la quantité d'Hydrocarbures dont le Contracteur dispose en application des Articles 24 et 25, ou de leur équivalent en espèces, ainsi que des quantités remises à l'Etat en paiement de l'Impôt sur les Sociétés et, d'autre part, des charges déductibles, y compris les bonus visés à l'Article 28, les coûts de matériel définis dans l'Article 21.7, les intérêts et le Fonds de Soutien des Hydrocarbures, prévues et définies par la réglementation

fiscale en vigueur et les dispositions de l'Article 26.10. Le bénéfice imposable y afférent est celui qui ressort de la Déclaration Annuelle Statistique et Fiscale visée aux Articles 26.4 et 26.5.

26.2

Du point de vue fiscal et douanier, chacune des entreprises constituant le Contracteur est traitée comme une entreprise distincte. Cependant, en cas de défaillance de l'une d'elles dans l'accomplissement de ses obligations fiscales résultant du Contrat, les autres lui seront substituées.

26.3

La quantité d'Hydrocarbures que l'Etat reçoit au cours de chaque Année Civile en application de l'Article 25.1, comprend:

- a) la part représentative des droits miniers autres que la redevance superficielle et de la redevance minière proportionnelle, visées aux paragraphes b et c de l'Article 26.1 ci-dessus;

- b) et, conformément aux dispositions de l'Article 26.1, e) ci-dessus, la part représentant l'Impôt sur les Sociétés dû par les entreprises constituant le Contracteur au titre des Opérations Pétrolières réalisées dans la Zone Délimitée, et calculé au taux prévu par la réglementation en vigueur.

26.4

Chaque entité constituant le Contracteur tiendra, par Année Civile, une comptabilité distincte des Opérations Pétrolières, qui permette d'établir, en particulier, un solde caractéristique de gestion et un bilan détaillés faisant ressortir tant les résultats desdites opérations que les éléments d'actif et de passif qui y sont affectés ou s'y rattachent. Cette comptabilité doit être conforme à celle prévue par la réglementation en vigueur au Gabon, notamment au Plan Comptable Général des Entreprises. Elle doit, en particulier, permettre l'établissement de Déclaration Annuelle Statistique et Fiscale ainsi que des annexes qui doivent y être jointes.

26.5

Chacune des entreprises constituant le Contracteur est tenue de remettre au responsable des Services chargé des Hydrocarbures, au plus tard le 30 avril de chaque année, un exemplaire de la déclaration relative à l'Impôt sur les Sociétés afférent à l'Année Civile précédente, telle qu'elle est exigée par la réglementation fiscale en vigueur.

Le Solde Caractéristique de Gestion, ainsi que le Bilan, devront faire ressortir plus particulièrement le montant des amortissements des dépenses d'immobilisations pratiqués au cours de l'exercice. Ces amortissements sont calculés, à concurrence de ces dépenses non encore amorties, et comptabilisés

pour un montant égal à la différence, si elle est positive, entre le montant maximale de la récupération des Coûts Pétrolières prévue à l'Article 24.2, et le total des charges portées au débit du Solde Caractéristique de Gestion.

26.6

L'Administration fiscale, après examen des documents visés ci-dessus, délivre à chacune des entreprises constituant le Contracteur, dans les soixante jours suivant la date de leur production, les attestations fiscales et tous autres documents certifiant qu'elle a rempli ses obligations fiscales résultant de la réglementation en vigueur, sous réserve des droits de vérification et de répétition de l'Administration prévus par la réglementation en vigueur.

Au regard de la réglementation fiscale, la valeur des Hydrocarbures dont le Contracteur a la disposition au cours d'une Année Civile, en application des Articles 24 et 25.1, est considérée comme représentant la récupération des Coûts Pétroliers et le bénéfice net après Impôt sur les Sociétés.

26.7

En dehors des bonus prévus aux Articles 28.1 et 28.2, des impôts, droits et redevances prévus à l'Article 26.1, des droits et taxes perçus par l'Administration des Douanes, prévus à l'Article 34, de la contribution au Fonds de Soutien des Hydrocarbures prévue à l'Article 21.7, de la contribution prévue à l'Article 39, le Contracteur est exonéré, à raison des Opérations Pétrolières, de tous autres impôts, redevances, droits, taxes, bonus et contributions, à l'exception de la contribution foncière sur les propriétés bâties, exigible dans les conditions de droit commun sur les immeubles à usage d'habitation.

Ses fournisseurs, sous-traitants, prestataires de services et Sociétés Affiliées sont exonérés de l'impôt sur le Chiffre d'Affaires intérieur et de la taxe sur les transactions exigibles à l'occasion des ventes faites, des travaux exécutés et des services rendus dans le cadre du Contrat.

Le bénéfice réalisé par les entreprises constituant le Contracteur dans le cadre des Opérations Pétrolières est exonéré de tout impôt et retenue à la source exigible à l'occasion de sa distribution aux actionnaires ou associés, ou de leur affectation.

Lorsque, par erreur, une des entreprises constituant le Contracteur a été soumise à des impôts, droits, taxes, retenues ou redevances dont elle est exonérée en application des dispositions du présent Article, elle en impute le montant au compte des Coûts Pétroliers si elle n'en est pas dégrevée un an après avoir introduit une réclamation à cet effet auprès de l'Administration compétente. Cette imputation est soumise, à l'effet d'en constater le bien-fondé, à l'agrément écrit préalable du Ministre chargé des Hydrocarbures.

Les exonérations ci-dessus ne s'appliquent pas aux droits et taxes exigibles en contrepartie de services rendus par les Administrations, collectivités et établissements publics gabonais utilisés par le Contracteur. Toutefois, les tarifs appliqués à l'égard de celui-ci, de ses entrepreneurs, transporteurs et clients, et de ses agents, doivent correspondre à l'importance des services rendus et ne seront pas discriminatoires.

Plus particulièrement, le Contracteur restera assujéti aux taxes et impôts locaux, communaux et portuaires en vigueur; mais leur taux ne devra pas être discriminatoire à l'égard du Contracteur par rapport à celui appliqué aux entreprises exerçant une activité similaire.

26.8

Les cessions de toute nature entre les sociétés signataires du Contrat et leurs Sociétés Affiliées sont exonérées de tous droits ou taxes exigibles à ce titre par l'Administration de l'Enregistrement.

26.9

Concurremment à l'obligation de tenir une comptabilité conforme à celle prévue par la réglementation en vigueur et les dispositions du Contrat, le Contracteur tient un Compte des Coûts Pétroliers destiné à enregistrer, d'une part, toutes les dépenses récupérables, au sens des dispositions du Contrat et de l'Accord Comptable, effectuées pour les besoins des Opérations Pétrolières, au fur et à mesure de leur paiement effectif, et, d'autre part, les montants récupérés des Coûts Pétroliers, au fur et à mesure de cette récupération, ainsi que, au fur et à mesure de leur encaissement, les recettes et produits de toute nature qui viennent en déduction ou en atténuation des Coûts Pétroliers.

Le Compte des Coûts Pétroliers sera subdivisé en sous-comptes permettant, notamment, de faire ressortir:

- a) les dépenses d'exploration: les paiements de toute nature liés aux opérations de géologie, géophysique, forage, équipement de puits et essais de production (ainsi que toutes opérations connexes) destinées à découvrir des Hydrocarbures;

- b) les dépenses d'appréciation: les paiements de toute nature liés aux opérations de géologie, géophysique, forage, équipement de puits et essais de production, destinées à déterminer si le Gisement découvert est commercialement exploitable et à en déterminer les limites;

- c) les dépenses de développement: les paiements de toute nature tels que: forage, équipement de puits et essais de production, pose de plates-formes et de canalisations et toutes autres opérations effectuées en vue de la production, du transport, du traitement et du stockage des Hydrocarbures au terminal de chargement;

- d) les dépenses d'exploitation: les paiements de toute nature liés à l'étude, la conduite et l'exécution des travaux se rapportant directement ou indirectement à l'exploitation et à l'entretien des installations de production, de traitement, de stockage et de transport des Hydrocarbures.

Pour être considérées comme des Coûts Pétroliers, les dépenses susvisées doivent être strictement nécessitées par les besoins des Opérations Pétrolières et répondre aux critères énoncés dans l'Accord Comptable;

Les dépenses payées se rattachant à des charges non déductibles, celles dont la récupération est exclue par une disposition expresse du Contrat ou de l'Accord Comptable, celles qui présentent un caractère somptuaire ou exagéré, les libéralités non autorisées par la réglementation et, d'une manière générale, toutes les dépenses qui ne sont pas nécessitées par le souci d'une bonne gestion des Opérations Pétrolières, ne sont pas récupérables; elles ne doivent pas, en conséquence, être portées au débit du Compte de Coûts Pétroliers.

A tout moment, le solde du Compte des Coûts Pétroliers indique le montant non encore récupéré par le Contracteur.

Les modalités pratiques d'application des dispositions du présent Article 26 sont définies dans l'Accord Comptable, Annexe n° II du Contrat.

26.10

1 - Sont notamment portées au débit du compte des Coûts Pétroliers, les dépenses relatives :

a) à la construction, la fabrication, la création, la réalisation, l'achat, la location, l'entretien et la réparation des actifs corporels, y compris les matières consommables ;

b) à l'exploration et à la recherche ;

c) aux impôts, droits et taxes établis et payés au Gabon ;

d) au personnel et à l'environnement du personnel ;

e) aux prestations des services fournis par les Tiers, les Sociétés Affiliées et les entreprises constituant le Contracteur, y compris l'assistance technique ;

f) aux assurances souscrites et aux règlements de sinistres;

g) aux frais juridiques;

h) aux intérêts, agios et charges financières versés aux créanciers, pour leur montant réel et dans la mesure où les emprunts et dettes auxquels ils se rapportent sont nécessités par les Opérations Pétrolières et correspondent à un besoin réel de financement de celles-ci.

Cependant, les dépenses de cette nature ne sont pas imputables aux Coûts Pétroliers donnant droit à récupération en application du présent Article et des Articles 24 et 26.9, dans les cas suivants:

- d'une manière générale, lorsque les emprunts et dettes auxquels ils se rapportent ne sont pas nécessités par les besoins de financement des Opérations Pétrolières;

- lorsqu'ils se rapportent aux emprunts et dettes du Contracteur éventuellement contractés pour le financement des opérations de recherche et d'exploration;

- lorsqu'ils se rapportent, et à due concurrence, à la part des emprunts et dettes dépassant soixante-dix pour cent du montant des dépenses de développement et de production ;

Les intérêts versés aux actionnaires, aux Sociétés Affiliées et aux entreprises constituant le Contracteur au titre des sommes prêtées ou avancées par eux, sont admis dans les mêmes limites et sous les mêmes conditions que ci-dessus, mais, en outre, dans la limite maximum de ceux calculés au taux annuel d'escompte de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale, majoré de deux points.

i) aux pertes de change réalisées liées aux emprunts et dettes du Contracteur, dans les mêmes conditions et restrictions et suivant les mêmes modalités que celles prévues au paragraphe h) ci-dessus.

En outre, le Contracteur ne saurait être garanti contre les risques de change ou manques à gagner liés à l'origine des capitaux propres investis et à son autofinancement, et les pertes éventuellement subies de ce fait ne peuvent, en aucun cas être considérées comme des Coûts Pétroliers ; elles ne peuvent, par conséquent, être inscrits au compte des Coûts Pétroliers, ni donner droit à récupération. Il en est de même des primes et frais d'assurances que le Contracteur viendrait à souscrire pour couvrir de tels risques.

Les pertes de change réalisées et directement liées aux créances se rapportant aux Opérations Pétrolières et traitées directement en monnaie étrangère, sont également imputables aux Coûts Pétroliers;

j) aux frais exposés à l'occasion des contrôles et vérifications opérés par l'Administration;

k) aux frais généraux, dans les conditions fixées par l'Annexe comptable.

2- Ne sont pas imputables aux Coûts Pétroliers les paiements effectués en règlement de frais, charges ou dépenses non directement imputables aux Opérations Pétrolières, ceux dont la déduction ou l'imputation est exclue par les dispositions du Contrat ou de l'Annexe Comptable, ou ceux qui ne sont pas nécessités par les besoins desdites Opérations Pétrolières. Il s'agit, notamment, des paiements effectués au titre:

a) des frais d'augmentation de capital;

b) des frais de commercialisation;

c) des frais relatifs à la période antérieure à la Date Effective;

d) des frais d'audit extérieur payés par le Contracteur dans le cadre des relations particulières entre les entreprises constituant le Contracteur;

e) des bonus et Fonds de Soutien des Hydrocarbures visés respectivement aux Articles 21.7 et 28;

f) des frais supportés à l'occasion des réunions, études et travaux réalisés dans le cadre de l'association liant les entreprises constituant le Contracteur;

g) des intérêts agios et charges financières qui ne répondent pas aux conditions prévues au paragraphe 1, h) ci-dessus et à l'Article 1.4;

h) des pertes de change éventuellement subies et qui ne répondent pas aux conditions prévues au paragraphe 1, i) ci-dessus;

i) des pertes de change qui constituent des manques à gagner résultant des risques liés à l'origine des capitaux propres et à l'autofinancement tels que prévus au paragraphe 1, i), 2e alinéa ci-dessus.

3 - Doivent venir en déduction des Coûts Pétroliers, notamment:

a) le produit des quantités d'Hydrocarbures revenant au Contracteur en application des dispositions de l'Article 24, par le Prix Fixé s'y rapportant tel qu'il est défini à l'Article 27;

b) le montant des sommes éventuellement perçues au titre de la récupération des Coûts Pétroliers en application des dispositions de l'Article 24.3;

c) tous autres recettes, revenus, produits et profits connexes, annexes ou accessoires directement ou indirectement liés aux Opération Pétrolières et tels qu'ils sont énumérés dans l'Annexe Comptables.

26.11

L'Accord Comptable, qui fait partie intégrante du Contrat, fixe, nonobstant le silence de celui-ci, la définition, et la nature des dépenses constituant des Coûts Pétroliers, celles qui ne donnent pas lieu à récupération, les limitations du montant des dépenses pouvant donner lieu à inscription au compte des Coûts Pétroliers. Il fixe les obligations du Contracteur en matière de procédures et de présentation de la comptabilité des Coûts Pétroliers et des rapports, comptes-rendus, états et informations à fournir à l'Administration.

ARTICLE 27

VALORISATION DES HYDROCARBURES

27.1

Les quantités d'Hydrocarbures,

- prélevées au titre de la récupération des Coûts Pétroliers, conformément aux dispositions de l'Article 24,
- représentant la redevance minière proportionnelle visée à l'Article 26.1,b,
- Constituant le revenu brut du Contracteur visé à l'Article 26.1, e, 2ème alinéa,
- représentant la part de production revenant à l'Etat et commercialisées, à la demande de celui-ci, par le Contracteur, en application des dispositions de l'Article 25.2;
- livrées dans le cadre de la contribution à la satisfaction des besoins du marché intérieur, en application des dispositions de l'Article 35,
- reçues en paiement de l'Etat, en application des dispositions de l'Article 19.4,

sont valorisées en appliquant le prix défini par l'Administration pour les Hydrocarbures gabonais, appelé "le Prix Fixé".

27.2

Le Prix Fixé est déterminé par l'Administration par référence aux prix officiels des Hydrocarbures définis par l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (O.P.E.P.), en tenant compte des prix du marché international pour les Hydrocarbures de qualité analogue.

Il est calculé valeur F.O.B., chaque semestre civil pour le semestre civil précédent, sur la base des éléments et données qui s'y rapportent; il est notifié au Contracteur pour application et régularisations éventuelles.

Si aucun Prix Fixé relatif à un semestre civil n'a été notifié au Contracteur, il sera fait application, à titre provisoire, du Prix Fixé résultant de la plus récente notification.

27.3

Si, pour une période donnée, le Prix Fixé appliqué est supérieur au prix du marché pour des ventes à des Tiers d'Hydrocarbures provenant de la Zone d'Exploitation, la différence est récupérée par le Contracteur, par inscription au débit du compte des Coûts Pétroliers. Si, à l'inverse, le Prix Fixé est inférieur au prix dudit marché, la différence est portée au crédit du compte des Coûts Pétroliers.

