

*OHADA – CONTRAT
DE PARTAGE DE PRODUCTION :*

Le plan Comptable Sectoriel
Et
L'audit des contrats de partage de production
Tome 1 : Le Plan Comptable Sectoriel



Guy Patrice AGUINGO

OHADA – CONTRAT
DE PARTAGE DE PRODUCTION :

Le Plan Comptable Sectoriel

Et

L'audit des contrats de partage de production

Tome 1 : Le Plan Comptable Sectoriel

Editions EDILIVRE APARIS

Collection Universitaire

93200 Saint-Denis – 2011

www.edilivre.com

Edilivre Éditions APARIS

175, boulevard Anatole France – 93200 Saint-Denis

Tél. : 01 41 62 14 40 – Fax : 01 41 62 14 50 – mail : actualite@edilivre.com

Tous droits de reproduction, d'adaptation et de traduction,
intégrale ou partielle réservés pour tous pays.

ISBN : 978-2-8121-5226-9

Dépôt légal : Février 2011

© Edilivre Éditions APARIS, 2011

Sommaire

NOTE DE SYNTHÈSE.....	9
INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	11

PREMIÈRE PARTIE LE CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

CHAPITRE 1	
LE CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION	15
Introduction :	15
Section 1 : La prise de connaissance du secteur amont de l'industrie pétrolière.....	15
1-1 – Qu'est ce que le pétrole ?	15
1-2 – Le secteur pétrolier : un secteur à plusieurs activités	16
1-3 – Les phases de la recherche pétrolière	17
1-4 – Les principaux contrats utilisés dans la recherche pétrolière	19
Section 2 : Les caractéristiques générales du contrat de partage de production	22
2-1 – Nature des acteurs.....	22
2-2 – Durée du Contrat	22
2-3 – Les Obligations du Contracteur et les Droits du Concédant	23
Section 3 : Les particularités du contrat de partage de production.....	24
3-1 – La notion de risque	24
3-2 – Les éléments des coûts pétroliers	25
3-3 – Modalités de récupération des coûts pétroliers	25

3-4 – Situation en cas d'échec.....	25
3-5 – Situation en cas de gisement non exploitable	26
3-6 – Expiration de la durée	26
Section 4 : L'accord ou procédures comptables	26
4-1 – Les caractéristiques de l'accord comptable	27
4-2 – Analyse de l'accord ou procédures comptables.....	27
4-3 – Impact de l'accord comptable sur le traitement des opérations et la présentation des comptes.....	29
CONCLUSION.....	29
CHAPITRE 2	
SPECIFICITES SECTORIELLES RELATIVES	
AU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION.....	31
Introduction :.....	31
Section 1 : Le Référentiel Comptable OHADA	31
1-1 – Qu'est ce que l'OHADA.....	31
1-2 – La situation antérieure à l'acte uniforme OHADA..	32
1-3 – Objectifs du Référentiel Comptable OHADA	32
1-4 – Limites du référentiel comptable OHADA.....	33
Section 2 : Les formes d'exploitation du contrat de partage de production.....	33
Section 3 : Les problématiques sectorielles liées au Contrat de Partage de Production.....	38
1 – Le traitement comptable des investissements et coûts	39
2 – Les immobilisations	45
3 – Crédit bail mobilier et immobilier.....	48
4 – Problématique relative à l'application de la norme IFRS 06 « Prospection et évaluation des ressources minérales ».....	51
5 – Divergences actuelles dans la comptabilisation des opérations pétrolières	51
CONCLUSION.....	53

DEUXIEME PARTIE
LE PLAN COMPTABLE SECTORIEL

CHAPITRE 1	
LE PLAN COMPTABLE SECTORIEL	
DES CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION.....	57

Introduction :	57
Section 1 : Un plan comptable général : pour quoi faire ?	57
Section 2 : Objectifs d'un plan comptable sectoriel ou professionnel	58
Section 3 : Appréciation des principes et conventions comptables de l'OHADA au niveau sectoriel	60
Section 4 : Principe comptable supplémentaire : principe de clarté	60
Section 5 : Vers une approche appropriée des règles d'évaluation sectorielle.....	61
Section 6 : Les comptes du plan comptable sectoriel.....	62
6-1 – Principe de base	62
6-2 – Deuxième niveau d'association	66
6-3 – Troisième niveau d'association	66
6-4 – Intitulé des comptes	67
Section 7 : Nomenclature du plan comptable sectoriel	67
7-1 – Présentation des classes de la nomenclature	67
Section 8 : Codification des comptes du plan comptable sectoriel.....	69
8-1 – Rappel – Classification et codification des comptes selon le plan comptable OHADA	69
8-2 – Codification des comptes du plan comptable sectoriel	70
Section 9 : Liste des comptes du plan comptable sectoriel ...	71
Section 10 : Terminologie explicative et modalités de fonctionnement des comptes.....	72
10-1 – Les comptes de bilan	72
Section 11 : Les options de base du plan comptable sectoriel	93
CONCLUSION	94
CHAPITRE 2	
LES ETATS FINANCIERS ANNUELS	95
INTRODUCTION	95
Section 1 : Les Etats financiers.....	95
1-1 – Le bilan	95
1-2 – Le compte de résultat.....	97
1-3 – Le Tableau financier des ressources et emplois (TAFIRE)	102

