



HAL
open science

Analyse comparative des contrats pétroliers iraniens et des contrats de partage de production

Seyed Hossein Tabatabaei

► **To cite this version:**

Seyed Hossein Tabatabaei. Analyse comparative des contrats pétroliers iraniens et des contrats de partage de production. Droit. Université Nice Sophia Antipolis, 2016. Français. NNT : 2016NICE0015 . tel-01647207

HAL Id: tel-01647207

<https://theses.hal.science/tel-01647207>

Submitted on 24 Nov 2017

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



U.F.R. INSTITUT DU DROIT DE LA PAIX ET DU DÉVELOPPEMENT

École doctorale D.E.S.P.E.G.

Groupement d'Études et de Recherches sur les Évolutions du Droit International et Comparé – G.E.R.E.D.I.C.

Analyse comparative des contrats pétroliers iraniens et des contrats de partage de production

Thèse pour le doctorat en droit
présentée et soutenue par
M. Seyed Hossein TABATABAEI

Directeur de recherches :

M. Alain PIQUEMAL

Professeur Emérite à l'Université de Nice – Sophia Antipolis
Ancien Doyen de l'Institut du Droit de la Paix et du Développement.

Rapporteur :

M. Jean. Pierre BEURIER

Professeur Emérite à l'Université de Nantes

M. Syméon KARAGIANNIS

Professeur à l'Université de Strasbourg

Suffragants :

M. Philippe SAUNIER

Professeur à l'Université de Nice – Sophia Antipolis

M. Christian TAFANI

Conseiller au Cabinet du Président du Conseil départemental des Alpes Maritimes.

Le 20 juin 2016

Remerciements

À mon directeur de recherches, Monsieur le Professeur Alain Piquemal, ayant accepté ce sujet de thèse, mais surtout pour m'avoir accueilli à l'IDPD, soutenu et guidé tout au long de la réalisation de cette étude. J'aimerais déclarer que je suis fier d'avoir travaillé en sa compagnie.

Aux membres du jury, pour nous avoir honoré de leur participation dans le jury de soutenance.

À mon Professeur Mehیار Dashab pour ses regards critiques et ses conseils, ainsi que ses quêtes insatiables de la justesse orthographique et grammaticale.

À mon père et mon frère pour leur aide et spécialement à ma mère pour son soutien indéfectible pendant toutes ces années de scolarités de mon premier à ce dernier pas.

Je tiens aussi remercier Mahdi Baniāsadi pour ses gentilleses et ses aides.

Et enfin, il m'est impossible d'oublier l'ange de ma vie, mon épouse, pour son soutien, dans mes moments de doutes et d'exaltation. Elle a toujours sincèrement tout son possible pour m'aider.

REMERCIEMENTS	2
TABLES DES ABREVIATIONS ET ACRONYMES	4
INTRODUCTION	7
PARTIE I : L'UTILISATION DES CONTRATS BUY-BACK PRIVILEGIEE PAR L'INDUSTRIE PETROLIERE IRANIENNE	39
Titre I : Les contrats Buy-back constituent les éléments juridiques les plus appropriés à l'industrie pétrolière iranienne	40
Chapitre I : La présentation des contrats Buy-back et des obligations contractuelles qui en découlent	41
Chapitre II : L'expérience de l'application des contrats Buy-back et les changements apportés par le ministère iranien du Pétrole.....	121
Titre 2 : Les contrats Buy-back, un facteur d'attractivité pour les investissements étrangers en Iran 138	
Chapitre I : Les difficultés relatives aux investissements étrangers dans l'industrie pétrolière iranienne	139
Chapitre II : Les contrats Buy-back, une réponse à ces difficultés	173
PARTIE II : LA JUXTAPOSITION DES CONTRATS BUY-BACK AVEC LES CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION ET L'EVOLUTION DES CONTRATS BUY-BACK	194
Titre I: La juxtaposition des contrats Buy-back avec un autre type contractuel, les contrats de partage de production	195
Chapitre I : La présentation des contrats de partage de production	196
Chapitre II : Les avantages et les inconvénients des contrats Buy-back par rapport aux contrats de partage de production.....	250
Titre II : Les réformes des contrats Buy-back et leurs justifications	277
Chapitre I : Les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back.....	278
Chapitre 2 : La réforme des contrats Buy-back, ou IPC, pour une meilleure optimisation de l'industrie pétrolière iranienne.....	325
CONCLUSION	345
BIBLIOGRAPHIE SELECTIVE	350
TABLE DES ANNEXES	379
TABLE DES MATIERES	476

Tables des abréviations et acronymes

Agip	Azienda Generale Italiana Petroli
AIU	All Insurance Underwriters
Capex	Capital Expenditures
CCOP	Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and Southeast Asia
CEE-ONU	La Commission économique pour l'Europe des Nations Unies
CNPC	China National Petroleum Corporation
DMO	Domestic Market Obligation
DSC	Development Service Contract
E&C	Engineering & Construction
E&P	Exploration and Production
EDSC	Exploration and Development Service Contract
ELF	Elf Aquitaine
ENI	Ente Nazionale Idrocarburi
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPC	Engineering, Procurement and Construction
ESC	Exploration Service Contract
EU	European Union
FNA	Fars News Agency
FOB	Free On Board
FOEI	Friends Of the Earth International
FPEG	Forum des Pays Exportateurs de Gaz
FTP	First Tranche Petroleum

GECF	Gas Exporting Countries Forum
ICANA	Islamic Consultative Assembly News Agency
ICRG	International Country Risk Guide
ILSA	Iran and Libya Sanctions Act of 1996
IMF	International Monetary Fund
INOC	Iraq National Oil Company
IPC	Iran Petroleum Contract
ISNA	Iranian Students News Agency
JDN	Le Journal du Net
JGC	JGC Corporation : Japan Gasoline Co.
JMC	Joint Management Committee
JOA	Joint Operating Agreement
JV	Joint-Venture
KNPC	Kuwait National Petroleum Company
LA	Loan Agreement
LIBOR	London Inter Bank Offer Rate
LNOC	Libyan National Oil Corporation
LTEOSA	Long-Term Export Oil Sales Agreement
MAP	Master Appraisal Plan
MDP	Master Development Plan
MEP	Master Exploration Plan
MER	Maximum Efficient Rate
MRC	Majlis Research Center
NIOC	National Iranian Oil Company

NNPC	The Nigerian National Petroleum Corporation
NOC	National Oil Company
Non-capex	Non Capital Expenditures
OCDE	Organisation for Economic Co-operation and Development
OGEL	Oil, Gas & Energy Law intelligence (Journal)
OIEC	Oil Industrial Engineering and Construction Company
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation Limited
ONU	L'Organisation des Nations Unies
OPEP	L'Organisation des pays exportateurs de pétrole
Opex	Operation Expenditures
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A
PMC	Production Management Comity
PRS	Political Risk Service
PSA	Production Sharing Agreement
PSC	Production Sharing Contract
QGPC	Qatar General Petroleum Corporation
TAC	Technical Assistance Contract
TEA	Technical Evaluation Agreement

Introduction

Depuis plusieurs décennies, le pétrole tient une place primordiale parmi les sources de matières premières et demeure indispensable au bon fonctionnement de l'économie mondiale. Produit hautement politique économique et géostratégique régionale et mondiale.¹ Le pétrole est la première ressource du monde², sans aucun doute le produit le plus politique³ et le moteur de l'économie internationale⁴. Grâce à son importance, le pétrole a conféré aux pays producteurs notamment ceux de l'OPEP (les pays exportateurs du pétrole), une place privilégiée sur la scène internationale. La stabilité politique des pays exportateurs de pétrole a toujours influé sur les prix du marché et elle a été importante pour tous les joueurs internationaux.⁵

D'une part, les performances des pays exportateurs de pétrole ont toujours été combinées avec les objectifs et l'approche politique⁶. Dès lors il est question de savoir si les décisions de tarification de l'OPEP ont été plus politiques qu'économiques. Ainsi l'organisation a été principalement critiquée par les pays consommateurs, en ignorant régulièrement les bases du fonctionnement de la demande et de l'offre existant sur le marché⁷. D'autre part, les grandes puissances et les pays consommateurs se sont souvent comportés en fonction de leurs intérêts politiques avec les pays exportateurs de pétrole⁸.

¹ XIIIe Forum annuel de CLUB DE NICE, Energie et Géopolitique, Hôtel WESTMINISTER-salon president, les 27,28 et 29 novembre 2014.

² GOIDTHAU Andreas and WITTE Jan Martin, *The Role of Rules and Institutions in Global Energy: An Introduction*, International Energy Agency, 2008, p. 2.

³ AMANI Masoud, « *Droit des contrats internationaux pétroliers* », Université d'Imam sadeq, Téhéran, 2010, p. 23.

⁴ <http://fortune.com/global500/>

⁵ OREDUGBA Fidelia (Adiuku), *The beast of high oil prices: can it be tamed?*, p. 17. Consultable sur le site <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?category=67&sort=date>

⁶ TURNER Adair, FARRIMOND Jon and HILL Jonathan, *The Oil Trading Markets, 2003 – 2010: Analysis of market behaviour and possible policy responses*, The Oxford Institute for the Energy Studies, April 2011, p. 7.

⁷ OMONDUDE Ekpen, *Oil pricing in the 21st century: can OPEC regain control over oil prices?*, p. 9. Consultable en ligne sur le site <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?category=71&sort=author>

⁸ Par exemple, dans le cas de l'Iran, le coup d'Etat anglo-américain en 1953, et la poursuite de la coopération de la Grande-Bretagne avec l'Iran par le traité de CENTO 1955 et la coopération militaire de l'Iran avec les Etats-Unis en 1959, toutes enracinées dans les intérêts politiques de l'Occident. OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives*, OGEL, Vol. 5 - issue 2, April 2007, p. 6. ; Également à l'égard de Libye voir OTMAN W.A., *Legal and Economic Considerations of the Re-entry of US Oil Companies to their Assets in*

Donc, de nombreux éléments ont des impacts sur les droits et le marché du pétrole, qui sont non seulement des questions juridiques et économiques. Les questions politiques, historiques et de conditions mondiales jouent un rôle sur les droits et le marché du pétrole.⁹ Et l'industrie a toujours été soumise aux événements inattendus à la suite de guerres, les accidents, les nationalisations, coups d'Etat, etc.¹⁰

C'est la raison pour laquelle il est dit que le secteur pétrolier semble souffrir d'ingérence politique importante.¹¹

Du fait de l'étendue de la durée de ces contrats il en ressort un impact politique sur les contrats pétroliers et sur les droits pétroliers.¹² Ce qui est un fait important sur le marché du pétrole pour toutes les parties contractuelles.

Néanmoins alors que les relations internationales et la politique ont influencé l'industrie pétrolière, le pétrole a commencé à apparaître comme un élément affectant les relations internationales d'une manière plus importante que par le passé.

En effet, l'énergie du milieu du XIXe siècle a toujours été un élément affectant les relations internationales et la politique ne pouvait pas ne pas la remarquer¹³. Ainsi la fonction du marché de l'énergie dépend de l'évolution du marché du pétrole¹⁴ et du gaz¹⁵, et en effet, le pétrole et le gaz comme on a mentionné sont toujours des produits politiques¹⁶.

Libya, OGEL, Vol. 3 - issue 3, October 2005.

⁹ WÄLDE T.W., The Current Status Of International Petroleum Investment: Regulating, Licensing, Taxing and Contracting, OGEL, OGEL Archive, p. 36.

¹⁰ WÄLDET.W., Revision of Transnational Investment Agreements: Contractual Flexibility in Natural Resources Development, OGEL, OGEL archive, p. 267.

¹¹ Document of World Bank, ESMAP, Report No. 40405-MNA, Investing in Oil in the Middle East and North Africa, Institutions, Incentives and the National Oil Companies.

¹² GRIFFIN Paul, SMITH Herbert, Resource nationalism and the law, July 2009, p. 4.

¹³ STEVENS Paul, National oil companies: good or bad? - A literature survey, Centre for Energy, Petroleum and mineral Law and Policy University of Dundee. p. 5.

¹⁴ Les prix du pétrole ont augmenté au cours des 15 dernières années et, bien que dans les trois dernières années a diminué mais il est encore trop cher en comparant par les années 90.

¹⁵ XIIIe Forum annuel de CLUB DE NICE, *op. cit.*

¹⁶ GOIDTHAU Andreas and WITTE Jan Martin, *op. cit.* p. 2.

L'Arabie saoudite en tant que premier producteur de pétrole au monde considère cette matière précieuse comme une arme¹⁷ dont il faut profiter en faveur de ses intérêts politiques¹⁸. Les Etats-Unis¹⁹ dans la crise de Crimée pour sanctionner la Russie qui est l'un des plus grands exportateurs d'énergie, ont imposé des sanctions sur ce secteur vitale et stratégique²⁰. Les relations entre l'Europe et la Russie et le dialogue des hauts fonctionnaires de l'Union Européenne avec la Russie sont expliquées par les échanges d'énergie²¹. Le programme nucléaire iranien et l'accord entre l'Iran et les grandes puissances mondiales ont des relations directes avec les sanctions sur l'industrie pétrolières de ce pays et les méthodes de suppression de celles-ci. Et enfin, le financement de l'Etat Islamique en Irak comme la plus riche organisation terroriste de l'histoire est basé sur le pétrole²². Ce ne sont que quelques exemples de l'impact du pétrole sur les relations internationales.

Il est donc facile de comprendre pourquoi les relations internationales sont sensibles et réagissent aux questions relatives au pétrole. Ainsi il ne faut pas oublier que le Moyen-Orient possède au moins plus de 60%²³ des réserves mondiales de pétrole ce qui lui accorde une importance particulière. Et chaque événement politique important dans cette région peut avoir des répercussions sur le marché du pétrole.

Par exemple deux événements majeurs ont aboutit à une augmentation considérable du prix du pétrole dans les années 70. Le premier en 1973 associé à l'embargo pétrolier arabe

¹⁷ « The oil weapon » <http://www.slate.fr/story/93261/baisse-petrole-pacte-etats-unis-arabie-saoudite>

¹⁸ <http://www.slate.fr/story/93261/baisse-petrole-pacte-etats-unis-arabie-saoudite>

¹⁹ Il ne faut pas oublier que près de 40% de l'énergie consommée aux Etats-Unis est fournie par le pétrole comme et c'est l'un des plus grands consommateurs d'énergie et l'une des plus grandes puissances politiques du monde.

GLOVER Carol and BEHRENS Carl E., Energy: Useful Facts and Numbers, CRS Report for Congress, March 18, 2004, P. 11.

Également il faut considérer qu'à la suite des stratégies politiques des Etats-Unis en 2008, ce pays est l'un des leaders sur le marché de l'énergie.

²⁰ XIIIe Forum annuel de CLUB DE NICE, *op. cit.*

²¹ XIIIe Forum annuel de CLUB DE NICE, *op. cit.*

²² <http://www.itele.fr/monde/video/letat-islamique-organisation-terroriste-la-plus-riche-de-lhistoire-94747> ; <http://28minutes.arte.tv/exclus/interactif-letat-islamique-groupe-terroriste-le-plus-riche-du-monde/>

²³ http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm

et la guerre du Kippour, le second de 1978 à 1981 à cause de la révolution iranienne et la guerre Iran-Irak.²⁴

C'est pourquoi il est contestable que, le Moyen-Orient restera encore plus important au cours des 20 prochaines années, et bon fonctionnement de l'économie mondiale dépendant de la sécurité au Moyen-Orient.²⁵

Pour comprendre l'importance du pétrole dans l'économie internationale, il suffit de comparer les chiffres d'affaires des grandes compagnies pétrolières avec le budget annuel de certains pays, dont la France. Selon le FMI, la France est la sixième puissance économique mondiale.²⁶ Le revenu total du gouvernement français en 2013, selon l'Institut national de la statistique et des études économiques était de 388,6 milliards d'euros²⁷. Cependant, en 2014 le chiffre d'affaires des compagnies pétrolières telles que Royal Dutch Shell, Sinopec, China National Petroleum Corporation, était au-delà de 400 milliards de dollars et pour Exxon et BP, au-delà de 350 milliards de dollars. En effet les chiffres d'affaires des ces compagnies pétrolières sont supérieurs (ou équivalant) aux revenus du gouvernement français²⁸.

Autrement dit, le pétrole reste une véritable manne pour les entreprises qui l'exploitent à en croire le palmarès Global 500 publié par le magazine Fortune. Excepté le distributeur américain Wal-Mart, les six premières entreprises mondiales par leur chiffre d'affaires sont toutes des compagnies pétrolières, qui ont généré chacune en 2013 et 2014 autour de 400 milliards de dollars de chiffre d'affaires²⁹. Et par exemple le chiffre d'affaires d'Exxon en 2014 est très proche du PIB de l'Autriche et, est supérieur à celui de 166 des 193 Etats membres de l'ONU³⁰.

On peut maintenant mieux comprendre comment la réduction du prix du pétrole a un effet sur les économies des pays non pétrolières et des puissances économiques. Dans

²⁴ WÄLDET.W., *Revision of Transnational Investment Agreements*, *op. cit.*, p. 266.; OMONDUDE Ekpen, *op. cit.*, p. 9.

²⁵ XIIIe Forum annuel de CLUB DE NICE, *op. cit.*

²⁶ <http://www.journaldunet.com/economie/magazine/1171985-classement-pib/>

²⁷ http://www.insee.fr/fr/themes/comptes-nationaux/tableau.asp?sous_theme=3.2&xml=t_3203

²⁸ <http://www.journaldunet.com/economie/magazine/classement-entreprises.shtml>

²⁹ <http://www.journaldunet.com/economie/magazine/classement-entreprises.shtml>

³⁰ <http://www.nationmaster.com/country-info/stats/Economy/GDP>

l'exemple le plus simple, avec la baisse des prix du pétrole, les recettes des compagnies pétrolières baisseront et les taxes qu'elles doivent donner aux gouvernements le seront également.

Donc l'importance du pétrole ainsi que son impact sur les relations internationales et l'économie mondiale sont très compréhensibles. C'est la raison pour laquelle l'examen des contrats pétroliers, qui sont souvent conclus entre des entreprises internationales et les pays producteurs de pétrole, est nécessaire. L'importance des questions internationales, politiques et économiques sont également à envisager.

I. L'historique de l'industrie pétrolière

Bien que le pétrole ait été utilisé pendant des milliers d'années en tant que source d'énergie, son utilisation dans l'industrie moderne date de 1859, lorsque le premier puits³¹ a été foré et a produit du pétrole brut aux Etats-Unis.³²

Au commencement de l'histoire de l'industrie pétrolière dans le dix-neuvième siècle, progressivement deux types de compagnies pétrolières ont émergé. Le premier type, comme La Standard Oil (aux Etats-Unis), qui travaille dans le pays. Le deuxième comme Royal, anglo-iraniens et compagnie pétrolière française qui ont des activités transfrontalières avec le soutien des gouvernements de leurs pays respectifs.³³

À la suite de la découverte de pétrole et la création des premières compagnies pétrolières, les premiers contrats pétroliers sont nés sous la forme de contrats de concession. Et dès le début, dans la plupart des régions du monde, ce sont les gouvernements (c'est-à-dire le secteur public) qui possédaient exclusivement le droit à l'exploiter les ressources pétrolières.³⁴ A cette époque l'activité des sociétés françaises était concentrée en Afrique

³¹ Néanmoins, on considère qu'à partir des années 1850, le pétrole fait l'objet d'une exploitation et d'une utilisation industrielle. Il est exploité en 1857 en Roumanie, en 1859 aux Etats-Unis.

³² WÄLDEW. T., *Revision of Transnational Investment Agreements: op. cit.*, p. 266.

³³ AMANI Masoud, *op. cit.* pp. 23-28.

³⁴ BUNTER M., *Indonesia: from Concession to Contract*, OGEL, Vol. 3 - issue 1, March 2005, pp. 4-5.

du nord alors que celle de compagnies américaines et anglaise au Moyen-Orient, notamment en Iran et en Irak.³⁵

La découverte du premier puits de pétrole en Algérie en 1877 était une date importante au nord de l'Afrique³⁶. Au Moyen-Orient le commencement de l'industrie pétrolière en Iran était d'un grand événement.

En Iran, Les premiers contrats pétroliers furent conclus à l'époque de Nasser-al-Din Shah de la dynastie Qajar vers 1864, mais en dépit de divers contrats, notamment le contrat de la concession de « Reuter », aucun n'a véritablement abouti avant le contrat D'« Arcy » en date du 27 mai 1901.³⁷

La découverte de pétrole en Iran (1901) aboutit à la naissance de l'une des plus importantes compagnies pétrolières, la « British Petroleum » en 1908. Le Moyen-Orient est maintenant considéré comme un acteur important dans l'industrie mondiale du pétrole.³⁸

Depuis la découverte de premiers puits de pétrole et les contrats de concession initiaux, les contrats conclus entre les compagnies pétrolières internationaux et les pays producteurs de pétrole ont subi d'importants changements au cours des cent dernières années. De nombreux événements et diverse évolutions contractuelles ont considérablement bouleversé l'environnement politique-juridique des contrats pétroliers, parmi ces événements et ces évolutions on peut citer l'exploration du pétrole, Seven Sisters et contrats de concession, la nationalisation et les contrats de partage de production, la reconnaissance du droit des nations dans l'utilisation des ressources par les Nations Unies et aussi la création de l'OPEP comme l'organisation des pays exportateurs de pétrole, le premier et le second choc pétrolier, les prix du pétrole et les contrats de

³⁵ AMANI Masoud, *op. cit.* pp. 23-28.

³⁶ AMANI Masoud, *op. cit.* pp. 23-28.

³⁷ La volonté de William Knox D'Arcy de conclure le contrat avec le gouvernement Iranien, était résultat des informations qu'il avait reçu par Jacques Jean Marie de Morgan français du sud et du sud-ouest de l'Iran dans ce domaine. Ce contrat a conduit au forage de puits en 1908. OTMAN W.A., *op. cit.* p. 6.

³⁸ King & Spalding LLP, An Introduction to Upstream Government Petroleum Contracts: Their Evolution and Current Use, OGEL, Vol. 3, issue 1, March 2005, p. 3.

service et de la volonté du gouvernement de participer à des projets et des contrats de joint venture font partie des évolutions juridiques et contractuels qui devrait être considérées.³⁹

1. La Naissance des « Seven Sisters »

Certains estiment que la première époque de l'histoire de l'industrie pétrolière a commence avec la naissance des « Seven Sisters » qui ont dominées cette industrie durant plusieurs décennies⁴⁰ après la Première Guerre mondiale⁴¹.

Avant la Seconde Guerre mondiale, cette industrie fut dominée pendant plusieurs décennies par un groupe de compagnies pétrolières multinationales intégrées verticalement connus sous le nom des « Sept Sœurs ». Les « Seven Sisters » avaient obtenu des concessions dans différentes régions, principalement dans les régions à faible coût d'exploration et de production comme le Moyen-Orient, Afrique du Nord, Asie et Amérique du Sud. A cette époque elles contrôlaient environ 85 pour cent de la production mondiale de pétrole et leurs marges de profit étaient spectaculaires car

³⁹ La plupart des écrivains ont divisé les contrats pétroliers en trois grandes familles : les concessions, les contrats partage de production et les contrats de service.

Par exemple: PONGSIRI N., *Partnerships in Oil and Gas Production Sharing Contracts*, OGEL, Vol. 3, issue 1, March 2005. ; TORDO Silvana with the collaboration of JOHNSTON David and JOHNSTON Daniel, *Contries' experience with the allocation of petroleum exploration and production rights: strategies and design issues*, World Bank Working Paper- Draft, June 2009, p. 8. ; TORDO Silvana, *Fiscal Systems for Hydrocarbons, Design Issues*, World Bank working paper NO. 123, the World Bank, Washington, D.C. , p. 8. ; JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *International Petroleum Taxation*, for the Independent Petroleum Association of America, Daniel Johnston & Co., Inc. | Hancock, New Hampshire, July 4, 2008.

For instance, in the Middle East and North Africa, all three types of petroleum arrangements are being used. In this context, the question arises as to which petroleum arrangement and which specific fiscal system is the best from a *government perspective* in terms of maximizing the value of government revenues.

VAN MEURS Pedro, *Government Take and Petroleum Fiscal Regimes* May 25, 2008. This report is written for Clifford Chance LLP, London, UK at the request of the Kurdistan Regional Government of Iraq, p. 4.

⁴⁰ MUDUMBAI Raghuraman, *On Recent Trends in Crude Oil Prices*, August 18, 2005, p. 4.

⁴¹ E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, *A fifty-year perspective on world petroleum arrangements*, Texas International Law Journal, Winter, 1989, p. 2.

l'investissement dans l'industrie pétrolière était hautement lucratif pour les compagnies pétrolières internationales.⁴²

En réalité les « Seven Sister » étaient au service des intérêts de la Grande-Bretagne (successivement L'Anglo-Persian Oil Company, l'Anglo-Iranian Oil Company et la British Petroleum et Shell) et des Etats-Unis. La Compagnie française des pétroles (après Total) était considérée comme la huitième sœur. Après la première guerre mondiale, un accord appelé la ligne rouge en 1928 contenant les mêmes objectifs, elles se trouvaient en situation de monopole.⁴³

En ce temps, le rôle des pays d'accueil était seulement limité à la négociation des termes de concession, sans aucune participation active dans le développement de leurs secteurs pétroliers.⁴⁴

Au fil des années cette situation considérablement changé, ce qui a conféré aux pays hôtes un plus grand degré de contrôle et de participation dans la prise de décision. Parallèlement l'ère de la nationalisation de l'industrie pétrolière a commencé dans divers pays.⁴⁵

Autrement dit à l'époque de la domination des « Seven Sister », les gouvernements n'ont pas la capacité de trouver et de développer leur propre pétrole, et ils dépendent des compagnies pétrolières internationales. Cependant, la capacité des pays de gérer leurs ressources pétrolières augmentent au fil du temps.⁴⁶

⁴² AL-ATTAR Abdulaziz and ALOMAIR Osamah, *Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs*, OPEC Review, Organization of the Petroleum Exporting Countries, Decembre 2005, pp. 244-250.

⁴³ Oil company strategies from 1970 to the present, Hydrocarbons: Economics, Policies and Legislation, volume IV. Consultable sur le site http://www.treccani.it/portale/openscms/handle404?exporturi=/export/sites/default/Portale/sito/altre_a_ree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_4/301-322_x5.2x_ing.pdf&%5D; AMANI Masoud, *op. cit.* pp. 23-28.

⁴⁴ AL-ATTAR Abdulaziz and ALOMAIR Osamah, *op. cit.* pp. 244-250.

⁴⁵ AL-ATTAR Abdulaziz and ALOMAIR Osamah, *op. cit.* pp. 244-250.

⁴⁶ STEVENS Paul, *Cycles and the international oil industry: where are we today?*, World Petroleum Council: Official Publication 2010, p. 1. Consultable sur le site <http://www.firstmagazine.com/Publishing/SpecialistPublishingDetail.aspx?SpecialistPublicationId=23>

En effet, le pouvoir des « Seven Sister » et du cartel qu'elles formaient, a pris fin dans les années 60 et 70, coïncidant avec la fin des contrats de concession et la vague de nationalisation.

Après 1970, les « Seven Sister » ont perdu leur position dominante au sein de l'industrie pétrolière. Pendant les années 1973 à 1987, leur part dans la production mondiale de pétrole brut a chuté de 29,3% à 7,1%, quant à leur part dans la capacité de raffinage mondial elle est passée de 25,5% à 17,0%.⁴⁷

Cette baisse est le résultat de deux facteurs principaux. Tout d'abord, la nationalisation d'une grande partie des actifs pétroliers des majors après 1972. Deuxièmement, l'expansion de petits acteurs, comme les producteurs de pétrole appartenant à l'Etat (certains formé à partir des actifs pétroliers nationalisés des majors), et les compagnies pétrolières nationale (par exemple, Elf Aquitaine, Nippon Oil, Neste, et Repsol, NIOC⁴⁸ et etc) qui peu à peu ont augmenté leurs activités et leurs place au niveau mondiale. Le résultat fut une diminution à la fois le pouvoir économique et politique des majors pétrolières.⁴⁹

Deux points méritent considération. Premièrement, les majors et les compagnies nationales ne sont pas les seuls joueurs importants dans l'industrie mondiale du pétrole. L'une des caractéristiques de cette l'industrie depuis la domination par les Seven Sister est la diversité croissante des types d'entreprises dans cette industrie. Des présentes et actives entreprises indépendantes upstream tels qu'Apache, Devon Energy et Burlington Resources qui ont acquis un rôle de plus en plus important.⁵⁰

Deuxièmement, les majors et les compagnies pétrolières internationales sont progressivement entrés sur le marché. Après les chocs pétroliers des années 1970, les compagnies pétrolières internationales se sont retrouvées avec de très grands excédents de fonds. Bien qu'une grande partie de ces fonds, a été investi dans d'autres sources

⁴⁷ Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, p. 303.

⁴⁸ Compagnie nationale du pétrole d'Iran

⁴⁹ Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, p. 303.

⁵⁰ Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, p 316.

d'énergie, comme les minéraux, ainsi que les supermarchés et les chaînes hôtelières, une autre partie a été injectée dans l'exploration et dans le développement du pétrole.⁵¹

2. Le mouvement des nationalisations

Les expropriations dans les industries extractives ne sont pas un phénomène nouveau. Ce phénomène débuté dans les pays en développement en 1937 où la compagnie américaine Standard Oil a fut exproprié en Bolivie. Plus tard, les expropriations sont devenues fréquentes dans les années 1960 et 1970, mais ont diminué en fréquence dans les années 1980 et pour disparaître dans les années 1990.⁵²

Pendant les années 1960 et 1970, de nombreux pays, y compris le Koweït, l'Iran, l'Irak, l'Algérie et le Venezuela, ont unilatéralement rompus leurs contrats de concession et ont nationalisé leurs industries pétrolières et ont créé leurs compagnies nationales du pétrole. D'autres pays, comme le Nigeria, l'Indonésie ou les Emirats Arabes Unis (EAU), partiellement ont nationalisé leurs secteurs pétroliers en modifiant certains des clauses de leurs contrats et ont encouragé à devenir partenaires des compagnies étrangères.⁵³

Néanmoins de nombreux pays, après plusieurs décennies de nationalisation, ont ouvert leurs secteurs pétroliers « upstream ou downstream » à l'investissement par les entreprises privées ou les compagnies pétrolières internationales à travers une gamme variée de contrats. Ainsi ils ont modulé les contrats pour réduire l'exposition du gouvernement, en partageant les risques entre le pays hôte et les investisseurs. Cette attitude a contribué au transfert de technologie, à une meilleure expertise et a

⁵¹ STEVENS Paul, *The Coming Oil Supply Crunch*, A Chatham House Report, 2008. 38p.

⁵² HOGAN William, STURZENEGGER Federico and TAI Laurence, *Contracts in natural resources: a primer*, October 6, 2007. P. 3. Consultable sur le site http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Populism_Nat_Res/Populism_Agenda_files/HST_Intro_101_007.pdf

⁵³ Partial nationalization was implemented in countries where the E&P costs were low, or moderate, and it helped these countries to increase and sustain their petroleum production. However, in countries with full nationalization, the petroleum sector faced challenges, such as declines in production and a slowdown in new exploration because of a lack of relevant technology and expertise, as well as institutional and political constraints. AL-ATTAR Abdulaziz and ALOMAIR Osamah, *op. cit.* pp. 245-250.

considérablement augmenté l'apport en capital des compagnies pétrolières internationales.⁵⁴

Ainsi pendant les années 70, les pays qui n'avaient pas nationalisé leurs ressources en hydrocarbures, notamment à cause des conséquences négatives, se sont tournés vers de nouveaux contrats surtout les contrats de partage de production. Par cette stratégie, ces pays pouvaient avoir les droits et les obligations d'une compagnie active dans les projets pétroliers tout en évitant les effets néfastes de la nationalisation. Par conséquent ces contrats étaient une approche mixte de la participation et de la nationalisation.⁵⁵

3. La création des compagnies pétrolières nationales

A la suite de la vague de nationalisation dans les pays producteurs, la création de compagnies pétrolières appartenant à l'Etat a commencé⁵⁶ en réaction à l'influence considérables de la majorité des compagnies pétrolières étrangères.⁵⁷

Au départ ces compagnies pétrolières étatiques ont été confiées exclusivement à l'exploration et le développement des ressources en hydrocarbures. Et peu à peu celles-ci sont devenues de puissantes entités disposant de ressources économiques importantes au sein des frontières des pays producteurs et au-delà. Il faut également souligner le fait que ces compagnies pétrolières appartenant à l'Etat ont souvent joué le rôle de catalyseurs pour la mise en place de politiques sociales et économiques des pays producteurs.⁵⁸

Aujourd'hui les gouvernements et les compagnies nationales jouent un rôle plus important dans les projets pétroliers.⁵⁹

⁵⁴ AL-ATTAR Abdulaziz and ALOMAIR Osamah, *op. cit.*, p. 245.

⁵⁵ Parce qu'en vertu du contrat, la part de l'Etat a augmenté 5% chaque année. L'Arabie saoudite, le Koweït et l'Abou Dhabi ont agi de cette façon, cependant il y avait les différences dans leurs performances. AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 26-27.

⁵⁶ King & Spalding LLP, *op. cit.*, p. 6.

⁵⁷ Paul Stevens, National oil companies: good or bad, *op. cit.*, P. 6

⁵⁸ King & Spalding LLP, *op. cit.*, p. 6.

⁵⁹ LIKOSKY Michael, *Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries*, Transnational Corporations, Vol. 18, No. 1, April 2009, p. 5-6.

En effet, un mode commun d'entrée pour les investisseurs étrangers, en particulier dans les pays en développement, est à travers la réalisation d'un contrat d'investissement étranger avec l'Etat ou avec une entité de l'Etat.⁶⁰

Donc l'une des parties contractantes est un Etat, un ministère ou une entité contrôlée par l'Etat qui, formellement autonome, agit au nom du gouvernement de son pays. Tel est le cas des nombreuses entreprises nationales qui ont été créés, depuis les années 1950 dans les pays producteurs de pétrole.

NOMS DES PAYS	L'ANNEE DE LA CREATION DE LA COMPAGNIE NATIONLE
Iran	1951 (NIOC)
Brazil	1953 (Petrobras)
India	1956 (ONGC)
Kuwait	1960 (KNPC)
Saudi Arabia	1962 (Petromin)
Algeria	1965 (Sonatrach)
Iraq	1967 (INOC)
Libya	1970 (LNOC)
Indonesia	1971 (Pertamina)
Nigeria	1971 (NNOC)

⁶⁰ United Nations conference on trade and development, States contracts, UNCTAD Series on issues in international investment agreements, United Nation, New York and Geneva, 2004, Introduction.

Norway	1972 (Statoil)
Qatar	1974 (QGPC)
Malaysia	1974 (Petronas)
Venezuela	1975 (RB PdVSA)
Vietnam	1975 (Petrovietnam)
Angola	1976 (Sonangol)

Incontestablement, aujourd’hui, le rôle des compagnies nationales pétrolières est très important. Ces compagnies dominent les réserves prouvées et les exportations de pétrole brut sur le marché international du pétrole. En 2005, elles contrôlaient 77 pour cent des réserves mondiales⁶¹, par rapport à des entreprises internationales privées qui en contrôlaient 10 pour cent (ainsi 6 pour cent par les compagnies pétrolières russes, et 7 pour cent par coentreprises entre les compagnies pétrolières nationales et les compagnies pétrolières internationales).⁶² Plus de treize compagnies pétrolières nationales, ont plus de réserves qu’ExxonMobil, qui est l’une des plus grandes compagnies pétrolières internationales.⁶³

Par ailleurs, l’énergie est le seul secteur dans lequel les meilleurs et les plus grands actifs (dans ce cas, des réserves pétrolières et gazières) ne sont pas entre les mains des entreprises les plus efficaces et les plus riches (les majors occidentales), mais sous le contrôle les compagnies pétrolières nationales. Par exemple les réserves pétrolières iraniennes sont dix fois plus grandes que celles d’Exxon. Deux-tiers des réserves de

⁶¹ JOHNSTON Daniel, *Changing Fiscal Landscape*, Journal of World Energy Law and Business, 27 January, 2008, p. 2.