27.4

Le prix du marché visé à l'alinéa précédent est déterminé selon des modalités à définir par les Parties; celles-ci se réuniront, à la demande de l'une d'entre elles, périodiquement à cette fin, en fonction de l'évolution du marché international des Hydrocarbures.

ARTICLE 28

BONUS

28.1

Le Contracteur verse à l'Etat la somme de cinq cent mille (500'000) dollars des Etats-Unis d'Amérique le jour de la Date Effective.

28.2

En outre, le Contracteur versera à l'Etat la contre-valeur en francs CFA de:

- a) cinq cent mille (500'000) de dollars des Etats-Unis d'Amérique dès le début de la production d'Hydrocarbures dans la Zone Délimitée;

- b) deux cent mille (200'000) de dollars des Etats-Unis d'Amérique lorsque le rythme de la production d'Hydrocarbures, dans la Zone Délimitée, atteint, pour la première fois, le niveau de vingt mille Barils par jour au cours d'une période de trente jours consécutifs;

- c) deux cent mille (200'000) de dollars des Etats-Unis d'Amérique lorsque le rythme de la production d'Hydrocarbures, dans la Zone Délimitée, atteint, pour la première fois, le niveau de trente mille Barils par jour au cours d'une période de trente jours consécutifs.

Les montants visés au présent Article sont versés dans les trente jours suivant, pour le premier, la date du début de la production et, pour les deux autres, la fin de la période de référence correspondante.

28.3

Les versements visés aux Articles 28.1 et 28.2 ci-dessus ne peuvent, en aucun cas, être considérés comme des Coûts Pétroliers.

ARTICLE 29

MESURAGE ET COMPTAGE DES HYDROCARBURES

29.1

Le Contracteur doit mesurer et compter les Hydrocarbures produits, après extraction de l'eau et des substances étrangères.

Le point auquel s'opèrent le comptage et le mesurage des quantités d'Hydrocarbures et le point où sont établis les instruments, appareils et installations qui y sont affectés, doivent obligatoirement être approuvés par l'Administration.

Les agents compétents de l'Administration vérifient ces mesurages et comptages et contrôlent les installations, instruments et appareils utilisés au moins une fois par trimestre. Si le Contracteur désire modifier ou changer ces installations, instruments et appareils, il devra en informer l'Administration au moins quinze jours ouvrables à l'avance, de manière à permettre au représentant de celle-ci d'être présent lors de cette modification ou de ce changement.

Les modifications et changements affectant les points, instruments et appareils visés au 2ème alinéa ci-dessus, doivent être préalablement approuvés par l'Administration.

29.2

Les quantités d'Hydrocarbures ayant servi aux Opérations Pétrolières ou perdues, doivent, pour être admises en diminution, faire l'objet d'un état mensuel explicatif détaillé transmis à l'Administration.

29.3

S'il est constaté que les installations, instruments et appareils utilisés par le Contracteur conduisent à des erreurs par défaut ou par excès, celles-ci sont considérées comme commises depuis la date à laquelle les derniers contrôles ont été ou auraient dus être effectués par l'Administration, et les rectifications nécessaires sont alors opérées sur cette base.

ARTICLE 30

GAZ NATUREL

30.1

En cas de découverte de Gaz Naturel, le Contracteur, après avoir procédé aux études appropriées et après concertation avec l'Administration, détermine si une exploitation commerciale peut être entreprise.

Si la découverte est déclarée commercialement exploitable, toutes les dispositions du Contrat seront applicables "mutatis mutandis", notamment celles relatives au Prix Fixé défini à l'Article 27, à la récupération des Coûts Pétroliers définie à l'Article 24, au partage de la Production Restante défini à l'Article 25, aux bonus définis à l'Article 28 et aux redevances et impôts énumérés et définis aux Articles 26.1. et 26.7

Toutefois, pour tenir compte des conditions particulières d'exploitation du Gaz Naturel et pour encourager sa mise en valeur, des avantages particuliers peuvent être consentis au Contracteur lorsqu'ils sont justifiés.

Toutes les fois qu'il sera nécessaire d'établir une équivalence entre le Gaz Naturel et le Pétrole Brut, particulièrement pour l'application des modalités de prélèvements des quantités d'Hydrocarbures au titre de la récupération des Coûts Pétroliers définies à l'Article 24, du partage de la Production Restante définie à l'Article 25, ainsi que pour la détermination du montant des bonus définis à l'Article 28.2, il est admis que cent soixante-cinq mètres cubes de Gaz Naturel sont égaux à un Baril de Pétrole Brut. Cette équivalence devra être précisée d'un commun accord.

30.2

Si le Contracteur estime que la découverte de Gaz Naturel n'est pas commercialement exploitable, il perd tout droit sur cette découverte. L'Etat est, alors, en droit d'exploiter le Gisement découvert pour son compte sans avoir à payer une quelconque indemnité au Contracteur.

30.3

Les quantités de Gaz Naturel associé non commercialisées, à l'exclusion de celles utilisées pour les Opérations Pétrolières, doivent servir à améliorer le taux de récupération du Pétrole Brut par réinjection, dans le cadre de la mise en oeuvre de méthodes de récupération assistée, en application des dispositions de l'Article 21.4. Le brûlage aux torchères devra être limité au strict minimum; le Contracteur est tenu de respecter la réglementation en vigueur et les recommandations de l'Administration en la matière.

En outre, si l'Etat veut disposer du Gaz Naturel associé produit dans la Zone d'Exploitation et non commercialisé ou utilisé par le Contracteur dans les conditions définies ci-dessus, les Parties arrêteront, d'un commun accord, toutes les mesures techniques supplémentaires qui pourraient être nécessaires pour permettre la livraison et l'utilisation de ce Gaz Naturel.

Toutes les dépenses et tous les frais, y compris les frais généraux, relatifs au travail effectué par le Contracteur, ses contracteurs ou sous-traitants, concernant l'enlèvement du Gaz Naturel par l'Etat, ne seront pas considérés comme faisant partie du coût des Opérations Pétrolières, mais seront imputés à l'Etat qui devra en régler le montant au Contracteur conformément aux termes acceptés d'un commun accord par les Parties.

ARTICLE 31

CONTROLE DES CHANGES

31.1

Le Contrat est régi par la réglementation relative au contrôle des changes en vigueur.

31.2

Aucune restriction ne sera apportée à l'importation, par le Contracteur, des fonds destinés à la réalisation des Opérations Pétrolières.

31.3

Le Contracteur aura le droit de convertir librement ses avoirs au Gabon, en devises convertibles et d'exporter, sans faire l'objet de discrimination, les fonds détenus par lui excédant ses besoins locaux.

31.4

En outre, le Contracteur ne sera pas tenu d'importer les fonds destinés à faire face à des paiements échus à effectuer à l'étranger et nécessités par des Opérations Pétrolières.

ARTICLE 32

EXEMPTION DE L'OBLIGATION RELATIVE AUX BONS D'EQUIPEMENT ET AUX CERTIFICATS D'INVESTISSEMENTS

Eu égard à l'importance des investissements devant être réalisés par le Contracteur, celui-ci est exempté, pendant la durée du Contrat, des obligations relatives aux bons d'équipement et certificats d'investissements prévues respectivement par les ordonnances n° 3/63 du 24 janvier 1963 et n° 36/67 du 1er août 1967.

ARTICLE 33

METHODE DE COMPTABILITE ET UNITE MONETAIRE UTILISEE POUR LA TENUE DES COMPTES

33.1

Les registres et livres de comptes du Contracteur sont tenus conformément au Plan Comptable Général des Entreprises en vigueur au Gabon et, en ce qui concerne les Coûts Pétroliers, à l'Accord Comptable, même dans le cas où les dispositions de celui-ci ne figurent pas dans le Contrat. Les originaux desdits registres et livres de comptes, ainsi que de toutes les pièces justificatives, seront conservés au Gabon et représentés à l'Administration sur simple demande de celle-ci.

33.2

Les registres et livres de comptes relatifs aux Opérations Pétrolières sont tenus par le Contracteur en langue française et en dollars des Etats-Unis d'Amérique. Ils sont utilisés pour déterminer le revenu brut, les frais d'exploitation, les résultats nets et pour établir la déclaration d'impôt. Ces dispositions sont également applicables à la tenue du compte des Coûts Pétroliers visé à l'Article 26.9 et dans l'Accord Comptable.

Le Contracteur est tenu d'indiquer et de justifier la monnaie d'origine utilisée pour les Opérations Pétrolières et les taux de conversion retenus pour la tenue des registres et livres de comptes et du compte des Coûts Pétroliers.

33.3

Toutes les fois qu'il est nécessaire de convertir en francs CFA les dépenses ou les recettes exprimées dans une autre monnaie, les taux de conversion utilisés seront égaux à la moyenne arithmétique des cours journaliers de clôture à la vente de ladite monnaie retenus par la Banque des Etats de l'Afrique Centrale (B.E.A.C.) au cours du mois où les dépenses ont été payées ou les recettes encaissées. En attendant que soit connue la moyenne arithmétique du mois considéré, le Contracteur utilise, à titre provisoire, la moyenne arithmétique du mois précédent.

En cas de dévaluation ou de réévaluation officielle au cours d'un mois donné, il est fait application de deux moyennes arithmétiques, la première calculée sur la base des cours journaliers de clôture à la vente pour la période allant du premier jour du mois jusqu'au jour, non compris, de ladite dévaluation ou réévaluation, la seconde sur la base des cours journaliers de clôture à la vente pour la période allant du jour, inclus, de ladite dévaluation ou réévaluation, jusqu'au dernier jour du mois considéré.

ARTICLE 34

REGIME DOUANIER ET DOCUMENTS D'IMPORTATION ET D'EXPORTATION

34.1

Pendant la durée du Contrat, le Contracteur bénéficie des avantages douaniers ci-après:

- a) Dans les conditions prévues par le Code des Douanes, l'importation sous le régime de l'admission temporaire (normale ou spéciale, selon le cas) par le Contracteur lui-même, par des Tiers pour son compte et par ses sous-traitants, de tous matériels, matériaux, produits, machines, équipements et outillages nécessaires aux Opérations Pétrolières qui ne sont pas propriété de l'Etat en vertu des dispositions de l'Article 10.1, sous réserve du respect des dispositions de l'Article 10.3 et à condition que ces biens soient nécessaires, exclusivement destinés et effectivement affectés aux Opérations Pétrolières et qu'ils soient appelés à être réexportés à la fin de leur utilisation.

- b) Admission en franchise de tous droits et taxes d'entrée, des matériels, matériaux, produits, machines, équipements et outillages exclusivement destinés et effectivement affectés à la prospection et à l'exploration pétrolière sur la Zone Délimitée et figurant sur la liste reprise à l'Annexe II l'acte n° 13/65-UDEAC-35 du 14 décembre 1965 et des textes modificatifs subséquents.

Cette franchise s'applique aux importations effectuées directement par le Contracteur lui-même, par des Tiers pour son compte et par ses sous-traitants, sous réserve de produire un certificat d'utilisation finale.

- c) Sous les mêmes conditions que ci-dessus, admission au taux global réduit à 5 % des droits et taxes perçus à l'importation, des matériels, matériaux, produits, machines et outillages d'équipement qui, n'entrant pas dans la catégorie des biens visés aux paragraphes a et b ci-dessus, sont nécessaires, destinés et affectés à la production, au stockage, au traitement, au transport, à l'expédition et à la transformation des Hydrocarbures de la Zone d'Exploitation et à condition qu'ils figurent dans un programme de développement approuvé.

Le bénéfice du taux réduit est accordé par le Directeur Général des Douanes et Droits Indirects, à la demande du Contracteur,

- sur production d'un programme général d'importation,
- ou à la suite de démarches particulières d'admission au bénéfice du taux réduit, effectuées par le Contracteur au moins quinze jours avant l'arrivée des biens concernés.

Ces demandes doivent préciser:

- la dénomination commerciale des biens et la rubrique tarifaire sous laquelle ils sont placés,
 - les quantités et leur valeur FOB et CIF.
- d) Les effets et objets mobiliers à usage personnel et domestique importés par le personnel étranger du Contracteur affecté aux activités entrant dans le cadre de la réalisation des Opérations Pétrolières, à l'occasion de son changement de résidence, sont admis en franchise dans les conditions et limites fixées par le Code des Douanes, notamment par les articles 17 à 20 de l'Acte 13/65-UDEAC-35 du 14 décembre 1965.

34.2

Le Contracteur, les Tiers importateurs pour son compte et ses sous-traitants, s'engagent à ne procéder aux importations nécessaires à la réalisation des Opérations Pétrolières que dans la mesure où les biens concernés ne sont pas disponibles au Gabon à des conditions similaires de prix, de qualité et de délai de livraison.

34.3

Les biens autres que ceux indiqués par les dispositions ci-dessus sont soumis aux droits et taxes perçus par l'Administration des Douanes suivant le régime de droit commun.

34.4

Sous réserve du respect de leurs obligations en matière douanière, telles qu'elles découlent des Articles 34.1 à 34.3 et de la réglementation en vigueur, le Contracteur, les Tiers importateurs pour son compte et ses sous-traitants pourront réexporter, en exonération de tous droits et taxes, les biens importés dans le cadre des dispositions de l'Article 34.1, a, dès qu'ils ne sont plus nécessaires aux Opérations Pétrolières.

34.5

Toutes les importations, exportations et réexportations effectuées dans le cadre du Contrat sont soumises aux formalités requises par l'Administration des Douanes.

34.6

Le Contracteur est, vis à vis de l'Administration des douanes, conjointement et solidairement responsable, avec les Tiers importateurs pour son compte et ses sous-traitants, de tout abus relevé à l'encontre de ceux-ci dans l'usage du bénéfice des dispositions du présent Article. Les amendes, les pénalités et les paiements de toute nature dont ils seraient passibles de ce chef ne constituent pas des Coûts Pétroliers.

34.7

Toutes les opérations de dédouanement effectuées dans le cadre du Contrat sont soumises aux dispositions de l'ordonnance n° 20/87 du 24 octobre 1987.

ARTICLE 35

CONTRIBUTION A LA SATISFACTION DES BESOINS DU MARCHÉ INTERIEUR

35.1

Le Contracteur est tenu de contribuer à la satisfaction des besoins du marché intérieur en livrant à l'Etat, ou aux organismes désignés par celui-ci, une quantité d'Hydrocarbures proportionnelle à sa part de production lui revenant en application des Articles 24.2 et 25. 1, par rapport à la production totale du Gabon. La quantité à livrer sera déterminée avant la fin de chaque Année Civile, pour l'Année Civile suivante, sur la base des prévisions de production et des besoins du marché intérieur pour l'Année Civile considérée. Les ajustements nécessaires seront opérés dès que les données définitives sont connues.

35.2

Le prix de cession par le Contracteur de la quantité d'Hydrocarbures destinée à la satisfaction des besoins du marché intérieur est égal aux Prix Fixé assorti d'un abattement de vingt-cinq pour cent. Il est payable en francs CFA. L'abattement susvisé est imputé au Compte des Coûts Pétroliers.

35.3

Les Hydrocarbures cédés dans le cadre des dispositions du présent Article sont livrés par le Contracteur au lieu d'utilisation ou de consommation désigné par l'Administration, en utilisant les moyens de transport disponibles et habituels.

ARTICLE 36

EXPORTATION DES HYDROCARBURES, TRANSFERT DE PROPRIETE ET REGLES DE MISE A DISPOSITION

36.1

Sous réserve du respect de la réglementation en vigueur, le Contracteur, ses clients et leurs transporteurs auront, pendant la durée du Contrat, le droit d'exporter, par le point d'exportation approprié, la part d'Hydrocarbures à laquelle le Contracteur a droit en vertu du Contrat, diminuée des livraisons faites au titre de la contribution à la satisfaction des besoins du marché intérieur prévue à l'Article 35.

36.2

En faveur du Contracteur, le transfert de propriété de la part d'Hydrocarbures susvisée s'opère au moment où il dispose effectivement de cette part. Il est cependant tenu de contracter, dès que la production est réalisée, toutes assurances nécessaires en vue de couvrir tous dommages, pertes ou préjudices qui pourraient survenir et affecter les Hydrocarbures.