1-4 – Les Etats annexés.....	103
CONCLUSION.....	105
CONCLUSION GENERALE	106
ANNEXE 1 – LISTE DES COMPTES DU PLAN COMPTABLE SECTORIEL	107
ANNEXE 2 – MODELES DES COMPTES FINANCIERS ANNUELS	137
ANNEXE 3 – ETATS ANNEXES.....	139
BIBLIOGRAPHIE.....	151

NOTE DE SYNTHÈSE

Le contrat de partage de production mobilise un nombre important d'acteurs et de professionnels, qui attendent de la comptabilité, la réalisation des objectifs qui lui sont fixés ; à savoir : faire le compte et rendre compte de manière la plus juste possible, des droits et des obligations résultant de la volonté des parties et de l'utilisation des ressources.

Cette comptabilité est tenue par rapport au référentiel comptable en vigueur dans le pays, ainsi qu'aux différentes pratiques admises par la profession.

Cependant, en Afrique francophone, avec l'entrée en vigueur du volet comptable de l'OHADA depuis 2001, le traitement et la présentation des opérations relatives au contrat de partage de production posent de sérieuses difficultés, dues en partie au caractère général de ce plan et suscitent des débats passionnés lors des débats parlementaires, des rencontres entre les partis politiques, des professionnels du droit et du chiffre sans que les uns et les autres puissent avoir à leur disposition des connaissances en la matière...

Nous nous sommes intéressés à la présente situation afin d'y apporter un début de réponse, en travaillant pour la mise en place d'un plan comptable sectoriel dans le cadre de l'OHADA destiné aux entreprises ayant signé un contrat de partage de production.

Notre étude basée, sur des différentes missions que nous avons effectuées tout au long de notre vie professionnelle en matière d'audit de contrats de partage de production, sur les causes des conflits entre les Etats et les compagnies pétrolières en matière d'imputation des dépenses pétrolières ainsi que la présentation de ces dernières dans les comptes financiers annuels et sur l'analyse des différents contrats de partage de production en vigueur dans l'espace géographique de l'OHADA, comporte deux parties :

La première partie est consacrée au contrat de partage de production, avec une analyse succincte du secteur amont de l'industrie pétrolière, des spécificités sectorielles liées à ce type de contrat et surtout des problématiques sectorielles actuelles concernant l'application du plan comptable OHADA.

La seconde partie est axée sur notre proposition ; nous y avons fait un rappel synthétique du plan comptable OHADA, puis nous avons abordé les objectifs de notre proposition, les principes comptables, la liste des comptes, la terminologie explicative et les modalités de fonctionnement des comptes ; et enfin, nous avons aussi proposé un modèle adapté des comptes financiers annuels.

Le présent ouvrage a pour vocation de mettre à la disposition des professionnels du secteur ainsi que des tiers un plan comptable sectoriel qui puisse mieux appréhender les spécificités de l'amont de l'industrie pétrolière liées au contrat de partage de production, apporter la clarté nécessaire à l'imputation comptable des dépenses pétrolières ainsi qu'à leur présentation dans les comptes financiers, faciliter un contrôle aisé, à terme, des coûts pétroliers, et enfin réorienter les informations comptables et financières publiées dans les comptes financiers vers tous les tiers.

Par ailleurs, nous avons opté dans le cadre de notre proposition pour :

- la primauté des termes contractuels sur les règles comptables pour la simple raison que le contrat de partage de production reste un contrat, c'est-à-dire qu'il est conclu entre deux personnes majeures, et le rôle de la comptabilité est de quantifier et faire savoir les droits et les obligations des parties selon les termes contractuels ;

- le principe comptable supplémentaire de clarté dans les imputations des dépenses pétrolières ;

- la capitalisation systématique des dépenses pétrolières récupérables avant leur déduction ;

- et la présentation des comptes financiers annuels centrée sur les informations importantes du contrat.

INTRODUCTION GENERALE

La recherche pétrolière constitue ce que les professionnels du secteur appellent le secteur amont de l'industrie pétrolière : elle est réglementée par des contrats pétroliers dont le contrat de partage de production est l'une des variantes.

Ce type de contrat est conclu entre les compagnies pétrolières et les états détenteurs de réserves pétrolières ou susceptibles de l'être et présente des caractéristiques spécifiques ; il est l'objet de nombreuses interrogations et de véritables succès auprès des acteurs du secteur et de certains pays d'Afrique.

En octobre 1993, seize Etats francophones d'Afrique se sont dotés d'un cadre juridique commun appelé « Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires » (OHADA) dont le volet comptable, à travers un plan comptable, fixe les règles et les modalités de traitement et d'établissement des comptes financiers des entreprises situées dans leurs espaces géographiques.

De la mise en application de ce plan à compter de l'exercice clos au 31 décembre 2001 ressortent des difficultés relatives aux traitements comptables des spécificités sectorielles, conséquences directes du caractère général de ce plan.