STEVENSON Paul, Background Paper for a Study on National Oil Companies and Value Creation, The World Bank, 2008, p. 1.

⁶² STEVENSON Paul, Background Paper for a Study on National Oil Companies and Value Creation, *op. cit.*, p. 1.

⁶³ JOHNSTON Daniel, *op. cit.*, p. 2.

pétrole mondiales se trouvent dans le golfe Persique, auxquelles les entreprises étrangères ne peuvent y accéder que par la conclusion de contrats avec les gouvernements et les compagnies nationales. Comme nous le voyons, cette asymétrie est au cœur de la situation stratégique est en défaveur des majors pétroliers et gaziers.⁶⁴

Donc les sociétés pétrolières nationales sont importantes parce qu'elles contrôlent les réserves prouvées de pétrole. Et il semble que la besoin du monde des combustibles liquides est en train d'augmenter.⁶⁵

Pour examiner les régimes juridiques, fiscaux et contractuels pour le développement des champs pétroliers, il faut prendre en compte le rôle des compagnies pétrolières nationales. Elles constituent un intermédiaire obligatoire entre les gouvernements et les entreprises étrangères. Les compagnies pétrolières nationales ont obtenu une importance symbolique, politique et économique. Et dans la majorité des pays producteurs elles disposent de ressources financières considérables.⁶⁶

À la suite de la création des compagnies nationales, dans certains pays de nouveaux contrats furent élaborés⁶⁷ leur confiant ainsi la gestion des projets.⁶⁸ Ainsi le rôle des entreprises internationales fut cantonné à celui d'exécutants.⁶⁹ C'est la raison pour laquelle, la création des compagnies pétrolières nationales sont considérées comme l'un des éléments majeurs de l'histoire du pétrole⁷⁰. Ainsi la place des compagnies pétrolières nationales, dans plusieurs des pays surtout les pays en développement, est réputée très importante. Elles sont appelées le champion national⁷¹. Par ailleurs, leur fonction est désignée par les termes de mission nationale⁷².

⁶⁴ Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, pp. 303-304.

⁶⁵ STEVENS Paul, Background Paper for a Study on National Oil Companies and Value Creation, *op. cit.* p. 1.

⁶⁶ WÄLDE W. T., *International Energy Investment*, Energy Law Journal, 1996. p. 2.

⁶⁷ E. SMITH Ernest, *international petroleum development agreement*, NR & E, Fall 1993, p. 62.

⁶⁸ WÄLDE W. T., *op. cit.*, p. 4. ; OTMAN W.A., Appraising the Libyan Petroleum Agreements: A Comparative Analysis of Risk Factors & An Evaluation of their Effectiveness, OGEL, Vol. 5 - issue 4, November 2007, p. 7.

⁶⁹ MOMMER Bernard, *The Governance of International Oil: The Changing Rules of the Game*, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 26, 2000. ; BUNTER M., *op. cit.*, p. 12.

⁷⁰ OGUNLADE A., *How Can Government Best Achieve its Objectives for Petroleum Development: Taxation and Regulation or State Participation?*, OGEL, Vol. 8, issue 4, November 2010, 25. P.

⁷¹ STEVENS Paul, Background Paper for a Study on National Oil Companies and Value Creation, *op.*

Comme on peut le constater, d'une part les pays qui ont nationalisé leurs ressources, ont cherché un nouveau modèle contractuel, et d'autre part les pays qui n'avaient pas nationalisés leurs ressources n'avaient plus envie de continuer les contrats de concession. De ce phénomène a émergé un nouveau modèle contractuel, dans lequel les Etats disposent d'une plus grande marge de manœuvre, les contrats de partage de production.

4. L'utilisation des contrats de partage de production

Bien que certaines sources estiment que les premiers contrats de partage de production furent conclus en Indonésie⁷³, il semble que ce type contractuel existait bien auparavant et était utilisé au Venezuela et en Iran en 1948 et 1951.⁷⁴

En effet, la vague de protestation contre les contrats de concession a commencé au Mexique en 1938 avec la nationalisation des compagnies étrangères et en ce qui concerne les pays du Moyen-Orient, cela a commencé bien plus tard.⁷⁵ Après le Mexique, le Venezuela a suivi. Une remise en cause qui a abouti à des négociations qui se sont matérialisées par une augmentation des droits du gouvernement. Les négociations du Venezuela et les Etats-Unis entre 1943 et 1947 ont abouti à des accords 50%, -50%. Ce qui a soulevé des attentes dans d'autres pays d'accueil.

Autrement dit, en 1943, les compagnies pétrolières internationales ont accepté une réforme radicale de leur politique contractuelle. Non seulement les entreprises ont senti que des changements étaient nécessaires, mais aussi, et surtout, dans le milieu de la Seconde Guerre mondiale, le gouvernement américain tenait à éviter toute confrontation

cit., p. 9.

⁷² STEVENS Paul, Background Paper for a Study on National Oil Companies and Value Creation, *op. cit.*, p. 9. ; STEVENS Paul, Kuwait Petroleum Corporation: Searching for Strategy in a Fragmented Oil Sector, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, July 2008, p. 23.

⁷³ Par exemple : LIKOSKY Michael, *Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries*, Transnational Corporations, Vol. 18, No. 1, April 2009. ; World Bank, Contracts for Petroleum Development – Part 1, Petroleum Sector Briefing Note No. 7, October 2007. ; WÄLDE T.W., *op. cit.*, p. 35.

⁷⁴ BUNTER M., *op. cit.* pp. 4-5. ; CORDERO MOSS Giuditta, Contract or licence? Regulation of petroleum investment in Russia and foreign legal advice, Transnational Law & Contemporary Problems, University of Iowa College of Law, fall 2003, p. 4. ; AMANI Masoud, *op. cit.*, p. 25.

⁷⁵ E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, *op. cit.*, p. 8.

avec les pays producteurs. En effet, Washington était fortement impliqué dans le processus de réforme et de la rédaction d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures.⁷⁶

En Asie, l'Indonésie et l'Iran ont joué un rôle important dans ce domaine. Après la Seconde Guerre mondiale, les anciens empires coloniaux ont commencé à s'effondrer et l'âge du nationalisme économique a commencé. En 1949, dans les Indes néerlandaises, après une longue et âpre lutte pour l'indépendance, les Hollandais furent éjectés et la nouvelle République d'Indonésie fut proclamée. En 1945, les pères fondateurs du ce nouvel Etat ont adopté une constitution dans laquelle la souveraineté et la propriété complète de l'Etat sur ses ressources minérales reconnues. Ainsi en Iran, en 1951, la première compagnie pétrolière d'Etat dans le Moyen-Orient a été créée⁷⁷.

A la fin des années 1950 et au début des années 1960, l'Iran et l'Indonésie se sont tournés vers les contrats de partage de production⁷⁸ et ils ont abandonné la concession traditionnelle⁷⁹. Après cela, les contrats de partage de production ont été adoptés par plusieurs pays dans d'autres Etats d'Asie du Sud.⁸⁰

Il faut souligner le fait que la loi de 1957, adoptée par le parlement iranien, cherchait une solution modérée et un équilibre entre le régime des concessions dans lequel l'Iran n'avait aucun rôle et le régime créé après la nationalisation dans lequel toutes les opérations étaient à la charge de ce pays.⁸¹

L'impact économique de la nationalisation, a poussé l'Iran à s'investir dans des partenariats à long terme avec des étrangers⁸² et le premier contrat conclu dans cette optique, fut celui signé en 1957 par la Société italienne National Oil (ENI⁸³), via sa filiale AGIP, avec le gouvernement iranien.⁸⁴

⁷⁶ MOMMER Bernard, *op. cit.*, p. 10.

⁷⁷ BUNTER M. , *op. cit.*, pp. 4-5.

⁷⁸ E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, *op. cit.*, p. 11.

⁷⁹ E. SMITH Ernest, From Concessions to Service contracts, International Energy Law Symposium, Tulsa Law Journal Summer, 1992, p. 10.

⁸⁰ CORDERO MOSS Giuditta, *op. cit.*, p. 4.

⁸¹ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, pp. 6-7.

⁸² OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, p. 7.

⁸³ « Ente Nazionale Idrocarburi »

⁸⁴ Ainsi avec le gouvernement égyptien. AL-EMADI Talal, Joint Venture Contracts (JVCs) among

En Indonésie le premier Directeur Président de Pertamina, a établi l'accord de l'entrepreneur (partage de production), il a fourni ainsi un exemple d'un accord pétrolier qui a été rapidement adoptée dans le monde entier⁸⁵ et surtout dans les pays en développement⁸⁶. C'est la raison pour laquelle, l'Indonésie est considéré comme le leader des contrats de partage de production⁸⁷.

Cependant, le rôle de l'OPEP dans le lancement et la promotion des contrats de partage de la production ne doit pas être oublié.

En effet, cette organisation dans sa déclaration de 1968 à propos de la politique pétrolière dans les pays membres, a reconnu le droit incontesté des Etats à participer à la "propriété de la société de concession-holding". L'OPEP a poursuivi ses efforts en insistant sur les questions relatives à la propriété, celle du prix du pétrole, du niveau de production, et des régimes contractuels. Néanmoins, à la suite des problèmes juridiques, de manque de compétences et les besoins techniques et financiers, les Etats membres de l'OPEP ont progressivement renégocié leurs contrats en incluant la notion de «participation». (Nous rappelons que parallèlement, au milieu des années 1960, l'exemple des contrats de partage de production du gouvernement indonésien ont renforcé le pouvoir de négociation des pays d'accueil).⁸⁸

Ainsi certains considèrent que le changement le plus important dans la structure de l'industrie et la stratégie des compagnies pétrolières et gazières a été le changement survenu dans l'environnement politique international. A la fin des années 1960 et au début des années 1970, la reconnaissance de la souveraineté permanente des Etats sur les ressources, a permis une montée en puissance économique et politique de ces pays. Pendant cette période, l'OPEP, en 1960, a été fondée, s'en est suivi la renégociation des concessions pétrolières de la Libye en 1970 et l'Iran en 1971 puis de la guerre israélo-

Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs Development, Concept and Elements, 2010, p. 4. Consultable sur le site <https://www.law.georgetown.edu/academics/law-journals/gjil/upload/6-al-emadiFIXED.pdf>

⁸⁵ BUNTER M., A New Approach to Petroleum Licensing, OGEI, Vol. 2, issue 1, February 2004, p. p. 29-30.

⁸⁶ BUNTER M., *Indonesia: from Concession to Contract*, op. cit. pp. 4-5.

⁸⁷ TENGKU NATHAN, Machmud, « *The Indonesian production sharing contract* », Kluwer Law International, Tulsa, Oklahoma, 2000, p. 103.

⁸⁸ AL-EMADI Talal, op. cit., pp. 5-6

arabe de 1973. Ce contexte a créé les conditions qui ont conduit au monopole de l'OPEP et puis à l'escalade des prix du pétrole en 1973-1974.⁸⁹ Ce dont découle le pouvoir de la négociation aux pays pétroliers en ce qui concerne les changements des conditions contractuels.⁹⁰

Il faut noter que la durée des contrats de partage de production est généralement plus courte que celle de la concession⁹¹, c'est la raison pour laquelle dans un premier temps, les compagnies pétrolières étaient réticentes à la conclusion de ces contrats⁹². Mais peu à peu l'acceptation de ce modèle contractuel s'accéléra, en particulier avec la création de l'OPEP. Compte-tenu du rôle de l'OPEP dans les changements contractuels, il est nécessaire de faire une présentation brève de cette organisation.

5. L'OPEP

Les alliances qui ont pour origine une convergence d'intérêts ne sont pas inédites⁹³, les pays pétrolier ne sont pas exclus de cette réalité. Cette réalité s'est renforcée par la création de l'OPEP.

Après la Seconde Guerre mondiale, les pays du Tiers-Monde ont insisté sur leurs l'indépendance, et leurs souveraineté; et l'approche des pays exportateurs de pétrole

⁸⁹ Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, pp. 301-302.

⁹⁰ Donc, en plus du rôle de l'OPEP, les conditions politiques mentionnées et les déséquilibres économiques dans le remplacement des contrats de concession par les contrats de partage de production ont joué un rôle. (King & Spalding LLP, *op. cit.*, p. 3.) Le remplacement des contrats de concession a commencé plus tôt (Cependant, depuis les années 1950 l'utilisation de formule 50% - 50% a été commencé comme on a mentionné). Par exemple, en Algérie de 1962 et dès l'indépendance de ce pays l'effort a commencé. En Koweït à partir de 1963, après la création du parlement les efforts pour changer les dispositions du consortium ont commencé et à la fin des années 60 et début des années 70 les conditions ont été changées. En Lybie, en 1974, le gouvernement a annoncé qu'il ne conclurait plus des contrats de concession et que tous les nouveaux permis seraient accordés dans le cadre d'accords de partage de production dans laquelle la partie gouvernementale est responsable des activités pétrolières. De cette façon, ces contrats ont été conçus pour donner plus de pouvoirs de contrôle au gouvernement libyen dans la conduite des opérations pétrolières. AMANI Masoud, *op. cit.* pp. 23-28. ; OTMAN W.A., *Libyan Petroleum Law: Its Impact on Oil & Gas Development In Libya; Economic and Policy Aspects*, OGEL, Vol. 2 - issue 2, April 2004, p. 7.

⁹¹ E. SMITH Ernest, From Concessions to Service contracts, *op. cit.*, p. 11.

⁹² BUNTER M., *Indonesia: from Concession to Contract*, *op. cit.*, p. 14.

⁹³ BUNTER M., *Indonesia: from Concession to Contract*, *op. cit.*, p. 14.

n'était pas une exception. En outre, puisque tous étaient soumis à un régime similaire de partage des profits avec les mêmes entreprises internationales, la mise en place d'une collective a été relativement facile à réaliser. En effet les pays exportateurs de pétrole étaient en contact depuis la visite d'une commission diplomatique vénézuélienne effectuée au Moyen-Orient en 1949, visite qui avait abouti à la promotion du partage des profits qui résultent des contrats avec les investisseurs étrangers qui prévoit un partage moitié-moitié. Plus tard en Décembre 1958, le gouvernement vénézuélien a mis fin au régime de cinquante-cinquante par une nouvelle législation qui prévoyait une augmentation des taux de l'impôt sur le revenu passant de 30 pour cent à 47,5 pour cent. Il en résulta une augmentation des bénéfices d'environ 65 pour cent.⁹⁴

Un an peu plus tard une commission diplomatique du Venezuela se rendit au Moyen-Orient pour présenter et promouvoir ses dernières innovations. Parallèlement cet Etat invités avec l'Iran, au « the First Arab Petroleum » qui s'est tenu au Caire en Avril 1959, le Venezuela demanda aux pays exportateurs d'agir d'une voie commune et d'harmoniser leurs politiques en matière d'énergie. Saisissant cette occasion, de hauts représentants des pays exportateurs de pétrole sont parvenus à un accord secret (Gentlemen's Agreement), grâce auquel une commission consultative du pétrole a été créée⁹⁵. L'OPEP fut fondée l'année suivante.⁹⁶

Jusqu'aux années 1960, les pays pétroliers n'avaient pas un rôle notable dans l'exploitation et la gestion de leurs ressources pétrolières. Cependant, la création de l'OPEP en 1960 a abouti à des changements significatifs dans la relation entre les pays producteurs et les compagnies pétrolières. Désormais non seulement les pays producteurs assument un rôle important dans la fixation des prix, mais ils ont également entamé un processus de renégociation des contrats de concession.⁹⁷

⁹⁴ MOMMER Bernard, *op. cit.*, p. 13.

⁹⁵ Entre autres choses, ils ont également convenu d'augmenter leurs parts de profit à un minimum de 60 pour cent.

⁹⁶ MOMMER Bernard, *op. cit.*, p. 13.

⁹⁷ KOLO Abba and Wälde T. W., *Renegotiation and Contract adaptation in the International investment projects: Applicable Legal Principles & Industry practices*, Volume I, issue 01, February 2004, pp. 5-12. ; T.W. WÄLDE and KOLO A., *Renegotiation and Contract Adaptation in the International Investment Projects: Applicable Legal Principles & Industry Practices*, OGEL, OGEL archive. p. 5.

En effet, la création de cette organisation a facilité le partage d'informations entre ses membres notamment au niveau contractuel, et certains Etats membres ont conclu de nouveaux accords aux conditions plus favorables pour le pays hôte.⁹⁸

Les successives négociations et renégociations ont été soutenues par la résolution XVI de l'OPEP en 1968 qui a officiellement appelé à une renégociation des contrats de concessions existante entre les Etats membres et les compagnies pétrolières sur la base de l'évolution des circonstances. C'est ainsi qu'en 1974, la plupart des pays membres de l'OPEP avait obtenu le contrôle complet de leurs ressources.⁹⁹

Alors que plusieurs pays ont réussi à renégocier leurs concessions dans les années 1950 et les années 1960, la restructuration majeure des contrats de concessions originales a eu lieu dans les années 1970. En 1971, les renégociations entamées avec l'aide de l'OPEP ont entraîné une augmentation de la part des revenus des pays par la formule des impôts supplémentaires (en moyenne 55%) et d'autres changements pour déterminer le prix affiché du pétrole. Dans certains cas, les sociétés ont convenu de maintenir un niveau minimal de production. En outre, les compagnies pétrolières ont convenu d'établir des calendriers pour libérer la superficie non commerciale des concessions dans les périodes déterminées.¹⁰⁰

Le 22 Janvier 1971, un « Accord général sur la participation » fut conclu à l'OPEP permettant aux pays membres d'acquérir un niveau «raisonnable» de la participation aux projets pétroliers à partir de 25% en augmentant progressivement à 51%.¹⁰¹

En effet, de 1967 jusqu'en 1973, l'idée de «participation» dans l'industrie du pétrole et du gaz avait reçu une attention considérable par l'OPEP et ses Etats membres soutenus par la résolution 2158 (XXI) de l'ONU¹⁰² concernant le principe de la souveraineté permanente sur les ressources naturelles.¹⁰³

⁹⁸ E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, *op. cit.*, p. 8.

⁹⁹ KOLO Abba and Wälde T. W., *op. cit.* pp. 5-12. ; T.W. WÄLDE and KOLO A., *op. cit.*, p. 5.

¹⁰⁰ E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, *op. cit.*, p. 9.

¹⁰¹ JOHNSTON Daniel, *op. cit.*, p. 3.

¹⁰² [http://www.un.org/french/documents/view_doc.asp?symbol=A/RES/2158\(XXI\)&Lang=F](http://www.un.org/french/documents/view_doc.asp?symbol=A/RES/2158(XXI)&Lang=F)

¹⁰³ AL-EMADI Talal, *op. cit.*, p. 4.

Donc l'OPEP, fondant ses arguments en grande partie, sur les résolutions d'ONU relatives au droit la souveraineté permanente sur les ressources naturelles et le principe de « l'évolution des circonstances », a encouragé ses Etats membres à renégocier leurs contrats de concessions, individuellement ou collectivement.¹⁰⁴

Par conséquent à la fin des années 1960, la part des pays producteurs du Moyen-Orient passa d'environ à 75 pour cent des bénéfices réels.¹⁰⁵

Mais il faut noter que les décisions de l'OPEP ont également eu des impacts sur de nombreuses autres questions ; la relation entre les pays non-membres avec des investisseurs étrangers¹⁰⁶, la détermination ou au moins le contrôle et l'influence sur le prix du pétrole¹⁰⁷, l'augmentation des taxes perçues par le pays pétroliers¹⁰⁸, les effets sur les autres régions commerciales¹⁰⁹ et bien d'autres.¹¹⁰

Ce sont les raisons pour lesquelles, il est dit que si l'on essaie de traiter véritablement le droit de l'énergie internationale, il faut considérer l'OPEP comme l'organisation internationale ayant le plus grand impact sur le secteur du pétrole et du gaz, mais aussi avec une influence sur les questions environnementales. Cette influence s'étend non seulement sur la production et le commerce, mais également sur l'investissement.¹¹¹

¹⁰⁴ AL-EMADI Talal, *op. cit.*, p. 5.

¹⁰⁵ MOMMER Bernard, *op. cit.*, pp. 13-14.

¹⁰⁶ RODRIGUEZ-PADILLA Victor, *Sovereignty Over Petroleum Resources: The End of an Era?*, *Energy Studies Review*, Volume 3, Issue 2, 10-9-1991, p. 122. Consultable sur le site <https://energystudiesreview.ca/esr/article/viewFile/237/552>

¹⁰⁷ Jusqu'à la création de l'OPEP, les majors déterminaient le prix du pétrole et ils gardaient les prix bas pour plusieurs raisons y compris la peur de la concurrence avec l'énergie nucléaire, après la création de l'OPEP jusqu'à 1986 c'était cette organisation qui déterminait le prix et elle a argumenté le prix du pétrole deux fois en 1973 et 1978, néanmoins depuis 1986 le prix du pétrole est déterminé par le marché mais l'OPEP garde le contrôle. WÄLDET.W., *Revision of Transnational Investment Agreements: op. cit.*, p. 268.

¹⁰⁸ OMONDUDE Ekpen, *op. cit.*, p. 3.

¹⁰⁹ Par exemple après la vague de nationalisation et ainsi le climat politique dans le golfe Persique et en Amérique du Sud après la création de l'OPEP les compagnies pétrolières cherchaient une région stable et la mer du Nord a été l'un de ces régions. ENGEN Ole Andreas H., *The development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A historical overview*, University of Stavanger, 2007, p. 1.

¹¹⁰ HASAN M., *Indonesia's Petroleum Contracts: Issues and Challenges?*, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005, p. 8.

¹¹¹ WÄLDE T.W., *International Energy Law: Concepts, Context and Players: A Preliminary Introduction*, *OGEL*, Vol. I, issue 4, September 2003. P. 153.

En bref, on peut dire que l'OPEP en brisant la domination des multinationales dans ce secteur¹¹², a changé le destin de certains pays¹¹³ ce pourquoi elle est considérée comme une révolution¹¹⁴. L'importance de l'OPEP est telle qu'il faut diviser les fournisseurs de pétrole par leur appartenance à l'OPEP : fournisseurs de l'OPEP et fournisseurs de non-OPEP¹¹⁵. Certains considèrent l'OPEP comme l'un des événements marquant de l'histoire du pétrole¹¹⁶ et d'autres divisent l'histoire du pétrole à « Pré-OPEC » et « Post-OPEC »¹¹⁷. Par ailleurs, d'autres estiment que la création de l'OPEP est aussi importante que les créations des compagnies pétrolières nationales (et la résolution des Nations Unis)¹¹⁸. Cette organisation, a été considérée par certains auteurs comme un anti-trust des supers majors¹¹⁹ ou un contrôleur de marché¹²⁰.

À côté de l'OPEP il faut présenter l'Agence internationale de l'énergie (AIE).

En effet, face aux pays producteurs et les membres de l'OPEP¹²¹, il existe les pays consommateurs. En effet, après le premier choc pétrolier, ces pays ont compris qu'il fallait trouver une solution à leur dépendance vis-à-vis de pays pétroliers.

¹¹² STEVENS Paul, *Oil markets*, Oxford review of economies policy, vol. 21, NO. 1. 2005, p. 6. ; GLOVER Carol and BEHRENS Carl E., *op. cit.*, p. 15.

¹¹³ AL-ATTAR Abdulaziz, *A review of upstream development policies in Kuwait*, OPEC Review, 2004, pp. 275-288.

¹¹⁴ MOMMER Bernard, *op. cit.*, p. 4.

¹¹⁵ TURNER Adair, FARRIMOND Jon, and HILL Jonathan, *op. cit.*, p. 13

¹¹⁶ MUDUMBAI Raghuraman, *op. cit.*, p. 4.

¹¹⁷ BAUNSGAARD Thomas, *A Primer on Mineral Taxation*, international Monetary Fund, September 2001.

¹¹⁸ OGUNLADE A., *How Can Government Best Achieve its Objectives for Petroleum Development*, *op. cit.*, p. 5.

¹¹⁹ WÄLDET.W., *Revision of Transnational Investment Agreements*, *op. cit.*, p. 267.

¹²⁰ KVALEVÅG Thomas, *How do discounted cash flow analysis and real options differ as basis for decision making about oil and gas field developments?*, MSc Finance and Strategic Management, Copenhagen business school, May 2009, p. 105.

Ainsi il ne faut pas oublier que les pays de l'OPEP contrôlent actuellement environ 75% des réserves de pétrole du monde et 40% de la production et la demande connaît une croissance rapide. WÄLDE T.W., *International Energy Law*, *op. cit.*, p. 59. ; MOMMER Bernard, *op. cit.*, pp. 13-14.

¹²¹ Les membres de l'OPEP est divisée en deux groupes ; les pays très peuplés avec de modestes réserves qui intéressent à maximiser le prix et le revenu courant (Algérie, Venezuela, Libye, dans une certaine mesure l'Iran) et les pays avec moins de gens peuplés et de grandes réserves (plus Etats du golfe Persique dirigé par Arabie Saoudite, Emirats Arabes Unis et le Koweït) qui intéressent à la stabilité à long terme et un marché sûr pour leur pétrole en concurrence avec la production non-membres et d'autres utilisations (de l'efficacité énergétique, l'énergie renouvelable, l'énergie nucléaire et à base de charbon), Malgré les différends Entre les pays membres de l'OPEP, tous les pays ont un intérêt commun à un prix qui est assez élevé pour générer de grandes louer minérale pendant une période prolongée pour leurs économies et les sociétés pétrolières absolument dépendante. *Op. cit.*, p. 64.

Donc, à la suite des chocs pétroliers, les pays consommateurs de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) ont créé l'Agence internationale de l'énergie (AIE).¹²²

En décembre 1973, le gouvernement américain a annoncé la fondation prochaine d'une Agence de l'énergie International (AIE). Après une réunion préparatoire datant de février 1974, l'AIE a été établie par l'OCDE en novembre de cette année. Il a immédiatement été adopté un Programme international de l'énergie (avec le statut d'un traité international, comme la Charte de l'OPEP) pour faire face aux situations d'urgence. Les pays membres devaient détenir des stocks équivalents à soixante (plus tard et à partir de 2009 quatre vingt dix) jours de consommation et préparer un programme de mesures de restriction de la demande éventuelle. Un système de partage d'urgence a été mis en place, et l'agencement était censé fonctionner en liaison étroite avec les compagnies pétrolières internationales.¹²³

Bien que l'OCDE comprend les pays les plus avancés du monde, cette organisation a sans doute diminué le poids de l'OPEP sur le marché pétrolier mais sans malgré tout, éliminer la dépendance vis-à-vis du pétrole de l'OPEP en dépit des prix élevés.¹²⁴

6. Les contrats de service

Peu convaincus par les bénéfices réels des contrats de partage de production, les pays producteurs de pétrole se sont dirigés vers d'autres alternatives. Ainsi en 1957 la compagnie pétrolière nationale iranienne a commencé une coopération avec la société Agip sous la forme de « joint-venture ». Ainsi la prise de contrôle du gouvernement était de l'ordre de 50 % du bénéfice total en plus 25 % de la part de la société italienne comme taxe.¹²⁵ Ce type de contrat était le premier contrat qui voulait briser la domination des « Seven sister ». Nous rappelons qu'à cette époque, la portion du pétrole attribué aux

¹²² GOIDTHAU Andreas and WITTE Jan Martin, *op. cit.*, p. 4.

¹²³ MOMMER Bernard, *op. cit.*, p. 17.

¹²⁴ MOMMER Bernard, *op. cit.*, p. 18.

¹²⁵ MOHAMMAD N., *The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for Foreign Investment?*, OGEI, Vol. 7 - issue 1, April 2009, pp. 7-9.

gouvernements selon les contrats de partage de production était de 50 pour cent mais dans ce contrat cette portion a été augmentée à 75 pour cent¹²⁶ et il a entraîné l'hostilité des « Seven sister ». ¹²⁷

Cette forme contractuelle fut utilisée en Iran jusqu'à l'adoption de la loi de 1974 c'est-à-dire après le premier choc pétrolier. ¹²⁸

Parallèlement au mouvement général ayant pour but de reconnaître « le droit des nations à utiliser et exploiter leurs richesses naturelles », les gouvernements qui, après une longue lutte avaient pu parvenir à contrôler leurs ressources pétrolières, devaient chercher un contrat conforme à leurs intérêts nationaux tout en coopérant avec des sociétés pétrolières internationales. Dans cette optique, les contrats de service à risque furent utilisés sur une longue période dans divers régimes, notamment en Amérique de Sud. ¹²⁹

Il faut rappeler que jusqu'à la fin des années soixante le prix mondial du pétrole était relativement faible, mais durant les cinq premières années de la décennie soixante dix, ce prix a triplé passant de 3,39 \$ US à 9,35 \$ US par baril. Cette soudaine augmentation des prix a permis aux compagnies pétrolières de faire de substantiels profits de même que les Etats ¹³⁰. Cette situation s'avère être l'un des principaux facteurs qui a contribué à la naissance de nouveaux types des contrats pétroliers comme les contrats de services ¹³¹.

Selon ces nouveaux contrats, les sociétés pétrolières étrangères disposaient du droit d'exploitation, de développement et de production des champs pétroliers. En revanche, le gouvernement hôte restait propriétaire des champs et des réservoirs pendant la durée du

¹²⁶ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, pp. 6-7.

¹²⁷ AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 25-26.

¹²⁸ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.* pp. 6-7.

¹²⁹ AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 27-28.

¹³⁰ Ainsi, suite à l'embargo de 1973, les revenus par baril des pays exportateurs ont augmenté, mais les revenus de l'entreprise ont encore plus augmenté. Cela contraste fortement avec les objectifs et l'idéologie des exportateurs. JOHNSTON Daniel, *op. cit.*, p. 4.

¹³¹ Ainsi comme on a déjà mentionné les contrats partage de production. Cependant, certains préféraient seulement modifier leurs accords de participation existants. OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, pp. 7-8.

contrat, car selon les constitutions de ces pays les champs et ressources énergétiques devaient rester dans le domaine public.¹³²

Il faut dire que ce type de contrat était courant en Amérique du Sud¹³³ et d'autres régions d'Amérique centrale¹³⁴. Par exemple en 1975 « Petrobras »¹³⁵, a été autorisée par le gouvernement brésilien à conclure les contrats de service à risque avec les sociétés pétrolières étrangères.¹³⁶

Ces contrats étaient souvent conclus entre les compagnies nationales de pétrole qui avaient le droit exclusif d'exploiter les ressources pétrolières dans certaines zones non offshore et les compagnies pétrolières internationales. Les dépenses et les investissements des sociétés pétrolières internationales n'étaient récompensés que lorsque les champs pétroliers commerciaux étaient découverts. En plus, une partie du pétrole était vendue par la compagnie nationale afin de récompenser les dépenses des sociétés pétrolières étrangères, et rémunérer ces dernières. Dans les autres types contractuels, les sociétés internationales détenaient au moins une partie de la production, tandis que dans les contrats de service, seule une somme d'argent leur est allouée.¹³⁷

En Iran par la promulgation de la loi de pétrole 1974 a considérablement changé les bases relationnelles établies avec les sociétés étrangères. Cette loi, qui est adoptée au moment où le monde entier était témoin d'une escalade radicale des prix du pétrole, introduit un contrat de service à risque dans le régime fiscal iranien¹³⁸ et rapidement de six contrats ce genre furent conclus¹³⁹.

¹³² AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 27-28.

¹³³ E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, *op. cit.*, p. 13.

¹³⁴ The prime example of a Risk Service Contract is found in Mexico, where as mentioned in Section 3.3.1.4 of Chapter A, given Constitutional and political constraints, no private participation is allowed in the oil sector. Consequently, the government has opted for awarding Multiple Services Contracts, where the private party merely acts as any other service provider to PEMEX in exchange of a fee. King & Spalding LLP, *op. cit.*, p. 19.

¹³⁵ Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras

¹³⁶ Quarante ans auparavant, « Petrobras » était la seule société qui avait des activités sur les champs pétroliers au Brésil. En effet, de 1938 à 1975 le gouvernement n'a autorisé aucune société pétrolière étrangère à faire les activités dans le pays. Puis, en 1975 après deux d'appels d'offres Petrobras a signé 17 contrats pour l'exploration et le développement offshore. AMANI Masoud, *op. cit.*, p. 28.

¹³⁷ AMANI Masoud, *op. cit.*, p. 28.

¹³⁸ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹³⁹ Mais à la suite de la révolution et en adoptant un projet de loi pour la création de la commission

En tout cas, il semble qu'à partir de cette époque, de nombreux gouvernements et en particulier les gouvernements du Moyen-Orient¹⁴⁰ ayant pour but de disposer d'un plus grand contrôle sur leurs ressources pétrolières, ont décidé d'utiliser ce type contractuel, ce qui leurs offrait du point de vue du développement sans doute le plus l'indépendance.¹⁴¹

En bref, on peut dire que les contrats de joint-venture, les contrats de partage de production et les contrats de services¹⁴² représentent respectivement les étapes d'un processus par lequel les pays en développement ont cherché à obtenir un contrôle plus large sur leurs ressources naturelles et de plus grands profits provenant des activités liées au pétrole, tout en disposant de la souveraineté complète sur leurs ressources pétrolières.¹⁴³

II. Les raisons de coopération entre les pays producteurs et les compagnies internationales

Avec les conflits d'intérêts entre les compagnies pétrolières internationales et les pays pétroliers, l'évolution des contrats au cours de l'histoire, ainsi que la farouche volonté des pays pétroliers de maintenir à tout prix leurs indépendances, on peut se demander pourquoi les deux parties continuent à conclure de nouveaux contrats ? La réponse est toute simple. D'une part les pays producteurs restent largement dépendants des revenus issues de l'exploitation de leurs ressources pétrolières et des investissements étrangers et d'autre part, les pays consommateurs ont quant à eux besoins des ressources énergétiques pour assurer leur croissance économique.

spéciale le 08/01/1980 l'égard des contrats pétroliers signés, tous les contrats ont été déclarés nulle donc ces contrats n'ont pas trouvé d'espace pour être réalisé.

¹⁴⁰ LIKOSKY Michael, Op. cit. P. 4.

¹⁴¹ LIKOSKY Michael, Op. cit. P. 4.

¹⁴² De point de vue des compagnies pétrolières internationale, en termes purement juridiques, la concession est un arrangement plus favorable que les contrats partage de production, et les deux sont préférables à un contrat de service des risques.

¹⁴³ Contractual regulation with respect to exploration for and production of hydrocarbons, Economics, Policies and Legislation, volume IV, P. 857-858. Consultable sur le site http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/en_ciclopedia/inglese/inglese_vol_4/847-858_x13.1x_ing.pdf

1. La dépendance au pétrole

Malgré le développement de nouvelles sources d'approvisionnement en énergie, l'économie mondiale dépend encore largement du pétrole et ce produit devrait garder son rôle majeur jusqu'en 2030.¹⁴⁴

Dans de nombreux pays, surtout dans les pays de développement, le secteur pétrolier domine l'économie et il est considéré comme la principale source de développement économique et le secteur économique majeur.¹⁴⁵

Parmi les pays en développement, la dépendance de certains pays producteurs vis-à-vis des ressources pétrolières est considérable¹⁴⁶. Par exemple dans certains cas, 94% des revenus d'un gouvernement prévenaient du pétrole.¹⁴⁷ En raison d'une telle dépendance du pays sur les ressources pétrolières, certains des termes tels que « La maladie hollandaise¹⁴⁸ », « la malédiction des ressources naturelles¹⁴⁹ » ou « le paradoxe de l'abondance¹⁵⁰ » sont utilisés pour décrire le rôle des ressources pétrolières dans ces pays.¹⁵¹

Dans ces pays, l'industrie pétrolière joue un rôle majeur dans le processus d'investissement direct étranger et ainsi, le bien-être économique de ces derniers dépend de l'exploitation des ressources naturelles.¹⁵²

¹⁴⁴ GOIDTHAU Andreas and WITTE Jan Martin, *op. cit.*, p. 2.

¹⁴⁵ STEVENS Paul, Background Paper for a Study on National Oil Companies and Value Creation, *op. cit.*, p. 1.

¹⁴⁶ AL-ATTAR A. A., *Upstream Petroleum Agreements in Kuwait*, OGEL, Vol. I, issue 4, September 2003, p. 9. ; OTMAN W.A. and KARLBERG E.J., *Libya: Petroleum Industry & the Economic Diversification*, OGEL, Vol. 3 - issue 3, October 2005. p. 4. ; BHASIN Balbir and Jennifer MCKAY, *Mining law and policy in Indonesia: reforms of the contract of work model to promote foreign direct investment and sustainability*, AMPLJ, 2002, p. 11.