Pour les besoins de la comptabilité des Coûts Pétroliers, les prélèvements d'Hydrocarbures susvisés sont présumés s'opérer à la fin de chaque mois civil pour les quantités sorties au cours dudit mois, des installations de stockage vers les canalisations d'évacuation ou les installations de chargement pour l'exportation.

En cas d'exportation par navire pétrolier, le transfert de propriété s'opère au franchissement du point de raccordement au navire des installations de chargement.

Le transfert de propriété des quantités d'Hydrocarbures cédées par le Contracteur au titre de la contribution à la satisfaction des besoins du marché intérieur, s'opère CIF lieu d'utilisation, à l'entrée des installations de stockage des organismes attributaires de ces quantités.

36.3

L'Administration désigne une entreprise ou des experts qu'elle charge de surveiller, d'inspecter et de contrôler les enlèvements d'Hydrocarbures et la gestion du terminal de chargement et de ses installations.

Les frais entraînés par ces opérations sont remboursés à l'Administration par le Contracteur qui les inclut dans les Coûts Pétroliers.

36.4

Les Parties se concerteront périodiquement pour arrêter le programme prévisionnel de leurs enlèvements et feront de leur mieux pour effectuer des chargements conjoints, si cela s'avère nécessaire, pour éviter des situations de Sur-Enlèvement ou de Sous-Enlèvement de l'une à l'égard de l'autre.

Dès qu'une quantité d'Hydrocarbures disponible en stock au point d'exportation est suffisante pour assurer le chargement de navires pétroliers, les premiers chargements sont effectués pour le compte de l'Etat. Le Contracteur dispose ensuite des Hydrocarbures pour les chargements suivants, jusqu'à ce qu'une situation de Sous-Enlèvement soit créée au détriment de l'Etat.

Les chargements suivants seront effectués pour le compte de la Partie qui est en situation de Sous-Enlèvement.

Toutefois, si l'une des Parties ne peut enlever en temps utile sa part de production, l'autre Partie aura la faculté d'en disposer, à charge pour elle de restituer, plus tard, à la Partie qui n'a pas pu enlever sa part, une quantité équivalente d'Hydrocarbures.

Les modalités pratiques d'application des dispositions du présent Article peuvent, à tout moment, faire l'objet d'aménagements convenus entre l'Administration et le Contracteur, notamment dans le cadre d'un accord d'enlèvement et de mise à disposition.

ARTICLE 37

PROTECTION DES DROITS

37.1

Le Contracteur prendra toutes les mesures nécessaires pour atteindre les objectifs du Contrat, dédommagera et indemniserà convenablement les Tiers pour tout préjudice ou dommage que lui-même, ses employés, ses entrepreneurs sous-traitants et leurs employés pourraient causer à leur personne, à leurs biens ou à leurs droits à l'occasion des Opérations Pétrolières. Il assume la responsabilité civile de tout dommage, perte ou préjudice subis par des Tiers résultant de ses ou de leurs erreurs, fautes ou négligences, et devra supporter toutes les réparations et dommages-intérêts éventuellement dus.

37.2

L'Etat prendra toutes les mesures nécessaires et possibles pour faciliter les Opérations Pétrolières, la réalisation des objectifs du Contrat et pour protéger les biens et les droits du Contracteur, de ses employés et agents sur le territoire national et ses dépendances.

37.3

A la demande du Contracteur et sur justification de celui-ci, l'Administration peut interdire la construction de bâtiments à usage d'habitation ou professionnel à proximité des installations dangereuses en raison des Opérations Pétrolières, et prendra les dispositions nécessaires pour interdire le mouillage et le passage à proximité des canalisations immergées et mettre fin à toute entrave à l'utilisation de toute installation nécessaire aux Opérations Pétrolières à terre ou en mer.

ARTICLE 38

PERSONNEL

38.1

Le Contracteur est tenu, pour la réalisation des Opérations Pétrolières, d'employer, dans toute la mesure du possible, la main-d'oeuvre nationale dans une proportion minimale de soixante-quinze pour cent de son effectif total. Du personnel spécialisé et qualifié pourra être engagé hors du Gabon s'il n'est pas disponible dans le pays.

Le Contracteur est tenu d'informer les Services chargés des Hydrocarbures des postes disponibles et des démarches faites en vue du recrutement de Gabonais.

38.2

L'Administration compétente délivre, conformément à la réglementation, les pièces nécessaires à l'entrée au Gabon du personnel étranger, telles que visas, cartes de travail et de séjour. Le Contracteur effectue les démarches nécessaires à cet effet.

A la requête du Contracteur, l'Administration peut intervenir pour faciliter les formalités d'immigration auprès des services compétents, aux points d'entrée et de sortie des employés du Contracteur, de ses entrepreneurs, sous-traitants, agents, ainsi que de leur famille.

38.3

Les employés travaillant dans le cadre des Opérations Pétrolières étant sous l'autorité du Contracteur ou de ses entrepreneurs, sous-traitants et agents, en leur qualité d'employeurs, leur travail, nombre d'heures, salaires et toutes autres modalités relatives à leurs conditions d'emploi, sont déterminés par ces derniers, conformément aux législations du travail et sociale en vigueur.

38.4

Le Contracteur est tenu, en concertation avec l'Administration, de former et d'assurer la promotion de ses employés gabonais. Le Comité Technique Consultatif est informé des modalités et conditions d'application de la présente disposition.

ARTICLE 39

FORMATION DE GABONAIS AUTRES QUE CEUX EMPLOYES PAR LE CONTRACTEUR

39.1

Outre l'obligation prévue à l'Article 38, le Contracteur est tenu de contribuer à la formation d'autres Gabonais désignés par l'Administration, en consacrant à cette formation, pendant toute la durée du Contrat:

- a) soixante mille dollars des Etats-Unis d'Amérique par Année Civile pendant la période précédant la mise en production;

- b) cent mille dollars des Etats-Unis d'Amérique par Année Civile dès le début de la production.

Les contributions définies aux paragraphes a, b et c ci-dessus sont affectées:

- pour partie, à la formation de Gabonais dans des écoles supérieures ou des universités de renommée internationale; le programme de formation est établi par l'Administration chargée des Hydrocarbures;

- pour partie, à la formation "sur le tas" de Gabonais sur les chantiers et dans les principaux centres d'activités du Contracteur, les conditions de cette formation sont arrêtées cas par cas d'un commun accord;

- pour partie, à la formation, à l'extérieur des structures du Contracteur, sous forme de participation à des séminaires ou de détachements auprès d'autres sociétés, de Gabonais choisis par l'Administration.

Les modalités de versement des sommes prévues au présent Article sont arrêtées d'un commun accord entre l'Administration et le Contracteur, en fonction des priorités nationales.

39.2

Les contributions prévues au présent Article sont incluses dans les Coûts Pétroliers.

ARTICLE 40

RAPPORTS D'ACTIVITES EN PERIODE DE DEVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION

40.1

Sauf dispositions particulières, les dispositions de l'Article 11 du Contrat concernant les documents et les données se rapportant aux travaux d'exploration, les rapports d'activités et autres informations, sont applicables, "mutatis mutandis", aux travaux de développement, d'exploitation, de transport et de stockage.

40.2

Les rapports d'activités doivent comporter, en outre, un état de la production réalisée au cours du mois précédent, ainsi qu'un état des quantités d'Hydrocarbures vendues, au cours de ce mois, par le Contracteur, tant pour son compte que, le cas échéant, pour le compte de l'Etat, en application des dispositions de l'Article 25.2; l'état des quantités vendues indique les références du contrat de vente, le nom de l'acheteur, les quantités vendues, le prix unitaire, le montant total de la vente, les caractéristiques des Hydrocarbures vendus et le pays de destination finale.

40.3

Les rapports d'activités doivent comporter également:

- a) les renseignements concernant toutes les opérations de développement, de production et d'exploitation de l'Année Civile concernée, ainsi que les quantités totales d'Hydrocarbures produites et celles vendues;
- b) les renseignements concernant toutes les opérations de transport, ainsi que l'emplacement des principales installations construites par le Contracteur;
- c) un état mentionnant le nombre d'employés, leur qualification, leur nationalité, le montant total de leurs salaires, et l'instruction qui leur est dispensée, ainsi qu'un rapport sur les services et équipements médicaux mis à leur disposition;
- d) un état descriptif de toutes les immobilisations acquises ou créées, avec indication de la date et du prix d'acquisition ou de revient.

40.4

Chaque entreprise constituant le Contracteur transmet, également, à l'Administration chargée des Hydrocarbures, au plus tard le 30 avril de chaque année, un exemplaire de sa déclaration statistique et fiscale prévue à l'Article 26.5 et des documents et renseignements qui doivent y être joints.

40.5

Le Contracteur informe, par écrit, l'Administration des Hydrocarbures, dans les plus brefs délais, de tout dommage, de quelque nature qu'il soit, causé aux Gisements ou aux installations de production. Il prend toutes les mesures pour y remédier et procéder aux réparations nécessaires.

40.6

Les dispositions de l'Article 11.5 s'appliquent "mutatis mutandis" à tout document ou échantillon relatif aux opérations de développement, d'exploitation, de transport et de stockage, et les Parties sont soumises aux mêmes obligations.

ARTICLE 41

PAIEMENTS

Le produit des ventes d'Hydrocarbures, effectuées par l'une des Parties pour le compte de l'autre, doit être versé dans les trente jours suivant la date de l'enlèvement, sauf accord contraire des Parties destiné à tenir compte de conditions particulières de commercialisation.

Tout autre paiement à l'Etat doit être effectué à l'échéance, sauf dispositions contraires du Contrat.

Les cessions d'Hydrocarbures faites dans le cadre de la contribution à la satisfaction des besoins du marché intérieur, prévue à l'Article 35, sont réglées dans les quatre-vingt-dix jours suivant la date de fin de livraison.

ARTICLE 42

CESSION D'INTERETS

42.1

Chaque entreprise constituant le Contracteur pourra céder tout ou partie de ses intérêts découlant du Contrat à des Tiers, si la bonne réputation technique et financière de ceux-ci est bien établie; les cessionnaires deviennent alors conjointement et solidairement responsables, avec les autres entreprises constituant le Contracteur, de l'exécution du Contrat. Les droits et obligations du cédant attachés à la part des intérêts ainsi cédés, sont intégralement transférés aux cessionnaires.

Cependant, après la mise en production, l'Etat dispose d'un droit de préférence sur les cessions prévues ci-dessus dans les conditions et suivant les modalités indiquées ci-après. Il se substitue alors aux Tiers acheteurs aux mêmes termes et conditions.

42.2

Avant qu'une cession à des Tiers ne devienne effective, le cédant doit obtenir l'agrément de l'Administration. Ledit agrément ne peut être refusé sans motif valable. A cet effet, il est tenu d'en informer celle-ci par écrit, en précisant les nom, qualité et nationalité des acquéreurs, toutes indications relatives à leurs capacités financières et techniques, à leur statut juridique, ainsi que les modalités et conditions financières de la cession projetée, et de communiquer une copie certifiée conforme du contrat de cession, signé et passé sous la condition suspensive de l'agrément et du non exercice par l'Etat du droit de préférence prévus à l'Article 42.1.

Si l'Administration ne s'y oppose pas par écrit dans un délai de trente jours suivant la date de réception des informations susvisées et si l'Etat n'exerce pas le droit de préférence prévu à l'Article 42.1 dans le même délai de 30 jours, l'agrément est réputé acquis.

42.3

Si, du fait d'une cession partielle de ses intérêts, le cédant réalise un profit financier, celui-ci vient en déduction des Coûts Pétroliers. Si la cession porte sur la totalité de ses intérêts, le cédant est soumis, à raison du montant de ce profit, à l'Impôt sur les Sociétés, dans les conditions de droit commun.

Pour l'application de l'alinéa précédent, on entend par profit financier la différence, si elle est positive, entre le prix de la cession et le montant non réévalué des Coûts Pétroliers non encore récupérés par le cédant et calculés, en cas de cession partielle, proportionnellement au pourcentage d'intérêts cédés. Le cédant communique à l'Administration toutes les informations de nature à permettre à celle-ci de déterminer ce profit.

Lorsque, en cas de cession partielle, le prix obtenu est inférieur à la quote-part des Coûts Pétroliers non récupérés afférents à la participation cédée, le cédant n'enregistre, en diminution, dans sa comptabilité que ladite quote-part des Coûts Pétroliers; il perd tout droit à récupération de la moins-value ainsi subie.

Le cessionnaire reprend, dans sa comptabilité, soit les Coûts Pétroliers non récupérés par le cédant afférents à la participation acquise, soit le prix effectif d'acquisition si celui-ci est inférieur auxdits Coûts Pétroliers non récupérés par le cédant.

Le cessionnaire ne peut, en aucun cas, inclure dans les Coûts Pétroliers le coût correspondant au profit visé ci-dessus qu'il aura payé au cédant et ainsi supporté par lui.

42.4

Chaque entreprise constituant le Contracteur peut céder, librement et à tout moment, tout ou partie de ses intérêts découlant du Contrat, à une ou plusieurs Sociétés Affiliées ou aux autres entreprises constituant le Contracteur. Le cédant est, cependant, tenu d'en informer par écrit l'Administration. Ces cessions ne doivent, en aucun cas, être de nature à porter préjudice aux intérêts de l'Etat, à gêner la réalisation des Opérations Pétrolières ou à réduire les capacités techniques et financières du Contracteur. Si l'Administration estime que tel est le cas, elle peut s'opposer à ces cessions. En outre, l'engagement visé à l'Article 46.2 couvre, ipso facto, la Société Affiliée cessionnaire.

Les dispositions de l'Article 42.3 s'appliquent aux cessions réalisées dans le cadre du présent Article.

42.5

Les cessions réalisées en violation des dispositions des Articles 42.1 à 42.4 sont nulles et de nul effet.

ARTICLE 43

APPLICATION DU CONTRAT

43.1

Sous réserve des dispositions de l'Article 43.4, l'Etat garantit au Contracteur, pour la durée du Contrat, la stabilité des conditions économiques et financières telles que ces conditions résultent du Contrat et de la réglementation en vigueur à la Date Effective.

Les obligations découlant du Contrat ne pourront pas être aggravées, et l'équilibre général et global du Contrat ne sera pas affecté de manière notable et durable pendant la durée de celui-ci. Cependant, des aménagements ou des modifications de ses dispositions pourront être décidés d'un commun accord.

43.2

Les Parties sont d'accord pour coopérer de toutes les manières possibles afin d'atteindre les objectifs du Contrat. L'Administration facilitera au Contracteur l'exercice de ses activités en lui accordant tous permis, licences, droits d'accès nécessaires en mettant à sa disposition toutes les facilités et tous les services appropriés existants, de façon que les Parties puissent retirer le meilleur profit d'une coopération mutuelle sincère. Toutefois, le Contracteur est tenu de se conformer aux procédures et aux formalités d'usage et de s'adresser aux services compétents de l'Administration pour obtenir les agréments et autorisations nécessaires. Il est tenu d'informer les Services chargés des Hydrocarbures des démarches, contacts ou correspondances qu'il effectue et entretient auprès ou avec les autres services de l'Administration.

43.3

Toute nationalisation ou expropriation totale ou partielle des droits du Contracteur donne lieu à indemnisation juste et équitable conformément aux règles et principes internationalement reconnus.

43.4

Les termes et conditions du Contrat ne peuvent être modifiés que par écrit et d'un commun accord.

ARTICLE 44

SANCTIONS ET DECHEANCE

44.1

La violation, par le Contracteur, des dispositions du Contrat est susceptible d'entraîner la résiliation de celui-ci par l'Administration si, après mise en demeure adressée au Contracteur, conformément aux dispositions de l'Article 48.10, d'avoir à mettre un terme à cette violation et, s'il y a lieu, d'opérer les rectifications, ajustements et redressements demandés, celui-ci n'a donné aucune suite à la demande de l'Administration. La résiliation est prononcée par décret.