Le contrat de partage de production reste un sujet peu étudié par notre profession ; très peu d'ouvrages professionnels et de mémoires y sont consacrés, et pourtant, l'amont de l'industrie pétrolière occupe une place stratégique essentielle dans l'activité des compagnies pétrolières, et procure, en cas de découverte de gisements pétroliers exploitables, des recettes budgétaires considérables pour les Etats.

Ces deux grands enjeux sont souvent source de conflit à tort ou à raison entre les parties aux contrats et méritent une attention particulière, comme en témoigne le nombre sans cesse croissant des séminaires de formation dans le domaine comptable, et des missions d'audit des coûts pétroliers en

Afrique, à l'instigation des Etats ou d'organismes internationaux tels que la Banque Mondiale, le Fond Monétaire International, etc.

L'objectif du présent ouvrage est de proposer un plan comptable sectoriel dans le cadre de l'OHADA qui soit capable de mieux intégrer les spécificités sectorielles du secteur amont de l'industrie pétrolière liées à ce type de contrat, afin de mettre à la disposition des tiers des informations comptables et financières pertinentes.

Nous parlerons dans une première partie du contrat de partage de production et des spécificités sectorielles liées à ce type de contrat ; puis dans une seconde partie nous présenterons le plan comptable sectoriel et les modèles de comptes financiers annuels proposés.

PREMIERE PARTIE

**LE CONTRAT DE PARTAGE
DE PRODUCTION**

CHAPITRE 1

LE CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

INTRODUCTION :

Le contrat de partage de production reste le fruit d'une négociation qui intègre les objectifs de chaque partie, mais il est largement influencé par les caractéristiques du secteur amont de l'industrie pétrolière.

L'Indonésie a été le premier pays à conclure le contrat de partage de production en 1966, puis le Pérou suivit en 1972 ; et depuis, ce concept a été adopté par l'Égypte, la Malaisie, La Syrie, l'Oman, l'Angola, l'Algérie, la Tunisie, le Gabon, le Congo, la Côte d'Ivoire, la Chine, la Libye, le Bénin, le Nigeria, le Sénégal, la Guinée équatoriale, le Tchad, le Congo démocratique, pour ne citer que ceux-là.

Ainsi, avant d'aborder ses principales caractéristiques, nous allons parler de manière succincte du pétrole, des activités de l'industrie pétrolière, des différentes phases de recherche pétrolière et des principaux contrats généralement conclus dans ce secteur d'activité.

SECTION 1 : LA PRISE DE CONNAISSANCE DU SECTEUR AMONT DE L'INDUSTRIE PETROLIERE

1-1 – Qu'est ce que le pétrole ?

Le pétrole est une huile minérale, de couleur noire ou très foncée, onctueuse au toucher, douée d'une odeur âcre caractéristique, essentiellement composée d'hydrocarbures, et dont le traitement ou la transformation permet d'obtenir des produits que nous utilisons couramment dans notre vie quotidienne, tels que les carburants, les médicaments, les matières plastiques, les produits chimiques, etc.

La formation du pétrole résulte d'une lente décomposition des matières organiques sous l'effet d'une forte température, de hautes pressions, de catalyseurs et de bactéries, dont l'aboutissement final est la constitution des hydrocarbures.

Ces hydrocarbures vont migrer à travers les différentes couches de l'écorce terrestre perméables (roches mères, argile, sable etc.) et imperméables (roches réservoirs) jusqu'à être bloqués par un piège où ils vont s'accumuler pour former un gisement.

1-2 – Le secteur pétrolier : un secteur à plusieurs activités

Le secteur pétrolier est caractérisé par une compétitivité accrue et une recherche permanente de rentabilité dans les investissements à réaliser ; ce qui implique à la fois une gestion autonome des ressources allouées à chaque activité et la mise en place d'une entité juridique dotée d'une mission spécifique.

Il s'agit souvent d'un groupe dont la maison mère crée une filiale soit seule, soit en association avec d'autres groupes ; la maison mère cherche des ressources nécessaires à la réalisation de l'activité et les met à la disposition des filiales, qui les gèrent pour atteindre les objectifs fixés.

De manière générale, le secteur pétrolier regroupe quatre activités principales :

a) En amont, nous avons l'activité de recherche et l'activité de production ;

1 – La recherche d'hydrocarbure consiste à faire de la prospection, c'est-à-dire à entreprendre des travaux préliminaires de détection d'indices d'existence d'hydrocarbure, notamment par l'utilisation des méthodes géophysiques à l'exécution des forages.

2 – La production d'hydrocarbure s'étend de l'extraction des hydrocarbures d'un gisement jusqu'à son stockage.

b) En aval, nous avons la commercialisation et le transport du pétrole brut et des produits dérivés ;

1 – La commercialisation d'hydrocarbure consiste à vendre sur le marché soit le pétrole brut sorti directement des gisements et destiné à une raffinerie, soit les produits finis obtenus après des opérations successives de transformation du pétrole brut ;

2 – Le transport d'hydrocarbure consiste à véhiculer ces produits au moyen d'oléoducs ou de bateaux-citernes, pour les mettre à la disposition des raffineries (le pétrole brut), et depuis les sorties des raffineries à destination des lieux de stockage (dépôt) pour la consommation finale.