¹⁴⁷ STEVENS Paul, Kuwait Petroleum Corporation, *op. cit.* p. 23.

¹⁴⁸ « Dutch Disease »

¹⁴⁹ « Resource Curse »

¹⁵⁰ « Paradox of Plenty »

¹⁵¹ OTMAN W.A. and KARLBERG E.J., *op. cit.*, p. 6.

¹⁵² United Nations conference on trade and development, *op. cit.*, p. 1.

2. Attirer les investissements étrangers et faciliter le transfert de technologie

Le secteur des ressources énergétiques et notamment celui du pétrole, présente des atouts et reste très attractif, aussi bien pour les pays producteurs que les sociétés internationales.

Grâce aux projets pétroliers, les pays producteurs peuvent attirer l'investissement étranger¹⁵³, contribuer au transfert de technologie et ainsi accéder aux technologies et savoir-faire des pays développés. Quant aux sociétés internationales, malgré les risques liés à l'investissement dans des pays souvent instables, les marges de profit sont tellement importantes¹⁵⁴ qu'elles consentent à coopérer avec les pays producteurs et acceptent même des conditions qui ne leur sont pas très favorables.

Dans la plupart des pays du monde, les Etats possèdent les ressources minérales, mais acceptent sous certaines conditions que des compagnies étrangères s'occupent de l'exploitation et du développement de ces ressources. Les majoritairement systèmes contractuels découlant de l'époque napoléonienne, sont basés sur le concept juridique français selon lequel les ressources minérales devraient être détenues par l'Etat pour le bénéfice de tous les citoyens.¹⁵⁵

Cependant entre les pays producteurs, peu de pays ont assez de ressources financières pour investir dans ce domaine, en particulier l'exploration et la production du pétrole et du gaz¹⁵⁶, parce que les projets de développement de pétrole et de gaz sont intrinsèquement coûteux et nécessitent des investissements massifs.¹⁵⁷

C'est la raison principale pour laquelle la plupart des Etats préfèrent laisser les compagnies pétrolières étrangères s'occuper de l'exploration de leurs propres ressources et accepter les risques induits. Un investissement risqué pose le même problème pour un

¹⁵³ Pour de nombreux gouvernements d'accueil, un objectif clé est d'attirer des investissements d'exploration. DANIEL Philip, GOLDSWORTHY Brenton, MALISZEWSKI Wojciech, MESA PUYO DIEGO, and WATSON Alistair, IMF Conference on Taxing Natural Resources: New Challenges and New Perspectives, Evaluation fiscal regimes for resource projects: an example from oil development, September 25, 2006p. 7.

¹⁵⁴ OGUNLADE A., *How Can Government*, *op. cit.*, p. 5.

¹⁵⁵ KAISER M.J. and PULSIPHER A.G. Fiscal system analysis: Concessionary and contractual systems used in offshore petroleum arrangements, U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, La. OCS Study MMS 2004-016. p. 32.

¹⁵⁶ KAISER M.J. and PULSIPHER A.G., *op. cit.* p. 32.

¹⁵⁷ KAISER M.J. and PULSIPHER A.G., *op. cit.* p. 32.

gouvernement que pour une société: le capital qu'ils sont en mesure d'investir est directement lié à la taille du budget d'investissement annuel du gouvernement.¹⁵⁸

Par conséquent, les pays ont besoin d'investissements étrangers dans ces ressources¹⁵⁹. Ce besoin a été augmenté une nouvelle fois à partir des années 90¹⁶⁰.

III. L'importance de l'Iran et de ses contrats pétroliers

Aujourd'hui, le marché de l'énergie diffère complètement de celui des années 90, en particulier pour les entreprises occidentales¹⁶¹. En ce que concernent les relations entre l'Union Européenne et la Russie en tant que premier pays gazier du monde, les perspectives ne semblent pas prometteuses.¹⁶² En revanche, la Chine poursuit agressivement les investissements dans les pays du Moyen-Orient notamment dans l'est de la Russie et dans le domaine de la construction des infrastructures nécessaires pour le

¹⁵⁸ RODRIGUEZ-PADILLA Victor, *op. cit.*, p. 113.

¹⁵⁹ ALEXANDER F.C., *Production Sharing Contracts and Other Host Government Contract*, OGRL, Vol. 3 – issue 1, March 2005, p. 4. ; LEERBERG B.E., MCLURE C.E. and WINFROW P., *Petroleum Taxation in Libya*, OGEL, Vol. 3 - issue 2, June 2005, p. 4. ; OTMAN W.A. and KARLBERG E.J., *op. cit.*, p. 6.

¹⁶⁰ AL-ATTAR Abdulaziz, *A review of upstream*, *op. cit.*, p. 11.

En effet, l'ambiance mondiale de point de vue sociale, politique et économique a changé : le déclin du socialisme, la fin de la confrontation idéologique entre capitalisme et communisme, la mondialisation de l'économie, et une stagnation de la décennie des prix du pétrole, tout a abouti à l'ouverture de nouveaux projets et décisions des pays producteurs du pétrole et du gaz pour la participation de capitaux étrangers. Par conséquent la concurrence mondiale pour l'investissement sur les champs du pétrole et de gaz a été augmentée. Tous ces facteurs se sont combinés pour forcer les gouvernements hôtes à contempler le changement et envisager différentes formes et degrés de la libéralisation de l'industrie, y compris la participation des investisseurs étrangers dans les activités d'exploration et de production d'hydrocarbures. Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, p. 303.; King & Spalding LLP, *op. cit.*, p. 7.

¹⁶¹ Surtout en ce qui concerne la compétitivité que des entreprises chinoises et indiennes ont trouvée. WÄLDE T.W., *Renegotiating acquired rights in the oil and gas industries: Industry and political cycles meet the rule of law*, Journal of World Energy Law & Business, Vol. 1, No. 1, 2008. ; V. MITCHELL John, A New Era for Oil Prices, Center for Energy and Environmental Policy Research, Chatham house, August 2006.

¹⁶² Oil company strategies from 1970 to the present, *op. cit.*, p. 318. Consultable sur le site http://www.treccani.it/portale/opensms/handle404?exporturi=/export/sites/default/Portale/sito/altre_a_ree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_4/301-322_x5.2x_ing.pdf&%5D

Les pays membres de GECF ont 67% des réserves de gaz du monde et la Russie et l'Iran possèdent ensemble plus de 70% de réservoirs de ces pays. La Russie boycotté par l'Occident, par contre l'Iran et l'Occident veulent réduire les tensions, donc le marché de l'Iran peut être très attrayant pour l'avenir de l'entreprise l'Internationale. <http://www.gecf.org/aboutus>

transfert des matières premières vers la Chine. Quant l'Arabie Saoudite, ce pays, malgré d'énormes ressources de pétrole, ne semble plus avoir d'aussi bonnes relations avec les Etats-Unis et les pays occidentaux qu'auparavant et d'ailleurs le nombre de compagnies, et le nombre de compagnies pétrolières étrangères investissant dans ce pays tend à diminuer¹⁶³. La situation en Irak est extrêmement inquiétante et incertaine et la situation en Libye reste très instable, ainsi que la politique officielle du Koweït qui ne prône pas l'accueil des compagnies pétrolières internationales.¹⁶⁴ Dans cette situation aussi particulière, l'Iran qui dispose d'une stabilité relative, grâce à l'accord nucléaire conclu avec les pays occidentaux le 14 juillet 2015, peut espérer attirer les compagnies pétrolières internationales.

Il ne faut pas oublier que l'Iran est le deuxième détenteur des réserves pétrolières et le deuxième détenteur de réserves de gaz naturel du monde.¹⁶⁵ Ce pays a toujours eu un rôle important dans l'industrie pétrolière mondiale¹⁶⁶. Notamment dans le mouvement de nationalisations au Moyen-Orient¹⁶⁷, dans la création et l'indépendance des compagnies pétrolières nationales¹⁶⁸, l'utilisation des contrats de partage de production, et des contrats Buy-back comme l'une des branches des contrats de services.¹⁶⁹

Généralement, les pays du Moyen-Orient, tel que l'Iran, ne sont pas les destinations privilégiées pour les investisseurs étrangers. Toutefois, en raison des abondantes ressources pétrolières dans ces pays, le risque lié à l'investissement reste moindre par rapport aux autres pays¹⁷⁰.

¹⁶³ STEVENS Paul, *The Coming Oil Supply Crunch*, *op. cit.*, p. 25.

¹⁶⁴ STEVENS Paul, *The Coming Oil Supply Crunch*, *op. cit.*, p. 25.

¹⁶⁵ L'Iran a 11,5 pour cent pétrole et 14,9 pour cent gaz du monde. OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 3.

¹⁶⁶ WÄLDE T.W., *International Energy Law*, *op. cit.*, p. 153.

¹⁶⁷ OTMAN W.A. and KARLBERG E.J., *op. cit.*, p. 6.

¹⁶⁸ BUNTER M., *Indonesia: from Concession to Contract*, *op. cit.* pp. 4-5.

¹⁶⁹ Aujourd'hui même il est dit que l'activité en Azerbaïdjan, Kazakhstan et le Turkménistan nécessite la coopération avec l'Iran. WÄLDE T.W., *Managing the Risk of Sanctions in the Global Oil & Gas Industry: Corporate Response Under Political, Legal and Commercial Pressures*, OGEL, OGEL Archive, p. 16.

¹⁷⁰ ALEXANDER F.C., *op. cit.*, p. 4.

En effet, la possibilité d'accès aux champs commerciaux et le grand potentiel de champs ne doivent pas être oubliés.¹⁷¹Ces risques en Iran sont très bas.¹⁷²

C'est la raison pour laquelle en raison de ces ressources pétrolières et gazières, l'Iran est aujourd'hui une destination intéressante pour les compagnies pétrolières internationales. De ce fait, il convient d'examiner attentivement le cadre juridique et contractuel à l'intérieur duquel les compagnies pétrolières peuvent évoluer dans ce pays.

Afin d'examiner le système contractuel utilisé en Iran il convient de prendre en considération trois catégories de contrats utilisées dans le domaine pétrolier : la concession, le contrat de partage de production et les contrats de services.

Depuis plusieurs années la concession n'est pas populaire parmi les Etats en développement en raison du fait que celle-ci transfère la propriété de la ressource. Il faut noter que l'utilisation de ce type de contrats n'est pas autorisée par le droit iranien. C'est pour cette raison que cette étude n'inclut pas le contrat de concession.

Les contrats de partage de production sont les contrats dans lesquels la compagnie internationale pétrolière, aura le droit d'explorer un champ pétrolier ou gazier précis et d'exploiter pour une durée déterminée. Les risques relatives à ces activités sont à la charge des compagnies pétrolières étrangères et si aucun champ commercial n'est découvert, le contrat sera terminé et les coûts resteront à la charge de la société pétrolière étrangère. En revanche, si un champ commercial est découvert et est développé, la compagnie internationale disposera d'une partie du pétrole produit. Enfin, le pétrole produit de ce champ sera partagé entre la compagnie nationale et la société pétrolière étrangère selon une formule détaillée dans le contrat, formule qui peut être déterminée, par la loi, par négociations ou durant l'appel d'offre. Ce type de contrat est couramment utilisé dans le monde¹⁷³, c'est l'une des raisons qui explique l'intérêt de cette étude comparative.

¹⁷¹ ALEXANDER F.C., *op. cit.*, p. 4.

¹⁷² JOHNSTON Daniel, Petroleum Tax Design, Oil, Gas, Mining and Chemicals Department of the WBG and ESMAP Workshop on Petroleum Revenue Management Washington, DC, October 23-24, 2002, p. 8.

¹⁷³ BAUNSGAARD Thomas, A Primer on Mineral Taxation, international Monetary Fund, September 2001, p. 26.

Quant au contrat de service, par ce contrat une entreprise s'engage en échange d'une rémunération ou d'une partie de la production, à fournir des services ou des informations techniques relatives au développement des ressources disponibles ou à la société pétrolière nationale.

Un contrat Buy-back est essentiellement un contrat de service en vertu duquel, une société étrangère développe un champ pétrolier ou gazier. Les investissements de cette société seront remboursés grâce aux revenus engendrés du projet concerné.

L'une des questions à laquelle il faut apporter une attention particulière est quel type de contrat permet de concilier les intérêts des pays d'accueil et les intérêts des sociétés étrangères ? C'est en ces termes que se pose la problématique des contrats pétroliers. Chaque type de contrat s'articule autour de ces deux exigences de manière différente. Le choix de l'Iran s'est porté sur les contrats buy-back. Le contrat buy-back, considéré comme le plus conforme au droit iranien, essuie des critiques de la part de ses détracteurs. Mettant en exergue ces lacunes, ces dernières proposent son remplacement par le contrat de partage de production. L'efficacité d'une telle réforme est discutable et il semblerait que l'amélioration des contrats Buy-back serait plus adaptée.

Depuis les années 90 jusqu'à aujourd'hui, on constate que les plus importants contrats pétroliers iraniens conclus avec des entreprises internationales l'ont été sous la forme de contrats Buy-back. Ces contrats ont joué un rôle important pour attirer les investissements. Malgré les difficultés d'investir dans ce pays il sera démontré que ce modèle a pu s'imposer et survivre aux critiques et difficultés. Dans cette optique ce modèle contractuel sera présenté avec un examen de sa nature juridique ainsi que les obligations contractuelles qui en découlent pour les parties. (Partie I)

Puis, une étude comparative entre les contrats Buy-back et les contrats de partage de production mettra en lumière les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back et dégagera les modifications nécessaires à ce type de contrat. (Partie II)

Partie I : L'utilisation des contrats Buy-back privilégiée par l'industrie pétrolière iranienne

Après la révolution islamique de 1979, certains contrats pétroliers qui avaient été conclus avec des sociétés étrangères, furent annulés. A cause de la guerre mais également en raison du déséquilibre contractuel entre les parties. Les investissements étrangers dans l'industrie pétrolière de l'Iran cessèrent dès le début de la guerre mais à l'issue de celle-ci, l'impératif de reconstruction du pays conduisit à autoriser à nouveaux, au début des années 1990, les investissements étrangers dans le développement des champs de pétrole et de gaz. Cette décision prise en raison du coût important des projets pétroliers avait pour objectif d'exploiter efficacement les ressources énergétiques du pays, en dépit de l'approche négative à l'Ouest et des expériences amères du passé.

Afin d'utiliser la technologie et le capital des entreprises internationales et de prévenir une répétition des échecs du passé, un seul type contractuel fut autorisé dans le cadre de contrats conclus avec des sociétés étrangères. Il s'agissait des contrats Buy-back.

Dans cette partie nous expliquerons quels ont été les objectifs dans la création de ce type de contrats et comment ce modèle contractuel a ainsi pu surmonter les préoccupations du législateur (Titre I). Nous expliquerons également comment ces contrats ont pu attirer les investissements étrangers, en dépit de certains obstacles et contraintes juridiques à leur encontre existant en Iran (Titre 2).

Titre I : Les contrats Buy-back constituent les éléments juridiques les plus appropriés à l'industrie pétrolière iranienne

Les contrats Buy-back, unique modèle contractuel pouvant être conclu avec des sociétés étrangères, ont été conçus conformément aux objectifs juridiques et politiques du législateur. On peut dire que ce modèle est le plus réaliste que l'on ait pu trouver. Pour mieux comprendre cette position, nous présenterons tout d'abord dans ce titre les contrats Buy-back ainsi que les obligations des parties dans ce type de contrats (Chapitre 1). Nous étudierons ensuite l'expérience de l'industrie pétrolière iranienne en la matière. En effet, bien qu'ils aient d'abord été utilisés uniquement pour développer les champs pétroliers et plus tard pour leur exploration et leur développement, les contrats Buy-back ont subi des changements en fonction de l'évolution du contexte politique et économique si bien que trois générations différentes de ces contrats ont déjà été expérimentées dans l'industrie pétrolière iranienne (Chapitre 2).

Chapitre I : La présentation des contrats Buy-back et des obligations contractuelles qui en découlent

Dans ce chapitre, afin de présenter les contrats Buy-back et de comprendre les raisons pour lesquelles ils sont admis par le législateur, nous considérerons d'abord le contexte historique de ces contrats, puis nous examinerons leur nature juridique avant d'expliquer enfin les droits et les obligations des parties.

Section 1 : L'historique et la nature juridique des contrats Buy-back

Dans cette section, nous examinerons pour commencer le processus historique de la création des contrats Buy-back puis nous étudierons leur nature juridique.

Paragraphe 1 : L'historique des contrats Buy-back

La structure fiscale iranienne a longtemps utilisé le système de concession, comme c'est le cas dans beaucoup d'autres pays pétroliers. Le 28 mai 1901, à l'époque de Muzaffar al-Din Shah, la première concession d'exploration fut accordée à William Knox D'Arcy pour une période de soixante ans et sur la totalité du pays. Les concessions iraniennes avaient la particularité d'avantager l'une des deux parties par rapport à l'autre. Du point de vue du gouvernement, le régime ne respectait pas la propriété de l'Etat sur ses ressources.¹⁷⁴ En effet, William Knox D'Arcy fut progressivement remplacé par une société qui était dirigée par le gouvernement britannique¹⁷⁵. Cela eut pour conséquence une immixtion sans cesse croissante de la Grande-Bretagne dans les affaires intérieures de l'Iran.

Le pétrole, en tant que ressource nationale, est dès lors associé à de nombreux événements douloureux de l'histoire de l'Iran. L'accord anglo-iranien sur cette concession entièrement en faveur de l'investisseur étranger a laissé une marque indélébile dans la

¹⁷⁴ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹⁷⁵ MOVAHHED Muhammad Ali, « *Sommeil perturbé de pétrole docteur Mossadegh et le Mouvement national de pétrole iranien* », publié par Karnameh, Volume I, troisième édition, Téhéran, 2007.

mémoire sociale des Iraniens. Tout mécanisme de concession et parfois même toute forme d'investissement étranger, en particulier dans l'industrie du pétrole et du gaz, sont considérés avec une profonde méfiance. Aujourd'hui encore, cette attitude ne semble pas avoir faibli.¹⁷⁶

L'Iran a toujours été très innovant dans l'évolution des termes des contrats pétroliers. Par exemple, le patriote iranien Mohammad Mossadegh estimait qu'il n'y avait aucune raison pour que le patrimoine national pétrolier soit la possession exclusive d'une société étrangère, en l'occurrence celle de la compagnie pétrolière anglo-iranienne, constituée en Angleterre. Il inspira la montée du nationalisme politique et économique dans les champs pétroliers du Mexique et du Venezuela des années 1930 au début des années 1950. Mossadegh a initié la première nationalisation des sociétés pétrolières étrangères au Moyen-Orient. Il a également créé la compagnie pétrolière nationale d'Iran et en a fait l'une des premières compagnies pétrolières nationalisées dans le monde. Dans le même temps, il a réduit le nombre de compagnies pétrolières internationales présentes en Iran en tant que des entrepreneurs. Malgré tout, la dernière de ces sociétés était encore autorisée à obtenir le titre de réserve sur ses bilans. L'accord de partage de production qui fut conclu, peu de temps après cette nationalisation, avec une entreprise indonésienne fut inspiré par les mêmes sentiments de nationalisme économique. Cependant, en Iran, immédiatement après la révolution islamique de 1979, la situation fut réévaluée.¹⁷⁷

Sous le gouvernement de Mossadegh, le 29 avril 1951, le parlement iranien adopta une nouvelle loi nationalisant l'industrie pétrolière iranienne. Cela provoqua une grave crise politique ainsi qu'un conflit entre le gouvernement iranien du docteur Mossadegh et la Grande-Bretagne. Finalement le pétrole iranien fut boycotté dans le monde entier et le gouvernement de Mossadegh renversé en 1953, à la suite d'un coup d'Etat orchestré par la CIA américaine en collaboration avec les services de renseignement britanniques. A la suite de ce coup d'Etat, un nouveau gouvernement fut formé et une nouvelle loi promulguée. La loi iranienne de 1957 sur le Pétrole a créé une synergie entre la politique

¹⁷⁶ M. Me., *The Iranian Buyback Model and Its Efficiency in the International Petroleum Market - A Legal View*, OGEL, Vol. 7 - issue 1, April 2009, p. 10.

¹⁷⁷ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, Iraq and the Arabian Gulf: the "Bookable Reserves" Issue*, OGEL, Vol. 3 - issue 1, March 2005, p.p. 229-231.

de nationalisation de Mossadegh et la quête d'investissements étrangers dans le secteur fragilisé du pétrole iranien. En effet, la nouvelle loi parvint à courtiser les investisseurs étrangers et permit d'introduire de nouvelles conditions fiscales. La plupart des contrats d'exploration signés conformément à la loi de 1957 ont équilibré les risques et les profits entre la compagnie pétrolière nationale et les compagnies pétrolières internationales.¹⁷⁸ Il ne faut toutefois pas oublier qu'au préalable, le nouveau gouvernement iranien paya une somme conséquente au titre d'indemnisation à l'autre partie dans l'ancienne concession, ce qui fut encore plus douloureux pour les Iraniens après le coup d'Etat.

Le régime fiscal de 1957 a pris fin en 1974 avec la promulgation d'une nouvelle loi sur le Pétrole. Au moment même où le monde connaissait une montée en flèche du prix du pétrole, cette loi s'est révélé être un contrat de service à risque dans le régime fiscal iranien.¹⁷⁹

A : Aux origines de la loi sur le Pétrole de 1974

En Iran, la nouvelle loi n'autorisait qu'un seul modèle de contrats de services afin d'exploiter et de développer les champs pétroliers. Dans le cadre contractuel, le coût d'exploration était pris exclusivement en charge par les compagnies pétrolières internationales. C'est dans l'article 3 de cette loi que le concept de « contrat de service à risque » a été introduit pour la première fois. Dans ce contrat, l'entrepreneur, c'est-à-dire la société pétrolière étrangère, devait procéder à l'exploration (« upstream ») en supportant seul les risques. De plus, il n'avait aucun droit sur les réserves découvertes ni sur la production. Si l'exploration aboutissait à un champ commercial, l'entrepreneur devait développer le champ pétrolier sous la supervision de la compagnie pétrolière nationale.¹⁸⁰ Après la découverte du commerce et du développement pendant une période déterminée ne dépassant pas quinze ans, la NIOC assumait l'entière responsabilité du

¹⁷⁸ La prise du gouvernement sous le régime était de 50 % du bénéfice total plus 25 % de taxe, alors que la part de la société pétrolière internationale (en plus de récupération de son investissement réel), était de 50 % du bénéfice total moins de 25 % de taxe. MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹⁷⁹ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹⁸⁰ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, pp. 7-8.

champ par la vente de cinquante pour cent à la société pétrolière étrangère à un taux d'actualisation afin de couvrir les coûts et d'obtenir un retour raisonnable sur investissement. Le régime du contrat de service introduit d'autres changements fiscaux à savoir l'augmentation de la redevance de douze virgule cinq pour cent à vingt pour cent et de l'impôt de cinquante pour cent à quatre-vingt pour cent.¹⁸¹ De plus, le prix du pétrole sera désormais déterminé par l'OPEP, selon les types spécifiques du pétrole brut. Ces modifications ont durement affecté la rentabilité des activités d'exploitation des sociétés pétrolières internationales en Iran.¹⁸²

En effet, l'Iran estima qu'en augmentant le prix du pétrole, les contrats de service à risque étaient plus appropriés que les contrats de coopération.

Certains spécialistes iraniens, lorsqu'ils évoquent l'histoire des contrats Buy-back, décrivent le rôle de la loi sur le Pétrole de 1974 de la façon suivante :

L'utilisation des contrats Buy-back dans l'industrie pétrolière de l'Iran remonte à l'adoption de la loi de 1974, c'est-à-dire à plusieurs années avant la révolution islamique de 1979. Cette loi imposait d'importantes contraintes dans le choix des compagnies pétrolières étrangères autorisées à effectuer les opérations « upstream » de pétrole et de gaz. L'article 3 disposait notamment que « les ressources pétrolières et l'industrie du pétrole [seraient] nationalisées et l'exercice de la souveraineté iranienne à l'égard des ressources pétrolières d'exploration, de développement, de production et de distribution à travers le pays et le plateau continental [serait] spécifiquement confié à la compagnie pétrolière nationale d'Iran ». C'est la raison pour laquelle les sociétés pétrolières étrangères étaient autorisées à exercer une activité dans le domaine de l'exploration, du développement et de la production à condition qu'elles représentent la NIOC. Il fut interdit de conclure n'importe quel genre de contrat, tels que des concessions¹⁸³, des contrats de partage de production¹⁸⁴ ou des partenariats d'investissement¹⁸⁵, dans lesquels

¹⁸¹ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹⁸² OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, pp. 7-8.

Ce mécanisme a continué sans entrave grâce à l'OPEP jusqu'à la révolution iranienne de 1979. MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹⁸³ « Concession »

¹⁸⁴ « Production sharing »

¹⁸⁵ « Joint-venture »

les sociétés pétrolières étrangères ne seraient pas sous la surveillance de la NIOC. Le législateur créa à la place les contrats de service à risques¹⁸⁶, une catégorie de contrats de service qui a été utilisée un certain nombre de fois.¹⁸⁷

Ces contrats de service, qui faisaient partie des contrats clé en main¹⁸⁸, ne comportaient ni description d'œuvre spécifique, ni prix fixe comme c'est le cas dans les contrats d'ingénierie, de préparation et de fabrication (EPC¹⁸⁹). En revanche, ils étaient tout de même souples du point de vue du volume des opérations, de l'investissement fiscal et des rémunérations. Les dépenses liées à l'exploration, au développement et aux risques s'y rapportant étaient à la charge des compagnies pétrolières étrangères fonctionnant en qualité de sous-traitants de la NIOC. En revanche, si un champ commercial était découvert et développé par la suite, une partie du pétrole produit sur ce champ devait être vendue, au prix du marché, pour rembourser les dépenses (le capital et le dividende) faites par cette société pétrolière étrangère. De plus, en contrepartie du risque supporté, la société pétrolière étrangère avait le droit d'acheter un pourcentage du pétrole produit dans le champ avec escompte (le prix du marché moins cinq pour cent). Si aucun champ commercial n'était découvert, le contrat prenait fin et les coûts revenaient entièrement à la charge de la société pétrolière étrangère.¹⁹⁰

B : Les apports de la révolution de 1979

Le 16 janvier 1979, le Shah d'Iran quitta Téhéran après une année de manifestations publiques contre lui. Le 1er février, le leader de l'opposition, l'imam Khomeiny, était de retour. Et le 1er avril, à l'issue d'un référendum national, la République islamique d'Iran était proclamée. La nouvelle constitution reflétait les idées de l'imam Khomeiny.¹⁹¹

¹⁸⁶ « Risk service contracts »

¹⁸⁷ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *Natural Exploration and development of Iran's oilfields through buyback*, Resources Forum 30 (2006) 199–206.

¹⁸⁸ « Turnkey contracts »

¹⁸⁹ « Engineering, Procurement and Construction »

¹⁹⁰ EBRAHIMI Nasrollah, *Les contrats Buy-back*, le magazine légal international; l'édition du centre des affaires légales internationales, le bureau du président; l'an 26^e, numéro 41; 2009; pp. 243-262.

¹⁹¹ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, op. cit., p. 8.

La Constitution de la République islamique d'Iran, adoptée presque immédiatement après la révolution, découle directement de l'interprétation chiite (Twelver Shia) de la loi de l'islam, l'école Jaafari¹⁹². Elle prévoit tout d'abord que Dieu est le seul souverain qui a le droit de légiférer. Puis, selon l'article 4, l'Etat est habilitée à adopter toutes les lois et les règlements administratifs, culturels, militaires, politiques, civils, pénaux, financiers et économiques à condition qu'ils soient fondés sur les critères islamiques.¹⁹³

Après la révolution, le Conseil révolutionnaire créa un comité spécial chargé de la résiliation des contrats pétroliers.¹⁹⁴

La Constitution introduisit un nouveau système de gouvernance sociale, politique et économique en Iran. Certains changements économiques introduits par la Constitution comprenaient des restrictions pour les ressortissants étrangers de posséder ou de créer des sociétés en Iran. Par exemple, un investisseur étranger ne pouvait pas être propriétaire de ressources primaires. L'octroi des concessions et le contrôle des ressources naturelles sont également interdits pour les étrangers. On peut remarquer que la Constitution iranienne de 1979 a radicalement transformé le système juridique du pays, mais comme nous l'avons souligné précédemment, les contrats Buy-back sont apparus bien plus tôt dans le cadre de la loi sur le Pétrole de 1974.¹⁹⁵ Malgré tout, certains auteurs soutiennent que ces contrats ont été créés à la suite de la Révolution islamique de 1979 et dans le respect de la nouvelle Constitution.¹⁹⁶

Le 19 juin 1980 fut créé un ministère du Pétrole, chargé de l'industrie pétrolière et gazière.¹⁹⁷

A la suite de la formation du gouvernement de la République islamique d'Iran en 1979, des limitations considérables furent imposées par la loi organique concernant la

¹⁹² Pour en savoir plus BUNTER M., *The Islamic (Sharia) Law and Petroleum Developments in the Countries of North Africa and the Arab World*, TDM, Vol. 1, issue 2, May 2004.

¹⁹³ Bunter M., *The Iranian Buy Back Agreement*, OGEL, Volume I, issue 02 - March 2003, p. 1.

¹⁹⁴ AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 23-28.

¹⁹⁵ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

¹⁹⁶ Iran; explorers in defiant mood, *Petroleum Economist*, 10 March, 1999.

¹⁹⁷ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 8.

participation du secteur privé, en général, et les investisseurs, en particulier, dans les activités économiques du pays.¹⁹⁸

La Constitution était très claire sur cette question. Selon l'école Jaafari de la loi islamique iranienne, la propriété privée des matières premières n'est pas légitime.¹⁹⁹

Cependant, à la suite de la guerre entre l'Iran et l'Irak de 1980 à 1988, et en conséquence de l'isolement politique et économique imposé par l'Occident à l'Iran, de profonds changements ont été introduits dans l'économie iranienne. Ils concernaient surtout l'industrie des hydrocarbures. Une nouvelle loi, adoptée en 1987 par le gouvernement iranien, a permis la mise en place de contrats entre le ministère iranien du Pétrole et la NIOC ou encore des investisseurs locaux et même étrangers. Ces contrats ont été définis dans le premier article de cette loi comme « les obligations contractuelles (de l'entreprise) conclues entre le ministère du Pétrole et une entité opérationnelle ou une personne physique ou morale pour l'exécution et la réalisation d'une partie des opérations pétrolières en conformité avec les lois et règlements du gouvernement de la République islamique d'Iran, et sur la base des dispositions de la présente loi ». L'interdiction faite aux investissements directs étrangers dans l'industrie pétrolière a été réaffirmée dans l'article 6, qui disposait que tous les investissements devaient être proposés par le ministère du Pétrole sur la base de la loi budgétaire annuelle et devaient être adoptés par le parlement. Par conséquent, les investissements étrangers dans ces opérations ne seraient en aucun cas autorisés.²⁰⁰

¹⁹⁸ De nombreux secteurs de l'économie ont été nationalisés. De plus, les étrangers ont été privés du droit de l'incorporation des sociétés en Iran (l'article 81 de la Constitution); investir ou accorder toute concession aux étrangers a été interdite (l'article 81), l'emploi des experts étrangers a été limité (l'article 82) et la domination des étrangers sur les ressources naturelles a été interdite (l'article 153). Il faut ajouter que le chapitre IV de la Constitution iranienne s'occupe des questions économiques et financières. L'article 43 explique la prévention de la domination économique étrangère sur la vie commerciale du pays. Ainsi, l'article 44 dispose que l'économie de la République islamique se divise en trois catégories : l'Etat, la coopérative et le privé. Le paragraphe 2 de cet article précise que le secteur public inclut toutes les industries à grande échelle et «mères» y compris les principaux minéraux. L'article 45 confère la disposition de la richesse et de biens publics, tels que les sources minérales, au gouvernement islamique. La deuxième partie de la Constitution décrit les pouvoirs du Parlement (l'Assemblée consultative islamique / le Majlis), comme on a mentionné précédemment, l'article 81 déclare que « L'octroi de concessions à des étrangers ou la constitution de sociétés ou institutions qui s'occupent du commerce, de l'industrie, du service de l'agriculture ou de l'exploitation minière est absolument interdit », « sauf avec le consentement du Majlis ».

¹⁹⁹ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.*, pp. 229-231.

²⁰⁰ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, pp. 9-10

C'est la raison pour laquelle certains auteurs disent que cette nouvelle loi interdisait tout investissement étranger dans l'industrie du pétrole et du gaz.²⁰¹

En effet, ils remarquent que la nouvelle loi sur le Pétrole a été approuvée par le parlement en 1987²⁰², alors que le pessimisme régnait dans le pays concernant les partenariats avec des investisseurs étrangers dans les activités économiques. Cette loi disposait que l'ensemble des activités pétrolières devait être soumis au contrôle et à la surveillance du ministère du Pétrole. L'article 2 de cette loi disposait que les ressources pétrolières font partie des biens publics qui appartiennent à la nation iranienne et doivent être sous le contrôle et la surveillance du gouvernement. Conformément à l'article 6, le montant de l'ensemble des dépenses qui doivent être investies dans les projets pétroliers et gaziers doit être proposé par le ministère du Pétrole afin d'être inclus dans le budget annuel.²⁰³

Toutefois, la loi sur le Pétrole de 1987 permet la mise en place de contrats entre le ministère du Pétrole, les sociétés gouvernementales, c'est-à-dire la compagnie pétrolière nationale et ses filiales, et des « personnes physiques ou morales locales ou étrangères ».²⁰⁴

L'article 5 notamment de ladite loi autorisait le ministère du Pétrole et les sociétés filiales, par exemple la NIOC, à conclure des contrats avec des personnes ou des compagnies nationales ou étrangères pour l'exécution de projets pétroliers et gaziers. Dans la première décennie suivant la révolution, la politique du gouvernement de l'Iran était d'utiliser les services des compagnies pétrolières étrangères au moyen de contrats clé en main (turnkey contracts), ou EPC. Dans ces contrats, la description des opérations était précise et les prix des matériaux et des services devant être exécutés par le sous-traitant fixés.²⁰⁵

²⁰¹ EBRAHIMI Nasrollah, le magazine légal international, *op. cit.* pp. 243-262.

²⁰² À l'époque où le pays était en guerre avec l'Iraq (de 1980 à 1987).

²⁰³ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199-206.

²⁰⁴ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.*, pp. 229-231.

²⁰⁵ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199-206. ; EBRAHIMI Nasrollah, le magazine légal international, *op. cit.* pp. 243-262.

En revanche, il ne faut pas oublier que toute compagnie pétrolière étrangère ne peut agir qu'en qualité d'entrepreneur pour la NIOC et jamais comme acteur principal (majoritaire) ou comme propriétaire.²⁰⁶

Il faut ajouter que certains experts ont estimé que l'opposition à la propriété privée étrangère des réserves pouvait avoir des fondements plutôt politiques que strictement religieux.²⁰⁷ C'est ce que l'on a pu constater par exemple dans les discussions ayant eu lieu au Parlement du Koweït.²⁰⁸

C : La modélisation des contrats Buy-back

Bien que ces contrats, utilisés durant la première décennie suivant la Révolution, aient été conformes aux règlements de la Constitution, dans la pratique, il existait des difficultés. Premièrement concernant les ressources publiques, le budget devait tenir compte des investissements pétroliers compte tenu du fait que l'Etat ne disposait pas de suffisamment de capitaux pour répondre aux besoins croissants de l'industrie. Deuxièmement, il était difficile de décrire suffisamment en amont les opérations (« upstream ») des projets pétroliers.²⁰⁹

²⁰⁶ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.* p. 2.

Ce point de vue, qui est également partagée par d'autres pays musulmans du Moyen-Orient, en outre, dans un départ à partir du modèle de l'entrepreneur indonésien (de partage de production) les sociétés pétrolières internationales ne peuvent pas prendre le titre de réserves. BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran*, *op. cit.*, pp. 229-231.