44.2

Sans préjudice des sanctions pénales prévues par la réglementation, les violations ci-dessous du Contrat entraînent sa résiliation de plein droit, après mise en demeure non suivie d'effet dans les quinze jours de la réception de celle-ci:

- a) refus de communiquer à l'Administration, dans les délais impartis, les informations prévues aux Articles 5, 8.7, 11, 20.1, 21.1, 21.5, 26.5, 26.9, 33, 40 et 48;
- b) défaut de paiement, dans les délais impartis, des bonus et redevances, dans les conditions et selon les modalités définies aux Articles 26.1, b, 26.1, c et 28, ainsi que des sommes prévues à l'Article 39.1;
- c) défaut de paiement, dans les délais, du produit de la vente de toute quantité d'Hydrocarbures revenant à l'Etat au titre de sa part de production, lorsque le Contracteur en assure la vente, en application de l'Article 25.2.
- d) défaut de livraison à l'Etat de sa part de production en nature, en application de l'Article 25.2, ou de la redevance minière proportionnelle en application de l'Article 26.1, b;
- e) suspension ou restriction, sans motif légitime, de l'activité d'exploitation du ou des Gisements découverts dans la Zone Délimitée.

Pour l'application des dispositions du paragraphe précédent, les modifications liées aux facteurs économiques, tels que les variations affectant le marché international des Hydrocarbures, ne peuvent être invoquées comme constituant un motif légitime.

44.3

La décision de l'Administration de résilier le Contrat, en application des dispositions des Articles 44.1 et 44.2, est notifiée par écrit au Contracteur; celui-ci est déchu de tous ses intérêts découlant du Contrat et perd le droit de récupérer ses Coûts Pétroliers.

44.4

La résiliation du Contrat n'a pas pour effet de libérer le Contracteur de ses obligations contractuelles nées avant la résiliation du Contrat et qui ne seraient pas encore honorées à la date de ladite résiliation.

ARTICLE 45

OPERATIONS POUR LE COMPTE DE L'ETAT

45.1

Si, au cours des périodes d'exploration prévues à l'Article 3, l'Etat veut, pour un forage donné, reconnaître et tester des niveaux géologiques plus profonds que ceux proposés par le Contracteur ou prévus à l'Article 4, il demande au Contracteur de poursuivre ledit forage jusqu'à ces objectifs, aux frais et risques de l'Etat. A cet effet, l'Administration adresse au Contracteur une demande écrite qui doit parvenir à celui-ci, autant que possible, avant le commencement du forage ou, à défaut, au cours de celui-ci, mais en aucun cas après le début des opérations de complétion ou d'abandon du puits.

La demande susvisée fixe le délai au-delà duquel le Contracteur est réputé avoir refusé.

L'Etat peut également faire appel, à ses risques et frais, à une entreprise tierce pour réaliser, pour son compte et selon des conditions qu'il fixe librement, l'approfondissement du puits.

45.2

Le Contracteur pourra décider, avant le commencement des opérations d'approfondissement du puits, de prendre à sa charge le financement de ces opérations; dans ce cas, les dépenses correspondantes sont incluses dans les Coûts Pétroliers et toute découverte d'Hydrocarbures en résultant est alors considérée comme faite dans le cadre du Contrat.

45.3

Si l'approfondissement d'un puits, réalisé aux frais et risques exclusifs de l'Etat, conduit à une découverte d'Hydrocarbures, l'Etat a seul le droit de développer et d'exploiter cette découverte et de disposer des Hydrocarbures produits.

ARTICLE 46

SOLIDARITE ET GARANTIES

46.1

Les clauses du Contrat s'imposent aux Parties, à leurs successeurs et à leurs ayants-droit respectifs. Elles constituent le seul accord entre elles. Aucune promesse ou convention antérieures des Parties, verbales ou écrites, relatives à l'objet du Contrat, ne peut être invoquée pour les modifier ou en donner une interprétation différente.

L'Etat garantit qu'il n'existe pas d'autre accord relatif aux Opérations Pétrolières.

46.2

Les Opérations Pétrolières pourront être effectuées, au choix de chaque entreprise constituant le Contracteur, par l'intermédiaire d'une filiale ou d'une succursale immatriculées au Gabon et créée à cet effet. Si le signataire du Contrat n'est pas la société-mère, celle-ci remet à l'Administration, préalablement à la signature, un engagement, conforme au modèle annexé au Contrat, garantissant la bonne exécution, par le signataire, des obligations découlant du Contrat.

En cas de cession, les engagements ainsi pris par les sociétés-mères des signataires du Contrat seront remplacés, en ce qui concerne les droits cédés, par des engagements identiques des sociétés-mères des cessionnaires dont la bonne réputation financière et technique est bien établie; à défaut, la cession est réputé nulle et de nul effet.

ARTICLE 47

FORCE MAJEURE

47.1

Tout retard ou défaillance d'une Partie dans l'exécution des clauses du Contrat et des obligations en découlant, ne sont pas considérés comme une violation dudit Contrat si ce retard ou cette défaillance est dû à un cas de force majeure. La durée du retard en résultant, augmenté du temps qui pourrait être nécessaire pour la réparation des dommages causés en raison de ou pendant ce retard, est ajouté, s'il y a lieu, au délai prévu par le Contrat.

47.2

Force majeure signifie tout événement imprévisible, insurmontable et irrésistible dû, non à une erreur ou négligence des Parties, mais à des circonstances indépendantes de leur volonté.

ARTICLE 48

EXAMENS, VERIFICATIONS ET CONTROLES

48.1

L'Administration dispose d'un pouvoir de contrôle général sur toutes les Opérations Pétrolières ; elle bénéficie à cet effet d'un droit de communication sur tout ce qui se rapporte directement ou indirectement auxdites Opérations Pétrolières.

Les représentants de l'Administration peuvent inspecter, vérifier et contrôler toutes les phases des Opérations Pétrolières et, notamment, être présents pendant les essais sur puits. A cet effet, le Contracteur est tenu de fournir toute l'assistance nécessaire aux personnes désignées par l'Administration et de faciliter les interventions de celles-ci.

A la suite d'inspections, de vérifications et de contrôles des Opérations Pétrolières, l'Administration peut exiger du Contracteur la réalisation de toute opération qui lui paraît nécessaire pour assurer la sécurité et l'hygiène sur les lieux de travail dans l'intérêt des deux Parties.

48.2

L'Etat, en sa qualité de Partie Contractante, et les entités constituant le Contracteur, y compris au titre de l'Article 19, peuvent entreprendre, à leurs frais, par des experts de leur choix ou par leurs propres agents, tous examens, vérifications et contrôles comptables, financiers, juridiques ou techniques qu'ils jugent nécessaires ou utiles à leur information sur la conduite et le déroulement des activités du Contracteur, sur les méthodes techniques qu'il met en oeuvre et sur les Coûts Pétroliers, ainsi qu'à l'exercice de leur droit d'examiner, vérifier et contrôler ces activités et les Coûts Pétroliers y afférents.

Dans le cadre des examens, vérifications et contrôles susvisés, il peut être éventuellement demandé au Contracteur, selon la procédure prévue à l'Article 48.10, que soient opérés tous ajustements, redressements, rectifications et modifications estimés nécessaires, utiles ou justifiés.

48.3

Les examens, vérifications et contrôles visés ci-dessus doivent intervenir dans un délai de deux ans suivant la fin des périodes d'exploration prévues à l'Article 3 ou, en phase de développement et de production, pour une Année Civile donnée, dans le même délai de deux ans suivant la fin de ladite Année Civile.

Le Contracteur reçoit, de l'Administration, communication des conclusions et résultats des examens, contrôles et vérifications qu'elle effectue.

48.4

Une copie certifiée conforme des rapports et conclusions établis à la suite de ces examens, vérifications et contrôles doit obligatoirement être remise à l'Administration lorsque ceux-ci sont effectués par les entreprises constituant le Contracteur. L'Opérateur ou les entreprises constituant le Contracteur sont tenus d'informer l'Administration des suites données aux conclusions et recommandations des rapports établis à la suite des examens, vérifications et contrôles effectués.

48.5

A défaut d'examens, vérifications et contrôles dans les délais fixés à l'Article 48.3, 1er alinéa, aucun ajustement ne peut être opéré par la suite.

48.6

Nonobstant les dispositions ci-dessus, l'Administration peut, en outre, dans le cadre normal de son droit de contrôle et de répétition, tel qu'il est prévu par la réglementation en vigueur, effectuer, à tout moment, des examens, vérifications et contrôles par des experts de son choix ou par ses propres agents.

48.7

Aux fins d'application des dispositions du présent Article, le Contracteur remet à l'Administration, au plus tard le 30 avril de chaque année, un rapport détaillé de ses activités de l'Année Civile précédente. Ce rapport comprend, notamment et outre les données de nature technique, un décompte détaillé des Coûts Pétroliers relatifs à cette Année Civile, présentés conformément à l'Accord Comptable. Les dossiers du Contracteur ainsi que les registres, pièces comptables et techniques et documents justificatifs nécessaires s'y rapportant sont tenus à la disposition des Parties intéressées au sens des dispositions ci-dessus, et représentés à toute demande ou réquisition de celles-ci.

48.8

Les dépenses justifiées supportées par l'Administration à l'occasion des examens, vérifications et contrôles effectués en application des dispositions des Articles ci-dessus, sont supportées ou, le cas échéant, remboursées par le Contracteur et incluses par ce dernier dans les Coûts Pétroliers.

48.9

Sous réserve des délais de prescription prévus par la réglementation en vigueur et par le Contrat, et nonobstant les dispositions de l'Article 48.2, l'Administration peut demander, par écrit, tous renseignements, justifications et éclaircissements, ainsi que tous documents, rapports, études et pièces comptables, financiers, juridiques et techniques qu'elle juge nécessaires ou utiles à son information sur la conduite et le déroulement des activités du Contracteur et sur les Coûts Pétroliers, ainsi qu'à l'exercice de son pouvoir d'examiner, vérifier et contrôler ces activités et les Coûts Pétroliers.

48.10

Si l'Administration estime, au vu des éléments et informations dont elle dispose ou qu'elle se procure, soit auprès du Contracteur lui-même, soit auprès de Tiers, que les rapports, dossiers, documents et comptes comptables et des Coûts Pétroliers contiennent des erreurs, inexactitudes, insuffisances ou lacunes, ou que le Contracteur a commis une faute ou une irrégularité dans l'exécution de ses obligations, et qu'elle considère qu'il faut y apporter des rectifications, ajustements, redressements ou modifications, elle lui adresse notification écrite à cet effet dans les délais de prescription prévus par la réglementation en vigueur.

Le Contracteur dispose alors d'un délai de trente jours à compter de la date de réception de la notification susvisée, pour opérer les rectifications, ajustements, redressements ou modifications demandés, ou présenter ses observations, soit par écrit, soit en demandant une rencontre à cet effet avec l'Administration. Si nécessaire, le Contracteur peut obtenir, sur sa demande, un délai supplémentaire pour procéder aux rectifications, ajustements, redressements ou modifications demandés par l'Administration.

L'Administration notifie par écrit au Contracteur sa position sur les rectifications, ajustements, redressements ou modifications qu'elle a demandés et sur les explications et justifications fournies.

Si, à l'issue de la procédure ci-dessus, un désaccord persiste entre l'Administration et le Contracteur, le différend est réglé par voie d'arbitrage, conformément aux dispositions de l'Article 49. Il peut, cependant, être fait appel, pour les différends à caractère technique, et préalablement à la procédure d'arbitrage, à l'avis d'un expert désigné d'un commun accord. Les délais visés ci-dessus sont alors prorogés en conséquence.

48.11

Les notifications et autres communications prévues par le Contrat sont considérées comme faites par une Partie lorsqu'elles ont été remises en mains propres à un représentant qualifié de l'autre Partie, au lieu de son domicile élu au Gabon, envoyées par télégramme, cable, télex ou autres moyens de télécommunications, tous frais payés, ou mises sous enveloppe et confiées, comme lettres recommandées avec l'affranchissement nécessaire, à l'Administration des Postes du Gabon. Les notifications et autres communications seront considérées comme faites à la date où le destinataire les reçoit.

ARTICLE 49

ARBITRAGE

49.1

Si, notamment à l'issue de la procédure prévue à l'Article 48.10, des différends subsistent entre les Parties à l'occasion de l'application des clauses du Contrat, ou relatifs aux obligations en résultant, ils sont résolus par voie d'arbitrage selon le Règlement de Conciliation et d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale, sous réserve des dispositions particulières ci-dessous.

La procédure d'arbitrage est engagée par demande adressée par la Partie demanderesse au Secrétariat de la Cour d'Arbitrage, dans les soixante jours suivants l'expiration du délai de trente jours visé à l'Article 48.10, 4ème alinéa, augmenté, éventuellement, du délai supplémentaire prévu au même alinéa dudit Article. Le point de départ de la procédure est fixé à la date de réception de la demande susvisée par le Secrétariat de la Cour d'Arbitrage.

Chaque Partie désigne son arbitre et notifie cette désignation à l'autre Partie et à la Cour d'Arbitrage, dans les trente jours suivant le point de départ de la procédure d'arbitrage visé ci-dessus. Si, au terme de ce délai, la Partie demanderesse n'a pas procédé à la désignation de son arbitre, elle est réputée avoir renoncé à sa demande. Si la Partie défenderesse n'a pas procédé à la désignation de son arbitre dans le délai de trente jours suivant la date de réception de la notification visée au présent alinéa, l'autre Partie peut saisir directement la Cour d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale pour la prier de pourvoir à cette désignation dans les meilleurs délais.

Les arbitres ne doivent pas être de même nationalité que celle de l'une ou l'autre des Parties.

Les arbitres ainsi désignés choisissent, d'un commun accord et dans un délai de quarante-cinq jours suivant la date de la désignation du dernier d'entre eux, un troisième arbitre qui assume la présidence du Tribunal Arbitral. A défaut d'accord, la Cour d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale est priée, à la requête de la Partie la plus diligente, de pourvoir à cette désignation dans les meilleurs délais.

Les arbitres sont maîtres de la procédure qu'ils entendent appliquer.

La sentence arbitrale a un caractère définitif; elle s'impose aux Parties et est immédiatement exécutoire.

49.2

L'arbitrage se déroule à Paris (France). La langue utilisée est la langue française, le droit applicable est le droit gabonais et les clauses du Contrat s'interprètent par référence à ce droit.

49.3

Chaque Partie supporte les frais et honoraires de son arbitre. Les frais et honoraires du tiers arbitre ainsi que les autres frais de l'arbitrage sont supportés à parts égales par les Parties.

49.4

L'exécution par les Parties de leurs obligations résultant du Contrat n'est pas suspendue pendant le déroulement de l'arbitrage.

ARTICLE 50

ENTREE EN VIGUEUR

Le Contrat est approuvé par décret. La date de signature du Contrat constitue la Date Effective. En foi de quoi les Parties ont signé le Contrat en dix exemplaires.

Libreville, le

Pour la République Gabonaise,

Pour la Société

Le Ministre des Mines, de l'Energie
et du Pétrole

Paul TOUNGUI

Charles W. Alcorn, Jr.