1-3 – Les phases de la recherche pétrolière

La recherche pétrolière commence par l'examen des données géologiques et des cartes de la région à laquelle on s'intéresse ; elle se poursuit avec l'établissement d'un relevé topographique et la prise de vue aérienne qui sont obtenus à partir d'avions ou de satellites, dont l'étude au stéréoscope révèle des informations telles que l'inclinaison et le pendage des couches terrestres, indispensables aux géologues et aux autres intervenants.

Les sociétés de recherche pétrolière peuvent réaliser elles-mêmes les travaux (ce qui est de plus en plus rare) en utilisant les ressources mises à leur disposition, ou faire appel à des sociétés para-pétrolières, prestataires de premier, second ou troisième rang, c'est-à-dire des sociétés de services spécialisées dans la réalisation des différentes activités du secteur pétrolier.

Nous allons passer en revue les principales phases de la recherche pétrolière sans aborder les charges qui y sont liées (cette partie sera traitée dans la section relative à l'accord ou procédures comptables).

3-1 – La prospection géologique

La géologie pétrolière est axée sur la sédimentologie, c'est-à-dire l'étude des roches sédimentaires, qui jouent un rôle dans la connaissance des différentes couches du sous-sol, de la stratigraphie, de l'étude des déformations ou fractures terrestres et enfin de l'étude du triplet roche mère, roche réservoir, couverture imperméable, ou réside précisément le potentiel des roches à produire des hydrocarbures.

Elle utilise des raisonnements fondés généralement sur l'observation des affleurements des roches, sur leur nature, sur leur inclinaison, et vise à acquérir grâce à ces données des idées précises sur les parties superficielles du sous-sol. Les géologues établissent alors des cartes dites d'iso épaisseurs, d'iso profondeurs et de la nature des roches (litho-faciès), mais la connaissance des parties profondes devient indispensable ; d'où la mise en œuvre de la prospection géophysique.

3-2 – La prospection géophysique

L'application des sciences physiques à l'étude du sous-sol géologique a été le principal facteur de la réussite de spectaculaires découvertes pétrolières.

La prospection géophysique consiste d'une part à effectuer des mesures des grandeurs physiques fondamentales en profondeur, comme le magnétisme terrestre, la pesanteur, la radioactivité, et d'autre part à étudier

la configuration des couches souterraines en enregistrant la manière dont se propagent des ondes.

On distingue deux principales méthodes :

1 – La première se base sur l'observation et la mesure des phénomènes naturels

(la gravimétrie et la magnétométrie) ;

2 – La seconde se base sur l'observation et la mesure des phénomènes provoqués

(méthode sismique et méthode électrique).

Si les prospections géologiques et géophysiques permettent d'émettre des hypothèses relatives à la présence d'hydrocarbures, la meilleure manière demeure toujours le forage d'exploration qui représente, à lui seul, plus de 60 % des dépenses de recherche pétrolière, et va confirmer ou infirmer les hypothèses des géologues et géophysiciens.

3-3 – Le forage ou sondage d'exploration

C'est une opération qui permet de connaître de manière directe la nature des roches traversées ; pour cela, on effectue des carottages qui permettent l'examen macroscopique des terrains et remontent en surface des échantillons des terrains traversés.

L'étude de ces échantillons fournira les renseignements nécessaires à l'établissement du profil géologique de la sonde, et permettra de déceler la présence de pétrole.

Le choix des appareils (rigs) utilisés est fonction du type de gisement (à terre ou en mer), mais l'essentiel est qu'à l'issue du forage ou des forages d'exploration, les informations obtenues permettent d'envisager le développement et l'exploitation du gisement ou son abandon.

C'est aussi au cours de cette phase que l'on procède à :

– La diagraphie qui consiste à enregistrer, au fond du puits et pendant le forage, au moyen des capteurs inclus dans la garniture de forage, des paramètres physiques permettant de caractériser la nature des formations, leurs régimes de pressions et les fluides qui les composent (si l'on n'y fait pas attention, il peut y avoir jaillissement des hydrocarbures).

– La délimitation qui n'est rien d'autre que l'appréciation du gisement, et consiste à délimiter les formations éventuellement productives au moyen des informations relatives à l'épaisseur de la couche et à sa porosité au niveau du puits, à la saturation en huile et en gaz, à la composition de l'affluent et enfin à la pression du réservoir.

La délimitation nécessite des investissements coûteux et demande du temps : le risque économique est énorme, puisque l'on doit se poser un certain nombre de questions sur la rentabilité du gisement.

Dans le cas où l'étude de délimitation et les conditions technico-économiques seraient satisfaisantes, la décision de développement et d'exploitation des gisements peut être prise.

3-4 – Le développement et exploitation des gisements

Cette phase consiste à forer les futurs puits producteurs et à installer tous les matériels connexes permettant l'extraction des hydrocarbures.

3-5 – Le Transport

Cette phase consiste à construire des oléoducs ou pipelines dont la fonction principale est d'acheminer les hydrocarbures du centre de traitement jusqu'au terminal d'expédition ou au navire d'expédition (tanker).