²⁰⁷ Bien que dans la pratique, les deux sont difficilement séparables. Les concessions de pétrole déjà signés en Iran, Irak, Bahreïn, le Koweït et l'Arabie Saoudite dans la première moitié du XXe siècle ont été jugés parfaitement légales dans la loi de l'islam à l'époque. Ceci en dépit du fait que le concessionnaire était une société étrangère et non-musulmane et a réussi à obtenir le titre de réserves. En effet, les savants islamiques appelés les oulémas n'ont soulevé aucune critique à ces accords pétroliers au moment de la signature. Cependant, la résistance des pays comme l'Irak, l'Iran et le Koweït, devant l'accès à des sources pétrolières par les sociétés étrangères avec des racines politiques sont visibles. BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran*, *op. cit.*, pp. 229-231. ; STEVENS Paul, *National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle*, *Journal of World Energy Law & Business*, 2008, Vol. 1, No. 1.

²⁰⁸ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran*, *op. cit.*, pp. 229-231. ; STEVENS Paul, *Kuwait Petroleum Corporation*, *op. cit.*, p. 18.

²⁰⁹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199-206. ; EBRAHIMI Nasrollah, le magazine légal international, *op. cit.* pp. 243-262.

De plus, il faut ajouter que, malgré les conséquences de ces changements radicaux dans l'industrie pétrolière de l'Iran et le départ du personnel expatrié ainsi que de nombreux personnages clés iraniens, l'industrie pétrolière du pays ne s'est pas effondrée comme beaucoup l'avaient prédit. Même les lourdes pertes infligées à l'industrie de 1980 à 1988, lors de la guerre entre l'Iran et l'Irak, n'ont pas arrêté la production. Pendant toute la durée de la guerre, celle-ci était même supérieure aux prévisions. Il n'en demeure pas moins que ces deux éléments ont sans aucun doute porté préjudice au développement de l'industrie des hydrocarbures en Iran, lequel n'est pas encore réparé. Malgré l'interdiction faite aux investissements directs étrangers par la Constitution de 1979, le gouvernement iranien a donc lutté pour mettre en œuvre un régime fiscal viable pour attirer les compagnies pétrolières internationales avec leur technologie moderne et leur puissance financière pour reconstruire le secteur des hydrocarbures.²¹⁰

A partir de 1986, quelques changements furent opérés afin de résoudre certains problèmes. On permit notamment à la NIOC d'obtenir des prêts à court et moyen termes pour financer cinq projets pétroliers et gaziers. Un peu plus tard, elle fut autorisée à conclure des contrats avec de puissantes sociétés étrangères pourvu que les dépenses engagées soient entièrement remboursées par la production de ces champs. La loi a également permis à la Banque centrale d'Iran de garantir le remboursement des dépenses. Grâce à cette loi, une sorte de contrat de service (Buy-back) est née en Iran. En vertu de ce contrat, les compagnies pétrolières étrangères ne pouvaient entreprendre de projets pétroliers qu'en tant que sous-traitants de la compagnie pétrolière nationale d'Iran et devaient également fournir elles-mêmes les fonds. Lorsque la phase de production du projet s'achevait, les compagnies pétrolières étrangères voyaient leur capital investi remboursé par les produits du projet. C'était à cette condition que la Banque centrale d'Iran garantissait le remboursement des dépenses ; le risque de toute défaillance ou défaut de production restait à la charge de la NIOC. Etant donné que les sociétés pétrolières internationales ne supportaient aucun risque, ce type de contrat de service (Buy-back) différait de celui qui fut employé plus tard par la NIOC et en vertu duquel le

²¹⁰ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.* p. 8.

risque de toute diminution de la production reposait uniquement sur la compagnie pétrolière étrangère.²¹¹

La loi budgétaire de 1993 marque une nouvelle étape en augmentant le plafond des contrats pétroliers. La NIOC a désormais le droit de conclure des contrats pétroliers mais à condition que, d'une part, le maximum du potentiel de l'Iran en matière d'ingénierie soit utilisé et que d'autre part, un transfert de technologie ait lieu. De plus, les paiements partiels doivent être réglés exclusivement au moyen du revenu de l'exportation de la production émanant du projet. Aucune garantie n'est donnée en cas de diminution éventuelle de la production.²¹²

Quoi qu'il en soit, en vertu des lois budgétaires de 1993 et 1994, les compagnies pétrolières étrangères ont été autorisées à investir, au moyen des contrats de service (Buy-back), dans les projets spéciaux pétroliers et gaziers. Ainsi, l'article 6 de la loi sur le Pétrole de 1987 qui interdisait tout investissement étranger dans les projets pétroliers et gaziers a donc été implicitement amendé dans la mesure où certaines dispositions de cette loi ont été abrogées par des lois budgétaires. Dans la même démarche, la NIOC a également été autorisée à conclure des contrats de service (Buy-back) dans le cadre de plans quinquennaux de développement économique, social et culturel.²¹³

En effet, au lendemain de la guerre, le gouvernement planifia la reconstruction du pays selon une série de programmes quinquennaux. La loi instaurant le premier programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran (1989-1993), à la note 29, permettait au gouvernement d'utiliser des transactions de type Buy-back afin de répondre aux besoins industriels et miniers. La note 22 de la loi instaurant le deuxième programme de développement (1995-1999) a permis au gouvernement de conclure des contrats Buy-back grâce au système bancaire du pays.²¹⁴

De plus, le Conseil des ministres approuva les règlements sur les transactions de type Buy-back. A partir du milieu des années 1990, les contrats Buy-back ont été autorisés par

²¹¹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

²¹² EBRAHIMI Nasrollah, le magazine légal international, *op. cit.* pp. 243-262.

²¹³ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

²¹⁴ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, pp. 9-10.

les lois budgétaires annuelles. Cependant les règles relatives au système bancaire ont changé.

Les contrats Buy-back iraniens sont des contrats de service à court terme risqués conclus entre la compagnie pétrolière nationale et une société pétrolière internationale. Cette dernière intervient en tant qu'entrepreneur pour la compagnie nationale. Ce modèle contractuel vient d'Indonésie. En revanche, dans le modèle iranien, l'entreprise étrangère ne bénéficie jamais d'une partie du pétrole produit ni d'un droit de réserve sur une partie du pétrole ou des réservoirs. Ses dépenses lui sont remboursées en espèces une fois le projet achevé. Le remboursement correspond à celui des coûts auquel s'ajoute un taux de rendement fixé.²¹⁵

Le but des contrats Buy-back, tels qu'ils sont conçus et employés en Iran, est de garantir la souveraineté du gouvernement sur les ressources du pétrole et du gaz et de préserver son contrôle sur les opérations liées.²¹⁶

Certains auteurs en concluent que les développements récents au Koweït, en Arabie Saoudite et en Irak suggèrent que les pays du golfe Persique se rapprochent du modèle iranien en limitant de plus en plus l'octroi de droits aux compagnies pétrolières internationales dans les réserves.²¹⁷

Ainsi, en septembre 2000, le vice-ministre iranien du Pétrole a expliqué, lors d'un entretien pour l'un des journaux nationaux, les raisons de l'utilisation de ce type de contrat : « [En adoptant des contrats Buy-back] nous avons deux préoccupations. La première était l'obstacle juridique. Selon la loi, nous ne sommes pas autorisés à attirer les investissements étrangers directs dans l'industrie pétrolière (« upstream »).

²¹⁵ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran*, *op. cit.*, pp. 229-231.

Avant la révolution islamique, le gouvernement a désigné un modèle contractuel similaire qui était utilisé à partir de 1967. Quelques contrats basés sur ce modèle ont été conclus avec les compagnies pétrolières internationales, mais ces contrats n'ont jamais été mis en œuvre. Donc, à la suite de la révolution islamique ils ont été résiliés. Par conséquent, les contrats Buy-back désignés après la révolution (mais pas exactement les mêmes) avaient déjà un passé dans l'industrie pétrolière iranienne. M. Me., *op. cit.*, p. 11.

²¹⁶ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199-206. ; EBRAHIMI Nasrollah, le magazine légal international, *op. cit.* pp. 243-262.

²¹⁷ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran*, *op. cit.*, pp. 229-231.

La deuxième préoccupation était d'ordre politique. Le pétrole a toujours été un enjeu en la matière. Malheureusement, la situation politique et économique de ces dernières décennies a entraîné deux conséquences importantes dans cette industrie. La première est la nationalisation du pétrole qui a mis fin au système de concession. La deuxième découle de la Révolution islamique. L'un des principaux objectifs de la Révolution était de mettre un terme au contrôle des sociétés étrangères sur notre industrie pétrolière. Néanmoins, [...] nous avons dû élaborer un cadre pour encourager l'investissement étranger ce qui fut extrêmement difficile. [...] Nous avons suivi les principes suivants : premièrement, [...] nous devons sauvegarder la souveraineté nationale ; deuxièmement, nous devons diminuer la période de présence des investisseurs étrangers, mais dans la mesure où cela ne compromettrait pas les opérations. Troisièmement, [...] nous devons maintenir notre contrôle sur la phase de production, [...] ce qui nous a convaincus d'utiliser des contrats de service. Le plus important était d'éviter toute surcharge budgétaire. Les sociétés pétrolières internationales préfèrent les contrats de partage de production. C'est pourquoi certains groupes de lobbyistes réclament la signature de ce type de contrats dans le pays. [...] Mais il ne faut pas oublier que les compagnies pétrolières internationales sont à la recherche de régions dans lesquelles les coûts de production sont faibles et le golfe Persique en est une. [...] Notre modèle contractuel est maintenant de plus en plus populaire dans les autres pays du Moyen-Orient. »²¹⁸

C'est la raison pour laquelle certains experts estiment que, bien que ce modèle soit une mauvaise affaire pour les deux parties, il faut l'accepter comme une réalité. En effet, l'Etat religieux et conservateur iranien souhaite continuer à utiliser ce modèle contractuel. Il est possible que celui-ci soit utilisé dans les pays voisins et peut être même partout ailleurs, par exemple au Mexique.²¹⁹

²¹⁸ M. Me., *op. cit.*, p. 11.

²¹⁹ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.*, pp. 229-231.

D : L'appel d'offre de Londres

À l'automne 1995, à Téhéran, ainsi qu'en juillet 1998, lors d'un séminaire tenu à Londres, les autorités iraniennes proposèrent plusieurs projets Buy-back sur le marché international. Depuis ces années-là, l'Iran cherchait donc à attirer les investisseurs étrangers, mais la plupart du temps dans le cadre du modèle contractuel Buy-back.²²⁰

En effet, lors de cette réunion à laquelle se sont rendues de nombreuses compagnies pétrolières internationales d'Europe, d'Amérique du Nord et d'Asie, les représentants du gouvernement iranien exposèrent les termes et les conditions d'une large offre d'opportunités d'investissement dans le pays en vertu des conditions dites « Buy-back ». Selon ces conditions, les compagnies pétrolières internationales remplissent un contrat fixant un cadre de travail précis qui peut être l'exploration et/ou le développement. Après la mise en service, la compagnie nationale s'occupe du projet. La société pétrolière internationale est invitée à devenir un entrepreneur pour la compagnie nationale et soumet son offre qui doit comprendre les éléments suivants :

- la portée du travail et son coût ;
- le taux de rendement de l'entrepreneur (la société pétrolière internationale) défini par:
 1. la production réservée,
 2. le remboursement des coûts de l'entrepreneur pour chaque baril et la rémunération sur la période d'amortissement pour la mise en œuvre,
 3. le LIBOR majoré d'un pourcentage ;
- l'utilisation de biens et de services iraniens.²²¹

²²⁰ En tout cas les autorités iraniennes ont attribué le premier contrat Buy-back à des projets « upstream » à la société américaine Connoco Inc. en 1995 pour le développement de champs offshore de « Sirri », mais ce contrat a été annulé par le décret présidentiel des Etats-Unis et Connoco a été remplacé par TOTAL suite à ce projet. M. Me., *op. cit.*, p. 7.

²²¹ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.*, pp. 229-231.

A partir de ce moment-là, des sociétés étrangères commencèrent à développer leur activité en Iran. Et l'Iran, grâce aux contrats Buy-back et aux investissements étrangers, élabore de nouvelles politiques concernant ses voisins.

Le premier contrat Buy-back a été signé avec la société Connoco, en mars 1995, pour le développement des champs offshore de Sirri A et E. L'accord Connoco résultait de plusieurs années de négociations avec la compagnie nationale. La clarification progressive des termes de l'accord répondait aux exigences de toutes les parties, c'est-à-dire de la société pétrolière privée américaine, de la compagnie nationale, du comité du Parlement sur le pétrole, des organes politiques du pays et de la Constitution de la République islamique. Cependant, Connoco dut se retirer du projet en raison d'un décret de la Présidence des Etats-Unis à savoir la loi des sanctions de 1996 concernant l'Iran et la Libye²²². Total, qui s'était déjà retrouvé en concurrence avec Connoco sur le projet, signa ainsi un contrat en juillet 1995.²²³

Elf et Agip²²⁴ sont également venus en Iran pour développer le champ pétrolier de Doroud.

Total était la société étrangère la plus désireuse de consolider sa position en Iran et au Moyen-Orient, devenant le deuxième plus grand producteur étranger de la région après Royal Dutch Shell.²²⁵

La compagnie pétrolière nationale d'Iran signa un premier contrat avec Total, participant à hauteur de soixante-dix pour cent, et avec Petronas, participant à hauteur de trente pour cent, pour champ offshore de Sirri.²²⁶

Puis, Total commença le développement des phases 2 et 3 du champ de South Pars²²⁷ en vertu d'un contrat signé en 1997 d'une valeur d'environ deux milliards de dollars. Les

²²² « Iran and Libya Sanctions Act of 1996 » (ILSA)

²²³ FARNEJAD Hooman, *How competitive is the iranian Buy-back contracts in comparison to contractual production sharing fiscal systems?*, OGEL, 2009. p. 8.

²²⁴ « Azienda Generale Italiana Petroli » (Agip)

²²⁵ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

²²⁶ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran*, *op. cit.*, pp. 229-231.

²²⁷ C'est un gisement offshore de gaz naturel situé à cheval entre les eaux territoriales de l'Iran et du Qatar dans le golfe Persique. République

sociétés Petronas et Gazprom coopèrent également dans le cadre de ce contrat. Le succès de Total sur le champ de South Pars résulta également de l'obtention d'un contrat par la société sud-coréenne Hyundai Engineering and Construction Company pour la construction, à Assaluyeh, des installations terrestres pour les phases 2 et 3. Hyundai investit un milliard de dollars dans cette affaire.²²⁸

Puis, en développant les phases 4 et 5 du projet South Pars, l'Iran adopta de nouvelles politiques afin de renforcer ses relations avec les pays voisins en matière d'énergie. Par exemple, l'Iran signa un contrat avec un consortium composé de Shell, Petronas, BG et Gaz de France et qui visait à développer les phases 4 et 5 du projet South Pars pour l'exportation du gaz au Pakistan. En 1996, l'Iran conclut avec la Turquie un contrat d'exportation de gaz.²²⁹

L'objectif des contrats Buy-back est d'attirer les investissements, la technologie, les compétences et l'expertise étrangers sans que l'Etat ne renonce à la souveraineté sur ses ressources naturelles. Il existe trois types de contrats Buy-back²³⁰ : les contrats de service d'exploration²³¹, les contrats de service de développement²³² et les contrats de service d'exploration et de développement²³³. Dans un contrat Buy-back, l'entrepreneur (la société pétrolière internationale) finance les investissements nécessaires et effectue les opérations de développement dans le champ de gaz ou de pétrole. En échange, la compagnie nationale rembourse les dépenses de l'entrepreneur en lui vendant le produit ou en le vendant à un tiers.²³⁴

²²⁸ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

²²⁹ Puis, l'Iran a réfléchi sur les investissements dans la mer Caspienne. Cela aurait amené à un conflit d'intérêts avec ses voisins et une confrontation des géants du pétrole dans cette région. Par exemple, Shell et Lasmo du côté de l'Iran, et BP Amoco, Elf, Chevron, Exxon et Mobil, de la part de l'Azerbaïdjan. Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

²³⁰ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 10.

²³¹ « Exploration Service Contract » (ESC)

²³² « Development Service Contract » (DSC)

²³³ « Exploration and Development Service Contract » (EDSC)

²³⁴ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

Le premier contrat de ce type à avoir été conclu²³⁵ était un contrat de service de développement. Ensuite, plusieurs contrats Buy-back ont été signés entre la compagnie pétrolière nationale d'Iran et des compagnies pétrolières internationales.

Le premier contrat de service d'exploration a été conclu en 2000. Six autres contrats de ce type ont été signés à la fin de 2005.

En ce qui concerne les contrats de service d'exploration et de développement, il faut noter que, depuis l'utilisation des contrats Buy-back, les compagnies pétrolières internationales sont préoccupées par leurs termes, estimant qu'ils les empêchent de réaliser de gros investissements. La réhabilitation et le développement du secteur des hydrocarbures iranien n'ont donc pas progressé autant que prévu. En tout cas, le gouvernement iranien a apporté des modifications aux contrats Buy-back avec d'une part la loi sur le Pétrole et le gaz de 2002 et d'autre part la loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran (2005-2009). Celle-ci portait sur l'amélioration du contrat Buy-back pour en faire un contrat de service d'exploration et de développement.²³⁶

En 2003, comme nous l'avons expliqué ci-dessus, la législation iranienne autorise la compagnie pétrolière nationale à utiliser les contrats Buy-back pour l'exploration et le développement des champs de pétrole et de gaz. L'article 21 (f) de la loi budgétaire de 2003 autorise la NIOC à mener des activités d'exploration en en faisant supporter les risques aux entrepreneurs étrangers partout dans le pays, à l'exception de la mer Caspienne, du golfe Persique et de quatre provinces du sud de l'Iran riches en pétrole, le Khouzistan, la province de Bushehr, Kohkilouyeh, et Ilam.²³⁷ Cette loi énonce les exigences suivantes pour ce type de contrats Buy-back :

- les activités d'exploration sont effectuées par l'entrepreneur et à ses frais ;

²³⁵ En 1995 et a démarré en 1998, pour le développement du champ de pétrole de « Sirri »,

²³⁶ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

²³⁷ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

- si aucun champ commercial n'est découvert, le contrat est automatiquement résilié et l'entrepreneur doit assumer seul les dépenses engagées relatives aux activités d'exploration ;
- si un champ commercial est découvert, son développement sera attribué à l'entreprise sur la base d'un mécanisme de contrat Buy-back ;
- les dépenses directes et indirectes liées à l'exploration seront incluses dans le contrat de développement et seront remboursées par l'attribution d'une partie de la production résultant du projet ;
- et enfin, d'autres exigences réglementaires mentionnées pour les contrats Buy-back doivent également être respectées. L'autorisation légale des contrats Buy-back a été étendue dans les lois budgétaires de 2004, 2005 et 2006. Cinquante-et-un blocs pétroliers ont été identifiés dans les différentes zones autorisées par la législation comme des destinations potentielles à des fins d'exploration et de développement. Sur ces cinquante-et-un blocs, seize²³⁸, couvrant une superficie de 253 000 km², ont été mis en adjudication par les compagnies pétrolières internationales à une conférence organisée par la NIOC à La Haye les 28 et 29 janvier 2004.²³⁹

Paragraphe 2 : La nature juridique des contrats Buy-back

D'un point de vue général, les contrats Buy-back sont classés parmi les modèles de « counter-trade ».

Autrement dit, une opération de type Buy-back est une forme de « counter-trade » selon laquelle des installations, des machines, des équipements et une technologie de production sont fournis en échange de marchandises qui seront produites, directement ou indirectement, par l'intermédiaire de ces installations.

²³⁸ <http://www.shana.ir/fa/newsagency/print/13804>

²³⁹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

Dans l'investissement international, les contrats Buy-back, comme type de transaction de « counter-trade », sont utilisés principalement lorsque, pour une raison quelconque, l'investissement direct ou bien des méthodes régulières de paiement sont restreints ou limités.²⁴⁰

La CNUDCI a défini les contrats Buy-back comme étant un type d'« International Counter-trade Transaction ». Selon cette définition, le contrat Buy-back fait référence à une transaction dans laquelle une partie fournit une installation de production. Par la suite, les parties conviennent que le fournisseur de l'installation, ou une personne désignée par le fournisseur, achètera des produits issus de cette unité de production. Le fournisseur de l'installation fournit souvent la technologie, la formation et parfois des pièces ou des matériaux à utiliser dans la production des composants. La fourniture d'une installation de production exige généralement un financement bancaire.²⁴¹

La loi iranienne a également défini les transactions « counter-trade » : « Le counter-trade est un contrat conclu entre deux personnes physiques ou morales dans lequel une partie (le fournisseur) s'engage à fournir le matériel, l'équipement, les machines, les pièces et des services permettant à une autre partie (l'exportateur) d'accomplir ses engagements ; en échange, l'autre partie (l'exportateur) s'engage à produire et à livrer certains produits destinés à l'exportation hors du pays pendant une période convenue. »²⁴²

« L'exportateur est une personne physique ou morale iranienne qui assume les obligations citées dans le contrat d'exportation ou qui met à la disposition du fournisseur l'export des marchandises convenues produites à partir de la même installation ou les productions d'un même groupe industriel (déterminé par le ministère compétent) dans une certaine quantité et dans un délai défini, personnellement ou par un intermédiaire, en échange

²⁴⁰ M. Me., *op. cit.*, p.7.

²⁴¹ “This term refers to a transaction in which one party supplies a production facility, and the parties agree that the supplier of the facility, or a person designated by the supplier, will buy products resulting from that production facility. The supplier of the facility often provides technology and training and sometimes component parts or materials to be used in the production. The supply of a production facility usually requires bank financing.” UNCITRAL Legal Guide on International Countertrade Transactions, Chapter I, paragraph no. 16, p. 9. Accessible at: <http://www.uncitral.org/pdf/english/texts/sales/countertrade/countertrade-e.pdf>

²⁴² Article 1 of the counter-trade by-law adopted by the Council of the Ministers on April 9th, 1990.

d'outils, de machines ou de services de l'une part de l'autre partie au contrat (fournisseur). »²⁴³

Par ailleurs, le législateur iranien a défini les contrats Buy-back non-pétroliers :

« Buy-back [...] fait référence à des transactions dans lesquelles l'investisseur s'engage à procurer à un bénéficiaire l'intégralité ou une partie des facilités financières (en espèces ou non) qui lui sont nécessaires pour produire des biens ou des services précis [...] afin de les utiliser pour l'établissement, la fourniture de services ou le développement et la réparation de l'unité de production. Le remboursement des facilités financières, dont le capital et les paiements, proviendra de l'exportation des biens et des services par le bénéficiaire. »²⁴⁴

Les définitions ci-dessus correspondent plus ou moins à celles de la CNUDCI, mais aucune, bien qu'elles en possèdent quelques éléments, ne correspond précisément aux contrats Buy-back utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz en Iran.

Les contrats Buy-back non-pétroliers prévus par loi sont apparemment une méthode de financement n'existant pas normalement dans l'industrie du pétrole et du gaz. En effet, les investisseurs sont des compagnies pétrolières internationales qui, dans la plupart des cas, n'ont pas besoin de financement externe. En outre, le terme « investissement » utilisé dans les transactions Buy-back courantes n'est pas commun dans l'industrie iranienne du pétrole et du gaz. Cependant, les contrats Buy-back pétroliers peuvent être considérés comme un type d'investissement. En effet, les contrats Buy-back, dans l'industrie du pétrole, sont une réponse aux obstacles de la loi iranienne excluant tout investissement étranger direct dans les projets pétroliers et gaziers. L'article 3 de la loi sur la Promotion et la protection des investissements étrangers (FIPPA), adoptée par le Conseil de discernement de l'intérêt supérieur du régime le 10 mars 2002, reconnaît les contrats Buy-back comme un type d'investissement, mais les classe dans une catégorie distincte, par opposition aux investissements directs. Par conséquent, la loi iranienne considère les contrats Buy-back comme un modèle d'investissement indirect. De plus, contrairement à

²⁴³ Article 3 of the counter-trade by-law adopted by the Council of the Ministers on April 9th, 1990.

²⁴⁴ Article 2 des règlements de comment des contrats Buy-back non-pétroliers. Accessible à : <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/121045>

la définition légale du « counter-trade », dans presque tous les contrats Buy-back utilisés dans l'industrie du pétrole et du gaz, le remboursement devrait être limité à des productions provenant du même champ et non d'un autre, comme l'exige le parlement iranien.²⁴⁵

Le modèle du contrat Buy-back pétrolier iranien ne s'écarte pas sensiblement de la notion du Buy-back telle qu'elle est décrite par la CNUDCI dans son guide juridique. Cependant, dans le modèle iranien, le vendeur et le financeur ne font qu'un. En effet, une compagnie pétrolière internationale, dans le cas d'un investissement étranger ou d'un Buy-back, est à la recherche d'opportunités d'investissement principalement dans le pétrole et le gaz en « upstream ». Les produits sont le pétrole brut ou le gaz naturel des champs de pétrole ou de gaz onshore ou offshore. Dans ce scénario, la compagnie pétrolière nationale d'Iran doit rembourser les investissements de l'entrepreneur en Buy-back et en échange, la compagnie internationale pétrolière (l'entrepreneur) s'engage à extraire le pétrole brut ou le gaz naturel du même domaine sous réserve de certaines conditions comme la méthode de récupération.²⁴⁶

Ainsi, il faut noter que les contrats Buy-back sont considérés comme un type de « counter-trade » par la Commission économique pour l'Europe des Nations Unies (CEE-ONU) et ils sont définis comme suit²⁴⁷ :

"In this form, the object of the primary transaction is machinery, equipment, patents, know-how, or technical assistance (hereinafter "equipment/technology") that will be used to set up production facilities for the buyer. The parties agree that the seller will subsequently buy from the buyer products produced in those production facilities. As in counterpurchase, both flows of products are paid for in money, and the value of the

²⁴⁵ p.7.

²⁴⁶ M. Me., *op. cit.*, p. 4.

²⁴⁷ UN. Economic Commission for Europe, International Buy-Back Contracts, 1991, accessible at: https://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CD EQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ierc.bia-bg.com%2Flanguage%2Fbg%2Fuploads%2Ffiles%2Fuseful_1%2Fuseful_63f4801f7f62559f357c03d2eda8a937.doc&ei=nJUdU9jTG6nQ7AaxoIGABQ&usq=AFQjCNFiQQndWfc-tYLeS1RsyNNd_ZgNow&bvm=bv.62578216.d.ZG4

products bought back may be lower than, equal to or higher than that of the products of the primary transaction.

(a) Only two parties

Buy-back in its simplest form involves only two parties. One of the parties assumes the rights and obligations of a seller with regard to the primary transaction and those of a buyer in the buy-back transactions, while the other party takes the roles of seller and buyer in reversed order.

(b) Third parties as implementing sellers

However, it is possible that more than two parties are involved in a buy-back transaction. Thus, it may happen that the equipment/ technology which is the object of the primary transaction will not be used by the buyer itself (who might be a foreign trade organization or a trading-house), but is being bought, licensed or otherwise acquired by it in the interest of a third party who will then set up the actual production facilities. In such a case, the buy-back products may be purchased from that third party, and not from the buyer of the primary transaction.

(c) Third parties as implementing buyers

In cases where the products sold in buy-back are not suitable for in-house use by the original seller, it is often agreed that he will have the right to assign his buy-back obligation to third parties, who will then discharge buy-back obligation of the original seller."

Habituellement, ces deux alternatives récentes sont utilisées sur les produits qui ne peuvent pas attirer l'acheteur direct à l'échelle internationale, tandis que les contrats Buy-back qui ont été conclus en Iran concernaient souvent le développement de champs pétroliers assez intéressants sur le marché international.²⁴⁸ Ainsi, en général, dans les contrats Buy-back iraniens, il y a deux parties : d'un côté le gouvernement iranien ou la

²⁴⁸ HASSANBEYGI Abolfazl, « *Pétrole Buy-back et les intérêts nationaux* », Avaye Nour, Téhéran, 2002.

compagnie pétrolière nationale et de l'autre, une société pétrolière internationale ou un complexe de sociétés pétrolières internationales.

D'un autre point de vue, les contrats Buy-back, en particulier dans les domaines du pétrole et du gaz, sont définis comme l'une des branches des contrats de service.

Un contrat Buy-back est essentiellement un contrat service en vertu duquel une société étrangère développe une ressource pétrolière ou gazière. Elle est dédommée par les revenus du projet, mais elle n'a pas de part dans le résultat du projet après avoir été remboursée.²⁴⁹

Dans la loi sur le Pétrole de 1974, les contrats de service sont définis par l'article 1 comme suit :

C'est un contrat par lequel la partie contractante responsable met en œuvre certaines opérations pétrolières dans certaines zones pour le compte de la compagnie pétrolière nationale et au nom de cette société conformément aux dispositions de cette loi.

L'article 3 de cette loi prévoit que les contrats pétroliers iraniens pour l'exploration et le développement ne peuvent être que les contrats de service selon lesquels aucun droit privilégié ou exclusif n'est donné à l'entrepreneur. Tous les droits et avantages reviennent au pays pétrolier et l'entrepreneur se rémunère grâce à une partie de la production du même réservoir.²⁵⁰

Il existe différents types de contrats de service.

A : Les contrats de service

Le terme « contrat de service » désigne une variété de mécanismes de partage dont certains services et l'assistance technique sont assurés par l'entrepreneur contre une

²⁴⁹ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, A critical review of Iran's buyback contracts, *Energy Policy* 34 (2006) pp. 3709–3718, p. 3711. ; Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7. ; ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, Nevisandegan-e-Niloofar, Tehran, 2009, pp. 24-19.

²⁵⁰ SABER Mohammad Reza, « *Buy-Back contracts* », Dadgostar Publication, Tehran, 2010.

rétribution fixe. Dans un contrat de service pur, un montant forfaitaire est payé à l'entrepreneur selon un calendrier convenu. Il existe une alternative dans laquelle un contrat d'achat parallèle mais indépendant peut également être signé avec l'entrepreneur et par lequel celui-ci s'engage à acheter une partie du pétrole produit.²⁵¹

Dans d'autres variations, l'entrepreneur n'est payé que lorsqu'un niveau de production précis est atteint. Certains frais, investissements et intérêts seront remboursés par l'Etat grâce à la vente d'une partie déterminée du pétrole ou du gaz produit à la société ou bien au prix en vigueur sur le marché. L'Etat peut garantir le paiement de l'entrepreneur en le payant en espèces si le pétrole ou le gaz produit sur le champ est insuffisant pour le rembourser entièrement.

Dans certains contrats de services signés en 1974 entre la NIOC et diverses compagnies pétrolières, les entrepreneurs ont été autorisés à acheter un certain pourcentage de la production à prix réduit après le remboursement des coûts au cours des années indiquées. Dans ces contrats de services, les entrepreneurs étaient tenus de fournir des services techniques et financiers à la NIOC.²⁵²

En général, nous pouvons dire que, dans un contrat de service, une entreprise s'engage, en échange d'une rémunération ou d'une partie de la production, à fournir des services ou des informations techniques relatives au développement des ressources minérales au pays d'accueil ou à sa société pétrolière nationale.²⁵³

Généralement, les contrats de service présentent les caractéristiques suivantes²⁵⁴ :

1) Les services sont souvent utilisés pour l'expansion d'un champ existant ou pour redynamiser des projets dans les pays dotés de réservoirs riches.

²⁵¹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing and Service Contract*, Society of Petroleum Engineers Inc. 2003, pp. 8-9.

²⁵² EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts op. cit.*, p. 9.

²⁵³ E. SMITH Ernest, *From Concessions to Service contracts*, *op. cit.*, p. 10.

²⁵⁴ SALARI Mostafa, *Production Sharing Agreements (PSA) vs. Buy-back Service Contracts*, thèse en Droit, Université Montesquieu, Bordeaux IV, 25 September 2013, p. 29. ; ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

- 2) La société pétrolière nationale peut participer au projet.
- 3) L'Etat conserve la propriété des réservoirs, en sous-sol et à la surface.
- 4) La compagnie pétrolière internationale utilise son propre capital pour financer l'investissement et elle est elle-même payée en espèces grâce au produit du même projet, tout en supportant le risque d'échec.
- 5) Le gouvernement perçoit les revenus comme une part des bénéfices selon une formule définie, souvent sous la forme de taxes et de redevances.
- 6) L'une des parties au contrat est généralement un pays nationaliste, propriétaire de réservoirs riches en pétrole.

N'oublions pas qu'il existe plusieurs types de contrats de service et qu'ils présentent des caractéristiques différentes. En effet, les contrats de service sont également classés en contrats de service purs et en contrats de service risqués, fondés sur le risque, qu'il se produise ou non.

1 : Les contrats de service purs

Dans un contrat de service pur, l'entreprise contractante s'engage à exécuter des travaux d'exploration et de production au nom de la compagnie nationale et en échange d'un revenu fixe. Le gouvernement supporte les risques financiers²⁵⁵ et n'exige que des compétences techniques et des connaissances de la part de l'entreprise. Dans le cadre de ce type de contrats de service, les résultats d'exploration et de développement appartiennent au pays hôte. La compagnie internationale ne peut être remboursée que des frais qu'elle a engagés et obtenir un certain « reward » en espèces. Dans un contrat de service, l'entrepreneur reçoit le plus souvent une part des recettes en espèces plutôt qu'en nature, c'est-à-dire en pétrole brut.

²⁵⁵ JOHNSTON, Daniel, « *International exploration economics, risk, and contract analysis* », PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 2003, pp. 41-42.

Plusieurs pays du Moyen-Orient comme l'Iran, l'Irak, le Koweït, les Philippines et l'Arabie Saoudite, utilisent des contrats de service purs ou bien les ont utilisés il y a quelques années.²⁵⁶ De nouveaux règlements sur le pétrole en Équateur prévoient que les contrats de service purs sont les seuls autorisés vis-à-vis des compagnies pétrolières internationales souhaitant prendre part dans les opérations pétrolières du pays. En tout cas, dans le contrat de service pur, le pays hôte considère les compagnies pétrolières internationales comme des entrepreneurs offrant un service dont les frais leur sont remboursés. L'entrepreneur ne supporte aucun risque ; c'est le pays d'accueil qui supporte les risques et qui est propriétaire de toutes les découvertes dans le domaine.²⁵⁷

2 : Les contrats de service risqués²⁵⁸

Un contrat de service risqué est un contrat par lequel une société pétrolière internationale effectue une exploration et/ou une production pour le compte du gouvernement du pays d'accueil et dans une zone spécifiée contre rémunération. Pendant toute la durée du contrat, le gouvernement conserve la propriété des hydrocarbures produits. Généralement la compagnie internationale (l'entrepreneur) n'acquiert pas de droit sur le pétrole et/ou le gaz, sauf si elle est payée en nature²⁵⁹, c'est-à-dire en pétrole et/ou en gaz, ou bien si un droit préférentiel lui est accordé pour acheter la production au gouvernement du pays d'accueil.²⁶⁰

Dans un contrat de service risqué, le gouvernement du pays d'accueil possède des réservoirs de pétrole et dispose de droits de gestion de l'exploration, du développement et de la production ; la compagnie internationale pétrolière doit présenter tous les fonds de développement. Après la mise en production du champ, le pays d'accueil doit rembourser

²⁵⁶ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.
Cependant il faut noter que cette forme est utilisée rarement. Par exemple en Iran, après la révolution 1979, cette forme était utilisée dans une durée courte.

²⁵⁷ SALARI Mostafa, *op. cit.*, p. 29.

²⁵⁸ « Risk Service Contract »

²⁵⁹ « in kind »

²⁶⁰ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

à la compagnie pétrolière internationale les dépenses d'exploration ainsi que les frais des risques dans un délai précis, selon les termes prévus au contrat.²⁶¹

Le contrat de service risqué est conclu dans de nombreux pays tels que l'Argentine, le Brésil, le Chili, l'Équateur, le Pérou et le Venezuela mais également aux Philippines, en Iran, en Irak, etc.²⁶²

Il est couramment utilisé pour étendre un champ existant et dans des projets de nouvelle expansion dans les pays propriétaires de réservoirs riches, alors que l'opinion publique et les médias de ces mêmes pays sont hostiles aux investisseurs étrangers en raison des limites constitutionnelles. On trouve des exemples de l'application de cette forme d'accord en Arabie Saoudite et au Venezuela.