Le Ministre des Finances, du Budget
et des Participations,

Marcel DOUPAMBY MATOKA

ANNEXE N° 1

ZONE DELIMITEE

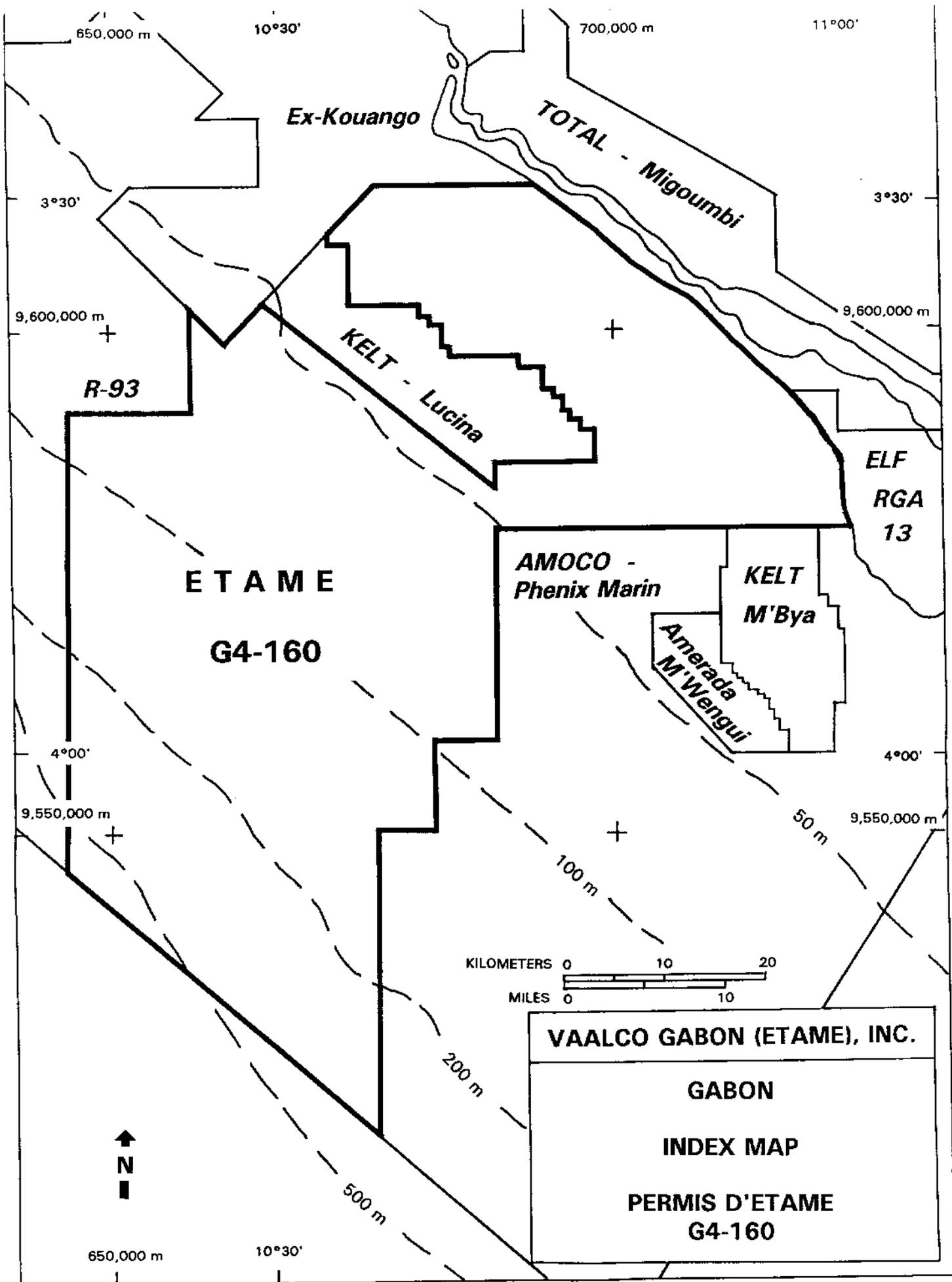
La Zone Délimitée d'ETAME dont les limites sont définies comme suit, les coordonnées étant données dans le système de projection UTM, basé sur l'ellipsoïde de Clarke 1880, fuseau 32, ayant pour origine le point M'PORALOKO, avec:

X = 500'000 mètres sur le méridien central 9° 00' 00" EST;

Y = 10'000'000 mètres sur l' quateur

	X	Y		X	Y
A	659,500	9,600,500	W	683,000	9,598,000
B	659,500	9,590,500	X	684,000	9,598,000
C	645,500	9,590,500	Y	684,000	9,597,000
D	645,500	9,546,189	Z	691,000	9,597,000
E	676,500	9,519,916	Z1	691,000	9,596,000
F	676,500	9,550,000	Z2	693,000	9,596,000
G	681,500	9,550,000	Z3	693,000	9,594,000
H	681,500	9,558,500	Z4	694,000	9,594,000
I	688,000	9,558,500	Z5	694,000	9,593,000
J	688,000	9,580,000	Z6	695,000	9,593,000
K	723,600	9,580,000	Z7	695,000	9,592,000
L	690,600	9,614,000	Z8	696,000	9,592,000
M	676,535	9,614,000	Z9	696,000	9,591,000
N	672,000	9,609,429	Z10	697,000	9,591,000
O	672,000	9,608,000	Z11	697,000	9,590,000
P	673,000	9,608,000	Z12	698,000	9,590,000
Q	673,000	9,602,000	Z13	698,000	9,586,000
R	681,000	9,602,000	Z14	688,000	9,586,000
S	681,000	9,601,000	Z15	688,000	9,583,800
T	682,000	9,601,000	Z16	683,000	9,588,000
U	682,000	9,600,000	Z17	665,091	9,602,240
V	683,000	9,600,000	Z18	661,498	9,598,502

La superficie de la Zone Délimitée est donc r put e égale à 3,073.598 km .



ANNEXE N° 2

PROCEDURE COMPTABLE

CHAPITRE I.- REGLES GENERALES ET PRINCIPES

ARTICLE 1er:

La présente procédure comptable constitue une Annexe au Contrat dont elle fait partie intégrante. Elle rappelle les principales règles comptables et obligations telles qu'elles résultent de la réglementation, notamment en matière fiscale, et fixe les règles et principes spécifiques applicables à la comptabilité des Coûts Pétroliers, ainsi que les méthodes, règles et procédures comptables auxquelles le Contracteur est tenu de se conformer, les rapports, états, déclarations, documents, informations et renseignements techniques, comptables, financiers ou juridiques, périodiques ou non, qui doivent obligatoirement être fournis à l'Administration en plus de ceux prévus par la réglementation en vigueur, notamment en matière fiscale et douanière.

Les termes utilisés dans la présente Annexe ont la même signification que celle qui leur est donnée dans le Contrat, à moins que le contexte ne confère clairement à ces termes une signification différente. Le terme "Contracteur", outre l'acception qui lui est conférée par le Contrat, peut désigner parfois l'Opérateur commis pour la conduite des Opérations Pétrolières, notamment lorsqu'il s'agit d'opérations ou de comptes communs aux entreprises qui le constituent, parfois chacune de celles-ci, prises individuellement, lorsqu'il s'agit, notamment, d'obligations leur incombant à titre personnel.

En cas de contradiction ou de divergence entre la présente Annexe et les stipulations du Contrat, ces dernières prévalent.

ARTICLE 2

Le Contracteur tient sa comptabilité en langue française et dollars des Etats-Unis d'Amérique.

Les opérations réalisées en monnaie étrangère sont enregistrées sur la base de taux de change standards établis par l'entreprise de telle sorte qu'ils se rapprochent le plus possible des taux de change prévalant au cours de la période d'enregistrement. Les écarts constatés entre l'enregistrement initial au taux de change standard et le montant résultant de l'application du taux de change effectif en vigueur au moment du paiement ou de l'encaissement calculé conformément aux dispositions de l'Article 33 du Contrat sont enregistrés dans les mêmes comptes que ceux utilisés pour l'enregistrement initial de manière à faire ressortir, pour chacun desdits comptes, les moins-values subies et

les plus-values réalisées du fait des fluctuations des taux de change par rapport au franc CFA.

L'entreprise tiendra des comptabilités séparées et autonomes permettant de distinguer les Opérations Pétrolières régies par le Contrat des autres activités éventuellement exercées au Gabon.

Tous les registres, comptes, bilans, livres et états comptables, ainsi que l'original des pièces justificatives, contrats, factures et autres documents, sont conservés au Gabon et doivent être représentés à toute réquisition de l'Administration.

Tous les rapports, états, documents que l'entreprise est tenue de fournir à l'Administration, soit en vertu de la réglementation en vigueur, soit en application du Contrat, doivent comporter tous les renseignements, informations et indications que ses services compétents désirent obtenir. Lesdits rapports, états, documents, doivent être conformes aux modèles établis, le cas échéant, par l'Administration.

CHAPITRE II- LA COMPTABILITE GENERALE

A- PRINCIPES

ARTICLE 3

La comptabilité générale enregistrant les activités des entreprises constituant le Contracteur, exercées dans le cadre du Contrat, doit être conforme à la réglementation gabonaise, notamment aux règles, principes et méthodes du Plan Comptable Général des Entreprises en vigueur (Plan Comptable O.C.A.M.).

Toutefois, lesdites entreprises ont la faculté d'appliquer les règles du Plan et Guide Comptable Professionnel des Sociétés de Recherche et d'Exploitation des Hydrocarbures, ainsi que les techniques comptables qui leur sont habituelles, dans la mesure où ni les unes, ni les autres, ne sont contraires à la réglementation et au Plan Comptable Général susvisés, et à la condition qu'elles soient agréées par le Ministère chargé de l'Economie et des Finances et par celui chargé des Hydrocarbures.

B- LE BILAN

ARTICLE 4

La comptabilité générale doit refléter fidèlement la situation patrimoniale de l'entreprise, aussi bien active que passive, et permettre l'établissement d'un bilan annuel suffisamment détaillé pour que les Administrations compétentes puissent suivre l'évolution de chaque élément de l'actif et du passif et apprécier la situation financière de l'entreprise, ainsi que ses droits et obligations envers l'Etat, les Tiers et les Sociétés Affiliées.

Le bilan doit faire ressortir, pour chaque catégorie d'opérations, le résultat desdites opérations. Celui-ci est constitué par la différence entre les valeurs de l'actif net qui y est affecté à la clôture et à l'ouverture de l'Année Civile, diminuée des suppléments d'apports correspondant à des biens ou espèces nouvellement affectés auxdites opérations, et augmentée des prélèvements correspondant aux retraits, par l'entreprise, de biens ou d'espèces qui y étaient précédemment affectés.

L'actif net s'entend de l'excédent des valeurs d'actif sur le total formé, au passif, par les créances des Tiers et des Sociétés Affiliées, les amortissements et provisions autorisés et justifiés.

Les biens appartenant à l'Etat, en application des dispositions de l'Article 10 du Contrat, sont enregistrés dans des comptes appropriés permettant de faire ressortir clairement leur statut juridique et leur valeur d'acquisition, de construction ou de fabrication.

Chaque entreprise constituant le Contracteur est responsable de la tenue de ses propres registres comptables et doit respecter ses obligations légales et fiscales en la matière.

C- LES COMPTES DE CHARGES

ARTICLE 5

I- Peuvent être portés au débit des Comptes de Charges et Pertes par nature toutes les charges, pertes et frais, qu'ils soient effectivement payés ou simplement dus, relatifs à l'Année Civile concernée, à condition qu'ils soient justifiés et nécessités par les besoins des Opérations Pétrolières et qu'ils incombent effectivement au Contracteur, à l'exclusion de ceux dont la déduction n'est pas autorisée par la réglementation en vigueur ou les dispositions du Contrat, et de ceux correspondant à des dépenses somptuaires.

II- Les amortissements doivent être calculés conformément aux dispositions de l'Article 26.5 du Contrat.

Les provisions pour dépréciation, s'il y a lieu, doivent être calculés sur la valeur d'origine des éléments de l'actif auxquels elles se rapportent et figurer distinctement au bilan. Elles doivent être dûment justifiées et autorisées et figurer sur un tableau détaillé qui permette d'en contrôler la régularité. En ce qui concerne plus particulièrement les créances, les provisions ne pourront être constituées que pour celles d'entre elles dont le Contracteur établit le caractère irrécouvrable ou douteux, à l'exclusion des provisions destinées à couvrir le risque général de non recouvrement des créances. Ces provisions concernent les créances dont le Contracteur n'a pas pu obtenir le paiement malgré des tentatives sérieuses auprès des débiteurs concernés, et dont le recouvrement est considéré comme gravement compromis.

III- Les provisions pour charges, si elles sont justifiées, peuvent être constituées en vue de faire face à des pertes ou charges fiscalement déductibles, nettement

précisées quant à leur nature et à leur objet, et que des événements en cours rendent probables, à condition qu'elles aient été effectivement constatées dans les écritures de l'exercice au cours duquel elles ont été constituées, et qu'elles figurent sur un relevé détaillé des provisions joint à la déclaration fiscale.

Les provisions constituées en vue de couvrir des risques ou des pertes éventuelles ne sont pas admises en déduction.

Les provisions devenues sans objet sont enregistrées au crédit des comptes appropriés de Produits et Profits par nature. Les provisions qui, en tout ou en partie, reçoivent un emploi non conforme à leur destination, au cours d'un exercice ultérieur, sont rapportées au crédit des comptes appropriés de Produits et Profits par nature dudit exercice.

IV- Les charges à payer et les produits à recevoir, c'est à dire les dettes et les créances certaines mais non encore facturées, payées ou encaissées, sont également pris en compte; ils sont calculés sur la base d'éléments d'estimation disponibles. L'entreprise doit faire diligence pour que toute inscription de cette nature soit régularisée dans les plus brefs délais par la comptabilisation de la charge ou du produit réels correspondant.

D- LES COMPTES DE PRODUITS ET PROFITS

ARTICLE 6

Doivent être portés au crédit des Comptes de Produits et Profits par nature, les produits de toute nature, qu'ils soient effectivement encaissés ou simplement acquis par l'entreprise.

CHAPITRE III- LA COMPTABILITE DES COÛTS PETROLIERS

A- RÈGLES GÉNÉRALES ET PRINCIPES - CLASSIFICATION ET REGROUPEMENTS.

ARTICLE 7

I- Parallèlement à la comptabilité prévue par la réglementation, et suivant les mêmes règles et principes que ceux visés à l'Article 2 ci-dessus, le Contracteur tiendra, en permanence, une comptabilité spécialement réservée et organisée pour l'enregistrement des Coûts Pétroliers et faisant ressortir le détail des dépenses effectivement payées par lui et donnant droit à récupération en application des dispositions du Contrat et de la présente Annexe, les Coûts Pétroliers récupérés, au fur et à mesure de l'affectation de la production destinée à cet effet, ou de l'encaissement, en cas de récupération en espèces, ainsi que les sommes venant en déduction ou en atténuation des Coûts Pétroliers.

II- La comptabilité des Coûts Pétroliers doit être sincère et exacte; elle est organisée et les comptes tenus et présentés de manière que puissent être aisément regroupés et dégagés les Coûts Pétroliers afférents, notamment, aux dépenses:

- 1°) d'exploration,
- 2°) d'appréciation,
- 3°) de développement,
- 4°) de production Pétrole Brut,
- 5°) de production de Gaz Naturel,
- 6°) d'évacuation des Hydrocarbures et de stockage,
- 7°) relatives aux activités connexes, annexes ou accessoires, en distinguant chacune d'elles.

III- Pour chacune des activités ci-dessus, la comptabilité des Coûts Pétroliers doit permettre de faire ressortir:

1°) les dépenses relatives aux immobilisations corporelles, notamment celles se rapportant à l'acquisition, la création, la construction ou la réalisation:

- a) de terrains,
- b) de bâtiments (ateliers, bureaux, magasins, logements, laboratoires, etc...),
- c) d'installations de chargement de stockage,
- d) de voies d'accès et ouvrages d'infrastructure générale,
- e) de moyens de transport des Hydrocarbures (canalisations d'évacuation, bateaux-citernes, etc...),
- f) d'équipements généraux,
- g) d'équipements et installations spécifiques,
- h) de véhicules de transport et engins de génie civil,
- i) de matériel et outillage (dont la durée normale d'utilisation est supérieure à une année),
- j) de forages productifs,
- k) d'autres immobilisations corporelles.

2°) les dépenses relatives aux immobilisations incorporelles, notamment celles se rapportant:

- a) aux travaux de terrain de géologie et de géophysique, de laboratoire, études, retraitement, etc...),
- b) aux forages d'exploration,
- c) aux autres immobilisations incorporelles.

3°) les dépenses relatives aux matériels et matières consommables.

4°) les dépenses opérationnelles de fonctionnement. Il s'agit des dépenses de toute nature, à l'exception des frais généraux visés ci-après, non prises en compte aux paragraphes III, 1°) à 3°) ci-dessus, et liées directement à l'étude, la conduite et l'exécution des Opérations Pétrolières.

5°) les dépenses non opérationnelles ou frais généraux. Il s'agit de dépenses supportées par le Contracteur, liées aux Opérations Pétrolières et se rapportant à la direction et à la gestion administratives desdites opérations.

IV- Par ailleurs, la comptabilité des Coûts Pétroliers doit faire ressortir, pour chacune des catégories de dépenses énumérées ou définies aux paragraphes III, 1°) à 5°) précédents, les paiements effectués au profit:

1°) de l'Opérateur, pour les biens et services qu'il a fournis lui-même;

2°) des entreprises constituant le Contracteur, pour les biens et services qu'elles ont fournis elles-mêmes;

3°) des Sociétés Affiliées;

4°) des Tiers.