1-4 – Les principaux contrats utilisés dans la recherche pétrolière

L'industrie pétrolière, dans le cadre de ses activités de recherche, utilise plusieurs types de contrats qui tiennent compte à la fois des objectifs des Etats et de ceux des sociétés pétrolières.

Ces objectifs sont fonction, au niveau des Etats, de la promotion des activités pétrolières, de la maximisation des revenus de l'Etat, de l'établissement d'un régime fiscal et contractuel attractif et enfin de l'acquisition de l'expertise par transfert de technologie et de compétence. En retour, pour les sociétés pétrolières, on tient compte de la rentabilité et de la récupération rapide des investissements, de l'accès aux réserves et de leur renouvellement, facteurs qui conditionnent leur survie dans le secteur.

Ainsi, on distingue des contrats de concession, d'association, de services à risques, de buy-back, d'intervention directe, et de partage de production.

En Afrique sub-sahélienne, depuis les années quatre-vingts la tendance est à la conclusion de contrats de partage de production (objet de notre étude), mais d'autres types de contrats tels que le contrat de concession, d'association de services à risques, conclus dans le passé, sont encore en vigueur dans certains Etats.

Nous allons définir brièvement ces différents types de contrats.

a) le contrat de concession

C'est un contrat selon lequel les droits d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures sur une zone donnée sont octroyés par l'Etat à un titulaire (concessionnaire) qui, en cas de production commerciale, devient propriétaire de la totalité de la production, moyennant paiement à l'Etat de la fiscalité pétrolière applicable (essentiellement la redevance à la production et l'impôt sur les bénéfices).

Si ce type de contrat continue d'exister en Afrique sub-sahélienne, notamment au Gabon, au Cameroun, au Congo, au Nigeria et en Angola, sa particularité est axée sur la propriété de la production, la propriété des installations de production et les sources de revenus de l'Etat ; ce qui soulève un réel débat sur la notion de propriété des produits du sous-sol, etc.

b) le contrat de services à risques

C'est un contrat par lequel un contractant doit procéder à la recherche du gisement, à ses propres risques et frais, et pour le compte d'une société nationale, contre un remboursement des dépenses encourues et une rémunération en espèces liée au succès des travaux de recherche. La production revient en totalité à la société nationale et le contractant peut parfois en acheter une fraction dans des conditions convenues.

Ce type de contrat requiert une société nationale qui soit capable de maîtriser les rouages de l'industrie pétrolière car étant propriétaire des installations, c'est elle qui doit contrôler la direction des opérations.

Dans l'espace OHADA et à notre connaissance, seul le Bénin a conclu ce type de contrat.

c) le contrat de Buy-back

C'est un contrat où l'investisseur finance la totalité des investissements, récupère les coûts encourus, et reçoit une rémunération fixe, négociée avant la conclusion du contrat et indépendamment des fluctuations de prix.

Ce contrat comporte généralement deux phases courtes : une phase de développement, et une phase de récupération des coûts et de rémunération.

Ce type de contrat n'est pas encore utilisé par les pays de l'espace OHADA.

d) le contrat d'intervention directe

Ce type de contrat est caractérisé par le fait que l'Etat ou une société nationale, titulaire d'un titre minier, fait appel à des sociétés de services

(para-pétrolières) pour la recherche et l'exploitation directe des gisements d'hydrocarbures. On parle généralement de contrat d'assistance technique.

e) le contrat d'association

Ce type de contrat est caractérisé par le fait que l'associé détenteur d'un pourcentage de participation supporte les coûts dus à la concurrence, participe à la production extraite dans des proportions identiques, et dispose d'une quote-part similaire dans les actifs conjoints.

Dans les faits, ce contrat existe par l'intermédiaire de la participation des sociétés nationales qui sont juridiquement indépendantes de l'Etat, mais la frontière est vraiment floue car ces sociétés pétrolières nationales sont détenues majoritairement par l'Etat.

f) le contrat de partage de production

Le contrat d'exploration ou de partage de production dans le domaine des hydrocarbures est une convention écrite conclue entre un Etat, propriétaire d'un espace géographique, et une ou plusieurs sociétés pétrolières (opérateurs).

Il définit les droits et les obligations de chaque partie signataire et garantit surtout aux opérateurs :

a) en cas de succès dans le cadre de la recherche pétrolière, le droit de se faire rembourser en nature des dépenses (coûts pétroliers ou cost-oil) qu'ils auraient engagés, et de fixer les règles de répartition du reste de la production (profit-oil) ;

b) en cas d'échec, de supporter seuls les dépenses engagées.

Ce contrat relève de la motivation économique des parties signataires, et intègre surtout des points spécifiques résultant des négociations, de la législation locale et des facteurs techniques.

A ces derniers, il faut ajouter les risques encourus, le mode de financement de la recherche, la notion de propriété des gisements découverts, la récupération des coûts engagés et la rémunération de chaque partie.

Les raisons généralement évoquées lors du choix de ce type de contrat sont le mode de financement, la rémunération des opérateurs, et la commercialisation des hydrocarbures revenant à chaque partie lors du partage de la production ; mais certains Etats africains comme le Congo, le Gabon, le Bénin, la Côte-d'Ivoire et récemment le Tchad ne sont pas satisfaits des conditions dans lesquelles ces contrats ont été conclus, mettent en doute les coûts de la recherche et continuent de penser que ces

contrats doivent être réexaminés afin de leur permettre de disposer d'une partie plus importante de leurs richesses en hydrocarbures.