Cependant, la majorité des experts estime que les contrats Buy-back iraniens sont l'un des modèles des contrats de service risqués ou du moins l'une des générations de ce type de contrats²⁶³ ou de contrats similaires²⁶⁴.

B : Les caractéristiques des contrats Buy-back comme branche des contrats de service risqués

Certains des auteurs définissant les contrats Buy-back comme une branche des contrats de service risqués ont relevé d'autres éléments propres aux contrats Buy-back iraniens que nous mentionnerons ci-dessous :

²⁶¹ SALARI Mostafa, *op. cit.*, p.29. ; FAYAZ BAKHSH Marjaneh, Etude de différentes méthodes des contrats internationaux dans les projets « upstream » du pétrole et du gaz en mettant l'accent sur l'article 14 du 4^{ème} programme du développement économique, social et culturel de la République Islamique d'Iran, mémoire de Master en droit international, université Payame Nour, faculté de la théologie et les sciences islamiques, département de droit, janvier 2011.

²⁶² SALARI Mostafa, *op. cit.*, p. 29. ; FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 32-43.

²⁶³ SAIDI Meysam, *Legal implications of energy project finance in Iran: optimal structure of syndicated loans*, International Energy Law Review, 2009, p. 3.

²⁶⁴ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *The Iranian Buy-Back Approach*, OGEL, Vol. 7, issue 1, April 2009.

1 : La courte durée

L'un de ces auteurs considère que les contrats Buy-back iraniens prennent la forme d'un accord de service risqué à court terme entre la compagnie pétrolière nationale d'Iran, la NIOC, et une compagnie pétrolière internationale ou un groupe de compagnies pétrolières internationales – constituant conjointement l'entrepreneur – pour l'exploration d'un champ de pétrole et/ou des droits de production.²⁶⁵

D'autres experts insistent également sur la courte durée des accords Buy-back iraniens.²⁶⁶

2 : La phase de production

L'exécution de la phase de production par la compagnie pétrolière nationale est un second élément considéré comme une particularité des contrats Buy-back.

En effet, après la fin de l'exploitation du projet (la mise en service et le début de la production), le pays hôte assumera le contrôle des opérations et sera responsable du financement des opérations en cours.²⁶⁷

²⁶⁵ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, pp. 1-3. ; BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.*, p. 229. Dans ces contrats comme on le verra, la compagnie internationale est un entrepreneur à la NIOC et ne gagne jamais les droits des actions du pétrole brut. Elle sera remboursée en espèces après avoir terminé un ensemble convenu de travaux. Le remboursement comprend le remboursement des coûts et un taux de rendement convenu.

²⁶⁶ Ils expliquent que ces contrats prend à court terme la forme d'une version de contrats de services risqués communs pour l'exploration et la production qui devrait normalement être négocié entre la compagnie nationale iranienne et une compagnie pétrolière internationale ou un groupe d'entreprises. BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention to Iranian buyback contracts*, Oil & Gas Journal, November 1, 2004, General interest; pg. 16; MENA Legal, Frankfurt, Germany, p. p. 1-2. ; FARNEJAD Hooman, *Strategic Approach & Legal Implications of Investment in Geopolitically Sensitive Iran*, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, pp. 17-18. ; FARNEJAD Hooman, *How competitive, op. cit.*, pp. 7-8. ; JANNATIFAR M., *Iran in a Dilemma: Adherence to Buyback or Transition to Production Sharing Agreements?*, OGEL, Vol. 8 - issue 4 November 2010. pp. 7-9. ; Dans ces contrat comme on le verra, L'entrepreneur doit fournir certains services E & P en contrepartie de ses frais et ses « rewards » qui seront remboursés sur une part des recettes du projet.

²⁶⁷ HASSANBEYGI Abolfazl, *op. cit.*, pp. 58-61. ; Plus ou moins tous les auteurs ont noté cet élément. En effet, comme il a été dit, lors d'une conférence à Londres en juillet 1998, les représentants du gouvernement iranien ont annoncé une large offre d'E & P opportunités d'investissement dans ce pays en vertu de conditions dites « Buy-back ». On peut dire que les compagnies pétrolières internationales, travaillaient sur un champ pétrolier convenu (l'exploration et/ou le développement) et après la mise en service, la compagnie pétrolière nationale d'Iran prenait le relais. BUNTER M., *The*

Un auteur écrit que la compagnie pétrolière nationale d'Iran utilise des accords Buy-back pour conclure des contrats avec les compagnies pétrolières étrangères pour réaliser des projets de développement pétroliers en Iran. Dans cet accord, la compagnie pétrolière internationale a deux rôles. Elle finance l'investissement et elle n'est qu'un simple entrepreneur. Elle organise le développement du champ de pétrole, y compris en construisant une usine de traitement prête à être utilisée par la compagnie nationale.²⁶⁸

En effet, il faut insister sur le fait que les contrats Buy-back iraniens, contrairement à d'autres types de contrats, ne couvrent pas la phase de la production. Au cours de celle-ci, seuls le coût du pétrole et des frais bancaires seront remboursés.²⁶⁹ Dans ce type de contrat, c'est la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui exécute les opérations de production.²⁷⁰

Iranian Buy Back Agreement, op. cit., pp. 1-2. ; Dans les contrats Buy-back iraniens, l'investissement est remis à la compagnie pétrolière nationale (ou son représentant) qui assurera l'exploitation et la gestion. Il existe des différences fondamentales entre un contrat Buy-back et un contrat partage de production. Dans ce dernier, la compagnie pétrolière internationale recevra une part des bénéfices futurs (soit en argent ou en nature) et continuera à fonctionner normalement sur le projet. VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3711. ; Autrement dit, dans l'accord Buy-back iranien, l'entrepreneur complète une portée de travail convenue pour un cycle complet E & P ou pour un projet de développement et de production seulement. Si l'accord comporte un projet E & P et l'entrepreneur fait une découverte qui est jugée après l'évaluation comme un champ commercial, la compagnie nationale et l'entrepreneur doivent accepter les conditions avant le procès du développement. Si un accord n'est pas atteint, l'entrepreneur peut se retirer et récupérer son investissement qui est remboursable par la compagnie nationale, plus une majoration (Dans le cas où aucune découverte n'a été faite, la compagnie internationale pétrolière n'est pas remboursée). Enfin si l'offre de l'entrepreneur pour le développement est acceptée par la compagnie nationale, l'entrepreneur doit terminer la portée de travail convenue. Par la suite la compagnie nationale continue les opérations de la production. BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.* p. 231. ; BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, pp. 1-2. ; BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *op. cit.*, pp. 1-2.

²⁶⁸ WRIGHT Jan and BYRKNES Arne-Helge, Buy-back Contract Risk Modeling Using System Dynamics, sustainability in the third millennium, Bergen 6-10 August 2000, p. 2.

²⁶⁹ ZOHDI Masoud, Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

²⁷⁰ Il faut ajouter que certains experts ont stipulé qu'en pratique, les entrepreneurs des contrats Buy-back dans le cadre des autres contrats appelés « les contrats assistants techniques » qui sont conclus entre eux et la compagnie nationale, fonctionnent également sur la phase de la production. Dans tous les cas les compagnies internationales pétrolières ne sont pas comptées comme des partenaires. Par conséquent, elles n'auront pas de partie de la production. ZOHDI Masoud, Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

3 : Deux contrats distincts

La troisième particularité des contrats Buy-back réside dans l'existence de deux contrats distincts. On trouve cet élément dans divers textes.

Comme nous l'avons déjà dit, les contrats Buy-back ont été définis par la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe. Cette définition évoque implicitement deux contrats distincts dans les contrats Buy-back :

"In this form, the object of the primary transaction is machinery, equipment, patents, know-how, or technical assistance (hereinafter "equipment/technology") that will be used to set up production facilities for the buyer. The parties agree that the seller will subsequently buy from the buyer products produced in those production facilities. As in counter purchase, both flows of products are paid for in money, and the value of the products bought back may be lower than, equal to or higher than that of the products of the primary transaction.

Buy-back in its simplest form involves only two parties. One of the parties assumes the rights and obligations of a seller with regard to the primary transaction and those of a buyer in the buy-back transactions, while the other party takes the roles of seller and buyer in reversed order."

Certains auteurs ont expliqué autrement cet aspect des contrats Buy-back :

Le contrat sera composé de deux contrats principaux. En vertu du premier, le fournisseur ou l'exportateur s'engage à fournir des installations et des facilités de production (usines, mines, etc.) et reçoit les produits de ce projet en dédommagement du coût des installations, de l'équipement et de la technologie qu'il a fournis. Le deuxième contrat concerne le rachat des produits issus des mêmes installations et de la même technologie. Ces deux contrats sont liés par un protocole.²⁷¹

²⁷¹ SABER Mohammad reza, *Une étude comparative de la nature juridique et le statut juridique des contrats Buy-back*, revue juridique, Journal de centre International des affaires juridiques et parlementaires de présidentielle, numéro 37, 2007, pp. 243-295.

Ainsi il a été dit que le contrat Buy-back se compose des deux parties distinctes: le contrat d'exploration et de services de développement, qui couvre la phase du développement d'un champ, et

Il faut noter que la période réelle d'amortissement commence au début du développement d'un champ de pétrole découvert et de sa mise en service.²⁷²

Autrement dit, certains experts pensent que les contrats Buy-back se composent de plusieurs accords liés les uns aux autres ; l'accord régissant la transaction entre l'acheteur et le vendeur pour la fourniture de l'installation, l'accord engageant le vendeur à acquérir une quantité précise des produits générés par cette même installation et enfin un accord global, ou protocole, liant les deux transactions précitées. En réalité, ces trois accords se manifestent à travers trois documents distincts dans les transactions Buy-back typiques.²⁷³

Néanmoins, la réunion de ces accords dans un contrat global n'est pas courante. Le modèle iranien présente sans aucun doute un aspect novateur formel car chacun des accords est intégré et considéré comme une partie d'un contrat unique. En d'autres termes, les contrats Buy-back iraniens constituent un seul document et non pas deux ou trois documents comme c'est le cas pour les contrats Buy-back habituels.²⁷⁴

le contrat de vente de pétrole export à long terme (LTEOSA), qui régleme le remboursement des frais (qu'il peut être un retour sous la forme de pétrole ou de gaz, sans argent). Bien que l'entrepreneur réalise le projet, la NIOC rembourse les dépenses d'investissement, les dépenses de fonctionnement, et les frais bancaires d'entrepreneurs. Il (entrepreneur) reçoit également une commission de rémunération convenue (normalement au moyen d'un droit à un montant d'hydrocarbures produits). Le LTEOSA se poursuit jusqu'à ce que l'entrepreneur récupère pleinement ses coûts pétroliers et sa rémunération. La compagnie internationale pétrolière est généralement travaille pendant une période de développement de 2-3 ans et une période de l'opération 5-8 ans. BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *op. cit.*, pp. 1-2. ; FARNEJAD Hooman, *Strategic Approach. op. cit.* ; FARNEJAD Hooman, *How competitive, op. cit.*, pp. 7-8.

²⁷² Au cours de 5-8 années suivantes l'entrepreneur doit obtenir son remboursement. Pendant cette période de Buy-back le contractant reçoit le remboursement de ses coûts, ses intérêts au taux interbancaire fixés à Londres (LIBOR) augmentée d'une marge convenue. En outre, l'entrepreneur reçoit une rémunération mensuelle.

Le modèle Buy-back prévoit un temps complémentaire pour l'entrepreneur en cas de retard dans la réalisation du projet. L'entrepreneur ne recevrait pas d'intérêts bancaires pendant la période de retard. L'entrepreneur est responsable de toute augmentation des coûts au-dessus du niveau convenue (plafond), sauf les changements inévitables et adoptés par la compagnie nationale. Dans le cas où le coût du pétrole et les frais de rémunération ne sont pas entièrement payés au cours de la période d'amortissement, conformément à l'article 22.4 du Modèle de contrat Buy-back d'Iran, l'entrepreneur aurait le droit de recevoir une partie du pétrole brut ou du gaz du champ jusqu'à ce que les coûts et les frais de rémunération soient récupérés. FARNEJAD Hooman, *How competitive, op. cit.*, pp. 7-8. Comme il a été mentionné, en vertu de ces contrats, l'investissement de la compagnie pétrolière internationale est converti en un prêt de projet (de rente), qui est remboursé par les revenus générés par un pourcentage du pétrole produit, dérivé d'un accord de vente de pétrole export à long terme pendant la durée de la production. OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, p. 4.

²⁷³ M. Me., *op. cit.*, p.7.

²⁷⁴ M. Me., *op. cit.*, p.7.

En outre, peu importe la forme du contrat, le système juridique iranien ne considère pas chacun de ces accords séparément lorsqu'il s'agit d'interpréter les engagements réciproques constitutifs de l'accord Buy-back.²⁷⁵

4 : Le contrat de vente à long terme de pétrole à l'export

Dans la méthode iranienne des contrats Buy-back pétroliers, les coûts sont normalement remboursés par les recettes du pétrole ou du gaz produit. Cette opération est réalisée par un contrat de vente à long terme de pétrole à l'export. En se référant aux particularités citées ci-dessus des accords Buy-back typiques, certains pensent que le caractère distinct du contrat de vente à long terme de pétrole à l'export ne s'accorde pas avec ce que nous avons dit à propos des contrats Buy-back iraniens. En particulier lorsque l'on constate que cet accord est ajouté au contrat Buy-back devant être signé par la suite en temps voulu. Ainsi, à certains endroits du contrat Buy-back iranien, nous pouvons noter les références aux méthodes alternatives de tarification du brut lorsque les parties ne concluent pas cet accord de vente à long terme de pétrole à l'export mais choisissent de l'abandonner pour une raison ou pour une autre. Cela prouve de toute évidence que cet accord n'est pas considéré comme un élément constitutif du contrat Buy-back iranien mais plutôt comme un chapitre du contrat Buy-back principal comportant les dispositions applicables dans les cas où un tel accord n'est pas réellement exécuté.²⁷⁶

Dans le modèle iranien de l'accord de vente à long terme de pétrole à l'export intégré à l'accord Buy-back principal, si les parties ne parviennent pas à un accord sur le prix et les conditions pertinentes dans un délai défini, la compagnie nationale commercialise le pétrole brut pour rembourser les dépenses de l'entrepreneur. Dans ce cas-là, la compagnie pétrolière internationale (l'entrepreneur) doit rembourser à la compagnie nationale les frais de marketing engagés pour les différents types de pétrole brut iranien, léger et lourd.²⁷⁷

²⁷⁵ M. Me., *op. cit.*, p. 11.

²⁷⁶ M. Me., *op. cit.*, p. 11.

²⁷⁷ M. Me., *op. cit.*, p. 11.

Nous avons vu que les contrats Buy-back, dans l'ensemble, constituent l'une des branches de « counter-trade » et qu'ils sont classés dans les contrats de service, en particulier les contrats Buy-back typiques.

Pourtant, la comparaison des caractéristiques des contrats Buy-back iraniens avec celles d'autres contrats pétroliers pourrait expliquer les différences de ce type de contrat avec les termes internationaux.²⁷⁸

C : La comparaison entre les contrats Buy-back iraniens, les contrats de service et les contrats Buy-back classiques

Afin de mieux connaître les contrats Buy-back iraniens, il est opportun de les comparer aux contrats de service et aux contrats Buy-back classiques.

1 : Comparaison entre les contrats Buy-back iraniens et les contrats de service

A titre d'exemple, le contrat de service signé entre la NIOC et Ultramar Limited le 7 août 1974 prévoit que l'entrepreneur doit effectuer toutes les opérations nécessaires à l'exploration et à la production du pétrole dans la zone déterminée dans le contrat. Ainsi, l'entrepreneur est tenu de fournir l'apport financier nécessaire à la compagnie pétrolière nationale d'Iran pour réaliser et compléter les activités d'exploration et, dans le cas où la zone serait déclarée champ commercial, pour financer les dépenses de développement et tous les autres frais prévus au contrat. Les activités d'exploration sont effectuées selon les dispositions du contrat de service et les risques du projet sont à la charge de l'entrepreneur. Les fonds utilisés pour financer les opérations d'exploration ne doivent être remboursés à l'entrepreneur que lorsqu'un champ commercial est établi. Ainsi, le remboursement sera effectué dans les conditions prévues dans le contrat de service. Les fonds fournis pour le financement du développement, et qui doivent être remboursés,

²⁷⁸ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

constituent des prêts avec intérêts. En rémunération des services rendus pour l'exploration et le développement de chaque domaine, la compagnie nationale s'engage à vendre une certaine quantité du pétrole produit sur le même champ à l'entrepreneur ou à d'autres sociétés qu'elle aura choisies, selon les conditions prévues dans le contrat de service. Cependant, la compagnie nationale peut aussi prendre des dispositions pour leur vendre du pétrole produit sur d'autres champs.²⁷⁹

Quoiqu'il y ait de nombreux éléments communs au contrat Buy-back et au contrat de service décrit, les contrats Buy-back sont caractérisés par le fait qu'ils prévoient le remboursement de toutes les dépenses de l'investisseur grâce aux produits du champ exploité, tandis qu'en général dans les contrats de service et dans le contrat décrit ci-dessus, cette caractéristique peut changer.

En outre, dans les contrats de service, le montant de la rémunération n'est pas fixé au moment de la conclusion de contrat. Il dépend du volume de production de pétrole brut et du prix du pétrole sur le marché. En revanche, les contrats Buy-back iraniens sont complètement différents. Lorsque la rémunération est fixée à la conclusion du contrat, elle peut être ajustée à la hausse ou à la baisse, sur approbation de la compagnie pétrolière nationale d'Iran et proportionnellement à l'augmentation ou à la diminution des coûts d'investissement (« capex »).²⁸⁰

Les contrats Buy-back iraniens se différencient également par la méthode de remboursement des dépenses. En vertu de ces contrats, les dépenses de l'investisseur sont remboursées par la vente du pétrole ou du gaz produit sur la durée et non au moment de leur livraison. En effet, c'est le lien étroit entre le contrat de vente du pétrole ou du gaz et le remboursement des dépenses par le produit de la vente qui permet de classer les contrats pétroliers iraniens dans la branche des contrats Buy-back.²⁸¹

²⁷⁹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

²⁸⁰ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 3.

²⁸¹ Il faut ajouter que dans les lois iraniennes, les contrats pétroliers de l'Iran sont comptés dans l'une des branches des contrats Buy-back. M. Me., *op. cit.*, p. 3.

Ainsi il faut noter que l'article 2 de la régulation des contrats Buy-back non-pétroliers prévoit que : "byback [...] refers to transactions through which investor commits to provide for the receiver of financial facilities the whole or part of the financial facilities (cash or non-cash) needed by the supplier for required goods or services [...] to be used for establishment, provision of services or

Il faut insister sur le fait que dans les contrats Buy-back iraniens, il n'y a ni « royalties » ni bonus.²⁸²

Cependant, si le gouvernement ne donne aucune garantie suffisante sur les ressources en pétrole et en gaz, l'entrepreneur doit en assumer le risque. Le mécanisme, comme nous l'avons mentionné, est appelé « contrat de service risqué », c'est-à-dire un type de contrat de service. En effet, les contrats Buy-back incluent les éléments principaux des contrats de service risqués. Pour cette raison, tous les contrats signés au cours des dernières années en Iran sous la forme de Buy-back portent le titre de « contrats de service » plutôt que de « contrats Buy-back ».²⁸³

Enfin, il semble que selon certaines caractéristiques mentionnées ci-dessus, nous pouvons classer le modèle Buy-back iranien comme un contrat de service dans l'industrie du pétrole et du gaz. L'entrepreneur en vertu d'un contrat Buy-back bénéficie d'une indemnisation en échange des produits et des services fournis. En revanche, cette compensation est normalement faite en nature et non en espèces. L'entrepreneur en vertu d'un contrat Buy-back assume certains risques, liés notamment à l'exploration, à une production insuffisante au remboursement ou au dépassement de la limite en matière de coûts. Nous devons donc considérer les contrats Buy-back iraniens comme des « contrats de service risqués » mais dotés de la méthode de paiement innovante issue du modèle de contrats Buy-back classiques.²⁸⁴

development, repair of the production unit. Repayment of the financial facilities including principal and charges will be made through export of goods and services by receiver of financial facilities.”

Cette régulation est consultable sur le site : <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/121045>

²⁸² ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

²⁸³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 9.

²⁸⁴ M. Me., *op. cit.*, p. 5.

2 : Comparaison entre les contrats Buy-back iraniens et les contrats Buy-back classiques²⁸⁵

Tout d'abord, il faut rappeler que dans les contrats Buy-back classiques, l'exportateur de services fournit les équipements, les matériaux, la technologie, le savoir-faire ou toute autre assistance technique à l'importateur afin de mettre en place une usine de production. L'exportateur s'engage également à racheter les produits sortis de l'usine. Autrement dit, les contrats Buy-back couvrent un large éventail de dispositifs dans lesquels l'une des parties fournit des biens ou des services à une autre partie importatrice pour établir, développer ou mettre à jour une installation économique et s'engage à racheter une partie des biens ou services produits dans cette usine.²⁸⁶

On insiste sur le fait qu'en principe, les contrats Buy-back iraniens sont dotés des principales caractéristiques du contrat Buy-back classique.²⁸⁷ Une compagnie pétrolière étrangère (ou un groupe de compagnies pétrolières) fournit les fonds, l'équipement, les matériaux, la technologie, le savoir-faire et l'assistance technique à la compagnie nationale pour le développement des champs pétroliers et s'engage à racheter une partie de la production sortie d'usine. Comme dans le contrat Buy-back classique, ces contrats nécessitent beaucoup de temps pour le développement du projet et le remboursement des frais.

²⁸⁵ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 6.

²⁸⁶ La mise en œuvre de long terme, un volume relativement élevé du commerce, un lien étroit entre les biens exportés et « counter-exported goods » et deux contrats distincts sont les éléments principaux distinctifs des transactions de Buy-back (typiques).

La transaction de Buy-back prend souvent beaucoup de temps pour être achevée, car en fonction du volume, de l'ampleur et de l'importance du projet, le contrat peut avoir besoin d'une période de temps comprise entre trois ans et plusieurs décennies. L'établissement d'un projet d'envergure prend généralement un temps considérable. En outre, une période de temps est également nécessaire pour la mise en œuvre de l'engagement à exporter les produits selon le contrat Buy-back pour rembourser les dépenses. Il y a toujours un écart entre l'offre de services dans le cadre du premier contrat et l'achat des produits en vertu du deuxième contrat.

On rappelle que les contrats Buy-back sont généralement utilisés pour établir des projets importants et coûteux. Dans de nombreux cas, l'exportateur initial fournit le capital, l'équipement, les matériaux et la technologie pour mettre en place un projet dans un pays étranger.

Un autre élément distinctif de Buy-back consiste en ce que les installations de production fournies par l'exportateur initial sont liées avec les résultats et les produits du projet. Les produits qui doivent être rachetés selon le contrat, sont fabriqués ou extraits comme une conséquence directe de la mise en place de l'usine.

²⁸⁷ Par exemple ces contrats aussi prennent beaucoup de temps et sont généralement utilisés pour établir des projets grands et coûteux.

SABER Mohammad reza, une étude comparative, *op. cit.*, pp. 258-260.

Toutefois, certains éléments différencient les contrats Buy-back classiques des contrats Buy-back iraniens. L'objectif principal de l'utilisation du contrat Buy-back classique est d'obtenir l'accès aux marchés étrangers. Ainsi, l'obligation pour la partie étrangère de racheter une partie de la production issue du projet constitue le sujet principal des négociations et du contrat en lui-même.

Cependant, dans un contrat Buy-back iranien, la commercialisation du pétrole produit par l'entreprise étrangère ne constitue pas un grand problème car il existe un marché en Iran. En pratique, c'est la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui commercialise tout le pétrole produit à la suite de l'exécution de ces contrats.

La deuxième particularité du contrat Buy-back iranien par rapport au contrat Buy-back classique réside dans le fait que la compagnie pétrolière étrangère est tenue de fournir les fonds suffisants à la réalisation des opérations de développement. Les coûts engagés par l'entrepreneur lui seront remboursés par le pétrole qui lui sera alloué ou par les recettes issues de la vente du même pétrole. Dans un contrat Buy-back classique, le financement du projet n'est pas à la charge de la partie étrangère.

D : Une brève description des éléments des contrats Buy-back iraniens

Les contrats Buy-back sont basés sur différents éléments tels que la propriété des réservoirs, la relation entre la compagnie pétrolière nationale d'Iran et la compagnie pétrolière internationale, la portée des travaux, le plafond des coûts d'investissement, la rémunération fixe, la période convenue et le plafond de remboursement des coûts, la détermination de la découverte commerciale, la responsabilité des risques, etc.

1 : La propriété des réservoirs

La NIOC n'accorde aucun titre participatif ni aucune concession, licence ou toute autre forme de droit de propriété ou de titre sur les réserves, que ce soit de façon directe ou

indirecte, et elle exerce la souveraineté du gouvernement iranien sur ses terres et ses réservoirs en toute circonstance.²⁸⁸

En effet, l'une des principales raisons pour lesquelles le gouvernement iranien utilise des contrats Buy-back concerne la préservation de ses droits souverains sur ses ressources naturelles et l'exercice d'un contrôle sur le développement de ces ressources grâce à des conditions convenues de façon conjointe dans le contrat.²⁸⁹

Alors, la compagnie pétrolière nationale d'Iran embauche la société étrangère en qualité d'entrepreneur et ne lui cède aucun droit. L'intérêt de l'entrepreneur est de rentrer dans ses frais à la fin de la période d'amortissement. Ainsi, l'entrepreneur n'aura aucun droit ni au pétrole, ni aux réservoirs.²⁹⁰

2 : La relation entre la compagnie pétrolière nationale d'Iran et la compagnie pétrolière internationale

L'entreprise étrangère n'est ni un partenaire, ni un concessionnaire. Elle remplit le rôle d'un entrepreneur engagé par la compagnie nationale.²⁹¹

La compagnie pétrolière internationale est chargée de la réalisation du plan de développement au nom de la compagnie pétrolière nationale d'Iran, en agissant comme un entrepreneur. Elle fournit les capitaux nécessaires pour financer un développement spécifique ou un projet de réhabilitation.²⁹² En revanche, la compagnie nationale doit rembourser la compagnie pétrolière internationale des frais engagés, majorés d'un pour cent du LIBOR, et la rémunérer selon les termes prévus et au cours de la période d'amortissement fixée.²⁹³

²⁸⁸ M. Me., *op. cit.*, p. 4.

²⁸⁹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 2. ; HASSANBEYGI Abolfazl, *op. cit.*, pp. 58-61.

²⁹⁰ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, p. 11.

²⁹¹ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

²⁹² OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts, op. cit.*, pp. 11-12.

²⁹³ M. Me., *op. cit.*, p. 5.

3 : Le plafond des « capex »

Dans les contrats Buy-back, les sociétés pétrolières étrangères s'engagent à l'exploration, au développement ou à la fourniture de services de production dans une région déterminée.

Les dépenses classées en tant que « capex²⁹⁴ » ne sont remboursées qu'à hauteur du plafond fixé au contrat. Ainsi donc, les dépenses faites par la société pétrolière pour suivre le plan de développement et dépassant ce plafond ne lui seront pas remboursées.

4 : La rémunération fixe

Le profit ou le taux de rendement sont fixes dans les contrats Buy-back.²⁹⁵

Le profit ou le taux de rendement sur l'investissement des compagnies pétrolières internationales diffèrent d'un projet à l'autre.²⁹⁶

Il est important que le taux de rendement ne dépasse pas le taux déterminé par le contrat. Ce pourcentage, déterminé dans les négociations, se situe normalement entre douze²⁹⁷ et vingt-et-un pour cent²⁹⁸. Il était par exemple de dix-neuf pour cent²⁹⁹ pour la première phase à South Pars³⁰⁰.

Une période pour le remboursement des coûts est convenue de la façon suivante. Les dépenses d'investissement et les coûts de financement associés engagés par l'entrepreneur, additionnés d'un profit convenu à l'avance, sont remboursés sur une

²⁹⁴ On le définira ultérieurement

²⁹⁵ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

²⁹⁶ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 11.

²⁹⁷ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3712.

²⁹⁸ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

²⁹⁹ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.*, pp. 1-2.

³⁰⁰ Entrevue avec M. RAHMATI, collaborateur stratégique du président de la république, l'un des créateurs des contrats Buy-back dans les années 90, le 9 Septembre, 2012.

période déterminée. La période de remboursement dure généralement entre trois et six ans à partir du début de la production.³⁰¹

Autrement dit, ces dépenses sont toujours payées par des virements du même montant au cours de la période d'amortissement convenue.

5 : La détermination de la découverte commerciale

La décision relative à une découverte commerciale relève uniquement du ministère du Pétrole et non de l'entrepreneur.³⁰²

6 : Le temps de remise du projet

Dans les contrats Buy-back, à la fin des activités de production, le rôle clé de l'entrepreneur est terminé mais celui-ci doit assurer une assistance technique au cours des différentes phases de la production.³⁰³

Autrement dit, la compagnie pétrolière nationale d'Iran, responsable des coûts d'exploitation, prend en charge l'exploitation du champ dès le début de la phase de production.³⁰⁴

7 : Le plafond de remboursement des coûts

Dans le régime des contrats Buy-back, les investissements sont convertis en un prêt qui doit être remboursé par les revenus générés par un pourcentage du pétrole produit.³⁰⁵

³⁰¹ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 12.

³⁰² OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13. ; JANNATIFAR M., *op. cit.*, p. 11.

³⁰³ M. Me., *op. cit.*, p. 5.

³⁰⁴ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13.

³⁰⁵ WRIGHT Jan and BYRKNES Arne-Helge, *op. cit.*, pp. 2-3.

La rémunération provient de la vente du pétrole produit et à hauteur de soixante pour cent maximum des recettes selon le contrat de vente à long terme de pétrole à l'export.³⁰⁶ Elle intervient à l'issue de :

- La réussite des activités de développement ;
- La validation des installations par la compagnie pétrolière nationale d'Iran ;
- La réalisation du niveau de production convenu.³⁰⁷

Malgré le mécanisme de plafond pour le remboursement des coûts, dans les contrats Buy-back iraniens, les sociétés pétrolières internationales ne payent pas de taxes sur leurs revenus ou leurs rémunérations.³⁰⁸ Cependant, cet élément est très important dans les autres types de contrats pétroliers. Ainsi, dans les contrats Buy-back iraniens, il n'existe pas de dépense telle que les « royalties » ou les bonus de signature.³⁰⁹

8 : La responsabilité des risques

Dans les contrats Buy-back iraniens, la société pétrolière étrangère s'engage à réaliser certaines activités ou à développer des domaines déterminés afin d'atteindre un taux de production supérieur à la base convenue. Le risque qu'aucune découverte ne soit faite est supporté par la société étrangère.³¹⁰

En outre, dans ces contrats, la responsabilité du financement du projet pour les opérations d'exploration ou de développement repose totalement sur l'entrepreneur.³¹¹

³⁰⁶ M. Me., *op. cit.*, p. 5. ; Cependant, dans certains articles il a été mentionné que le pourcentage pourrait aller jusqu'à 65%. OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13. ; Même 70%. BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, p. 5.

³⁰⁷ FARNEJAD Hooman, *Strategic Approach. op. cit.* ; FARNEJAD Hooman, *How competitive, op. cit.*, pp. 7-8.

³⁰⁸ FARNEJAD Hooman, *How competitive, op. cit.*, pp. 7-8.

³⁰⁹ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24. ; BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

³¹⁰ M. Me., *op. cit.*, p. 5.

³¹¹ La Banque centrale d'Iran, ainsi que d'autres organismes gouvernementaux, ne sont pas autorisés à financer tels projets ou à fournir une garantie quant aux les coûts engagés par l'entrepreneur, qui comprennent les intérêts courus et les frais fixes, ainsi que les autres dépenses. EBRAHIMI S. N.,

Dans les contrats Buy-back iraniens, comme nous l'avons dit, on détermine un plafond pour les dépenses d'investissement. Tout changement nécessite l'autorisation préalable de la compagnie pétrolière nationale d'Iran.³¹² Le risque que représentent des coûts complémentaires est donc supporté par les compagnies pétrolières étrangères car les coûts d'investissement sont clairement déterminés dans le contrat.³¹³

Section 2 : Les obligations contractuelles et juridiques des parties dans les contrats Buy-back

Il va sans dire que tous les contrats créent des droits et des obligations réciproques pour les parties. Les contrats Buy-back, dans la section « upstream » du pétrole et du gaz ne font pas exception à cette règle. Dans cette partie, nous allons traiter et étudier les obligations et les droits spécifiques puis communs de l'entrepreneur et de l'employeur ainsi que leurs obligations légales dans ces contrats. Nous étudierons ensuite les conditions générales les plus importantes du contrat ainsi que leurs conséquences, qu'elles soient économiques, sociales, culturelles ou politiques.³¹⁴

SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 2.

³¹² BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

³¹³ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13. ; Autrement dit, l'entrepreneur est responsable de toute augmentation des coûts supérieurs à la limite convenue, sauf un changement inévitable avec l'approbation de la compagnie nationale. BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *op. cit.*, p. 2.

Un autre risque est celui d'insuffisance de la production ou de temps pour le remboursement des coûts. Dans certains contrats Buy-back iranien ce risque était à la charge des sociétés pétrolières étrangères. Un exemple dans ce domaine est le contrat de première phase de « parse-ejonubi ». Entrevue avec M. RAHMATI, *op. cit.* ; Cependant en pratique, dans le cas où le coût de l'investissement et les frais de rémunération ne sont pas entièrement payés au cours de la période d'amortissement, l'entrepreneur aurait le droit de recevoir du pétrole brut ou du gaz du champ jusqu'à ce que les coûts et les frais de rémunération soient récupérés. BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *op. cit.*, p. 2. ; En outre, quand le prix baisse, les quantités de pétrole nécessaires pour le remboursement des coûts sont augmentées. En effet, en cas de diminution du prix de pétrole, les sociétés pétrolières internationales seront autorisées à recevoir une plus grande quantité de pétrole dans un délai convenu si le montant provisoire est insuffisant. OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 14.

³¹⁴ Quelques-uns pensent que dans les contrats Buy-back, le mot « entrepreneur » considéré pour les compagnies (soit étrangère soit domestique) qui conclut le contrat avec la société nationale du pétrole d'Iran en tant que l'employeur, est capable et compétent seulement à propos des contrats de services comme les Buy-back, car l'entrepreneur est obligé à exécuter des opérations qui lui étaient conférées et il ne peut avoir aucune propriété sur les réserves pétrolières mais, ce point de vue n'explique pas la vérité entière et nous allons voir par la suite que pour les sociétés étrangères étant parties au contrat, dans les contrats de partage de production ce mot est utilisé.

Paragraphe 1 : Les droits et les obligations de l'entrepreneur et de l'employeur

La loi sur le Pétrole du 1^{er} octobre 1987 définit le contrat en disposant, dans son premier article, qu'il correspond aux obligations conclues entre le ministère du Pétrole et une unité opérationnelle ou toute personne physique ou morale qui, selon les règlements du gouvernement de la République islamique d'Iran et de cette loi, prend la responsabilité d'exécuter une partie des opérations pétrolières.³¹⁵

La réforme de cette loi, datée du 18 juillet 2011, définit le contrat pétrolier en disposant, à l'article un de son paragraphe seize, qu'il s'agit d'un accord bilatéral ou multilatéral entre le ministère du Pétrole ou bien chacune de ses principales filiales ou unités opérationnelles avec une ou plusieurs unités opérationnelles ou personnes physiques ou morales, locales ou étrangères, qui, selon les lois statutaires, s'obligent à la réalisation de tout ou partie des opérations « upstream » ou « downstream », au commerce du pétrole ou des produits pétroliers ou pétrochimiques.³¹⁶

L'entrepreneur est donc la ou les sociétés étrangères, parties au contrat, chargées de l'investissement dans le développement des champs pétroliers et de la création des installations industrielles dans le secteur « upstream » du pétrole et du gaz iraniens. La

³¹⁵ De plus, l'article 3 de cette loi prévoit également que l'exercice du droit de la souveraineté et de la propriété sur les ressources et les installations pétrolières relève du gouvernement islamique qui est à la charge du ministère du Pétrole selon les règlements explicitement pourvus dans cette loi et qui agirait selon les principes et les plans généraux du pays.