V- La comptabilité des Coûts Pétrolier doit permettre de faire ressortir, à tout moment:

1°) le montant total des Coûts Pétroliers payés par le Contracteur depuis la Date Effective;

2°) le montant total des Coûts Pétroliers récupérés;

3°) les sommes venant en atténuation ou en diminution des Coûts Pétroliers et la nature des opérations auxquelles se rapportent ces sommes;

4°) le montant des Coûts Pétroliers restant à récupérer.

VI- La comptabilité des Coûts Pétroliers enregistre, au débit, toutes les dépenses effectivement payées se rapportant directement, en application du Contrat et des dispositions de la présente Annexe, aux Opérations Pétrolières, et considérées comme imputables aux Coûts Pétroliers.

Ces dépenses effectivement payées doivent, à la fois:

- 1°) incomber réellement au Contracteur,
- 2°) être nécessaires à la bonne réalisation des Opérations Pétrolières,
- 3°) être justifiées et appuyées de pièces et documents justificatifs permettant un contrôle efficace par l'Administration.

VII- La comptabilité des Coûts Pétroliers enregistre, au crédit, le montant des Coûts Pétroliers récupérés, au fur et à mesure que cette récupération est opérée, ainsi que, au fur et à mesure de leur encaissement, les recettes et produits de toute nature qui viennent en déduction ou en atténuation des Coûts Pétroliers.

VIII- Les originaux des contrats, factures et tous autres documents justificatifs se rapportant aux Coûts Pétroliers doivent être tenus à la disposition de l'Administration et représentés à toute réquisition de celle-ci.

IX- Les Coûts Pétroliers seront récupérés suivant le principe "First-in, First-out": les Coûts Pétroliers les plus anciens sont réputés récupérés ou récupérables en premier.

B- ANALYSE DES DEPENSES ET METHODES D'IMPUTATION

ARTICLE 8

Les principes d'imputation et les méthodes analytiques habituelles du Contracteur en matière de répartition et de reversement doivent être appliquées de façon homogène, équitable et non discriminatoire à l'ensemble de ses activités.

Le Contracteur recueillera l'agrément de l'Administration pour toute modification qu'il pourrait être conduit à apporter à ces principes et méthodes.

I- ACTIFS CORPORELS

ARTICLE 9

1°) Les actifs corporels construits, fabriqués, créés ou réalisés par le Contracteur dans le cadre des Opérations Pétrolières et effectivement affectés à ces opérations, ainsi que leur entretien courant, sont comptabilisés au prix de revient de construction, de fabrication, de création ou de réalisation.

2°) Les équipements, matériels et matières consommables nécessités par les Opérations Pétrolières et autres que ceux visés ci-dessus, sont:

a) soit acquis pour utilisation immédiate, sous réserve des délais d'acheminement et, si nécessaire, d'entreposage temporaire par le Contracteur (sans, toutefois, qu'ils aient été assimilés à ses propres stocks). Ces équipements, matériels et matières consommables acquis par le Contracteur sont valorisés, pour imputation aux Coûts Pétroliers, à leur prix rendus à pied d'oeuvre (prix rendu Gabon).

Le prix rendu Gabon comprend les éléments suivants, imputés selon les méthodes analytiques du Contracteur:

1- le prix d'achat après ristournes et rabais,

2- les frais de transport, d'assurance, de transit, de manutention et de douane (et autres impôts et taxes éventuels) depuis le magasin du vendeur jusqu'à celui du Contracteur ou jusqu'au lieu d'utilisation, selon le cas,

3- et, lorsqu'il y a lieu, les frais de fonctionnement du magasin du Contracteur incluant l'amortissement des bâtiments calculé conformément aux règles stipulées au paragraphe 5°), b) du présent Article, le coût de gestion du magasin, les frais des services d'approvisionnement locaux et, le cas échéant, hors Gabon.

b) soit fournis par le Contracteur à partir de ses propres stocks.

1 - Les équipements et matériels neufs, ainsi que les matières consommables, fournis par le Contracteur à partir de ses propres

stocks sont valorisés, pour imputation, au dernier prix de revient moyen pondéré, calculé conformément aux dispositions du paragraphe 2°), a ci-dessus.

2 - Les matériels et équipements amortissables déjà utilisés fournis par le Contracteur à partir de ses propres stocks ou de ceux de ses autres activités, y compris celles des Sociétés Affiliées, sont valorisés, pour imputation aux Coûts Pétroliers, d'après le barème ci-après:

i- Matériel neuf (Etat "A"):

Matériel neuf qui n'a jamais été utilisé: 100% (cent pour cent) du coût net.

ii- Matériel en bon état (Etat "B"):

Matériel d'occasion en bon état et encore utilisable dans sa destination initiale sans réparation: 75% (soixante-quinze pour cent) du coût net du matériel neuf tel que défini ci-dessus.

iii- Autre matériel usagé (Etat "C"):

Matériel encore utilisable dans sa destination initiale, mais seulement après réparation et remise en état: 50% (cinquante pour cent) du coût net du matériel neuf tel que défini ci-dessus.

iv- Matériel en mauvais état (Etat "D"):

Matériel non utilisable dans sa destination initiale, mais qui est utilisable pour d'autres services: 25% (vingt-cinq pour cent) du coût net du matériel neuf tel que défini ci-dessus.

v- Ferrailles et rebuts (Etat "E"):

Matériels hors d'usage et irréparable: prix courant des rébus.

3°) L'Opérateur ne garantit pas la qualité du matériel neuf visé ci-dessus au-delà de ce que fait le fabricant ou le revendeur du matériel concerné. En cas de matériel neuf défectueux, le Contracteur fait diligence pour obtenir remboursement ou compensation de la part du fabricant ou du revendeur; cependant le crédit correspondant n'est passé en écriture qu'à la réception du remboursement ou de la compensation;

4°) En cas de défectuosité du matériel usagé visé ci-dessus, le Contracteur crédite le compte des Coûts Pétroliers des sommes qu'il aura effectivement encaissées en compensation.

5°) Utilisation des matériels, équipements et installations appartenant en propre au Contracteur.

Les matériels, équipements et installations appartenant en propre au Contracteur et utilisés à titre temporaire pour les besoins des Opérations Pétrolières, sont imputés aux Coûts Pétroliers pour un montant de location couvrant:

a) l'entretien et les réparations,

b) une quote-part, proportionnelle au temps d'utilisation pour les Opérations Pétrolières, des amortissements calculés par application au prix de revient historique (coût initial non réévalué), d'un taux au plus égal à celui prévu par la réglementation fiscale en vigueur, notamment par les conventions d'établissement appliquées au Gabon pour les activités pétrolières.

c) les dépenses de transport et de fonctionnement et toutes autres dépenses non déjà imputées par ailleurs.

Le prix facturé exclut toute charge inhérente aux surcoûts dus, notamment, à une immobilisation ou à une inutilisation anormales ou conjoncturelles desdits équipements et installations dans le cadre des activités du Contracteur autres que les Opérations Pétrolières.

En tout état de cause, les coûts imputés aux Coûts Pétroliers pour l'utilisation de ces équipements et installations ne doivent pas excéder ceux qui seraient normalement pratiqués au Gabon par des entreprises tierces, ni se traduire par une imputation en cascade de frais et de marges.

Le Contracteur tiendra un état détaillé des matériels, équipements et installations lui appartenant en propre et affectés aux Opérations Pétrolières, indiquant la description et le numéro d'identification de chaque unité, les charges d'entretien et de réparations y afférentes et les dates auxquelles chaque unité a été affectée puis retirée des Opérations Pétrolières.

6°) Les actifs corporels, ainsi que les équipements, matériels et matières consommables acquis auprès de Tiers, pour les besoins des Opérations Pétrolières, deviennent biens de l'Etat dès que, selon ce qu'en disent la loi, les usages ou la commande, leur propriété est transférée. Les équipements, matériels et matières consommables fournis par le Contracteur le deviennent lorsqu'ils sont livrés in situ ou dans les magasins servant aux Opérations Pétrolières et affectés à celles-ci.

II- DÉPENSES OPÉRATIONNELLES DE FONCTIONNEMENT.

ARTICLE 10

Les dépenses de cette nature sont imputées aux Coûts Pétroliers au prix de revient pour le Contracteur des prestations ou charges qu'elles concernent, tel que ce prix ressort des comptes de celui-ci et tel qu'il est déterminé en application des dispositions de la présente Annexe. Ces dépenses comprennent, notamment:

1°) Les impôts, droits et taxes établis et payés au Gabon en vertu de la réglementation en vigueur et des dispositions du Contrat et directement liés aux Opérations Pétrolières.

Ne sont pas imputables aux Coûts Pétroliers, la redevance minière proportionnelle, l'impôt sur les sociétés ou tout autre impôt ayant le caractère d'un impôt sur le revenu, les versements effectués au titre du Fonds de Soutien des Hydrocarbures et des bonus prévus respectivement aux Articles 21. 7 et 28 du Contrat, ainsi que les impôts, droits, taxes et redevances dont la réglementation fiscale n'autorise pas l'imputation aux charges déductibles du bénéfice imposable ou dont la récupération est exclue par une disposition du Contrat ou de la présente Annexe.

2°) Les dépenses de personnel et d'environnement du personnel

a) Principes

Dans la mesure où elles correspondent à un travail et à des services effectifs et où elles ne sont pas excessives eu égard à l'importance des responsabilités exercées, au travail effectué et aux pratiques habituelles, ces dépenses couvrent tous les paiements effectués à l'occasion de l'utilisation et de l'environnement du personnel travaillant au Gabon et engagé pour la conduite et l'exécution des Opérations Pétrolières ou pour leur supervision. Ce personnel comprend les personnes recrutées localement par le

Contracteur et celles mises à la disposition de celui-ci par les Sociétés Affiliées, les autres Parties ou les Tiers.

b) Eléments

Les dépenses de personnel et d'environnement comprennent, d'une part, toutes les sommes payées ou remboursées au titre du personnel visé ci-dessus, en vertu des textes légaux et réglementaires, des conventions collectives, des contrats de travail et du règlement propre au Contracteur et, d'autre part, les dépenses payées pour l'environnement de ce personnel:

1- salaires et appointements d'activité ou de congé, heures supplémentaires, primes et autres indemnités;

2- charges patronales y afférentes résultant des textes légaux et réglementaires, des conventions collectives et des conditions d'emploi;

3- dépenses payées pour l'environnement du personnel; celles-ci représentent, notamment:

i) les dépenses d'assistance médicale et hospitalière, d'assurance sociale et toutes autres dépenses sociales particulières au Contracteur,

ii) les dépenses de transport des employés, de leur famille et de leurs effets personnels, lorsque la prise en charge de ces dépenses par l'employeur est prévue par le contrat de travail,

iii) les dépenses de logement du personnel, y compris les prestations y afférentes, lorsque leur prise en charge par l'employeur est prévue par le contrat de travail (eau, gaz, électricité, téléphone),

iv) les indemnités payées à l'occasion de l'installation et du départ des salariés,

v) les dépenses afférentes au personnel administratif rendant les services suivants: gestion et recrutement du personnel local, gestion du personnel expatrié, formation professionnelle, entretien et fonctionnement des bureaux et logement, lorsque ces dépenses ne sont pas incluses dans les frais généraux ou sous d'autres rubriques,

vi) les frais de location des bureaux ou leur coût d'occupation, les frais des services administratifs collectifs (secrétariat, mobilier, fournitures de bureau, téléphone, etc...).

c) Conditions d'imputation

Les dépenses de personnel correspondent:

- 1- soit à des dépenses directes imputées directement au compte des Coûts Pétroliers correspondant,
- 2- soit à des dépenses indirectes ou communes imputées au compte des Coûts Pétroliers à partir des données de la comptabilité analytique et déterminées au prorata du temps consacré aux Opérations Pétrolières.

3°) Les dépenses payées à raison des prestations de services fournies par les Tiers, les entreprises constituant le Contracteur et les Sociétés Affiliées.

Ces dépenses comprennent, notamment:

a) Les services rendus par les Tiers, y compris par les Parties, sont imputés à leur prix de revient comptable pour le Contracteur, c'est à dire au prix facturé par les fournisseurs, y compris tous droits, taxes et charges annexes éventuels; les prix de revient sont diminués de tous rabais, remises, ristournes et escomptes obtenus par le Contracteur, soit directement, soit indirectement.

b) L'assistance technique fournie au Contracteur par ses Sociétés Affiliées; elle consiste en prestations et services rendus au profit des Opérations Pétrolières par les départements et services de ces Sociétés Affiliées qui s'occupent des activités suivantes :

- 1- Géologie,
- 2- Géophysique,
- 3- Ingénierie,
- 4- Forage et production,
- 5- Gisements et étude des réservoirs,
- 6- Etudes économiques,

7- Contrats techniques,

8- Laboratoires,

9- Achats et transit (sauf frais inclus dans ceux visés à l'Article 9 ci-dessus),

10- Dessin,

11- Certaines activités administratives et juridiques qui se rapportent à des études ou travaux bien définis ou occasionnels et qui ne font partie ni de l'activité courante et régulière, ni de l'activité juridique visée au paragraphe 7°) ci-après.

L'assistance technique fait principalement l'objet de contrats de services conclus entre le Contracteur et ses Sociétés Affiliées.

Les dépenses d'assistance technique fournie par les Sociétés Affiliées sont imputées au prix de revient pour la Société Affiliée qui fournit cette assistance. Ce prix de revient comprend, notamment, les frais de personnel, les coûts des matières et matériels consommables utilisés, les frais de réparation et d'entretien, les assurances, les taxes, une quote-part de l'amortissement des investissements généraux calculé sur la valeur d'origine d'acquisition ou de construction des biens s'y rapportant et toutes autres dépenses entraînées par ces prestations non déjà imputées par ailleurs.

Le prix exclut, par contre, toute charge inhérente aux surcoûts dus, notamment, à une immobilisation ou à une utilisation anormales ou conjoncturelles des matériels, installations et équipements chez la Société Affiliée.

En tout état de cause, les dépenses relatives à ces prestations ne pourront pas dépasser celles qui seraient exigées normalement, pour des services similaires, par des sociétés de services techniques et laboratoires indépendants. Elles ne doivent pas se traduire par une imputation en cascade de frais et marges.

En outre, toutes ces prestations, y compris les études de synthèse, doivent être appuyées par des rapports représentés sur simple demande de l'Administration. Elles doivent faire l'objet de commandes écrites passées par le Contracteur, puis de facturations détaillées.

c) Lorsque le Contracteur utilise, pour les Opérations Pétrolières, du matériel, des équipements ou des installations qui sont la propriété exclusive d'une entreprise constituant le Contracteur, il impute aux Coûts Pétroliers, au prorata du temps d'utilisation, la charge correspondante, déterminée selon ses méthodes habituelles et selon les principes définis au paragraphe b) ci dessus. Cette charge comprend, notamment, une quote-part:

1- de l'amortissement annuel calculé sur le "prix rendu Gabon" d'origine défini à l'Article 9) ci-dessus ;

2- du coût de la mise en oeuvre, des assurances, de l'entretien courant, du financement et des révisions périodiques.

3- Les frais de magasinage

Les frais de magasinage et de manutention (frais de personnel et frais de fonctionnement des services) sont imputés aux Coûts Pétroliers au prorata de la valeur des sorties de biens enregistrées.

4- Les dépenses de transport

Sont imputées aux Coûts Pétroliers les dépenses de transport de personnel, de matériel ou d'équipements destinés et affectés aux Opérations Pétrolières et qui ne sont pas déjà couvertes par les paragraphes ci-dessus ou qui ne sont pas intégrées dans les prix de revient.

4°) Les avaries et pertes affectant les biens communs

Toutes les dépenses nécessaires à la réparation et à la remise en état des biens à la suite d'avaries ou de pertes résultant d'incendies, inondations, tempêtes, vols, accidents ou tout autre cause, sont imputées selon les principes définis dans la présente Annexe.

Les sommes recouvrées auprès des compagnies d'assurances pour ces avaries et pertes sont créditées aux comptes des Coûts Pétroliers.