La comptabilisation des opérations relatives à ces contrats occupe une place centrale car elle conditionne le niveau des coûts et influence la répartition finale des hydrocarbures entre les parties, d'où une nécessité pour la compréhension des imputations des charges et des produits afin d'avoir une image fidèle de chaque contrat.

Nous allons évoquer les caractéristiques générales de ce contrat avant de parler de ses spécificités et de l'accord ou procédures comptables.

SECTION 2 : LES CARACTERISTIQUES GENERALES DU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

Ce sont des points que l'on retrouve généralement dans les contrats de partage de production.

2-1 – Nature des acteurs

Le contrat de partage de production est conclu entre la puissance publique concédant, représentée par le Ministère des Hydrocarbures ou par les compagnies pétrolières nationales, et une ou plusieurs sociétés pétrolières étrangères, dont une sera l'opérateur, c'est-à-dire qu'elle sera l'interlocuteur direct de la puissance publique, dirigera et coordonnera les activités de la recherche, et en rendra compte aux autres compagnies pétrolières faisant partie des signataires du contrat.

2-2 – Durée du Contrat

Il existe généralement deux phases ; la première est la phase d'exploration et la seconde la phase de production.

2-2-1 – Phase d'exploration :

Une durée assez courte est généralement prévue (de 2 à 3 ans) avec une possibilité de prorogation conduisant à une durée maximum cumulée de cinq ans.

A l'expiration de ce terme, on devra opérer une distinction, selon que des ressources exploitables ont été découvertes ou non.

En cas d'échec, c'est à dire de non découverte ou de découverte non exploitable, le contrat expire de droit.

En cas de découverte exploitable, le contrat se poursuit dans sa seconde phase (phase de production), mais la zone contractuelle initiale est généralement réduite, la société pétrolière perdant les droits qu'elle avait sur la partie abandonnée.

2-2-2 – Phase de Production ou développement

Cette phase a une durée variable car elle est fonction du niveau de réserve du gisement ; elle peut avoir une durée de 15 à 20 ans et peut être prolongée.

Notons que les phases d'exploration et de production peuvent coexister momentanément.

2-3 – Les Obligations du Contracteur et les Droits du Concédant

Les obligations du contracteur sont multiples, elles sont généralement liées à l'établissement d'un programme et d'un budget, aux modalités de financement des travaux, aux modalités de répartition et de commercialisation des hydrocarbures, au respect de l'environnement, à la constitution d'une provision, etc.

Nous nous sommes intéressé aux points suivants :

2-3-1 – Les Programmes et Budgets

L'activité de la recherche doit faire l'objet d'un programme annuel, qui consiste en l'indication de la nature des activités pétrolières que le contracteur doit mettre en œuvre pour la totalité de la zone de recherche ; par la suite, un programme périodique (mensuel ou trimestriel) sera mis en place.

Si ce programme permet à l'Etat ou au comité de gestion de suivre la réalisation effective du projet de recherche, il est en outre accompagné d'un budget qui donne des précisions relatives aux dépenses prévisionnelles que le contracteur doit engager ; il arrive fréquemment que l'Etat fixe le montant de dépenses minimum.

Dans le cas où ces dépenses ne seraient pas réalisées, le contracteur encourt des pénalités qui peuvent aller jusqu'au règlement d'une somme donnée à l'Etat.

La crainte de l'Etat réside dans le fait qu'après avoir signé ce contrat, le contracteur, pour des raisons quelconques, ne puisse pas engager les travaux de recherche ni avancer les ressources nécessaires.

2-3-2 – Les Clauses financières

Les clauses financières ont pour objet de fixer :

– Le financement des travaux de recherche ; dans le cadre de contrat de partage de production, c'est le contracteur qui doit financer seul les travaux, mais il peut faire appel à la maison mère ou contracter des emprunts. L'Etat ne participe pas au financement.

– La rémunération du contracteur qui se fera en nature sur la base du profit-oil, obtenu par la déduction du coût pétrolier, qu'on appelle Cost-oil, de la production totale d'une période. Ce profit-oil est partagé selon un taux convenu dans le contrat et lié généralement au niveau de la production, mais certains pays ont mis en place des mécanismes complexes de répartition liés au prix du pétrole brut sur le marché, au potentiel pétrolier du pays, à la localisation de la future découverte, etc.

2-3-3 – Les principales clauses commerciales

Les clauses commerciales généralement admises sont axées sur le fait que chaque partie doit disposer de sa part de production et la commercialiser elle-même, mais on peut aussi avoir des cas où l'opérateur procède à la vente de la production globale et reverse à chaque partie sa quote-part ; cependant c'est un cas très rare, car l'accès aux marchés de la commercialisation du pétrole est ouvert à tous les producteurs.

Il existe des situations où l'Etat, ne maîtrisant pas très bien les pratiques de ce type de marché, souhaite bénéficier du savoir-faire et du réseau de commercialisation de l'opérateur ; à ce moment là, il peut y avoir une clause commerciale spéciale portant sur ce point.