³¹⁶ En outre, l'article 3 de la loi de 1987 a été modifié de la manière suivante : surveiller le droit de l'exercice de la souveraineté et la propriété générale sur les ressources pétrolières est à la charge du « conseil supérieur de la surveillance des ressources pétrolières » qui, en vertu de cette loi, est convenu avec la formation suivante: 1- le ministre du Pétrole en tant que secrétaire du conseil 2- le député de la planification et de la surveillance stratégique du Président 3- ministre des Affaires économiques et financières 4- gouverneur général de Banque centrale de la république islamique d'Iran. 5- chef de la commission de l'énergie du parlement 6- chef de la commission du programme et budget et de la vérification du parlement 7- le procureur général du pays 8- deux membres choisis et élus par le ministre du Pétrole.

Note 1- tous les membres du conseil ont le droit à voter. Note 2- les séances du conseil avec au minimum 7 personnes seront formelles et la présence du procureur général du pays et un des chefs des commissions mentionnées est obligatoire. Note 3- les décisions du conseil seront définitives avec le vote de la majorité absolue des participants.

compagnie pétrolière nationale d'Iran dépend du ministère du Pétrole et elle est l'employeur dans ce contrat.

A : Les droits et les obligations de l'entrepreneur

Dans un premier temps, nous étudierons les droits contractuels de l'entrepreneur puis, dans un second temps, nous mettrons en évidence ses obligations. En considérant ce qui précède sur les principes généraux des contrats, nous expliquerons pour l'essentiel des points particuliers.

1 : Les droits de l'entrepreneur

Dans cette partie, nous allons nous parler des droits fiscaux contractuels les plus importants de l'entrepreneur :

a : La rémunération

Une fois que l'entrepreneur a répondu à ses obligations contractuelles et que la compagnie nationale les a approuvées, l'entrepreneur peut recevoir sa rémunération ainsi que le remboursement de la totalité des dépenses effectuées et le profit de son propre capital.³¹⁷ Comme la rémunération est un droit pour l'entrepreneur, elle est alors un devoir pour l'employeur. La rémunération est fixée lors de la signature du contrat et ne peut être modifiée qu'en cas d'augmentation ou de diminution du travail et des opérations agréées selon le « master development plan » (MDP³¹⁸).³¹⁹

³¹⁷ La récompense d'investissement du projet y compris les coûts fiscaux, rémunération, droit de gestion et le profit, seront repayés en une période limitée avec des paiements partiels définis du lieu de revenu et résultant de la vente du pétrole et du gaz au maximum 60 pour cent de la production du champs. OHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5. ; NARAGHI Mehrdad, Les possibilités et les stratégies pour attirer les investissements étrangers dans les industries pétrole et gaz, les contrats Buy-back, l'Institut d'études internationales de l'énergie, Tehran, 2000, p. 42.

³¹⁸ Le plan principal de développement

b : Le remboursement des coûts

Comme nous l'avons mentionné plus haut, les dépenses engagées par l'entrepreneur dans l'exploitation seront remboursées à hauteur d'un maximum de soixante pour cent du produit de la vente du pétrole issu de ce projet. L'ensemble des coûts d'investissement³²⁰, de fonctionnement³²¹, des dépenses opérationnelles³²² et bancaires, des consultations assurées par l'entrepreneur à l'issue du projet et au commencement de la production initiale du champ, pendant la période d'amortissement doivent lui être payés. De même, les sommes versées au titre de l'impôt sur le revenu, doivent être remboursées pendant le reste de la période d'amortissement. La dépense opérationnelle supportée par l'entrepreneur au moment de l'initialisation de la production dans la région définie par le contrat lui est d'ordinaire remboursée trois mois plus tard.³²³

Les charges fiscales et autres subies par l'entrepreneur en dehors d'Iran ne donnent lieu à aucun remboursement.³²⁴

Autrement dit, une fois les opérations de développement achevées, le projet est livré à la compagnie pétrolière nationale qui prend en charge les opérations de production. L'entrepreneur reçoit le remboursement de ses dépenses pétrolières³²⁵ et de financement³²⁶ ainsi que la rémunération³²⁷ fixée, grâce au revenu du pétrole brut du

³¹⁹ En dépit du fait que l'entrepreneur puisse toujours attendre le reçu de coûts pétroliers et la rémunération convenue, mais le taux du profit versé en faveur de l'entrepreneur n'est pas fixe. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 201.

³²⁰ «Capital Expenditures »

³²¹ « Non Capital Expenditures »

³²² « Operation Expenditures » ; Les dépenses de fonctionnement sont limitées à l'impôt de l'Iran, les dépenses de la sécurité sociale, l'assurance, les douanes, et les coûts de l'enseignement du personnel iranien.

³²³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³²⁴ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 202.

³²⁵ L'entrepreneur prend en charge l'ensemble des opérations de développement et de la fourniture des dépenses opérationnelles, d'investissement et de fonctionnement en général sous le terme du coût du pétrole (Oil Cost).

³²⁶ « Financing charges»

³²⁷ « Remuneration Fee»

même projet pendant la période d'amortissement à la suite de laquelle l'entrepreneur ne touchera plus rien.³²⁸

Les dépenses et/ou la rémunération qui n'auraient pas été remboursées à l'entrepreneur en temps voulu peuvent être remboursées au titre des réclamations à effet rétroactif. Toute dépense qui est faite depuis la première production sera remboursée à l'entrepreneur pendant la période d'amortissement des dettes. Pendant la même période, l'entrepreneur percevra également une rémunération.³²⁹

c : Le profit du capital pendant la durée de l'investissement

En plus de sa rémunération, l'entrepreneur perçoit le remboursement de ses dépenses ainsi que du profit de l'investissement. Le taux des facilités fiscales est déterminé par la Banque centrale (LIBOR³³⁰ + un taux convenu).³³¹ Chaque montant qui ne fait pas l'objet d'un remboursement au cours d'une période est transféré sur la période suivante ; c'est en fonction de ce rapport qu'il faut calculer la somme du taux d'intérêt des banques de Londres ainsi que le pourcentage relatif aux arriérés de dépenses. En général, le revenu de l'entrepreneur provient donc de sa rémunération et du remboursement de l'ensemble de ses dépenses, jusqu'au plafond déterminé, et des dépenses de financement engagées durant la phase d'amortissement. L'entrepreneur peut donc être certain de percevoir, en plus de la rémunération déterminée, le remboursement de la totalité des dépenses pétrolières au cours en vigueur.³³² On imagine souvent que le taux de profit dégagé dans les contrats Buy-back est fixé à l'avance mais, bien que cela soit en partie vrai, il n'en est pas nécessairement ainsi. En effet, le taux d'investissement est calculé sur la base des

³²⁸ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 202.

³²⁹ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 203.

³³⁰ « London Inter Bank Offer Rate» (LIBOR)

³³¹ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3711.

³³² Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, projet de recherche de l'étude des modèles contractuels appropriés pour le financement dans le secteur « upstream » du pétrole et du gaz, producteur: groups des conseillers, janvier 2006, p. 127.

cours du jour et, comme nous l'avons dit, seule la rémunération est déterminée lors de la signature du contrat.³³³

Ainsi, bien que le taux de retour sur investissement ne soit pas précisément prévisible dans ces contrats, comme nous l'expliquerons plus loin, certaines compagnies pétrolières sont néanmoins prêtes à l'assumer.³³⁴ Le taux de retour sur investissement d'un projet à l'autre varie mais actuellement, il oscille entre quinze et vingt pour cent³³⁵, parfois même entre douze et vingt pour cent³³⁶.

Au sujet de l'intérêt résultant de l'investissement, plusieurs auteurs étrangers partagent l'opinion selon laquelle, d'après les lois islamiques, l'usage du taux du LIBOR comme index pour déterminer le taux de retour sur investissement est illégal. En effet, il est basé sur l'intérêt ce qui est illégal en Iran. Le danger pour l'entrepreneur est qu'en cas de conflit avec la NIOC, le litige peut être soumis à la cour islamique qui pourra prononcer l'illégalité de l'accord. Cependant, les mêmes auteurs ajoutent que, dans les expériences passées, le paiement du dividende des transactions commerciales a toujours été honoré par les Iraniens.³³⁷

Mais, afin de dissiper toute inquiétude, notons que les auteurs iraniens rapportent que plusieurs chefs religieux jugent légaux les intérêts productifs et opérationnels et donc que les intérêts reversés dans les contrats Buy-back ne sont pas en opposition avec les lois islamiques.³³⁸

Par ailleurs, le paiement des intérêts de l'investissement des sociétés étrangères a été autorisé par les lois et règlements budgétaires, par le Conseil de discernement de l'intérêt supérieur du régime et dans le cadre des plans quinquennaux de développement.

³³³ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 203.

³³⁴ JANKVFSKY, Edward, la nature des contrats Buy-back iraniens, *Journal of Energy Economics*, n 22, mars 2001, p. 63.

³³⁵ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13. ; BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.*, pp. 1-2.

³³⁶ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3712.

³³⁷ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing in the oil and gas industry*, *Oil&Gas Journal Executive Reports*, 2005. p. 30.

³³⁸ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 122-126.

d : Les bonus adéquats

Dans les contrats de partage de production, l'entrepreneur étranger est considéré lui-même comme un partenaire et par conséquent, il est plus prompt à atteindre le taux de production le plus économique en usant d'une technologie avancée et en exploitant au mieux le savoir-faire, les compétences, les équipements, les machines et les matières premières. Au contraire, dans les contrats Buy-back, comme nous l'avons dit précédemment, la préoccupation principale de l'entrepreneur est d'atteindre un taux régulier de production selon le contrat. Il n'a donc aucune raison d'utiliser une technologie plus avancée pour produire plus et/ou dépenser moins³³⁹. Néanmoins, certaines formules et solutions ont été mises à jour dans ces contrats afin d'encourager les entrepreneurs à réduire leurs coûts courants tels que les bonus. Par exemple, si les coûts engagés par l'entrepreneur dépassent un certain plafond, ils ne sont pas remboursés par la NIOC.³⁴⁰ Dans ce domaine, le contrat pétrolier concernant le champ de Doroud prévoit dans son article 3-2-22 que, dans le cas où le comité de gestion commune et la NIOC approuveraient des changements au contrat et que le total des dépenses d'investissement prévues dans le projet diminue, le montant de la rémunération peut être réajusté. Dans ce cas, l'ajustement de la rémunération prend effet le premier mois suivant celui au cours duquel il a été décidé. Ceci peut donc être considéré comme un facteur encourageant l'entrepreneur à une meilleure productivité.

e : La sécurité

Chaque investisseur, national ou étranger, doit pouvoir bénéficier d'une sécurité totale, en particulier fiscale et économique. La sécurité et la stabilité d'un pays font partie des facteurs les plus efficaces pour attirer les investissements étrangers.³⁴¹ Un investisseur qui n'estimerait pas son capital en sécurité ne sera pas tenté d'investir. En effet, étant donné

³³⁹ VAN MEURS Pedro, Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices, Van Meurs coropration, A discussion document, June 7, 2008.

³⁴⁰ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁴¹ RAHBAR Farhad, les obstacles de l'investissement et leurs impacts sur la croissance économique en Iran, Journal of Economic Research, n 81, l'hiver 2008, p. 111-138.

qu'il suit son propre intérêt et veille à ses profits, il n'investira jamais économiquement dans un pays qui manque de sécurité. Ici, la sécurité concerne de nombreux domaines : il s'agit de la sécurité du capital, de la sécurité physique, politique, etc. Dans les contrats Buy-back, l'entrepreneur étranger doit procéder à la construction d'une usine, à l'installation d'équipements et gérer du personnel, domestique ou étranger, avant de livrer le projet à la NIOC. La viabilité de chacun de ces éléments dépend de l'existence de la sécurité qui est un droit fondamental.

Les attributions et les devoirs du ministère du Pétrole, tels qu'ils sont prévus dans la loi sur le Pétrole de 1987, en son article 10, comprennent la création d'une atmosphère propice à encourager l'efficacité, l'implication et l'expertise des investisseurs et des forces domestiques et étrangères.³⁴²

L'article 9 de la loi sur la Promotion et la protection de l'investissement étranger, votée le 25 mai 2002 par le Conseil de discernement de l'intérêt supérieur du régime, garantit autrement la sécurité des investisseurs étrangers. L'investissement étranger ne peut être ni exproprié ni nationalisé sauf en cas de sauvegarde de l'intérêt public ; le cas échéant, l'expropriation ou la nationalisation devront se faire en vertu d'un processus légal, selon une méthode non-discriminatoire avec le paiement d'une indemnité au taux de la valeur réelle de cet investissement et immédiatement avant l'expropriation. Donc en principe, l'investissement ne peut pas être exproprié sauf lorsque l'intérêt public l'exige et si une nationalisation est faite, l'investisseur doit être indemnisé pour les dommages subis.³⁴³

³⁴² Dans l'article 12-1 paragraphe 3 du contrat des champs pétroliers de Doroud, il est indiqué que: les parties s'engagent eux-mêmes à maintenir saine et sans engagement les uns les autres y compris les autres et les entrepreneurs filiales envers les dommages soutenus par les parties ou la maladie ou la mort du personnel ou des filiales ou subis par les effets et propriétés ou loués ou sous son propre contrôle aussi bien que leurs entrepreneurs ou leur personnel qui puissent être le résultat immédiat ou par intermédiaire ou manque de diligence ou du comportement d'autre partie, lié à un travail ou affaire que chaque partie doit accomplir et faire selon le contrat en se défendant les uns les autres et les entrepreneurs envers les cas ci-indiqués en récompensant leur dommages et ceux des entrepreneurs et des sous-entrepreneurs.

³⁴³ Ainsi le chef du pouvoir judiciaire a souligné la nécessité de la réforme des lois et règlements existants vers l'usage optimal des opportunités et mené le pays vers la première position économique de la région et la sécurité d'investissement et ne pas décourager les investisseurs et prévenir du gaspillage des richesses nationales a expliqué ses propres points de vue qui sont intéressants. Par exemple pendant la grande convention des juges du « Khorassan Razavi » (une Province de l'Iran) il a dit que: nous apportons les témoignages aujourd'hui que les grandes richesses du pays se gaspillent et à raison de la peur des dirigeants des systèmes de surveillance et les systèmes similaires, les contrats avec tous leurs intérêts qu'ils peuvent avoir pour le peuple, n'ont pas été conclus mais l'autre

2 : Les obligations de l'entrepreneur

Après l'étude des droits de l'entrepreneur, il convient d'exposer brièvement ses obligations :

a : Le respect des lois du pays par l'entrepreneur

Pendant toute la durée de son activité et jusqu'à ce que le champ soit livré à la NIOC, l'entrepreneur s'oblige à respecter l'ensemble des lois de l'Iran qui est son employeur.

b : La conformité avec les normes internationales

Parmi les autres obligations de l'entrepreneur figure le respect des standards internationaux au cours de chacune des étapes des opérations. Autrement dit, l'entrepreneur, en vertu des lois tant nationales qu'internationales, s'oblige à employer les meilleurs standards afin d'assurer la sécurité et la préservation de l'environnement ; il doit agir de façon à ce que la génération suivante puisse utiliser les ressources naturelles.³⁴⁴ Habituellement, les sociétés étrangères n'utilisent pas des méthodes standard dans le cours des opérations afin de livrer le plus vite possible le projet à l'employeur ; il s'agit là de l'un des défauts des contrats Buy-back en comparaison avec les contrats de partage de production qui seront abordés ultérieurement. Il suffit de répondre à cela que la NIOC surveille toutes les étapes de l'exécution du projet. L'entrepreneur doit utiliser toutes les possibilités et les équipements en conformité avec les standards internationaux actuels afin que les coûts opérationnels du projet n'excèdent pas les montants fixés dans le

partie (le Qatar) mène notre part et la richesse de la nation. On ne doit pas permettre que nos occasions se perdent qui est contre l'esprit de la constitution et les polices du chef suprême et le parlement.

Pour plus de renseignement de ses vues et les articles concernant les données relatifs, se référer à la publication domestique MAAVA, le pouvoir judiciaire (dimanche et mardi) de 15 à 19 août et de 27 août à 3 septembre et le 10 décembre 2006, les numéros 559, 560, 562, 564 et 591.

³⁴⁴ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

contrat, voire même afin de les diminuer. L'entrepreneur doit respecter les standards internationaux dans tous les domaines. Par exemple, il doit tenter de préserver l'environnement et de prévenir la survenance de tout dommage dans la région ou sur le champ pétrolier. La loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran, en son article 14, au paragraphe B, huitième condition, fait état de cette préoccupation : elle souligne l'importance de respecter les règlements et standards environnementaux. S'agissant de l'utilisation des ressources, il faut dire que plus les standards internationaux sont respectés, plus la durée d'exploitation du champ sera longue.³⁴⁵

Parallèlement à cette préoccupation, le ministre iranien du Pétrole en poste en 2002 regrettait que, pendant de longues années et pour diverses raisons, y compris la guerre, aucune nouvelle étude n'ait été effectuée au moyen de standards reconnus afin de mettre à jour les études déjà existantes à l'aide des données nouvelles mais aussi de l'amélioration de la technologie mondiale dans le secteur du pétrole concernant son extraction. L'objectif de cette démarche semblait être une exigence inévitable si bien que la révision, l'étude et la préparation d'un plan général ainsi que l'accroissement du recyclage du pétrole pour près de soixante champs furent remis à l'ordre du jour du ministère du Pétrole.³⁴⁶ Monsieur Zanganeh, nommé ministre du Pétrole en 2013, a souligné à plusieurs reprises, dans ses projets pour le ministère, l'importance d'optimiser la production de pétrole.³⁴⁷

L'un des éléments importants sur cette question est le débat ayant trait aux injections dans les champs pétroliers afin d'améliorer leur développement. La méthode de l'injection d'eau a été employée pendant des années avant que l'on ne découvre que l'injection de gaz était plus efficace et urgente, même, pour la sauvegarde des réservoirs.³⁴⁸ Nombreux sont ceux qui pensent que la seule façon de produire l'équivalent de quelque quarante-cinq

³⁴⁵ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 210.

³⁴⁶ <http://www.bpdanesh.ir/detailnews.asp?id=7393>

³⁴⁷ <http://icana.ir/Fa/News/233592>

³⁴⁸ MOSLEH Kamran, « *Optimal usage of gaz sources* », The office of energy industries and mining studies: Majlis Research Center (MRC), Tehran, 2008, p. 6.

milliards de barils de pétrole disponible dans les réservoirs iraniens est une injection suffisante de gaz.³⁴⁹

Par conséquent, parmi ses obligations, la société internationale doit respecter les standards internationaux. En cas de non-respect de ceux-ci, une indemnisation peut lui être réclamée.

c : L'utilisation de la main-d'œuvre locale³⁵⁰

L'entrepreneur doit donner la préférence aux citoyens iraniens pour les emplois exécutifs et opérationnels et ne recruter du personnel étranger que dans les cas où le personnel iranien n'est pas compétent. Plusieurs auteurs et chercheurs étrangers considèrent cet aspect comme l'une des caractéristiques du modèle iranien des contrats Buy-back.³⁵¹ Mais, il faut dire également que des règles similaires existent dans d'autres pays.³⁵² On retrouve souvent ce genre de dispositions dans les contrats de partage de production.³⁵³

³⁴⁹ SAIDI Alimohammad, Trois articles dans la revue de l'industrie pétrolière du pays, le parlement et de la Recherche, n ° 34, spéciale du pétrole et des intérêts nationaux, Centre de recherche Majlis (MRC), l'été 2003, p. 72.

Par exemple; la compagnie Shell s'engageait à accroître la production du champ Soroush à 100,000 barils par jour mais en effet, il n'a pas pu atteindre ce niveau de production. Le fait étant que jusqu'ici il a reçu presque la totalité du montant investi en plus d'une partie de l'intérêt par la vente des produits émanant de ce champ. Il a été réclaté que cette compagnie par injection de l'eau au champ Soroush a causé des dommages irréparables sur plusieurs milliards de barils de pétrole dans ce champ.

Ainsi, d'autres compagnies y compris Total-Fina-Elf pour injecter de l'eau au lieu du gaz qui est parmi des fonctions non-standard que la NIOC en tant que contrôleur et observateur devrait surveiller cette fonction non-standard. Ces deux exemples sont un bon témoin pour des démarches non-standards et non-techniques des grandes compagnies pétrolières dans les pays riches en pétrole que les gouvernements titulaires des réservoirs doivent forcément prévenir de ces démarches car elles sont destructives et occasionnent des dommages irréparables aux réservoirs et par conséquent aux intérêts et à la richesse du peuple de ces pays. Les mêmes cas sont aboutis à l'emphase du législateur en ce qui concerne la production optimale en condition 6 de paragraphe B de l'article 14 de la loi du 4^e programme du développement économique, social et culturel de la république islamique de l'Iran. SAIDI Alimohammad, *op. cit.*, p. 72 et après.

³⁵⁰ « Local Employment »

³⁵¹ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing, op cit.*, p.40.

³⁵² Al-ATTAR A. A., *Upstream Petroleum Agreements in Kuwait, op. cit.*, p. 30.

³⁵³ FATHI GHANDOUR Mohamed, Production Sharing Agreements (PSAs) in Azerbaijan. The case of Azeri-Chirag-Guneshli, *Ipag business school Paris*, p. 51. Consultable sur le site <http://dSPACE.khazar.org/jspui/bitstream/123456789/1404/1/Mohamed%20Fathi%20Ghandour.pdf>

L'un des devoirs importants du ministère du Pétrole est de former et équiper le personnel iranien spécialisé dans le cadre de partenariats avec des équipes étrangères afin de mettre à profit l'expérience de ces dernières.³⁵⁴ L'article 10 de la loi sur le Pétrole de 1987 dispose que le ministère du Pétrole s'engage à former la main-d'œuvre requise, œuvrer pour une amélioration de la technologie et développer les sections diverses de l'industrie du pétrole afin d'améliorer le niveau scientifique et pratique du personnel et des experts et de créer l'atmosphère propice pour encourager les éléments efficaces et engagés. L'une des pistes de réflexion abordées exige que l'embauche et la formation de personnel local par l'entrepreneur soient basés sur la science et la technologie actuelles. L'usage optimal de la puissance d'ingénierie et des capacités exécutives et techniques du personnel local, enfin, constitue un moyen d'empêcher la fuite des capitaux étrangers du pays.³⁵⁵

En vertu de la loi, l'entrepreneur est donc contraint d'utiliser la main-d'œuvre et les capacités du pays. La loi sur l'Usage maximum de la puissance technique et de l'ingénierie productive, industrielle et exécutive du pays, votée le 3 mars 1997, le stipule ainsi que la loi du quatrième programme de développement économique, sociale et culturel de la République islamique d'Iran, dans son article 14, à la condition 7 du paragraphe B.

A l'article 7 du règlement exécutif sur la mise en oeuvre des contrats Buy-back, adopté le 8 juillet 2005, il est aussi indiqué que, dans les contrats qui [...] sont conclus [...] avec les sociétés étrangères [...] le pourcentage minimum de fabrication domestique doit être déterminé par le Conseil économique. Il a été inclus dans la note qu'il est obligatoire de mentionner un pourcentage minimum.

³⁵⁴ Le ministre du Pétrole à l'époque en 2001 pendant un discours à la faculté d'économie de l'Université de Téhéran, soit 14 ans après l'approbation de la loi du Pétrole 1987 et passage de presque 7 ans de la conclusion du premier contrat Buy-back a dit: dans l'ensemble de l'industrie du pétrole du pays il n'existe que 150 ingénieurs du pétrole et ce complexe immense ne peut être dirigé par 150 personnes. Le total des maîtres « upstream » du pétrole du pays est moins de 7 personnes. Citant le journal Resalat le dimanche 14 Mordad. Monsieur Zanganeh qui élu une plus fois en 2013 au ministère du Pétrole a souligné en son programme sur la formation de la force expert.

<http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=13920514000389>

³⁵⁵ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 212

Ce règlement souligne que l'une des parties du projet doit être attribuée au secteur domestique.

En outre, dans le paragraphe 1 de l'article 20 de la loi sur le Pétrole de 1974 qui concerne l'emploi des étrangers, il est indiqué que : l'emploi du personnel étranger sera autorisé uniquement dans les professions où le personnel iranien qualifié et expérimenté n'est pas disponible. Le respect de ces règlements est aussi requis des entrepreneurs travaillant pour l'entrepreneur principal. Selon certains experts, cet article a redéfini les conditions d'emploi de la main-d'œuvre locale ou étrangère par l'entrepreneur.³⁵⁶

d : La formation et le transfert de technologie permettant d'assurer une meilleure efficacité

L'entrepreneur doit utiliser autant que possible la main-d'œuvre locale. Il doit également la former dans son domaine de compétence et effectuer le transférer de technologie au pays.³⁵⁷

En raison de l'insuffisance du capital dans le pays, du manque de compétences ainsi que du déficit en équipements et de la science technique nécessaire pour découvrir puis produire le pétrole ou le gaz, l'une des préoccupations de la NIOC est d'assurer le transfert de la science technique en question et l'enseignement de la main-d'œuvre locale par l'entrepreneur. On dit même que l'un des problèmes les plus importants et commun à toutes les compagnies pétrolières, hier comme aujourd'hui, est le manque de main-d'œuvre jeune et éduquée,³⁵⁸ y compris au sein de la NIOC.³⁵⁹

³⁵⁶ Dans ce domaine, il a été dit que l'entrepreneur doit dédier au moins 30% à 40% du budget du projet aux entrepreneurs et les secteurs domestiques d'Iran et le dépenser en Rials. Le montant du partenariat des secteurs iraniens en projets des Buy-back d'Iran d'ordinaire est spécifié en MDP comme suit: le montant du partenariat iranien en gestion du projet doit représenté au moins 30% et au maximum 80%, en pourvoi des commodités, au moins 15% et au maximum 50%, en installation au moins 45% et au plus 70%, en performance au moins 70% et au plus 90% , en formation et transfert de la technologie au moins 10% et au plus 20%. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 213.

³⁵⁷ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁵⁸ PARHIZKAR M.R, YAZDANI F., Analysis of the economic environment in Iran, HRD-SP-A-03-04, summer 2013.

³⁵⁹ Comme il a été dit, cette préoccupation dans le programme de nouvelle ministre du Pétrole date 2013

Comme nous l'avons dit, l'une des préoccupations de la NIOC a toujours été la formation de la main-d'œuvre locale par l'entrepreneur mais il n'y a pas de statistique précise dans ce domaine.

Dans la loi sur le Pétrole votée en 1974, voici ce que l'on trouve très explicitement au paragraphe 2 de l'article 20 : l'emploi de main-d'œuvre étrangère pourra se faire au cas par cas avec la permission de la NIOC. Dans ce cas, la compagnie étrangère s'oblige à préparer en parallèle les outils et le matériel pour que des stagiaires iraniens puissent remplacer le personnel étranger en temps voulu.

Cet article présente clairement une règle pour la formation de la main-d'œuvre locale et la procédure selon laquelle les étrangers peuvent être admis à travailler sur place.

Dans la loi sur le Pétrole de 1987, les articles 1 et 10 exposent les dispositions nécessaires à la formation et à la fourniture de main-d'œuvre experte, pour compléter le niveau technologique et promouvoir la science technique et industrielle.³⁶⁰

Parmi les éléments qui doivent toujours figurer parmi les engagements et les tâches de l'entrepreneur, il faut mentionner la garantie de l'efficacité du projet. C'est-à-dire que la NIOC oblige l'entrepreneur à toujours trouver des solutions aux problèmes survenant sur le champ et liés à son propre travail et à former ensuite le personnel iranien afin que, à la livraison du projet, celui-ci soit en mesure de gérer le champ³⁶¹. Parce que dans les contrats Buy-back iraniens, une fois les opérations de développement réalisées avec

aussi, a été insistée autre fois.

³⁶⁰ Comme on le verra dans le prochain chapitre que la question du transfert de la science technique a été prise en compte qu'à partir de troisième génération des contrats Buy-back.

Malheureusement contrairement à la loi du Pétrole 1974 la manière de la réalisation de ces exigences n'a pas été précisée qui démontre le mouvement régressif du législateur. Par conséquent, dans le modèle iranien des contrats Buy-back, cette condition que l'entrepreneur doit bénéficier des services et des capacités des sociétés iraniennes a été stipulé ordinairement, mais cette stipulation en elle-même ne peut pas déterminer les méthodes d'interaction des forces iraniennes et étrangères au point qu'une rencontre ait lieu en faveur du transfert de la technologie vers l'Iran, alors il faut déterminer clairement comme l'article 20 de la loi du Pétrole approuvé en 1974 le moyen et la manière de la formation des personnels et la garantie d'exécution de cette stipulation SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p.p. 214-215.

³⁶¹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

succès (d'ordinaire une fois que le pétrole produit atteint le niveau requis dans le contrat), le projet revient dans son ensemble à la NIOC.³⁶²

e : Le financement du projet

La NIOC s'engage à rembourser l'entrepreneur de toutes ses dépenses courantes, charges sociales et impôt sur le bénéfice.³⁶³

Le financement du projet est un contrat par lequel une banque, un institut commercial ou encore une société pétrolière étrangère octroie un prêt finançant une opération définie dans le pays propriétaire des réservoirs pétroliers mais n'obtient aucun contrôle en retour sur le type de dépenses ; il ou elle n'a pas d'obligation de résultat, mais reçoit, à terme fixe, le capital et les intérêts, du gouvernement ou de la banque garante du contrat.

Dans le quatrième programme de développement économique, social et culturel, article 14, section A, il a été prévu qu'afin d'accroître la production, de préserver et de promouvoir le quota de l'Iran dans l'OPEP, le maintien et la protection de l'absorption du

³⁶² VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3712. ; C'est évident qu'en cette étape la NIOC gère en tant qu'opérateur des affaires du champ, et accepte tous les dépenses opérationnelles du champ.

D'après l'un des experts, la nécessité de se référer à la garantie de l'efficacité du projet revient à la structure des contrats Buy-back, et dans les contrats de partage de production vu que la compagnie d'entrepreneur étrangère est partenaire en production, d'ordinaire ces problèmes n'existent pas mais malgré cela, dans les contrats Buy-back, on peut rassurer l'entrepreneur sur la poursuite de la relation contractuelle en incluant des clauses concernant plusieurs années après la production.

Néanmoins il ajoute que les contrats Buy-back d'Iran sont normalement là pour développer les champs du pétrole et du gaz et non la découverte, alors, dans de tels contrats l'entrepreneur s'engage à atteindre le niveau de la production du montant actuel (par exemple 200000 barils par jour) en un niveau déterminé (par exemple 300000 barils par jour) et dès que la production du réservoir atteint le niveau prescrit, les obligations de l'entrepreneur finiront et le réservoir est porté sous la gestion de la NIOC et ici l'entrepreneur ne garantit pas l'efficacité et le rendement du champ pendant le reste de la vie du réservoir, la seule chose qu'on peut considérer comme relevant de la responsabilité de l'entrepreneur, est la garantie de bon fonctionnement et comme d'habitude la somme de cette garantie est de 5% de la somme du contrat, bien que cette garantie bancaire soit non- conditionnelle et irrévocable, mais n'a pas le sens de garantie de l'efficacité du projet. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 217.

Cette obligation a été notée autre fois dans la loi du 4^e programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran. Dans l'article 14 paragraphe B la condition 6 dispose que l'un des principes que l'entrepreneur devrait observer est la garantie d'exploiter de manière optimale les réservoirs de pétrole et du gaz pendant la période du contrat mais telle condition ne cause pas par elle-même, l'efficacité et a besoin de cautionnement d'exécution.

³⁶³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

capital et des ressources étrangères dans les activités « upstream » du pétrole et du gaz, la NIOC est autorisée à conclure avec des parties étrangères des contrats d'exploration ou de développement de champs ou bien des contrats lui permettant d'obtenir des ressources financières.

En vertu de la loi budgétaire iranienne de 2006, il est permis de conclure un contrat de financement et de l'associer aux contrats Buy-back.

En revanche, il faut ajouter que dans les contrats Buy-back, la NIOC, n'accepte aucun engagement tel de la part de la compagnie étrangère. L'entrepreneur s'engage à financer le projet, depuis le début et jusqu'à sa livraison à la NIOC, lui-même ou grâce aux services d'instituts internationaux³⁶⁴. Et comme le précisent les différentes lois concernant les contrats Buy-back, la garantie de tels prêts est à la charge de l'entrepreneur et la NIOC ne dépose aucune garantie.³⁶⁵

Donc, au cours des opérations de développement ou de prospection, l'entrepreneur prend en charge toutes les dépenses nécessaires. Cela comprend les dépenses d'investissement et de fonctionnement, les dépenses opérationnelles et fiscales de la région. Comme nous l'avons dit dans la description des droits de l'entrepreneur, toutes ces dépenses seront remboursées par l'employeur à l'entrepreneur dès le début de la production.

f : Les obligations fiscales et les obligations du droit du travail

Les obligations fiscales :

- Au début du projet, toutes les dépenses, y compris les dépenses de fonctionnement telles que les taxes et les dépenses sociales, sont payées par

³⁶⁴ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁶⁵ Les partisans de conclusion des contrats Buy-back dans le domaine du pétrole et du gaz insistent sur cet élément selon lequel l'employeur (partie iranienne) ne garantit aucune dépense jusqu'à la livraison du projet et si le projet ne réussit pas, toutes les dépenses subies par l'entrepreneur seront à sa charge et ne seront pas récompensés par la NIOC. SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206. ; Les écrivains étrangers naturellement considèrent cela comme une des déficiences des Buy-back du point de vue de l'entrepreneur. ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing*, Op cité. p.28.

- l'entrepreneur. A la fin du projet et lorsque la production commence, il est remboursé par l'employeur. Il faut donc étudier la façon dont les impôts seront payés. Au total, deux types d'impôts sont perçus, l'impôt sur le bénéfice et l'impôt sur le revenu des personnes physiques que le personnel de la société paie en conformité avec le règlement général fiscal d'Iran.
- La note 2 de l'article 105 de la loi des impôts directs, dont la réforme date du 16 février 2002) prescrit de la façon suivante : « les personnes morales étrangères seront assujetties aux taxes et à l'impôt sur les bénéfices ». Mais, selon le modèle iranien Buy-back, toutes les dépenses, y compris les taxes dues par l'entrepreneur, doivent être remboursées par l'employeur au début de la phase de production du projet. On peut alors dire que l'entrepreneur est exempté du paiement des taxes dans les contrats Buy-back. L'employeur devra payer la totalité des dépenses d'investissement et de fonctionnement, excepté les impôts payés par l'entrepreneur à l'étranger ou directement par la NIOC.
 - Bien entendu, les entrepreneurs qui achètent des outils et équipements sur place sont exemptés du paiement des taxes correspondantes en vertu de la réforme du 16 février 2002 de la loi portant sur l'impôt direct, à la note 2 de l'article 106. Ainsi, comme certains juristes l'ont noté, il n'existe en Iran aucun régime fiscal particulier pour les contrats Buy-back. L'industrie du pétrole et du gaz est soumise aux mêmes règles qui s'appliquent à tous. Selon la loi actuelle, le revenu des entrepreneurs étrangers est soumis à une taxe correspondant à douze pour cent de ses recettes contractuelles auxquels on retranche le montant total des marchandises achetées pour le projet.³⁶⁶
 - Ici, nous citerons plusieurs paragraphes et articles du contrat de Doroud³⁶⁷ (1999) pour expliquer plus clairement le sujet.

³⁶⁶ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁶⁷ Ce champ se trouve dans les eaux territoriales de l'Iran. Le champ pétrolier Doroud sur l'île Khark est situé au Nord Ouest du golfe persique. Le contrat du développement de ce champ fut signé en l'an 1999 avec la société Total de la France et à l'époque chaque baril du pétrole était presque à 20 dollars Total en achetant la part de la compagnie française Elf accompagné de société AJIP se charge à l'exécution du projet du développement du champ Doroud avec investissement digne en Iran. On dit que la part de Total était 55% et la part de la compagnie italienne de 45%.