5°) Les dépenses de maintenance

Les dépenses de maintenance (entretien courant et gros entretien) du matériel, des équipements et des installations affectés aux Opérations Pétrolières sont imputées aux Coûts Pétroliers au prix de revient.

6°) Les primes d'assurances et dépenses liées au règlement des sinistres

Sont imputées aux Coûts Pétroliers:

a) les primes et frais relatifs aux assurances obligatoires et contractuelles contractées pour couvrir les Hydrocarbures extraits, les personnes et les biens affectés aux Opérations Pétrolières ou pour couvrir la responsabilité civile du Contracteur à l'égard des Tiers dans le cadre desdites opérations;

b) les dépenses supportées par le Contracteur lors d'un sinistre survenu dans le cadre des Opérations Pétrolières, celles supportées en règlement de toutes pertes, réclamations, dommages et autres dépenses annexes, non couverts par les assurances souscrites;

c) les dépenses payées en règlement de pertes, réclamations, dommages ou actions judiciaires, non couvertes par une assurance et pour lesquelles le Contracteur n'est pas tenu de souscrire une assurance. Les sommes recouvrées auprès des assurances au titre des polices et garanties sont comptabilisées conformément à l'Article 13,3°),g) ci-après;

7°) Les dépenses d'ordre juridique

Sont imputées aux Coûts Pétroliers, les dépenses relatives aux frais de procédure, d'enquête et de règlement des litiges et réclamations (demandes de remboursement ou compensation), qui surviennent à l'occasion des Opérations Pétrolières ou qui sont nécessaires pour protéger ou recouvrer les biens, y compris, notamment, les honoraires d'avocats ou d'experts, les frais juridiques, les frais d'enquête ou d'obtention de la preuve, ainsi que les sommes versées à titre de règlement transactionnel ou de liquidation finale de tout litige ou réclamation.

Lorsque de tels services sont effectués par le personnel du Contracteur, une rémunération, correspondant au temps et aux coûts réellement supportés, est incluse dans les Coûts Pétroliers. Le prix ainsi imputé ne devra pas être supérieur à celui qui aurait été payé à des Tiers pour des services identiques ou analogues.

8°) Les intérêts, agios et charges financières

Les intérêts, agios et charges financières versés aux créanciers du Contracteur sont retenus pour leurs montants réels et dans la seule mesure où les dettes et emprunts auxquels ils se rapportent sont nécessités par les Opérations Pétrolières et correspondent à un besoin de financement de celles-ci.

Cependant, les dépenses de cette nature ne sont pas imputables aux Coûts Pétroliers donnant droit à récupération, en application des dispositions des Articles 24, 26.9 et 26.10 du Contrat dans les cas suivants:

- d'une manière générale, lorsque les emprunts et dettes auxquels ils se rapportent ne sont pas nécessités par les besoins de financement des Opérations Pétrolières;

- lorsqu'ils se rapportent aux emprunts et dettes contractés pour le financement des dépenses de recherches et d'exploration;

- lorsqu'ils se rapportent, et à due concurrence, à la part des emprunts et dettes dépassant, pour une Année Civile donnée, soixante-dix pour cent du montant des dépenses de développement et de production;

- lorsqu'ils se rapportent aux emprunts et dettes pour lesquels l'agrément prévu par l'Article 1.4 du Contrat n'a pas été obtenu.

Les intérêts versés aux actionnaires, aux Sociétés Affiliées et aux entreprises constituant le Contracteur au titre des sommes prêtées ou avancées par eux, sont admis dans les mêmes limites et sous les mêmes conditions que ci-dessus, mais, en outre, dans la limite maximum de ceux calculés au taux annuel d'escompte de la Banque des Etats de l'Afrique Centrale majoré de deux points.

9°) Les pertes de change

Sont imputées aux Coûts Pétroliers, les pertes de change réalisées liées aux emprunts et dettes du Contracteur. Cependant, les pertes de change liées aux emprunts et dettes dont la récupération des intérêts, agios et charges est exclue en vertu des dispositions du paragraphe 8°) ci-dessus, sont exclues des Coûts Pétroliers et ne peuvent, en conséquence, donner droit à récupération.

En outre, le Contracteur ne saurait être garanti contre les risques de change ou manques à gagner liés à l'origine des capitaux propres investis et à l'autofinancement, et les pertes éventuellement subies de ce fait ne peuvent, en aucun cas, être considérées comme des Coûts Pétroliers; elles ne peuvent, par conséquent, être inscrites au compte des Coûts Pétroliers, ni donner droit à récupération. Il en est de même des primes et frais d'assurances que le Contracteur viendrait à contracter pour couvrir de tels risques.

Les pertes de change réalisées et directement liées aux créances se rapportant aux Opérations Pétrolières et traitées directement en monnaie étrangère sont également imputables aux Coûts Pétroliers.

10°) Les paiements consécutifs aux frais exposés à l'occasion des contrôles et vérifications opérés par l'Administration, conformément aux dispositions du Contrat, sont inclus dans les Coûts Pétroliers.

11°) Les paiements relatifs à d'autres dépenses, y compris les dépenses payées à des Tiers à raison du transport des Hydrocarbures et les provisions prévues à l'Article 10 du Contrat, sont inclus dans les Coûts Pétroliers. Il s'agit de tous les paiements effectués ou pertes subies liés ou nécessités par la bonne exécution des Opérations Pétrolières et dont l'imputation aux Coûts Pétroliers n'est pas exclue par les dispositions du Contrat ou de la présente Annexe, à condition qu'ils ne soient pas assimilables à des charges dont la déductibilité est exclue par la réglementation fiscale, et à condition que ces dépenses aient été approuvées par l'Administration.

ARTICLE 11

III- LES FRAIS GÉNÉRAUX

Ces dépenses sont relatives aux Coûts Pétroliers non pris en compte par ailleurs. Elles concernent:

1°) Les dépenses payées à l'extérieur du Gabon.

Elles doivent correspondre à des services effectivement nécessités par les besoins des Opérations Pétrolières et correspondre à des prestations réelles effectuées à l'étranger par le Contracteur ou les Sociétés Affiliées. Elles comprennent une partie des appointements et salaires payés au personnel résidant à l'étranger, ainsi qu'une partie des frais généraux d'administration des services centraux situés à l'étranger. Elles ne doivent pas se traduire par une imputation en cascade de frais et de marges.

Leurs montants doivent être justifiés par des pièces comptables et par les copies des rapports concernant les services et travaux effectués; toute répartition forfaitaire doit être appuyée d'explications justificatives, ainsi que des règles utilisées à cet effet.

Le montant de ces frais généraux imputés aux Opérations Pétrolières est plafonné à:

- trois pour cent pendant la période d'exploration,
- trois pour cent pendant la période de développement et de production.

Ces pourcentages s'appliquent aux dépenses, hors frais généraux, imputables aux Coûts Pétroliers au titre de l'Année Civile considérée.

Aux fins de garantir le respect des dispositions du présent paragraphe, l'Etat pourra faire procéder à l'examen des comptes propres du Contracteur et des Sociétés Affiliées concernées par des experts de son choix. A cet effet, le Contracteur et les Sociétés

Affiliées concernées donneront les instructions appropriées à leurs commissaires aux comptes respectifs pour que soient fournies à ces experts toutes les informations certifiées, nécessaires à la bonne réalisation de cet examen.

2°) Les dépenses payées à l'intérieur du Gabon.

Ces dépenses couvrent les paiements relatifs aux activités et services suivants:

- a) Direction générale et secrétariat général,
- b) Informations et communications,
- c) Administration générale (services juridiques, assurances, fiscalité, informatique),
- d) Comptabilité et budget,
- e) Audit interne.

Elles doivent correspondre à des services effectivement nécessités par les besoins des Opérations Pétrolières et correspondre à des prestations réelles effectuées au Gabon par le Contracteur ou les Sociétés Affiliées. Elles ne doivent pas se traduire par une imputation en cascade de frais et de marges.

Leurs montants sont, soit des montants réels lorsqu'il s'agit de dépenses directes, soit des montants résultant de répartitions lorsqu'il s'agit de dépenses indirectes. Dans ce dernier cas, les règles de répartition doivent être clairement définies et les montants justifiés par la comptabilité analytique.

IV- LES DÉPENSES NON IMPUTABLES AUX COÛTS PÉTROLIERS.

ARTICLE 12

Les paiements effectués en règlement de frais, charges ou dépenses non directement imputables aux Opérations Pétrolières, ceux dont la déduction ou l'imputation est exclue par les dispositions du Contrat ou de la présente Annexe, ou ceux qui ne sont pas nécessités par les besoins desdites Opérations Pétrolières, ne sont pas pris en compte et ne peuvent donc donner lieu à récupération.

Il s'agit, notamment, des paiements effectués au titre:

- 1°) des frais d'augmentation de capital;
- 2°) des frais de commercialisation;
- 3°) des frais relatifs à la période antérieure à la Date Effective;
- 4°) des frais d'audit extérieur payés par le Contracteur dans le cadre des relations particulières entre les entreprises constituant le Contracteur;
- 5°) du Fonds de Soutien des Hydrocarbures et des bonus visées respectivement aux Articles 21.7 et 28 du Contrat;
- 6°) des frais supportés à l'occasion des réunions, études et travaux réalisés dans le cadre de l'association liant les entreprises constituant le Contracteur et n'ayant pas pour objet la bonne conduite des Opérations Pétrolières;
- 7°) des intérêts, agios et charges relatifs:
 - a) d'une manière générale, aux emprunts et dettes du Contracteur non réellement justifiés par les besoins de financement des Opérations Pétrolières;
 - b) aux emprunts et dettes du Contracteur éventuellement contractés pour le financement des opérations de recherche et d'exploration;

c) aux emprunts et dettes du Contracteur éventuellement contractés pour le financement des opérations de développement et de production, lorsque ces emprunts et dettes ne satisfont pas aux conditions exigées par l'Article 1.4 du Contrat ainsi qu'à la part qui se rapporte à ces emprunts et dettes qui excède le pourcentage fixé à l'Article 10, 8) ci-dessus;

8°) des pertes de change éventuellement subies:

a) sur les créances et dettes du Contracteur non directement liées aux Opérations Pétrolières;

b) sur les emprunts et dettes du Contracteur contractés pour le financement des opérations de recherche et d'exploration;

c) sur les emprunts et dettes du Contracteur contractés pour le financement des opérations de développement et de production, lorsque ces emprunts et dettes ne satisfont pas aux conditions exigées par l'Article 1.4 du Contrat ainsi qu'à la part qui se rapporte aux emprunts et dettes qui excèdent le pourcentage fixé à l'Article 10, 8°) ci-dessus.

9°) Les pertes de change qui constituent des manques à gagner résultant de risques liés à l'origine des capitaux propres et à l'autofinancement.

V- ELEMENTS VENANT EN DÉDUCTION DES COÛTS PÉTROLIERS

ARTICLE 13

Doivent venir en déduction des Coûts Pétroliers, notamment:

1°) Le produit des quantités d'Hydrocarbures revenant au Contracteur en application des dispositions de l'Article 24 du Contrat, par le Prix Fixé s'y rapportant tel qu'il est défini à l'Article 27 dudit Contrat.

2°) Le montant des sommes éventuellement perçues au titre de la récupération des Coûts Pétroliers, en application des dispositions de l'Article 24.3 du Contrat.

Tous autres recettes, revenus, produits et profits connexes, annexes ou accessoires, directement ou indirectement liés aux Opérations Pétrolières, notamment ceux provenant:

- a) de la vente de substances connexes;
- b) du transport et du stockage de produits appartenant aux Tiers dans les installations affectées aux Opérations Pétrolières;
- c) de la cession totale ou partielle des droits et obligations du Contracteur dans le cadre des dispositions de l'Article 42 du Contrat;
- d) de créances, prêts et avances consentis;
- e) de valeurs mobilières et titres de participations;
- f) de bénéfices de change réalisés sur les créances et les dettes du Contracteur;
- g) des remboursements effectués par les assureurs;
- h) de règlements transactionnels ou de liquidations;
- i) de cessions ou de location de biens, sous réserve des dispositions de l'Article 10 du Contrat;
- j) de la fourniture de prestations de services;

k) de rabais, remises et ristournes obtenus, s'ils n'ont pas été imputés en déduction du prix de revient des biens auxquels ils se rapportent.

VI- MATÉRIELS, ÉQUIPEMENTS ET INSTALLATIONS VENDUS PAR LE CONTRACTEUR

ARTICLE 14

1°) Les matériels, équipements, installations et consommables qui sont inutilisés ou inutilisables, sont retirés des Opérations Pétrolières pour être, soit déclassés ou considérés comme "ferrailles et rebuts", soit rachetés par le Contracteur pour ses besoins propres, soit vendus à des Tiers ou à des Sociétés Affiliées.

2°) En cas de cession aux entreprises constituant le Contracteur ou à leurs Sociétés Affiliées, les prix sont déterminés conformément aux dispositions de l'Article 9, 2°), b) de la présente Annexe, ou, s'ils sont supérieurs à ceux résultant de l'application dudit Article, convenus entre les Parties. Lorsque l'utilisation du bien concerné dans les Opérations Pétrolières a été temporaire et ne justifie pas les réductions de prix fixées à l'Article susvisé, ledit bien est évalué de façon que les Coûts Pétroliers soient débités d'une charge nette correspondant à la valeur du service rendu.

3°) Les ventes à des Tiers des matériels, équipements, installations et consommables sont faites par le Contracteur au meilleur prix possible. Tous remboursements ou compensations accordés à un acheteur pour un matériel défectueux sont débités au compte des Coûts Pétroliers dans la mesure et au moment où ils sont effectivement payés par le Contracteur.

4°) S'agissant de biens qui sont propriété de l'Etat en vertu des dispositions de l'Article 10.1 du Contrat, les ventes ou retraits visés ci-dessus doivent recevoir l'approbation préalable de l'Administration avant d'être réalisées.

5°) Lorsque le produit de ces ventes doit être versé à l'Etat, en application des dispositions de l'Article 10.1, 2ème alinéa, le versement doit intervenir dans les trente jours suivant la date de l'encaissement du prix par le Contracteur.

6°) Lorsqu'un bien est utilisé au bénéfice d'un Tiers ou du Contracteur pour des opérations non couvertes par le Contrat, les redevances correspondantes sont calculées à des taux qui, sauf accord de l'Administration, ne peuvent être calculés sur une base inférieure aux prix de revient.

CHAPITRE IV - INVENTAIRE

ARTICLE 15

Le Contracteur tiendra un inventaire permanent, en quantités et en valeurs, de tous les biens meubles et immeubles, notamment l'inventaire des stocks de matériels et matières consommables, dont les coûts d'acquisition ou de réalisation ont été inclus dans les Coûts Pétroliers. Le Contracteur procédera, à intervalles raisonnables, mais au moins une fois par an, aux inventaires physiques, conformément aux pratiques comptables habituelles ou suivant les modalités fixées par les Parties, en vue de procéder au contrôle des inventaires résultant des écritures comptables et d'y apporter, le cas échéant, les ajustements et rectifications nécessaires.

Une notification écrite sera adressée par le Contracteur, au moins quatre-vingt-dix jours avant le commencement de toute opération d'inventaire, à l'Administration, de manière que celle-ci puisse être représentée au cours de ladite opération.

Le rapprochement de l'inventaire physique et de l'inventaire comptable, tel qu'il résulte des comptes, sera fait par le Contracteur. Un état détaillant les différences, en plus ou en moins, sera fourni à l'Administration.

Le Contracteur apportera les ajustements nécessaires aux comptes dès la fin des opérations d'inventaires.

CHAPITRE V- PROGRAMMES DE TRAVAUX ET BUDGETS ANNUELS

A- REGLES GENERALES

ARTICLE 16

Le Contracteur est tenu de soumettre, pour chaque Année Civile, à l'examen du Comité Technique Consultatif et à l'approbation de l'Administration, un Programme de travaux ainsi que le Budget correspondant.

Le premier Programme de travaux et le Budget correspondant sont présentés à l'Administration, pour approbation, au plus tard deux mois après la Date Effective, pour la période allant de cette date à la fin de l'Année Civile en cours.