SECTION 3 : LES PARTICULARITES DU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

3-1 – La notion de risque

L'appréciation des risques fait partie des éléments qui conditionnent la faisabilité d'un projet. Il en résulte que, dans le but de les minimiser, chaque partie (l'Etat et les Opérateurs) doit les identifier et les analyser, par la collecte et le traitement des informations relatives à la présence des

hydrocarbures dans un premier temps, et par la suite de celles qui sont relatives aux conditions technico-économiques de son exploitation.

Ces risques ont une influence considérable sur les éléments qui formeront les coûts pétroliers ; l'exemple le plus connu est celui du bonus de signature.

3-2 – Les éléments des coûts pétroliers

Ce sont des dépenses relatives à l'exploration, à l'appréciation, au développement, à la production, à l'évacuation, au stockage d'hydrocarbure, et à certaines activités connexes, annexes ou accessoires que les parties ont convenu dans le contrat comme ayant été engagées pour la réalisation des travaux pétroliers.

Elles sont souvent nominatives et relèvent d'une négociation très serrée car elles seront évaluées et comptabilisées, pour qu'à terme, on puisse y affecter une partie de la production ; ce qui fait que d'un contrat à l'autre, on peut être surpris de ne pas avoir les mêmes éléments constituant ces coûts pétroliers.

3-3 – Modalités de récupération des coûts pétroliers

Il s'agit de déterminer comment les dépenses ayant le caractère de coûts pétroliers seront récupérées par le contracteur.

Cette récupération, assujettie à la découverte et à la mise en exploitation des hydrocarbures, est fonction d'un ordre établi par type de dépenses et ne peut dépasser un certain seuil de la production (Cost-stop) au cours d'une période ; ainsi certaines dépenses seront récupérées plus rapidement que d'autres, et les dépenses non récupérées ou partiellement récupérées seront reportées sur la période suivante.

3-4 – Situation en cas d'échec

La recherche pétrolière n'est pas souvent couronnée de succès, qui consiste à aboutir à la découverte d'hydrocarbures. Dans de telles situations d'échec, les dépenses engagées par le contracteur sont en principe perdues ; rares sont les cas où le contracteur est autorisé à récupérer ces dépenses sur d'autres permis de recherche dont il détient les droits.

3-5 – Situation en cas de gisement non exploitable

La découverte d'un gisement est une chose, mais sa mise en exploitation dépend largement des conditions technico-économiques qui s'articulent autour des moyens techniques à utiliser pour extraire le pétrole, de la conclusion de l'étude de délimitation qui permet de déterminer la quantité et la qualité du gisement, et enfin du niveau du coût de revient et du prix de vente.

La mise en exploitation du gisement sera fonction de sa rentabilité ; dans le cas contraire, les dépenses effectuées par le contracteur sont perdues.

3-6 – Expiration de la durée

L'introduction de la notion de durée dans les contrats de partage de production, surtout en phase d'exploration, permet d'accorder au contracteur le temps nécessaire pour mener les travaux et éviter qu'il ne mène ces travaux à un rythme trop lent et conserve trop longtemps une surface importante susceptible d'intéresser d'autres sociétés.

Elle est fixée généralement à cinq ans, renouvelables une ou deux fois. A l'issue de ces périodes, et en cas de non découverte, le contracteur perd ses droits sur la zone de permis et l'Etat est censé la récupérer.

SECTION 4 : L'ACCORD OU PROCEDURES COMPTABLES

La signature d'un contrat de partage de production est toujours accompagnée d'un accord ou procédures comptables.

Ces procédures comptables, pourtant très simplifiées au début, sont de plus élaborées ; elles fixent les méthodes, les règles et les procédures auxquelles le contracteur est tenu de se conformer au titre de la comptabilité générale, et sont constituées par la comptabilisation des coûts pétroliers, les programmes et budgets des travaux, les vérifications des comptes, ainsi que par les rapports, états, déclarations, documents, informations comptables, financiers, périodiques ou non, qui doivent obligatoirement être fournis aux Etats.

4-1 – Les caractéristiques de l'accord comptable

Il convient de distinguer les procédures à suivre pour l'engagement de certaines dépenses, d'une part, et d'autre part les règles relatives aux traitements des informations comptables et financières, indispensables à la bonne compréhension du projet par les parties et à son bon déroulement.

Ainsi, on y définit les contextes dans lesquels certaines dépenses seront engagées, en fixant des seuils au-delà desquel le contracteur doit procéder à un appel d'offre, par exemple, ou en réservant certains type de dépenses aux sociétés para-pétrolières nationales ; il s'agit pour l'Etat de s'assurer d'une certaine transparence au niveau des dépenses et de favoriser l'activité économique surtout régionale ou nationale.

En revanche, les règles relatives aux traitements des informations comptables et financières font référence aux principes, règles et conventions comptables dans leur majorité.