- Dans l'article 8-1, il est indiqué que l'entrepreneur doit payer au gouvernement iranien des taxes telles que l'impôt sur le bénéfice des sociétés, les paiements fixes de la sécurité sociale, une taxe de formation ainsi que d'autres impôts mais également les commissions bancaires liées à l'exécution des contrats et l'impôt sur le personnel en général en Iran, payable pour le personnel par l'entrepreneur (distinct de l'impôt sur le revenu du personnel).
- Mais, comme nous l'avons vu précédemment et à la fin des opérations, ces sommes seront remboursées à l'entrepreneur.
- Dans l'article 8-3 il est également prévu que l'entrepreneur ne peut obtenir de remboursement ni pour un impôt payé à l'étranger, ni pour un impôt, des paiements ou des salaires en tout genre payés directement par la NIOC.
- Il résulte de cet article que l'entrepreneur ne sera remboursé que des taxes payées sur le territoire iranien.

Les obligations du droit du travail :

L'entrepreneur doit également se conformer au droit du travail, tel qu'il est prévu par la loi, y compris concernant les entrepreneurs étrangers

L'article 120 de la loi du Travail de 1990 explique l'une de ces obligations : les ressortissants étrangers ne peuvent venir travailler en Iran que s'ils sont titulaires d'un visa de travail ou s'ils ont reçu un permis de travail dans le respect de la loi. L'article 124 de la même loi dispose que la licence ou le permis du travail est émis pour une durée d'un an avec possibilité de renouvellement, conformément à la loi.

g : La création d'un bureau de représentation dans le pays de l'employeur

En 1997, un article unique était approuvé au Parlement iranien afin de régler le permis d'enregistrer la succursale, l'agence ou la représentation d'une compagnie étrangère. Cet article déclare que les sociétés étrangères ayant une existence légale dans le pays où elles sont enregistrées, à condition d'une démarche réciproque de la part de leur pays, peuvent enregistrer leur succursale ou leur représentation dans les domaines déterminés par le gouvernement de la République islamique d'Iran et conformément aux lois et règlements du pays. La note de cette loi dit que son règlement exécutif, qui doit être proposé par le ministère des Affaires économiques et financières en coordination avec les communautés concernées, sera approuvé par le Conseil des ministres.

L'article 2 de ce règlement approuvé le 31 mars 1999 prévoit que la succursale de la société étrangère est le représentant local de la société principale et est chargée des devoirs de la compagnie principale. L'activité de la succursale sur place est exercée au nom et sous la responsabilité de la compagnie principale.

Alors, les compagnies qui sont créées par l'entrepreneur dans un contrat Buy-back sont concernées par cette loi et sont assujetties à ses règles et à ses normes. Par conséquent, afin d'être en règle avec le droit et les lois iraniens, l'entrepreneur est tenu d'établir un bureau en Iran, ce que nous expliquerons ultérieurement. Cette condition fait l'objet de l'un des paragraphes dans les contrats Buy-back iraniens³⁶⁸ et est considéré par plusieurs auteurs comme un frein aux investissements étrangers en Iran³⁶⁹.

Enfin, il faut noter ici que l'article 20 de la loi sur la Promotion et la protection des investissements étrangers facilite l'activité de l'entrepreneur en obligeant ses responsables exécutifs à prendre les mesures nécessaires pour obtenir des visas, des permis de résidence ou de travail conformément à cette loi. Cette dernière s'applique également à la famille du personnel au premier degré si l'organisation le demande (l'organisation, selon cette loi, est l'organisation de l'investissement et des assistances économiques et techniques d'Iran).

³⁶⁸ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing*, Op cité. p. 39. : “ Contractor shall register a branch office in Iran for purpose of Following and Complying with local laws”

³⁶⁹ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing*, Op cité. p. 39.

Comme nous l'avons expliqué, l'entrepreneur s'engage à observer les lois et règlements en vigueur en Iran. Afin de satisfaire à cette condition, il doit établir un bureau de représentation dans le pays de l'employeur afin d'être en conformité avec les obligations contenues dans la loi iranienne telles que la présentation de rapports de comptabilité, la déclaration des ressources, le paiement de l'impôt, les devoirs envers la sécurité sociale et toutes les dépenses. Il est nécessaire ici d'examiner les devoirs de l'entrepreneur dans le cadre de l'établissement d'un bureau de représentation dans le pays de l'employeur.³⁷⁰

- Les rapports comptables

Etant donné que la NIOC a le droit d'inspecter, vérifier les comptes et approuver³⁷¹ les dépenses effectuées pour le projet,³⁷² l'entrepreneur doit tenir une comptabilité en conformité avec les méthodes utilisées régulièrement en la matière dans l'industrie du pétrole. L'entrepreneur est donc chargé de créer un bureau de représentation afin que la NIOC puisse contrôler la mise en œuvre de ces exigences.

A titre d'exemple, il est prévu dans l'article 7-2 du contrat pétrolier du champ de Doroud que chacune des compagnies intervenant en tant qu'entrepreneur doit enregistrer l'une de ses succursales en Iran, afin de respecter les lois et règlements locaux, concernant notamment la tenue d'une comptabilité, l'enregistrement des déclarations de ressources et des formulaires d'impôts.

- Les rapports avec l'employeur

L'entrepreneur s'engage à présenter un rapport à son employeur, la NIOC, relatant ses activités et comportant le détail de ses dépenses et sa comptabilité. Le détail des coûts, des dépenses, des crédits et des comptes accompagnés des justificatifs doit être expédié trimestriellement ou annuellement à la NIOC aux fins de vérification des comptes. La NIOC se réserve le droit de nommer ses propres auditeurs comptables ou des auditeurs indépendants, iraniens ou pas, afin de vérifier les coûts et les dépenses mentionnés dans

³⁷⁰ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 222-223.

³⁷¹ « Inspection, Audit and Verification »

³⁷² ZOHDI Masoud, Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract, Volume II, *op. cit.*, p. 77.

les comptes, ainsi que les justificatifs produits par l'entrepreneur, les factures des sous-traitants et les documents liés aux dépenses pétrolières. La NIOC peut également avoir un accès total aux factures, documents et rapports ainsi qu'aux comptes de l'entrepreneur et aux échanges avec ses filiales, aux heures ordinaires de l'administration.³⁷³

Dans l'article 23-1 du contrat du champ pétrolier de Doroud, il a été également prévu qu'Elf, en tant que chargé des opérations de développement, tiens la comptabilité relative aux dépenses pétrolières, selon les principes en vigueur, pour une durée de trois mois à la fin de chaque année à l'issue desquels il présentera un rapport annuel à la NIOC.

Dans l'article 2-23 du même contrat, il a également été indiqué que la NIOC a le droit de nommer un expert comptable étranger pour vérifier les comptes annuels et les comptes des coûts pétroliers ainsi que les rapports. Cette vérification des comptes est financée par la NIOC.

L'entrepreneur a également des obligations quant aux autres rapports concernant par exemple les forages, les puits, etc.

Dans l'article 14-1 du contrat pétrolier de Doroud, il est explicitement spécifié que l'entrepreneur, selon la pratique de l'industrie internationale du pétrole, doit conserver les diagrammes, les documents et les informations relatives à la localisation des puits. Ces documents appartiendront à la NIOC et l'entrepreneur doit les lui soumettre.

- Remplir une déclaration de revenus et payer des impôts

Comme nous l'avons déjà expliqué, la note 2 de l'article 105 de la loi sur l'Impôt direct, votée le 18 mars 2001, dispose que les sociétés étrangères sont assujetties à l'impôt sur les bénéfices des sociétés à un taux de vingt-cinq pour cent. L'entrepreneur a donc l'obligation de remplir une déclaration de ressource et une déclaration d'impôts avant de s'en acquitter. C'est la succursale de l'entreprise, établie en Iran, qui se charge de ces

³⁷³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 4.

formalités.³⁷⁴ Cependant, comme il a déjà été précisé, la NIOC remboursera cette somme à l'entrepreneur.³⁷⁵

h : L'assurance en responsabilité civile

L'entrepreneur s'engage à assurer les outils, les équipements et le personnel conformément à la loi.

La partie cocontractante n'est pas responsable des dommages causés par l'autre partie dans le cadre pénal.³⁷⁶ Cette condition est prévue au paragraphe 2-12 du contrat du champ pétrolier de Doroud.

L'entrepreneur s'engage alors, conformément à la loi iranienne, à contracter une assurance couvrant les responsabilités qui pourraient être créées (tels que les blessures subies par le personnel ou les tiers et l'endommagement des outils et des équipements) et ce, jusqu'à ce que le champ soit livré à la NIOC.

En vertu de l'article 12-4 du contrat pétrolier de Doroud, l'entrepreneur contractera une assurance, conformément à la loi iranienne, auprès d'un assureur iranien ou d'un assureur de premier degré du marché international dans le respect des taux de concurrence de l'industrie internationale du pétrole. L'entrepreneur doit être assuré pour toute la durée du projet aussi bien pour les installations que pour le personnel. Ces assurances incluront, entre autres, l'assurance tous risques comprenant la responsabilité par rapport au bâtiment, aux activités de forage, aux dépenses de contrôle du puits, aux dépenses de transport, etc³⁷⁷.

Nous terminons ici l'exposé des droits et des engagements incombant à l'entrepreneur mais il nous faut ajouter qu'en plus des obligations déterminées par la loi pour chacune des parties, celles-ci sont libres d'ajouter les clauses qu'elles souhaitent dans le contrat,

³⁷⁴ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts, op. cit.*, pp. 225-226.

³⁷⁵ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 8.

³⁷⁶ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts, op. cit.*, p. 226.

³⁷⁷ Par exemple « Workers Compensation »

conformément au principe de l'autonomie de la volonté et de la liberté contractuelle. Mais l'objet de notre étude était de présenter les obligations et les droits classiques d'un contrat pétrolier iranien.

B : Les droits et les obligations de l'employeur

Nous étudierons dans cette partie les droits puis les obligations de la NIOC agissant en tant qu'employeur dans les contrats Buy-back et représentant du gouvernement de la République islamique d'Iran.

1 : Les droits de l'employeur

Les droits de la NIOC en tant qu'employeur dans les contrats Buy-back sont divisés en sections fiscales et non-fiscales qui seront étudiées ci-dessous.

a : Les droits fiscaux

Les droits fiscaux sont les droits en matière financière et économique. Parmi ces droits, on trouve le droit de résilier le contrat, de recourir à l'exécution forcée ou de réclamer des dommages et intérêts.

- Le droit de résilier le contrat

Le droit de résilier un contrat est un droit universel et général.³⁷⁸ En ce qui concerne les contrats Buy-back, si l'entrepreneur n'exécute pas ses obligations, la NIOC a le droit de résilier le contrat. En général, étant donné que dans ces contrats, l'entrepreneur a plus d'obligations que l'employeur, ce dernier a plus souvent l'occasion d'utiliser ce droit. Le droit de résiliation du contrat sera donc étudié dans la partie consacrée aux droits de l'employeur. Evidemment, si ce dernier manque à ses obligations, la partie opposée

³⁷⁸ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

(l'entrepreneur) pourra également demander la résiliation du contrat selon les règlements contractuels.³⁷⁹ En cas de force majeure, le contrat peut être dissous mais nous l'expliquerons plus tard.

A ce titre, l'employeur, c'est-à-dire la NIOC, peut résilier le contrat selon les cas prévus dans l'article 4-1 du contrat de Doroud et en envoyant un préavis par écrit à l'entrepreneur :

4-1-1 Au cas où l'entrepreneur, à la suite de la réception du préavis écrit, refuse de payer la somme demandée dont la valeur dépasse cinq pour cent du total des coûts d'investissement ;

4-1-2 Au cas où l'entrepreneur, à la suite de la réception du préavis écrit, refuse de compenser ou dédommager les manquements aux obligations principales contractuelles ;

4-1-3 Dans le cas où l'entrepreneur est en état de liquidation ou de faillite, et donc incapable de payer les sommes, à l'exception des restructurations ou des fusions.

L'entrepreneur doit recevoir un préavis écrit dans tous ces cas.³⁸⁰

4-2 Le délai pour envoyer un préavis à l'entrepreneur, selon l'article 4, alinéa 1 est d'au moins quatre-vingt-dix jours avant la résiliation. Si l'entrepreneur, au cours de cette période, ne parvient pas à rectifier la situation, la NIOC appliquera le préavis. Mais dans le cas où la NIOC estime raisonnablement que l'entrepreneur s'est réellement employé à rectifier la situation, elle peut prolonger la durée du préavis de manière proportionnée.

Comme nous l'avons expliqué, le montant des coûts d'investissement, contrairement aux dépenses de fonctionnement, est clair et déterminé. Donc dans ce cas, l'indice de référence représentera cinq pour cent des dépenses et, comme nous l'avons déjà dit, les dépenses d'investissement seront remboursées dans la limite du plafond indiqué ; toute autre dépense d'investissement ne sera pas remboursée par la NIOC.

³⁷⁹ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts, op. cit.*, p. 229.

³⁸⁰ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts, op. cit.*, p. 230.

Ainsi donc, si l'entrepreneur n'exécute pas chacune des obligations prévues au contrat, l'employeur pourra utiliser son droit à la résiliation. Par exemple, si l'entrepreneur ne paie pas ses charges, les taxes et les primes devant être payées à échéance fixe et pendant la période du préavis (de quatre-vingt-dix jours normalement), la NIOC aura le droit à résilier le contrat.³⁸¹

Inversement, si la NIOC ne respecte pas ses obligations, le droit à résilier peut être utilisé par l'entrepreneur. En vertu de l'article 4-3 du contrat précité, en cas de violation de chacun des engagements principaux de la NIOC, l'entrepreneur aura le droit de résilier le contrat présent en donnant un préavis par écrit au moins quatre-vingt-dix jours à l'avance. Si la NIOC remplit ses obligations pendant la période indiquée, l'entrepreneur retirera son préavis. Si l'entrepreneur estime raisonnablement que la NIOC fait de son mieux afin de rectifier la situation, il peut prolonger la période de préavis de façon proportionnée.

Ainsi, si la NIOC ne remplit pas ses engagements principaux, comme par exemple le paiement des dépenses de l'entrepreneur alors qu'elle s'y est engagée, et persiste dans cette voie, l'entrepreneur peut résilier le contrat au terme du préavis écrit qu'il aura envoyé.

Ensuite, l'article 4-4 du contrat prévoit que si chacune des parties résilie le présent contrat en raison de la violation de ses conditions par l'autre partie, la somme que l'arbitrage attribuera à l'une des deux par décret ne prendra pas en compte les pertes ou dommages indirects et ne dépassera pas la rémunération et les coûts pétroliers investis par l'entrepreneur en plus d'un montant proportionné de ces dépenses. De tels montants fixés par un décret du tribunal contre la NIOC seront payés par les revenus issus du même projet si la NIOC poursuit les opérations de développement selon le MDP.

Selon cet article, aucune partie ne peut demander de dommages subsidiaires, tels qu'un manque à gagner. Nous devons ajouter également que, si l'entrepreneur obtient gain de cause contre la NIOC, l'Iran doit verser une indemnité à l'entrepreneur. Si les opérations sur le champ avancent comme prévu et que l'on atteint la phase de production commerciale, la NIOC doit payer le dommage subi par l'entrepreneur grâce aux revenus

³⁸¹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 4.

du projet. En revanche, si après résiliation du contrat par l'entrepreneur, l'employeur cesse les opérations de développement du champ, il devra immédiatement payer des indemnités et aucun délai ne lui sera accordé.³⁸²

Il faut ensuite considérer le cas de force majeure qui, à lui seul ou bien associé à d'autres raisons, peut causer la résiliation du contrat. Dans les contrats Buy-back, la loi applicable est toujours la loi de l'Iran. Si le cas de force majeure est prévu dans le contrat, (ceci est prévu dans tous les contrats pétroliers), il faut évaluer le sens que lui donne le droit iranien. La force majeure est un accident imprévisible que la partie au contrat ne peut éviter, par exemple la neige, la pluie, une inondation, la guerre, etc. L'article 229 de la loi civile iranienne prévoit la même chose : si l'une des parties au contrat, en raison d'un accident qu'elle ne peut éviter, ne peut remplir son obligation, elle ne sera pas obligée de payer d'indemnité.

Il existe trois conditions pour la réalisation du cas de force majeure. Premièrement, l'accident doit être imprévisible. Si, en raison d'un accident prévisible au moment de la conclusion du contrat, une partie ne peut remplir son obligation, elle ne sera pas dispensée de sa responsabilité car c'est son manque de diligence qui est en cause. Deuxièmement, l'accident doit être irrésistible. Une partie engagera sa responsabilité si elle était en mesure de prévenir l'accident mais qu'elle ne l'a pas fait. Troisièmement, l'accident doit être extérieur, c'est-à-dire étranger à la volonté et au pouvoir de celle des deux parties concernée, de sorte que l'on ne puisse lui imputer l'accident. Il s'agit de la cause étrangère prévue dans l'article 227 de la loi civile. On peut donc dire que l'élément principal en cas de force majeure n'est pas que l'accident se produise en dehors de l'activité de l'obligeant, mais que l'accident ne soit pas imputable à la personne obligeante comme le résultat de son comportement.³⁸³

Dans le contrat du champ pétrolier de Doroud, cette condition est prévue dans l'article 29 sous le titre force majeure. L'article 29-1 précise :

³⁸² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 231.

³⁸³ SAFAYI Hossein, « *Les préparatifs des droits civils, les règles générales du contrat* », Volume II, publié par Mizan, 1^{ere} édition, Téhéran, printemps 2003, pp. 216-218.

Le défaut ou l'omission de la part d'une des parties d'exécution des conditions du contrat ne donne pas à l'autre partie un droit de réclamation. Ainsi, n'est pas considéré comme une violation du contrat le défaut ou la déficience d'exécution résultant d'un cas de force majeure. Les cas de force majeure peuvent être les grèves, les conflits, les éléments inévitables et imprévisibles, la guerre ou tout événement ordinaire hors du contrôle des parties au contrat.

Ces exemples ne sont pas exhaustifs et il existe d'autres cas tels que les inondations et les tremblements de terre. Par ailleurs, les trois conditions que nous avons exposées doivent être réunies afin d'établir le cas de force majeure. Chacune des parties peut être dispensée de sa responsabilité à condition seulement qu'elle puisse prouver le cas de force majeure.

Enfin, ajoutons que dans les contrats Buy-back iraniens, une fois l'accident passé, si l'une des deux parties ne remplit pas ses obligations, l'autre partie aura droit de résilier le contrat beaucoup plus aisément qu'en cas de force majeure.³⁸⁴

Par exemple, l'article 29-3 du contrat pétrolier de Doroud prévoit que si l'accomplissement d'une obligation dépasse dix-huit mois en raison de force majeure, chacune des parties peut, après envoi d'un préavis, résilier le contrat sans obligation supplémentaire. Une fois le contrat résilié, l'entrepreneur percevra le remboursement des dépenses engagées antérieurement ainsi qu'une rémunération proportionnelle aux dépenses d'investissement. Il sera remboursé grâce au revenu résultant du contrat après l'achèvement des opérations de développement. Après la résiliation pour cas de force majeure en vertu de cet article, les parties s'accordent en toute bonne foi sur la reprise des opérations de développement et l'accomplissement du projet.

Enfin, il faut insister sur le fait qu'avec la survenance d'un cas de force majeure, la partie en cause ne sera pas exemptée de sa responsabilité et doit prouver sa bonne foi selon les conditions précitées. L'article 29-4 du contrat mentionné stipule que, au cas où l'autre partie nie l'existence d'un cas de force majeure, le différend sera soumis à l'arbitrage.

- Droit à recourir à l'exécution forcée

³⁸⁴ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 223.

Dans le droit intérieur iranien, en principe toute partie qui refuserait d'accomplir l'objet de son obligation sera premièrement contrainte d'accomplir sa part du contrat mais si elle refuse de s'exécuter, l'autre partie a le droit de résilier le contrat.

Dans les contrats Buy-back, cette règle existe aussi ; quand l'une des parties, l'entrepreneur ou l'employeur, refuse d'accomplir ses obligations, il est prévu que l'autre partie a le droit de recourir à l'exécution forcée et, le cas échéant, à la résiliation du contrat. Autrement dit, dans le cas où l'une des parties ne remplit pas son obligation – la plupart du temps, il s'agit de l'entrepreneur qui en a de nombreuses et car il exécute le projet – y compris au terme du préavis, le droit de résilier le contrat est créé pour l'autre partie. Le préavis écrit constitue en quelque sorte une demande vis-à-vis de l'autre partie afin qu'elle accomplisse ses obligations contractuelles dans le temps imparti (sur la base de la période de temps déterminée par contrat et qui est normalement quatre-vingt-dix jours) ; à l'issue de cette période, si l'obligé ne tient toujours pas ses obligations, l'autre partie aura le droit de résilier le contrat.

A ce propos, il faut mentionner aussi l'article 30 du contrat pétrolier de Doroud. Il prévoit que si l'une des parties ne respecte pas ses obligations, l'inaction de l'autre partie ne peut être considérée comme une acceptation tacite. Cette partie ne perd pas son droit de résiliation du contrat sauf dans le cas où le cocontractant a fait une déclaration et que l'autre partie est restée silencieuse.

Donc, si une partie déclare par écrit à l'autre qu'elle ne réalise pas l'une de ses obligations et que la dernière n'agit pas sous quatre-vingt-dix jours, la première des deux ne peut faire aucune réclamation ultérieure.³⁸⁵

- Le droit de réclamer des dommages et intérêts

Ce droit ne revient pas seulement à l'employeur mais également à l'entrepreneur, selon les conditions contractuelles. Il peut demander la compensation par l'employeur d'un dommage éventuel.

³⁸⁵ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 234-235.

Selon ce droit, si l'entrepreneur n'emploie pas les standards requis pour exécuter ses opérations et qu'il cause des dommages à l'employeur, il sera obligé de payer des dommages et intérêts. Dans ce contexte et toujours dans le contrat pétrolier de Doroud, il est prévu dans l'article 9-3 que si l'entrepreneur n'exécute pas chacune des opérations de développement selon la manière propre à l'industrie internationale du pétrole et qu'il en résulte des défaillances et des défauts dans les opérations, il sera obligé de dédommager l'employeur et ses dépenses ne seront pas couvertes par le remboursement de la NIOC.

Il faut noter que si la violation du contrat entraîne une perte pour l'une des deux parties, il n'y a alors aucune garantie d'exécution et de remboursement ; la partie responsable peut être contrainte à rembourser la perte. Par ailleurs, la partie demandant réparation pour elle-même devra prouver son préjudice. En d'autres termes, afin de réaliser la responsabilité, trois éléments sont nécessaires : l'existence du fait nuisible, le rapport de causalité entre le fait nuisible et l'individu, et l'existence d'un dommage subi³⁸⁶. Donc, si l'employeur affirme qu'il a subi une perte, il devra intenter un procès en responsabilité civile, et selon les conditions précédemment mentionnées, afin d'en demander le dédommagement.

Enfin, comme nous l'avons expliqué dans le paragraphe concernant l'assurance en cas de mise en cause de la responsabilité, l'entrepreneur peut s'assurer lui-même vis-à-vis de l'employeur ; il s'agit d'une démarche préventive.³⁸⁷

b : Les droits non-financiers

Nous expliquerons ici les droits non-financiers de l'employeur. L'employeur, en coordination avec l'entrepreneur, peut imposer son propre régime de surveillance et d'inspection pendant les opérations exécutives du projet. La NIOC se réserve généralement le droit d'inspecter les activités et les opérations de développement de

³⁸⁶ KATOUZIAN Naser, « *Droits civils, responsabilité civile* », Téhéran University Press, deuxième édition, Téhéran, 1999.

³⁸⁷ Pour en savoir plus : DARABPOUR Mehrab, « *La règle de faire face à dommage* », publiée par Ganj-e-Danesh, première édition, Téhéran, 1998, p. 139 et après.

l'entrepreneur. Plusieurs experts pensent que sans surveillance, on ne peut atteindre le résultat souhaité.³⁸⁸ Ainsi, la NIOC peut effectuer des inspections durant toute la durée du projet, y compris pendant l'exécution des opérations ou les études d'ingénieur sur les vibrations, les prélèvements des réservoirs, les études des forages, etc. ; la compagnie étrangère agira seulement au nom de la NIOC.³⁸⁹

L'entrepreneur s'engage à mettre à la disposition de la NIOC le plan de ses activités et les études d'ingénieur afin qu'elle puisse effectuer les contrôles lorsqu'elle le souhaite.³⁹⁰

L'article 5-1 du contrat pétrolier de Doroud stipule que la NIOC, comme autorité détentrice des droits pétroliers en Iran, utilisera toutes les surveillances nécessaires pour s'assurer que l'entrepreneur exécute bien ses engagements.

Le droit pour l'entrepreneur de choisir son assurance fait partie des droits non-financiers prévus dans les contrats Buy-back iraniens.

Ainsi, selon le paragraphe M de l'article 22 de la loi du troisième plan quinquennal (2000-2004), les institutions gouvernementales, l'une des parties dans les contrats Buy-back, devront obliger l'autre partie à effectuer un transfert de technologie en Iran et à former les personnels iraniens.

Selon cette loi, les entrepreneurs principaux et secondaires dans les contrats Buy-back doivent employer le personnel qualifié et expérimenté iranien et c'est seulement en cas de manque d'une telle main-d'œuvre qu'ils auront le droit d'employer du personnel étranger, après accord de la NIOC. Ce personnel étranger devra être remplacé dès qu'un personnel local est disponible. Le recrutement du personnel nécessite une coopération entre l'entrepreneur et la NIOC. L'entrepreneur est également obligé de former les individus choisis par la NIOC en allouant un pour cent des coûts d'investissement à cette tâche. Le type d'enseignement, le niveau, la durée et le lieu sont déterminés par la coopération avec la NIOC. Quoi qu'il arrive, l'entrepreneur doit effectuer un transfert de technologie et de

³⁸⁸ HASSANTASH S.G., *Buy-Back Contracts and Asymmetric information*, OGRL, Vol. 7, issue 1, April 2009.

³⁸⁹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁹⁰ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

science technique et former le personnel iranien de manière à ce qu'il puisse gérer le projet à sa livraison après la fin des travaux. Nous soulignons que l'entrepreneur est également obligé d'effectuer un transfert de technologie pendant la réalisation du projet.³⁹¹ Ainsi donc, parmi les autres droits non-financiers de l'employeur, nous trouvons le droit de surveiller les formations que l'entrepreneur présente au personnel iranien afin d'en contrôler la qualité et le niveau.

2 : Les obligations de l'employeur

Nous avons précédemment étudié les droits de l'employeur ; à présent, il est nécessaire d'étudier les engagements que l'employeur, c'est-à-dire la NIOC, a envers l'entrepreneur. Ici aussi, les obligations de l'employeur sont divisées en obligations financières et non-financières présentées ci-dessous.

a : Les obligations financières

Les obligations financières les plus importantes de la NIOC en tant qu'employeur du contrat Buy-back sont :

- Rembourser les dépenses faites par l'entrepreneur

Comme cité préalablement, au début du projet de développement du champ pétrolier, toutes les dépenses sont prises en charge par l'entrepreneur, depuis le début de la mise en oeuvre du projet jusqu'à son aboutissement et sa livraison à la NIOC. Une fois les champs livrés à la NIOC, cette société, en tant qu'employeur, s'oblige à payer les dépenses investies par l'entrepreneur.

Les contrats Buy-back en Iran reconnaissent trois catégories de coûts³⁹² : les dépenses d'investissement, de fonctionnement et opérationnelles.

³⁹¹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁹² EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9. ; Parfois, certains écrivains divisent

Les dépenses d'investissement sont celles que l'entrepreneur engage lors de la phase de développement du champ et les méthodes de calcul de ces dépenses sont jointes au contrat.³⁹³

Les dépenses de fonctionnement sont les dépenses faites indirectement et en lien avec les opérations de développement telles que les dépenses de formation et d'enseignement, l'impôt, les charges douanières, de sécurité sociale, etc.³⁹⁴ Il n'y a pas de plafond pour ces dépenses et l'entrepreneur les évalue lors de la conclusion du contrat.

Les dépenses opérationnelles sont les dépenses payées directement au cours des activités relatives au développement pour la production du pétrole et jusqu'à la livraison du projet.³⁹⁵ Ces dépenses non plus n'ont pas de limitation et doivent être évaluées par l'entrepreneur au moment de la conclusion du contrat.³⁹⁶ Il est nécessaire d'indiquer que les dépenses opérationnelles sont remboursées régulièrement, sur présentation mensuelle des factures.³⁹⁷

La totalité de ces coûts ainsi que d'autres obligations financières qui peuvent être imposées par l'employeur selon les conditions contractuelles (telles que le paiement de bonus que nous avons déjà expliqué) sont remboursés à partir du début de la production en paiements partiels mensuels.³⁹⁸

Les obligations financières de l'entrepreneur ont été expliquées en détail ; nous ne les rappellerons donc pas.

- Engagements à l'exportation

ces 3 catégories en 4 branches. SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 202. ; Et parfois en 5 branches. ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume I, Nevisandegan-e-Niloofar, Tehran, 2008, p. 25.

³⁹³ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 202. ; Les dépenses d'investissement sont définies au contrat et tous les coûts additionnels de l'entrepreneur ne sont pas payés par l'employeur et seront seulement remboursés au plafond déterminé dans le contrat. EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-4.

³⁹⁴ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 202.

³⁹⁵ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 202-203

³⁹⁶ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-9.

³⁹⁷ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, pp. 3-4.

³⁹⁸ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 196-197.

Comme nous l'avons déjà dit, la NIOC s'engage à payer les dépenses d'investissement et de fonctionnement ainsi que la rémunération et le profit de l'entrepreneur par versements partiels mensuels de production provenant du même projet ; il n'y a par conséquent pas de paiement en espèces dans les contrats Buy-back.³⁹⁹ La NIOC s'engage à garantir l'exportation de gaz et de pétrole pour le montant nécessaire au remboursement des dépenses de l'entrepreneur.

En vertu de l'article 22-3 du contrat du champ de Doroud, les dépenses pétrolières et la rémunération fixée dans le contrat seront payées par le produit de la vente du pétrole brut résultant de la production extraite⁴⁰⁰ du champ de Doroud à la suite des opérations de développement de l'entrepreneur et selon le contrat de la vente à long terme du pétrole brut.

Selon l'article 22-1-1 du même contrat, en plus des dépenses bancaires, les dépenses d'investissement sont remboursées de la manière suivante. La première période d'amortissement court à partir du premier jour du premier mois suivant le mois où la première production extraite est réalisée : soixante-dix millions de dollars américains en paiements partiels égaux mensuels pendant les premiers sept mois suivant la date de la première production, et cinquante-quatre millions de dollars pendant la période des douze mois suivants de deuxième période d'amortissement.

L'employeur garantit donc l'exportation de pétrole ou de gaz extrait du même champ pour ce montant.⁴⁰¹

³⁹⁹ En effet, normalement jusqu'à 60% du pétrole ou du gaz produit du même projet et en forme du contrat à long terme de la vente, du pétrole brut ou du gaz produit par paiements partiels égaux, les dépenses mentionnées seront remboursées.

⁴⁰⁰ Sur la base de l'article 1 du contrat mentionné la production additionnelle est le montant du pétrole brut produit additionnel du champ Doroud résultant des opérations du développement effectué par l'entrepreneur pendant 3 phases dont la date première, deuxième et troisième production. Par exemple, la date de la première production extraite est à partir de premier jour du mois où au moins 12000 barils du pétrole brut sont produits par jour et pour au moins 21 jours de chaque période de 28 jours consécutifs à condition que telle production soit le résultat de la livraison des puits de nouveau développement effectué par entrepreneur et la date de deuxième production extraite et etc.

⁴⁰¹ Dans l'article 22-3 de contrat, il est prévu que les parties s'accordent que la NIOC a toujours le droit de vendre 40% du pétrole brut résultant de la production extra du champ Doroud d'opérations par l'entrepreneur chaque mois (pour cent de préférence), et dans le cas où le pour cent du pétrole brut alloué à l'entrepreneur (60%) ne suffit pas pour récompenser tous les dépenses pétrolières et la rémunération, pour cent de préférence de la NIOC est diminué au moins en 35% et ajouté à l'entrepreneur 5% du pétrole brut.

b : Les obligations non-financières

L'employeur s'engage à préparer les éléments nécessaires à l'exécution du contrat, tels que la terre, l'eau ainsi que tout ce qui peut être nécessaire aux opérations de développement. Il est chargé également de délivrer les permis d'activité pour l'entrepreneur principal ainsi que ses filiales et ses sous-traitants. Il s'agit essentiellement des permis de travail, des obtentions de visas et des permis des douanes. Il doit en somme rechercher les équipements et s'occuper de toutes les installations requises pour les opérations de développement.⁴⁰²

Paragraphe 2 : Les obligations communes

Il faut mentionner qu'il existe des obligations spéciales pour chacune des parties au contrat. Néanmoins, il convient également de noter qu'il existe des obligations communes à l'employeur, c'est-à-dire la NIOC, et à la compagnie pétrolière étrangère⁴⁰³ qui seront explicitées ici.

A : Le comité mixte de gestion⁴⁰⁴ (JMC)

L'un des auteurs⁴⁰⁵ a décrit la structure et les devoirs de ce comité dans les contrats Buy-back iraniens de la façon suivante : le comité mixte de gestion est composé de cinq représentants de chaque partie ; les membres du comité sont donc au nombre de dix.

Les parties doivent introduire leurs membres principaux au JMC ; elles ont le droit de nommer de nouveaux membres lorsque cela leur convient afin de remplacer les anciens. Il faut noter que ce comité peut se réunir à la demande d'une seule des parties, soit

⁴⁰² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 241.

⁴⁰³ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 242.

⁴⁰⁴ « Joint Management Committee» (JMC)

⁴⁰⁵ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 242-243.

l'entrepreneur soit l'employeur, car il fait partie des obligations communes des parties et est formé par des membres de chacune des deux. Lorsque le JMC est appelé à rendre une décision, chaque partie dispose de cinq voix (un vote par représentant). En l'absence de l'un des représentants, un suppléant doit prendre sa place afin de représenter la partie en question.

L'entrepreneur et la NIOC désignent à tour de rôle une personne chargée d'organiser les réunions du comité et nomment aussi un secrétaire. La toute première fois, le secrétaire est élu par les représentants de l'entrepreneur. Le comité sera responsable du contrôle et de la surveillance des opérations. Toutes les décisions du JMC doivent être prises à l'unanimité. Au cas où l'on n'y parviendrait pas concernant des opérations de développement, le conseil des directeurs généraux devra être sollicité.

B : La détermination des conditions générales du contrat

Un contrat, bien qu'il soit rédigé par des experts et juristes expérimentés, peut comporter des points ambigus, des manques de précision ou bien même des carences. Avant que les difficultés n'émergent dans ce domaine, il faut alors explorer toutes les pistes de réflexion afin de trouver la solution en mettant fin aux désaccords. Les sujets à étudier dans cette partie ne constituent pas des droits et obligations à proprement parler des parties ; il s'agit plutôt d'éléments qui doivent être expliqués afin de dissiper les doutes. C'est la raison pour laquelle on les trouve dans tous les contrats Buy-back iraniens. Parmi les points les plus importants, nous étudierons brièvement les sanctions, le système de règlement des différends, la loi applicable et le tribunal compétent⁴⁰⁶, la confidentialité ainsi que la langue du contrat.

⁴⁰⁶ Voir Contractual regulation with respect to exploration, *op. cit.*

1 : Les sanctions (garantie de l'exécution)

Tout contrat doit prévoir les mesures applicables en cas de non exécution de ses obligations par l'une des parties. Quels droits seront créés pour l'autre partie et comment celle-ci peut contraindre la partie adverse à exécuter l'obligation ou à la rembourser ? Comment peut-elle résilier le contrat ?

Tous les cas de résiliation, leurs contraintes et leurs formalités ont été abordés dans la section sur les droits et les obligations de l'entrepreneur et de l'employeur dans les Buy-back. Ici, rappelons seulement que si l'une des deux parties, soit l'entrepreneur, soit la NIOC, refuse de remplir ses obligations contractuelles, l'autre partie aura le droit de demander le respect des clauses du contrat. Si la partie concernée ne remplit pas ses obligations dans le délai imparti⁴⁰⁷, l'autre, qu'il s'agisse de l'employeur ou de l'entrepreneur, aura le droit de résilier le contrat et de demander une compensation pour tous les dommages qui en découlent.

A cet égard, il faut ajouter que la loi sur le Pétrole de 1974⁴⁰⁸, en son article 22, oblige la NIOC à insérer la garantie des exécutions requises concernant les obligations contractuelles. La NIOC est obligée de considérer la garantie exécutive comme suffisante pour justifier l'accomplissement de ses obligations par l'autre partie dans les contrats régis par cette loi.