Pour les Années Civiles suivantes, lesdits documents doivent être présentés au plus tard le trente septembre de chaque année pour l'Année Civile suivante.

Ces Programmes de travaux et Budgets correspondants, qui seront, au besoin, expliqués et commentés par le Contracteur, comporteront, notamment:

- 1°) un état estimatif détaillé des coûts, par nature,
- 2°) un état valorisé des investissements, par grosses catégories,
- 3°) un état valorisé des stocks des matériels et matières consommables,
- 4°) un état prévisionnel des productions, par Gisement.

B- PRESENTATION

ARTICLE 17

Les Programmes de travaux et Budgets correspondant sont découpés en lignes budgétaires. Le schéma de découpe, présenté pour avis au Comité Technique Consultatif, est soumis à l'approbation de l'Administration (Direction Générale de l'Exploration et de l'Exploitation des Hydrocarbures) qui peut en demander la modification. Il est établi de telle sorte que chaque ligne budgétaire corresponde à un

regroupement des comptes analytiques du Contracteur relatifs aux Opérations Pétrolières considérées.

Les lignes budgétaires sont ventilées, d'une part, par Gisement, et d'autre part, par nature d'opérations: exploration, appréciation, développement, exploitation, transport, stockage, gros entretien, autres.

Les documents budgétaires et Programmes de travaux indiqueront, en outre, les réalisations et les prévisions de clôture de l'année en cours, et comporteront des explications sur les écarts significatifs entre prévisions et réalisations, par ligne budgétaire. Sont considérés comme significatifs les écarts de plus de dix pour cent ou d'un montant égal ou supérieur de 100 millions de Francs CFA.

C- SUIVI ET CONTROLE

ARTICLE 18

I- Dans les quarante-cinq jours suivant la fin de chacun des trois premiers trimestres de l'Année Civile et dans les soixante-quinze jours suivant la fin du quatrième trimestre, le Contracteur fait parvenir à l'Administration un état des réalisations du trimestre précédent.

II- Dans les quarante-cinq premiers jours de l'Année Civile, le Contracteur fait parvenir à l'Administration la liste des comptes analytiques constituant chaque ligne budgétaire, avec mise à jour chaque trimestre, si nécessaire, de manière à permettre la reconstitution des réalisations se rapportant aux lignes budgétaires des Budgets annuels approuvés.

III- A l'appui des informations ci-dessus, le Contracteur joint les annexes suivantes:

1°) un extrait du Grand Livre analytique correspondant aux comptes des Coûts Pétroliers et indiquant les imputations opérées au cours du trimestre concerné et le cumul depuis le début de l'exercice;

2°) un relevé du compte-courant de chaque entreprise constituant le Contracteur faisant ressortir l'évolution de sa situation dans les livres du Contracteur et précisant, pour chaque trimestre:

- a) le solde à la fin du trimestre précédent,
- b) les versements effectués par elle au cours du trimestre,
- c) les notes de débit et de crédit émises par le Contracteur au cours du trimestre,
- d) le solde à la fin du trimestre.

IV- simultanément à l'envoi, dans le délai prévu au paragraphe II ci-dessus, des états relatifs au quatrième trimestre de chaque exercice, le Contracteur fait parvenir à l'Administration le solde définitif du compte courant de chaque entreprise constituant le Contracteur pour l'exercice précédent.

V- En même temps qu'aux entreprises constituant le Contracteur, celui-ci fait parvenir à l'Administration une copie des appels de fonds qu'il adresse pour le financement des Opérations Pétrolières.

CHAPITRE VI- VERIFICATION DES COMPTES

ARTICLE 19

L'Administration peut exercer le droit de vérification prévu par le Contrat, soit par ses propres agents, soit par l'intermédiaire d'un cabinet international indépendant de son choix.

A cet effet, l'Administration et le Contracteur s'informent mutuellement des périodes qui leur conviennent pour procéder à ces vérifications, et les dates auxquelles celles-ci auront lieu sont arrêtées, autant que possible, d'un commun accord, dans la limite des délais de prescription prévus.

Les sections de la comptabilité analytique du Contracteur qui enregistrent des dépenses relatives à la fois aux Opérations Pétrolières et à d'autres activités ne relevant pas du Contrat, peuvent faire l'objet, au choix de l'Administration, soit d'une vérification directe, par ses propres agents ou le cabinet dont elle utilise les services, soit d'une vérification par l'intermédiaire des commissaires aux comptes du Contracteur requis à cet effet, afin qu'ils puissent certifier que les dispositions du Contrat et de la présente Annexe sont bien appliquées et que les procédures comptables et financières du Contracteur sont correctement suivies et appliquées sans discrimination et de manière équitable aux diverses opérations concernées.

Les frais généraux visés à l'Article 11 de la présente Annexe, ainsi que les frais d'assistance générale facturés par les Sociétés Affiliées aux entreprises constituant le Contracteur, feront l'objet d'une vérification effectuée par le cabinet international chargé de certifier les comptes des sociétés concernées. Ce cabinet devra certifier que les frais imputés aux Opérations Pétrolières ont été déterminés de manière équitable et non discriminatoire. Les prestations d'assistance générale fournies par les sociétés mères des entreprises constituant le Contracteur doivent être certifiées, par ledit cabinet, comme ayant été facturées de telle sorte qu'il n'en est résulté ni perte ni gain pour lesdites sociétés mères.

Au cours d'un audit, à son initiative ou à la demande du Contracteur, l'Administration peut revérifier les comptes du Contracteur relatifs aux rectifications, ajustements et redressements au sujet desquels persiste un désaccord; les comptes ainsi concernés restent ouverts à la vérification jusqu'à ce que celle-ci ait été opérée et les désaccord levé.

A l'issue de la procédure prévue par l'Article 48.10 du Contrat, le Contracteur dispose d'un délai de deux mois à compter de la date de réception par lui de la notification prévue à l'avant-dernier alinéa dudit Article, pour, soit opérer les rectifications, ajustements et redressements consécutifs à la vérification, soit engager la procédure d'arbitrage prévue par l'Article 49 du Contrat.

CHAPITRE VII- ETATS DES REALISATIONS - SITUATIONS - COMPTES-RENDUS.

ARTICLE 20

Outre les états et informations prévus par ailleurs, le Contracteur fera parvenir à l'Administration (Direction Générale de l'Exploration et l'Exploitation des Hydrocarbures), dans les conditions, formes et délais indiqués ci-après, le détail des opérations et travaux réalisés, tels qu'ils sont enregistrés dans les comptes, documents, rapports et états tenus ou établis par lui et relatifs aux Opérations Pétrolières.

ARTICLE 21

A- ETAT DES TRAVAUX D'EXPLORATION

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 25 du premier mois de chaque trimestre civil.

Il indiquera, notamment, pour le trimestre civil précédent, le détail et la nature des travaux d'exploration réalisés sur la Zone Délimitée et les dépenses s'y rapportant en distinguant, notamment, les travaux relatifs:

- 1°) à la géologie, en distinguant la géologie de terrain et la géologie de bureau et de laboratoire;
- 2°) à la géophysique, par catégorie de travaux (sismique, magnétométrie, gravimétrie, interprétation, etc...) et par équipe;
- 3°) aux forages d'exploration, par puits;
- 4°) aux forages d'appréciation, par puits;
- 5°) aux pistes d'accès, puits d'eau et autres travaux se rapportant au lieu du forage.
- 6°) aux autres travaux d'exploration.

ARTICLE 22

B- ETAT DES TRAVAUX DE DÉVELOPPEMENT ET D'EXPLOITATION

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 25 du premier mois de chaque trimestre civil.

Il indiquera, notamment, pour le trimestre civil précédent, le détail et la nature des travaux de développement et d'exploitation effectués sur la Zone d'Exploitation et les dépenses s'y rapportant, en distinguant, notamment, les travaux relatifs:

- 1°) aux forages de développement, par Gisement et par puits;
- 2°) aux installations spécifiques de production;
- 3°) aux forages de production, par Gisement et par puits;
- 4°) aux installations et moyens de transport du Pétrole Brut et du Gaz Naturel, par Gisement;
- 5°) aux installations de stockage du Pétrole Brut et de Gaz Naturel, par Gisement, après traitement primaire.

ARTICLE 23

C- ETAT DES VARIATIONS DES COMPTES D'IMMOBILISATIONS ET DES STOCKS DE MATÉRIEL ET DE MATIÈRES CONSOMMABLES

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 25 du premier mois de chaque trimestre civil.

Il indiquera, notamment, pour le trimestre civil précédent, les acquisitions et créations d'immobilisations, de matériels et de matières consommables nécessaires aux Opérations Pétrolières, par Gisement et par grandes catégories, ainsi que les sorties (cessions, pertes, destructions, mises hors service) de ces biens.

ARTICLE 24

D- ETAT DE PRODUCTION DU MOIS

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 15 de chaque mois.

Il indiquera, par Gisement, les quantités de Pétrole Brut et de Gaz Naturel produites effectivement au cours du mois précédent et la part de cette production revenant à chacune des Parties en application des dispositions du Contrat.

ARTICLE 25

E- ETAT DE PRODUCTION ANNUELLE PRÉVISIONNELLE

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 30 septembre de chaque année.

Il présentera un plan de production annuelle détaillant, par Gisement et par mois, les quantités de Pétrole Brut et de Gaz Naturel dont la production est prévue pour l'Année Civile suivante. En tant que de besoin, le Contracteur fera parvenir des états rectificatifs.

ARTICLE 26

F- ETAT DES QUANTITÉS DE PÉTROLE BRUT ET DE GAZ NATUREL TRANSPORTÉES AU COURS DU MOIS

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 15 de chaque mois.

Il indiquera, par Gisement, les quantités de Pétrole Brut et de Gaz Naturel transportées au cours du mois précédent, entre le Gisement et le point d'exportation ou de livraison, ainsi que l'identification des canalisations utilisées et le prix du transport payé lorsque celui-ci est effectué par des Tiers. L'état indiquera, en outre, la répartition entre les Parties des produits ainsi transportés.

ARTICLE 27

G- ETAT DES ENLÈVEMENTS DU MOIS

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 15 de chaque mois.

Il indiquera, par Gisement, les quantités de Pétrole Brut et de Gaz Naturel effectivement enlevées pour exportation ou livraison par chaque Partie ou remises à elle, au cours du mois précédent, en application des dispositions du Contrat.

En outre, chaque entreprise constituant le Contracteur, fera parvenir à l'Administration, dans le même délai et pour son propre compte, un état des quantités de Pétrole Brut et de Gaz Naturel qu'elle a enlevées pour exportation ou livraison, en donnant toutes indications concernant chaque opération d'enlèvement ou de livraison (acheteur, navire, prix, destination finale, etc...)

ARTICLE 28

H- ETAT DE RÉCUPÉRATION DES COÛTS PÉTROLIERS

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 25 de chaque mois.

Il présentera, pour le mois précédent, le détail du compte des Coûts Pétroliers permettant, notamment, de faire ressortir:

- 1°) les Coûts Pétroliers restant à récupérer à la fin du mois précédent;
- 2°) les Coûts Pétroliers afférents aux activités du mois;
- 3°) les Coûts Pétroliers récupérés au cours du mois avec indication, en quantités et en valeur, de la production affectée à cet effet;
- 4°) les sommes venues en atténuation ou en diminution des Coûts Pétroliers au cours du mois;
- 5°) les Coûts Pétroliers restant à récupérer à la fin du mois.

ARTICLE 29

I- INVENTAIRE DES STOCKS DE PÉTROLE BRUT ET DE GAZ NATUREL

Cet état doit parvenir à l'Administration au plus tard le 15 de chaque mois.

Il indiquera, pour le mois précédent et par lieu de stockage:

- 1°) les stocks du début du mois;
- 2°) les entrées en stock au cours du mois;
- 3°) les sorties de stock au cours du mois;
- 4°) les stocks théoriques à la fin du mois;
- 5°) les stocks mesurés à la fin du mois;
- 6°) l'explication des écarts éventuels.

ARTICLE 30

J- ETAT DES BIENS MEUBLES ET IMMEUBLES ACQUIS, CREEES, LOUES OU FABRIQUÉS

Le Contracteur tiendra, au jour le jour, un état détaillé de tous les biens meubles et immeubles acquis, créés, loués ou fabriqués pour les besoins des Opérations Pétrolières, en distinguant ceux qui sont propriété de l'Etat en vertu des dispositions de l'Article 10.1 du Contrat et les autres.

Cet état comporte la description et l'identification de chaque bien, les dépenses s'y rapportant, le prix de revient et la date d'acquisition, de création ou de fabrication, et, le cas échéant, la date de fin d'affectation aux Opérations Pétrolières (sortie) et le sort qui lui est réservé dans ce dernier cas.

L'état susvisé est transmis à la Direction Générale de l'Exploration et de l'Exploitation des Hydrocarbures avant le 1er mars de chaque année pour l'Année Civile précédente.

ARTICLE 31

K- DECLARATIONS FISCALES

Le Contracteur transmet à la Direction Générale des Hydrocarbures un exemplaire de toutes les déclarations que les entreprises constituant le Contracteur sont tenues de souscrire auprès des Administrations fiscales chargées de l'assiette des impôts, notamment de celles relatives à l'Impôt sur les Sociétés, accompagnées de toutes les annexes, documents et justifications qui y sont joints.

ARTICLE 32

L- ETAT DES VERSEMENTS D'IMPÔTS ET TAXES

Au plus tard le 15 du premier mois de chaque trimestre civil, le Contracteur établira et transmettra à la Direction Générale de l'Exploration et de l'Exploitation des Hydrocarbures un état des versements d'impôts, droits et taxes de toute nature qu'il a acquittés au cours du trimestre civil précédent, indiquant avec précision la nature des impôts, droits et taxes concernés (Impôts sur les Sociétés, redevance minière proportionnelle, droits de douane, etc...), la nature du versement (acomptes, soldes, régularisations, etc...), la date et le montant du paiement, la désignation du receveur chargé du recouvrement, ainsi que toutes autres indications utiles.

ARTICLE 33

Les états, situations et informations visés aux Articles 20 à 32 ci-dessus seront établis et présentés sur des modèles d'imprimés fixés par l'Administration.

L'Administration pourra, en tant que de besoin, demander au Contracteur de lui fournir tous autres états, situations et informations qu'elle jugera utiles.

ANNEXE N° 3

**ENGAGEMENT VISE A L'ARTICLE 46.2 DU CONTRAT
SOUSCRIT PAR LA SOCIETE MERE**

ENGAGEMENT VISE A L'ARTICLE 46.2 DU CONTRAT

SOUSCRIT PAR LA SOCIETE MERE

CONSIDERANT que Vaalco Energy, Inc., société constituée selon les lois de l'Etat de Delaware, Etats-Unis d'Amérique, ayant son siège social à Houston, Texas, 77027 Etats-Unis d'Amérique, représentée par Monsieur Virgil A. Walston, Jr., est propriétaire de la majorité des actions de Vaalco Gabon (Etame), Inc., signataire du Contrat, et dont elle est la société mère;

CONSIDERANT que Vaalco Gabon (Etame), Inc., ci-après désignée "la Société", a signé avec la République Gabonaise, ci-après dénommée "l'Etat", un Contrat d'Exploration et de Partage de Production, ci-après dénommé "le Contrat", se rapportant à la Zone délimitée définie à l'Annexe 1 jointe audit contrat d'Exploration et de Partage de Production, et que, de ce fait, la Société va assumer des obligations vis-à-vis de l'Etat.

Vaalco Energy, Inc., reconnaît, par les présentes, qu'elle est parfaitement informée des obligations légales et contractuelles souscrites par la Société dans le cadre du contrat, et déclare qu'en cas de défaillance établie, elle mettra à la disposition de celle-ci tous les moyens techniques, en personnel, en matériel et en financement nécessaires pour lui permettre d'exécuter intégralement les obligations susvisées et qu'en cas de besoin, elle lui sera substituée pour l'accomplissement desdites obligations.

La présente lettre d'engagement produira effet à partir de la Date effective et tant que la Société fera partie du Contracteur.

Les différends résultant de l'application ou de l'interprétation de la présente lettre, qui fait partie intégrante du Contrat, sont résolus par voie d'arbitrage, conformément aux dispositions de l'Article 43 du Contrat.

A Libreville, le