4-2 – Analyse de l'accord ou procédures comptables

1 – Comptabilité générale

La comptabilité générale est souvent le premier point évoqué dans l'accord comptable ; l'esprit de base est le règlement de tous les aspects et problèmes comptables des opérations relatives au contrat. C'est pourquoi les règles comptables relatives à la tenue de la comptabilité générale font principalement référence au plan comptable général en vigueur dans les Etats, et aux méthodes habituelles du contracteur basées sur les usages professionnels qui sont généralement admises dans le secteur amont de l'industrie pétrolière, à condition que celles-ci ne soient pas contraires au plan comptable. On y développe aussi les caractéristiques concernant :

– Le bilan, qui doit refléter la situation patrimoniale du contrat aussi bien active que passive et être suffisamment détaillé pour que l'Etat puisse suivre l'évolution de chaque élément et apprécier la situation financière du contrat.

– Les comptes de résultat, dont les comptes de charges comprennent toutes les dépenses, pertes et frais payés ou dus, et dont les produits comprendront les productions des hydrocarbures et produits annexes au titre de l'année civile.

– Enfin les annexes, qui doivent fournir les informations nécessaires à la compréhension du bilan et des comptes de résultat.

2 – Comptabilité des coûts pétroliers

L'accord comptable est l'âme financière des contrats de partage de production, dans le sens où la transcription chiffrée des droits et obligations des parties doit obéir à des dispositions concernant les modalités précédant ou suivant l'engagement des dépenses et surtout à des règles relatives à l'imputation des charges aux comptes d'opérations qui formeront les différents coûts constitutifs du prix de revient.

Ces règles d'imputation des charges sont très importantes pour l'opérateur parce qu'elles conditionnent l'affectation future d'une dépense aux coûts pétroliers (cost-oil) ou son rejet, auquel cas la charge correspondante devra être supportée en totalité sur le profit-oil, amputant ainsi les résultats engagés.

En réalité, au niveau des charges, il y a souvent recherche d'un compromis entre l'opérateur, qui entend imputer aux comptes d'opérations la totalité des charges qu'il estime avoir supportées pour la réalisation des travaux dans l'intérêt commun, et l'Etat, qui entend éliminer au maximum les risques d'arbitraire dans la détermination des dépenses imputables au titre des coûts récupérables.

Par contre, en ce qui concerne les produits, et surtout la valorisation des hydrocarbures et produits annexes, les parties vont jusqu'à définir dans les détails les paramètres qui seront retenus, et ceux qui en seront exclus, l'objectif principal étant de minimiser les risques d'insatisfaction et de garantir les droits de chacun.

3 – Programme de travaux et budgets annuels

Il s'agit d'établir des documents qui seront soumis au comité de gestion dont le rôle est d'apprécier et d'approuver le déroulement du projet.

Ces documents sont au besoin expliqués et commentés par le contracteur, et comportent des informations relatives à l'estimation détaillée des coûts, par nature, des investissements, et des prévisions de la production. Ils peuvent comporter la définition des rubriques et des lignes budgétaires, afin de permettre le suivi et le contrôle.

4 – Déclaration et quitus fiscaux

Les problèmes fiscaux dans l'amont de l'industrie pétrolière sont complexes et conduisent souvent à des dispositions originales et spécifiques par rapport à d'autres secteurs d'activités.

Les régimes fiscaux sont divers et varient d'un pays à l'autre et d'un contrat à l'autre ; ainsi, dans chaque accord comptable, on peut avoir une

définition des types de déclarations fiscales à souscrire ainsi que du mode de calcul et de liquidation des impôts.

4-3 – Impact de l'accord comptable sur le traitement des opérations et la présentation des comptes

L'impact de l'accord comptable sur le traitement et la présentation des comptes est réel ; à ce titre, le souhait de mettre en place un document très élaboré permet à chaque partie de s'assurer que sa volonté d'origine est prise en compte.

CONCLUSION

L'amont de l'industrie pétrolière reste un secteur complexe, réglementé par des contrats et orienté vers les objectifs de chaque acteur : complexe, à cause des opérations de recherche pétrolière ; réglementé, compte tenu de la multitude des contrats existants ; orienté vers des objectifs, pour la simple raison que le choix d'un contrat dépend largement des objectifs de chaque partie.

CHAPITRE 2

SPECIFICITES SECTORIELLES RELATIVES AU CONTRAT DE PARTAGE DE PRODUCTION

INTRODUCTION :

Le contrat de partage de production comporte des opérations spécifiques ; leur traitement comptable relève d'abord des accords comptables négociés et acceptés par les parties comme nous l'avons vu précédemment.

Ces accords comptables sont fonction à la fois des principes et conventions comptables du plan comptable général en vigueur dans les Etats, et des usages de la profession.

Nous allons faire un rappel succinct du référentiel comptable OHADA, avant de parler des problématiques sectorielles et des pratiques comptables actuelles dans l'amont de l'industrie pétrolière.

SECTION 1 : LE REFERENTIEL COMPTABLE OHADA

1-1 – Qu'est ce que l'OHADA

L'OHADA, c'est-à-dire l'Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires, est un traité qui a été signé le 17 octobre 1993 à Port Louis en Ile Maurice par quatorze Etats de la zone franc CFA, auxquels s'ajoutent les Comores et la Guinée Conakry.

L'objectif recherché est de garantir la sécurité juridique au sein des pays membres pour favoriser les investissements nationaux et étrangers.