Mais il ne faut pas perdre de vue que la garantie des exécutions serait efficace et utile dans les contrats de développement conclus pour l'entrepreneur du champ pétrolier ou gazier dans le cas où la production n'atteindrait pas les volumes prévus dans le contrat. Les contrats Buy-back sont parfois critiqués du point de vue de cette garantie d'exécution.

⁴⁰⁷ Comme il a été dit, dans les contrats Buy-back d'Iran, le délai imparti est normalement 90 jours.

⁴⁰⁸ À l'avis des experts du point de vue légal, cette loi, pour la flexibilité et les principes gouvernant les remboursements des coûts et le profit et le bonus aux sociétés étrangères, les intérêts nationaux et la production de sauvegarder et la coopération proche des ingénieurs iraniens avec les ingénieurs étrangers et la similarité du contenu avec les contrats Buy-back est une loi plus compréhensive par rapport à la loi actuelle du pétrole (approuvée en 1987). SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts*, *op. cit.*, pp. 243-245.

2 : Le système de règlement des litiges

Dans les contrats Buy-back iraniens, à l'instar d'autres pays⁴⁰⁹, il est d'ordinaire prévu qu'un litige ou un désaccord soit autant que possible réglé à l'amiable en procédant à une conciliation. Toutefois, si des points de désaccord persistent, le différend sera porté devant une juridiction arbitrale, composée de trois arbitres, suivant la manière prévue au contrat.⁴¹⁰

Si d'aucuns pensent qu'insérer une clause d'arbitrage est contraire à l'article 139 de la Constitution et si certains auteurs étrangers ont eu des inquiétudes et incertitudes à ce sujet⁴¹¹, la majorité des auteurs approuvent cette clause et pensent que la prévision d'une telle condition au maximum aura besoin d'être encadrée.⁴¹² Alors, bien sûr, il est nécessaire de rassurer la partie étrangère et de supprimer les ambiguïtés à propos de l'arbitrage dans les contrats Buy-back afin d'obtenir l'investissement.⁴¹³

De toute façon, la clause de l'arbitrage est admise dans les contrats pétroliers en Iran. Par exemple, à l'article 32 du contrat pétrolier de Doroud, il est prévu que les parties tentent, en toute bonne foi, de régler à l'amiable les désaccords liés au contrat ou à sa résiliation. Dans le cas contraire, tout désaccord, dispute ou réclamation relatif au contrat ou à sa résiliation sera réglé par trois arbitres. La sentence arbitrale envers les parties sera finale et définitive. Pour exécuter l'arbitrage, chacune des parties peut être renvoyée au tribunal de la partie perdante. Mais afin de rassurer les partenaires à l'investissement, il faut toutefois insister sur le fait que, même si théoriquement la question contient des ambiguïtés, il convient d'adopter des mesures pratiques pour garantir les investissements étrangers.

⁴⁰⁹ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁴¹⁰ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 6.

⁴¹¹ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, pp. 1-2.

⁴¹² SADEGHI Mohssen, GHAFFARI FARSIYANI Behnam, *Règlement des différends relatifs aux investissements au Traité Charte de l'énergie et les effets juridique d'adhésion de l'Iran*, Journal of Legal Studies (Scientific-extension), n° 16, printemps 2009, pp. 379-397.

⁴¹³ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *Analyze and Identification of Foreign Direct Investment Obstacles in Iran*, *International Studies Journal (ISJ)*, Vol. 6, No. 3, winter 2010, pp. 117-135.

3 : La loi applicable et le tribunal compétent

Maintenant que nous avons étudié le système de règlement des différends dans les contrats Buy-back, il convient d'évoquer la composition du tribunal et la loi applicable dans ce domaine. En général, les parties qui prévoient une clause d'arbitrage pour régler les litiges déterminent elles-mêmes la loi applicable. En vertu de ce principe, les arbitres sont obligés d'exécuter la loi choisie par les parties, soit la loi du pays, soit des règlements internationaux.⁴¹⁴

Dans l'article 31 du contrat pétrolier du champ de Doroud, c'est la loi iranienne qui est applicable et toutes les interprétations du contrat se feront donc selon celle-ci.⁴¹⁵

S'agissant de la compétence d'un tribunal, la question ne se pose guère. En effet, tous les contrats pétroliers iraniens prévoient une clause d'arbitrage. Cette même clause dispense *de facto* les parties de se référer aux tribunaux de la justice.

4 : La confidentialité du contrat

Il s'agit de l'une des conditions générales⁴¹⁶ dans tous les contrats du commerce international et le contrat Buy-back n'en est pas exclu. Certains pensent qu'en raison de l'existence de cette même condition dans les contrats Buy-back iraniens, les experts et juristes nationaux ne disposent pas d'information suffisante et ne peuvent donc pas présenter d'analyse correcte des défaillances et déficiences de ces contrats. En effet, ils n'ont connaissance de leur contenu que lorsque les contrats sont signés ou bien lorsque la mission de l'entrepreneur étranger est déjà terminée.⁴¹⁷

⁴¹⁴ SERAGLINI Christophe, ORTSCHIEDT Jérôme, « *Droit de l'arbitrage interne et international* », Montchrestien- Lextenso édition, 2013, p. 799.

⁴¹⁵ Néanmoins Il faut considérer que si les lois d'Iran sauvegardent des intérêts et droits d'employeurs c'est-à-dire la NIOC comme représentant islamique république d'Iran ou elles gaspillent les intérêts nationaux et ce sont les parties étrangères qui veulent la loi d'Iran pour garantir ses intérêts. Parfois, les lois existantes d'Iran spécialement applicables au commerce international sont plutôt favorable à l'entrepreneur étranger.

⁴¹⁶ GÜL KÜÇÜKKAYA Hande, CAN ÖZILHAN Riza, Research paper on General principles of international contracts, Istanbul, January, 2010.

⁴¹⁷ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 247.

L'article 28-1 du contrat pétrolier de Doroud stipule que tous les projets, cartes, rapports, précisions pratiques et techniques et d'autres données similaires relatives aux opérations de développement par l'entrepreneur seront tenus confidentiels et ne seront pas divulgués, hormis aux sociétés filiales ou à la personne ou l'institut chargé d'exécuter le travail. De cette manière, on peut dire que l'observance de ces conditions fait partie des engagements de l'entrepreneur. En cas de violation et de divulgation des éléments mentionnés, l'employeur peut demander réparation s'il a subi une perte ou un dommage.

En tout cas, il y a des critiques importantes dans ce domaine entre les experts et dans l'espace médiatique iranien. Certains experts, par exemple, estiment que, bien que ces contrats soient validés soigneusement par des juristes étrangers, ils ne sont toutefois pas mis à la disposition des juristes iraniens⁴¹⁸. D'autres ont aussi exprimé leurs doutes à propos de l'insuffisance des informations présentées au Parlement⁴¹⁹. Dans certains cas, il a même été dit que les permis avaient été acquis parce que les décisionnaires étaient mal informés⁴²⁰.

5 : La langue du contrat

Dans les contrats Buy-back, étant donné que les entrepreneurs sont généralement étrangers, il faut spécifier une langue pour le contrat. Ce sujet est très important par exemple en ce qui concerne les arbitres du contrat ; en matière de terminologie également, certains termes peuvent avoir plusieurs sens, il faut donc trouver une langue aux expressions claires. En Iran, les contrats pétroliers sont habituellement rédigés en deux langues, en persan et en anglais, et la conformité des deux langues doit être confirmée pour éviter les ambiguïtés. Les entretiens, rapports, données et autres documents doivent donc être présentés dans les deux langues.

⁴¹⁸ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 248.

⁴¹⁹ YAVARI Mohammad Ebrahim, À l'égard des contrats Buy-back, le ministère doit être franc, le journal Afarinesh, n 1093, 27/06/2001, p. 7.

⁴²⁰ MOMENI Farshad, On vend du pétrole comme il y a 50 ans, le journal La Voix de la Justice, n ° 36, 24/02/2001, p. p. 2-6.

Chapitre II : L'expérience de l'application des contrats Buy-back et les changements apportés par le ministère iranien du Pétrole

Plusieurs contrats de type Buy-back ont été conclus et exécutés conformément à l'alinéa B de la note 29 de la loi budgétaire de 1993, aux notes 29 des lois budgétaires des années 1994, 1995, 1996, 1997, etc., à l'article 14 de la loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran et à la réglementation sur l'exécution des contrats Buy-back approuvée en 2005.⁴²¹

Nous avons dit que ces contrats sont principalement des contrats de service risqués avec une différence de remboursement des dépenses.⁴²² Néanmoins, dans l'histoire de ces contrats, il y a eu quelques exceptions. Par exemple, selon le contrat Buy-back des phases 2 et 3 du développement du champ de South Pars où l'entrepreneur était Total, le remboursement n'a pas été effectué conformément aux règles expliquées plus haut.⁴²³

On peut noter des différences entre les multiples contrats Buy-back conclus. Afin de mieux comprendre ce type de contrats et ses évolutions au fil du temps, il faut donc étudier ses différentes générations.

⁴²¹ Comme on a déjà mentionné, le contrat Buy-back dans l'industrie pétrolière d'Iran en tant que l'un des contrats internationaux « upstream » inclut l'exploration et le développement des champs pétroliers et gaziers. Depuis longtemps ce contrat essaye d'attirer les investissements étrangers et de coopérer avec les sociétés internationales. Ces contrats sont l'une des branches des contrats de service dans lesquels, des sociétés pétrolières étrangères [dans certains cas les sociétés locales] s'engagent à l'exploration, développement ou aux services de production dans une région déterminée et pour une durée déterminée pour le pays pétrolier, au nom et pour le compte du gouvernement ou de sa compagnie nationale. Pendant la durée du contrat, c'est l'Etat qui a la propriété des ressources hydrocarbonées. En revanche, la société pétrolière n'a aucun droit sur ces ressources. Elle ne reçoit que ses honoraires conformément au contrat. En commençant la production, les dépenses et la rémunération convenues seront récompensées à la société étrangère. BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, pp. 1-2.

⁴²² Selon les contrats Buy-back, toutes les dépenses seront récompensées obligatoirement par les produits du même champ, alors que dans les contrats de service risqués pour rembourser les dépenses, on peut utiliser la production du même champ ou des champs ou même le budget du pays etc. SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts, op. cit.*, pp. 277-288.

⁴²³ Entrevue avec M. RAHMATI, *op. cit.* ; Cependant, il faut noter que le contrat mentionné était le premier contrat de l'investisseur étranger après la révolution. En effet, certains responsables ont dit que le but de ce contrat était l'accueil dans le pays de l'une des sociétés pétrolières puissantes pour commencer la nouvelle durée de l'investissement pétrolier. Donc, il ne faut pas comparer ce contrat avec les autres concernant les aspects juridiques. Entrevue avec M. AKBARI, le gestionnaire du projet 12 « South Pars » et l'un des gestionnaire senior chez Petropars, le 9 Juillet 2013.

Section 1 : Les deux premières générations de contrats Buy-back

Il est évident que les clauses et les conditions des contrats Buy-back sont adaptables en fonction des besoins des pays pétroliers dans le temps. C'est la raison pour laquelle l'industrie iranienne du pétrole a connu différentes générations de contrats Buy-back. Chacune avait ses conditions propres. Par conséquent, nous allons aborder les différentes générations des contrats Buy-back.

Paragraphe 1 : La première génération

Plus de dix ans après la Révolution iranienne de 1979, la première génération des contrats Buy-back⁴²⁴ a été élaborée et employée dans le souci de garantir la souveraineté du gouvernement sur les ressources pétrolières et gazières, conformément à la Constitution⁴²⁵ et aux lois sur le Pétrole de 1974 et de 1987. Les dispositions spécifiques de ces contrats ont été conçues pour répondre à leurs objectifs. Par exemple, l'une des conditions dispose que la société internationale agisse au nom et pour le compte de la compagnie pétrolière nationale. C'est-à-dire que la société pétrolière étrangère travaillera comme entrepreneur pour la compagnie pétrolière nationale d'Iran⁴²⁶ et elle ne sera jamais un partenaire ou le propriétaire du projet.⁴²⁷

⁴²⁴ Les contrats Buy-back conclus en Iran afin de développer des champs pétroliers étaient les contrats dans lesquels les dépenses et les opérations de développement étaient à la charge de la société pétrolière internationale. En revanche, la compagnie pétrolière nationale d'Iran devait rembourser les dépenses de la société internationale par la vente des produits du même champ à cette société ou à un tiers.

⁴²⁵ Selon d'avis des experts les contrats Buy-back ont été désignés sur la base de la constitution de la révolution islamique qui avait mit une interdiction pour la propriété des sources par étrangers. Par exemple : Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

⁴²⁶ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

⁴²⁷ L'article 3 de la loi du Pétrole de 1974 dispose que les ressources pétrolières et l'industrie du pétrole iranienne sont nationalisées. L'exercice du droit de souveraineté de la Nation d'Iran envers les ressources pétrolières dans le domaine de l'exploitation, du développement, de la production et de l'utilisation et la distribution du pétrole dans le pays entier et le continent sont exclusivement à la charge de la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui agira directement ou par ses représentations et ses entrepreneurs.

Selon une autre condition, toutes les installations acquises pour le projet constitueront les actifs de la compagnie nationale⁴²⁸. Donc, tous les équipements, les installations et autres devant être importés le seront pour le compte de la compagnie nationale.

Le deuxième objectif des contrats Buy-back en Iran est d'obtenir des financements et de faire appel à des professionnels qualifiés indispensables pour des projets pétroliers et gaziers coûteux, risqués et complexes⁴²⁹. Dans les contrats Buy-back, la responsabilité du financement du projet et des opérations de développement sera donc seulement à la charge de la société pétrolière internationale. Cependant, dans certains contrats Buy-back, l'investissement a été réalisé conjointement par des sociétés locales et étrangères. Dans ce cas, chaque société est responsable conjointement ou individuellement pour le financement du projet devant la compagnie nationale.

Avant la conclusion de contrats Buy-back, les opérations d'exploration du champ sont réalisées par la compagnie nationale ou ses entrepreneurs afin de s'assurer que le développement du champ aura une valeur économique. Après la découverte d'un champ commercial, les sociétés pétrolières internationales participent à l'appel d'offre. Les informations du champ sont présentées et ces sociétés doivent préparer leurs plans selon ces informations. Ces plans déterminent la portée du projet et les activités à réaliser. Ils sont toujours d'actualité et, comme nous l'avons déjà mentionné, il s'agit des « plans principaux de développement »⁴³⁰. Le MDP constitue la partie essentielle des contrats Buy-back dans laquelle sont élaborées les opérations de développement. Les compagnies pétrolières internationales doivent fournir les objectifs du contrat en traitant ce plan. Dans celui-ci, chaque changement doit être approuvé par écrit par la compagnie nationale qui est libre d'accepter ou de rejeter ces demandes. Les différentes étapes des opérations de développement sont définies dans ce plan. Il mentionne notamment les dépenses qui

⁴²⁸ Les ressources du pétrole sont parmi « l'Anfal » et les biens publics. Selon l'article 45 de la Constitution sont à la disposition du gouvernement islamique. Toutes les installations, les investissements et les équipages rendus, dans le pays ou à l'étranger par le ministère du Pétrole et ses filiales appartiennent à la nation iranienne et seront à la disposition du gouvernement islamique.

⁴²⁹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴³⁰ « Master Development Plan » (MDP)

doivent être accordées dans le contrat. Pour la phase de développement, les parties doivent donc s'accorder sur le MDP au moment de la conclusion du contrat.⁴³¹

Toutes les dépenses nécessaires pour réaliser le MDP seront à la charge des sociétés étrangères ou locales qui concluent un contrat avec la compagnie nationale. Il y a 5 catégories de dépenses dans les contrats Buy-back :

- les coûts d'investissement, appelés « capex »⁴³²,
- les coûts de fonctionnement, appelés « non-capex »⁴³³,
- les coûts opérationnels⁴³⁴,
- les dépenses bancaires⁴³⁵,
- les honoraires⁴³⁶.

Les « capex » représentent la totalité des dépenses qui ne sont ni des « non-capex », ni des dépenses d'opérations ou bancaires, engagées ou payées selon le contrat, de sa date d'effet à celle de la livraison du projet. Il faut ajouter que les dépenses qui sont classées « capex » ne seront remboursées qu'à la hauteur du plafond fixé par le contrat. Donc, toutes les dépenses faites par la société pétrolière pour réaliser le plan de développement et dépassant ce plafond ne lui seront pas remboursées.⁴³⁷

Les coûts classés «non-capex » sont difficiles à déterminer au moment du contrat. Ils comprennent par exemple les sommes à verser aux autorités iraniennes : les impôts, les taxes, les frais de formation et de sécurité sociale et les frais de douane. Puisqu'il n'y a pas de plafond fixé pour ces coûts, ils sont complètement remboursés.⁴³⁸

⁴³¹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 201-203.

⁴³² « Capital Expenditure »

⁴³³ « Non-Capital Expenditures »

⁴³⁴ « Operation Cost »

⁴³⁵ « Accrued Bank Charges »

⁴³⁶ « Remuneration Fee »

⁴³⁷ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume I, *op. cit.*, p. 23.

⁴³⁸ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume I, *op. cit.*, p. 23.

Les coûts des opérations ou les dépenses liés à la période de production primaire incluent les frais de production, les frais de l'opération productive et les frais supplémentaires⁴³⁹ qui sont considérés comme une partie de l'investissement fait par l'entrepreneur et qui doivent être remboursés dès que possible⁴⁴⁰. Le remboursement se fait sans intérêt s'il a lieu dans les trois mois.

Il faut ajouter que les dépenses relatives aux opérations peuvent être considérées comme une redevance fixée en échange de chaque baril de pétrole brut qui est produit et remis à l'employeur⁴⁴¹. Pour ces dépenses, il n'y a pas de plafond non plus. Elles seront donc récompensées en entier.

Les dépenses bancaires, ou l'intérêt bancaire, comprennent les dépenses qui sont nécessaires pour obtenir un financement par les banques. Ces dépenses, qui servent à couvrir les « capex » et les « non-capex », entrent dans la comptabilité après un mois de dépenses, jusqu'au moment où elles sont amorties. Elles ne font normalement pas partie des dépenses opérationnelles. Cependant, si elles ne sont pas amorties au cours du trimestre suivant, elles seront comptabilisées dans les dépenses opérationnelles. Il faut insister sur le fait que si l'exécution du projet est retardée sans négligence de la part de la compagnie pétrolière nationale d'Iran, l'intérêt bancaire correspondant au retard n'est pas remboursé à la société étrangère.⁴⁴²

Les honoraires sont également versés conformément au contrat.

Les dépenses mentionnées sont amortissables quand les objectifs indiqués dans le contrat ont été exécutés selon le plan de développement par la compagnie internationale pétrolière (1), quand les dépenses ont été confirmées par la NIOC ou par les comptables internationaux agréés par elle (2), et quand elles ont été classées selon les étapes de comptabilité indiquées dans l'annexe du contrat (3).⁴⁴³

⁴³⁹ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume I, *op. cit.*, p. 24.

⁴⁴⁰ « On Current Bases »

⁴⁴¹ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, p. 147.

⁴⁴² SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 201-203.

⁴⁴³ FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 39-40.

Dans les contrats Buy-back de toute génération, il existe une prime d'investissement et de risque qui sera versée à la compagnie pétrolière internationale si les objectifs du projet sont exécutés selon le contrat et si le projet est livré à la NIOC avec succès. Le remboursement des dépenses et la prime doivent être financés grâce à une partie des recettes du projet⁴⁴⁴. L'autre solution pour financer les dépenses et la prime est de vendre une partie du pétrole puisque la compagnie pétrolière étrangère n'a aucun droit de propriété dessus, qu'il soit contenu dans le réservoir ou au moment de l'export ; la compagnie nationale peut donc lui vendre ou bien vendre à une autre compagnie de son choix une partie du pétrole produit au prix du marché. Ainsi, la compagnie nationale peut vendre du pétrole à une autre compagnie n'ayant aucune part dans le contrat en lui demandant de payer le prix directement à la compagnie internationale pétrolière.⁴⁴⁵

Les trois limitations pour l'amortissement des coûts des compagnies pétrolières internationales sont les suivantes :

- 1- la portion maximale de pétrole qui peut être attribuée à des sociétés pétrolières internationales (par exemple cinquante ou soixante pour cent)⁴⁴⁶ ;
- 2- les versements mensuels déterminés à la suite de la répartition des remboursements des coûts sur le nombre de mois spécifiés dans le contrat ;
- 3- le taux de rendement ne doit pas dépasser le taux déterminé par le contrat. Ce pourcentage est déterminé dans les négociations (comme nous l'avons déjà mentionné, le pourcentage peut être de douze à quinze pour cent⁴⁴⁷, ou de treize à vingt-et-un pour cent⁴⁴⁸). Il était, par exemple, de seize⁴⁴⁹, seize à dix-huit⁴⁵⁰ ou dix-neuf pour cent⁴⁵¹ dans

⁴⁴⁴ Ce qui sera, en général, entre 50 à 60 pour cent de production totale.

⁴⁴⁵ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴⁴⁶ Paragraphe 1 de l'article 12 de la loi du Pétrole de 1974 dispose qu'après la commercialisation réalisée du champ découvert selon les règlements, spécifiés dans le contrat de l'entrepreneur, le contrat de la vente entre la NIOC et l'autre partie au contrat est conclu. Cette partie aura le droit d'acheter une quantité du pétrole, du champ découvert dès le début de la production commerciale selon les conditions prévues dans le contrat de vente pendant une durée ne pouvant pas dépasser 15 ans. En revanche, la garantie de la sureté des dépenses des opérations de développement reste à sa charge (en cas de présence de la sureté de ces couts à la charge de la partie du contrat). Le pétrole qui sera vendu en vertu des règlements de cet article à la partie du contrat, ne dépassera pas 50 pour cent du pétrole produit dans le champ découvert.

⁴⁴⁷ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3712.

⁴⁴⁸ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-5.

⁴⁴⁹ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3712.

⁴⁵⁰ BUNTER M., *New Contractual Developments in Iran, op. cit.*, p. 229.

la première phase de Pars de sud⁴⁵².

Dans la première génération de contrats Buy-back, les entrepreneurs prenaient plusieurs risques au moment de la conclusion du contrat :

Premièrement, la société pétrolière internationale devait garantir le financement des opérations de développement. Les coûts d'investissement étaient déterminés au moment de la conclusion du contrat. Si la société avait besoin de faire des dépenses additionnelles, et dépassait par conséquent le plafond déterminé par le contrat, elle n'était pas remboursée. Les évolutions du marché qui n'avaient pas été prévues pouvaient faire augmenter les coûts d'investissement. Ainsi, plusieurs raisons techniques pouvaient pousser les coûts d'investissement au-delà du plafond déterminé et ces risques étaient à la charge de la société pétrolière étrangère.⁴⁵³

De plus, comme nous l'avons dit, le MDP est préparé selon les informations primaires. Il était possible que pendant les opérations de développement, en obtenant des informations complémentaires, quelques changements soient nécessaires dans le MDP. Ces changements devaient être approuvés par la compagnie nationale. Et le risque qu'ils soient refusés était à la charge de la société pétrolière étrangère⁴⁵⁴.

Deuxièmement, le remboursement des dépenses et la rémunération dépendaient de la réalisation des objectifs du contrat. Donc, si la société pétrolière internationale ne réalisait pas ces objectifs, elle n'était pas remboursée.⁴⁵⁵

Troisièmement, si la production était insuffisante ou bien si le prix du pétrole diminuait, le remboursement des frais était reporté de trois mois. Si le prix du pétrole restait bas et que la date de remboursement était dépassée, ces montants n'étaient jamais remboursés.⁴⁵⁶

⁴⁵¹ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*

⁴⁵² Entrevue avec M. RAHMATI, *op. cit.*

⁴⁵³ Cependant il est dit que l'expérience des phases de Pars de Sud montrent que l'augmentation du coût du capital (capex), sont transférés au opex - qui n'a pas plafond- par les sociétés internationales, donc toutes les dépenses seront récupérés

⁴⁵⁴ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴⁵⁵ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴⁵⁶ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, p. 5.

Enfin, le projet pouvait être retardé. Plusieurs raisons qui ne sont pas imputables aux compagnies pétrolières internationales pouvaient conduire à ce retard parmi lesquelles la survenance de changements dans le MDP, la faiblesse de la qualité des entrepreneurs locaux, des retards dans l'obtention des confirmations gouvernementales, des retards dans l'obtention du consentement de la compagnie pétrolière nationale, des retards de livraison par les compagnies pétrolières, etc.

Le retard du projet pouvait conduire à l'augmentation des dépenses. Dans tous les cas, le remboursement des coûts d'investissement était limité.

Paragraphe 2 : La deuxième génération

La deuxième génération des contrats Buy-back avait pour rôle l'exploration et le développement des champs pétroliers.

En 2003, la compagnie pétrolière nationale fut autorisée par la législation iranienne à utiliser les contrats Buy-back pour l'exploration et le développement des champs de pétrole et de gaz. L'alinéa f de la note 21 de la loi budgétaire de 2003⁴⁵⁷ autorise la NIOC à mener des activités d'exploration aux risques des entrepreneurs partout dans le pays, sauf dans la mer Caspienne, le golfe Persique et dans quatre provinces riches en pétrole dans le sud de l'Iran, étant Khuzestan, Bushehr, Kohkilouyeh et Ilam. Cette loi énonce les obligations suivantes pour ce type de contrats :

- Les activités d'exploration sont effectuées par les entrepreneurs et à leurs frais.
- Si aucun champ commercial n'est découvert, le contrat sera résilié automatiquement et les dépenses de l'entrepreneur relatives aux activités d'exploration seront entièrement assumées par lui.
- Si un champ commercial est découvert, le développement du champ sera attribué à l'entrepreneur mentionné sur le mécanisme des contrats Buy-back.
- Les coûts et les dépenses directs et indirects liés à l'exploration seront inclus dans le contrat de développement, et seront remboursés par l'attribution d'une partie des

⁴⁵⁷ <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/99695>

résultats du projet.

- Les autres obligations juridiques mentionnées pour les contrats Buy-back doivent également être respectées.

Cette autorisation légale a été renforcée dans les lois budgétaires de 2004, 2005 et 2006. En conséquence, cinquante-et-un blocs pétroliers dans différentes zones ont été identifiés par la législation comme des destinations potentielles à des fins d'exploration et de développement. Sur ces cinquante-et-un blocs, seize, couvrant une superficie de 253 000 km², ont été présentés aux compagnies pétrolières internationales par appel d'offre dans une conférence organisée par la NIOC à la Haye les 28 et 29 janvier 2004.⁴⁵⁸

Comme les contrats Buy-back avaient été conçus pour le développement des champs de pétrole et de gaz déjà découverts, la décision d'utiliser ce modèle contractuel à la fois pour l'exploration et le développement, a abouti à certaines questions. En effet, le modèle devait être modifié pour le rendre compatible avec les exigences de l'exploration et du développement.

Aussi, il semble nécessaire d'expliquer au préalable les différences entre la première et la deuxième génération des contrats Buy-back et les questions qui se posent dans ce domaine.⁴⁵⁹

Paragraphe 3 : Les différences entre l'ancienne et la nouvelle génération

Il y a un certain nombre de différences entre les contrats Buy-back utilisés seulement pour le développement d'un champ déjà découvert et ceux qui sont utilisés à la fois pour l'exploration et le développement. Tout d'abord, dans le premier cas, un champ commercial a déjà été découvert avant que le contrat ne soit conclu. Ainsi, un MDP peut être adopté au moment de la conclusion du contrat. Dans le second cas, l'exploration doit d'abord être mise en œuvre. Si la phase d'exploration est réussie et qu'un domaine commercial est découvert, un MDP sera alors adopté. Autrement dit, au moment de la

⁴⁵⁸ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴⁵⁹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 203.

conclusion du contrat, les parties ne peuvent pas préparer le MDP définissant le cadre du travail pour le développement du champ car le domaine n'a pas encore été découvert. Deuxièmement, les contrats Buy-back pour le développement, c'est-à-dire la première génération des contrats Buy-back, prévoient que le coût réel du projet, assorti d'un plafond déterminé, ainsi que les frais fixes de rémunération seront récupérés par la compagnie pétrolière internationale dans un délai de temps spécifié. Ainsi, au moment de la conclusion du contrat, deux éléments doivent être convenus :

- Un plafond pour les coûts d'investissement, ce qui limite le montant des dépenses qui seront remboursées ;
- Le montant de la rémunération.⁴⁶⁰

Dans la deuxième génération des contrats Buy-back, un plafond pour les coûts d'investissement destinés à l'exploration peut être convenu au moment de la conclusion. En revanche, le plafond pour les coûts d'investissement destinés à la phase de développement et les frais de rémunération doivent être convenus ultérieurement, une fois le champ commercial découvert.⁴⁶¹

Troisièmement, dans la première génération des contrats Buy-back, le pourcentage maximal de pétrole et de gaz à allouer à la compagnie internationale à des fins de remboursement des coûts et de rémunération est déterminé au moment de la conclusion du contrat ainsi que la période de remboursement des coûts. En revanche, lorsque les contrats Buy-back sont utilisés à la fois pour l'exploration et le développement, cette question importante – qui a un impact significatif sur la viabilité commerciale du projet – doit être convenue à un stade ultérieur, lorsqu'un champ commercial est découvert.⁴⁶²

Quatrièmement, dans la deuxième génération des contrats Buy-back, les risques sont beaucoup plus élevés par rapport aux contrats pour le développement seulement. En plus des risques inhérents à la première génération, la compagnie pétrolière internationale doit également assumer le risque qu'aucun champ commercial ne soit découvert.⁴⁶³ En outre,

⁴⁶⁰ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴⁶¹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206.

⁴⁶² SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 204.

⁴⁶³ L'alinéa "h" article 14 de la loi du programme de développement dispose clairement que si à la fin de

au moment de la conclusion du contrat, la compagnie internationale ne peut pas déterminer le capital nécessaire pour développer un champ prospectif.⁴⁶⁴

Il est donc clair que dans la deuxième génération de ces contrats, il existe des questions nécessaires et importantes qui ne peuvent pas être déterminées au moment de la conclusion du contrat. Notamment les questions portant sur le développement du champ. Par conséquent, il devenait clair que, si les contrats Buy-back devaient être utilisés à la

la phase d'exploration, aucun champ commercial n'est découvert, le contrat sera résilié et la partie du contrat n'aura aucun droit de réclamer de l'argent.

⁴⁶⁴ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199–206. ; On rappelle les paroles de deux juristes iraniens connus dans domaine des contrats Buy-back à propos des risques de ce type contractuel : Les compagnies pétrolières internationales prennent un certain nombre de risques en s'engageant dans les contrats Buy-back iraniens ;

Premièrement, la compagnie pétrolière internationale s'engage dans le cadre du contrat à obtenir des fonds suffisants pour les opérations de développement. Les investissements sont déterminés au moment de la conclusion, mais tout capex supplémentaire, nécessaire pour mettre en œuvre le MDP, devrait également être fourni par cette compagnie. Cependant, les montants pour les opex et non-capex, ne sont pas fixés au moment de la conclusion, mais ils devraient être fournis par la compagnie internationale pendant la durée de l'opération. Les fonds réels nécessaires pour les non-capex et les opex peuvent aller au-delà des montants estimés au moment de conclusion.

Deuxièmement, toutes les dépenses d'investissement nécessaires à la mise en œuvre du MDP et à la réalisation de ses objectifs doivent être réglées par la compagnie pétrolière internationale. En revanche, elles seront récupérables uniquement dans la limite du plafond des dépenses d'investissement convenues dans le contrat. Les changements imprévisibles du marché peuvent augmenter les dépenses au-delà du capex, qui seront à la charge exclusive de la cette compagnie. De même, de nombreux problèmes techniques peuvent causer le dépassement des dépenses du plafond convenu. Comme elles sont nécessaires pour la réalisation des objectifs du contrat, elles doivent être prises en charge par la compagnie pétrolière internationale.

Troisièmement, comme le MDP a été préparé sur la base des données et des informations disponibles au moment de la conclusion, le MDP peut avoir un besoin d'être modifié selon l'information supplémentaire qui est obtenue suite aux opérations de développement. Dans de telles situations, la société internationale doit obtenir l'approbation de la compagnie pétrolière nationale d'Iran et doit supporter les coûts résultant du dépassement de plafond des dépenses d'investissement.

Quatrièmement, comme le remboursement des coûts et des frais de rémunération dépendent de la réalisation des objectifs du contrat, c'est-à-dire, atteindre un niveau de production, la compagnie internationale doit supporter une grande perte si elle ne peut pas atteindre ces objectifs. Aussi, s'il n'y a pas de pétrole suffisant dans le champ, ou si le prix du pétrole est diminué, la compagnie internationale ne peut récupérer tous les coûts et les frais de rémunération, même en présence des objectifs réalisés du contrat. Dans tels cas, les montants seront reportés en cours dy trimestre suivant. Si le prix bas persiste, et si la période de remboursement des coûts est écoulée, les montants ne peuvent plus être récupérés.

Cinquièmement, le projet peut être retardé. Plusieurs raisons non attribuables à la compagnie internationale peuvent y contribuer ; des changements dans le MDP, une mauvaise qualité et la performance des sous-traitants locaux, des retards dans l'obtention des autorisations gouvernementales; des retards dans l'obtention de l'approbation de la compagnie nationale; des retards par la compagnie nationale en cas de la remise d'une zone selon le contrat à la compagnie internationale et d'autres obstacles. Un retard dans le démarrage peut avoir des impacts négatifs sur les coûts du projet, mais la reprise du capex reste néanmoins limitée. Tout retard dans la réalisation du niveau de production allonge le délai du remboursement des coûts et du paiement de la taxe de rémunération. SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 202-203.

fois pour l'exploration et le développement, ils avaient besoin de modifications majeures. Ces dernières devaient maintenir un équilibre entre les attentes et les préoccupations des deux parties, la compagnie pétrolière nationale d'Iran et les compagnies pétrolières internationales. Une société internationale a besoin d'être assurée qu'elle aura les droits exclusifs pour le développement de tous les champs commerciaux qu'elle découvre. La compagnie nationale, pour sa part, se soucie que la proposition de la compagnie internationale pour le développement d'un champ commercial, soit raisonnable et acceptable, de même que les propositions concernant le MDP, le plafond « capex », la rémunération, la durée du remboursement, et d'autres questions principales. Un nouveau mécanisme devait être conçu pour répondre à ces préoccupations.

Section 2 : La troisième génération

Après une nouvelle révision des contrats Buy-back, à partir de 2007, la troisième génération de ces contrats a commencé à être utilisée dans l'industrie pétrolière d'Iran⁴⁶⁵, par exemple dans le cas du contrat du bloc Kouh-Dasht, dans la province Lurestan, qui a été attribué à la CNPC⁴⁶⁶.

Dans le nouveau modèle il y a trois phases d'activité : l'exploration, l'évaluation et le développement.

Paragraphe 1 : La phase d'exploration

La phase d'exploration est simple. La compagnie pétrolière internationale s'engage à mener des activités d'exploration topographiques, géologiques, agrochimiques, par prospection sismique, forage, évaluation du réservoir de pétrole ou de gaz ou toute autre méthode d'exploration. Un plan d'exploration⁴⁶⁷ doit être convenu au moment de la

⁴⁶⁵ Ebrahimi, Sayyed Nasrallah, la troisième génération des contrats Buy-back, le journal Mash-al, n ° 468, 8 novembre 2009.

⁴⁶⁶ China National Petroleum Corporation (CNPC)

⁴⁶⁷ « Master Exploration Plan» (MEP)

conclusion du contrat, détaillant les activités à mener par la compagnie pétrolière internationale. Les grandes questions sur lesquelles il convient également de s'accorder lors de la conclusion du contrat sont les suivantes : un montant minimum de dépenses que la compagnie internationale pourra engager dans les opérations d'exploration, les dépenses annuelles minimum, la région attribuée pour les travaux d'exploration, la durée des activités d'exploration, la bonne définition de la commercialisation et le mode de règlement des différends relatifs à ce sujet ainsi que les risques à prendre en charge par la compagnie internationale si aucun puits commercial n'est découvert.⁴⁶⁸

Paragraphe 2 : La phase d'évaluation

En revanche, la phase d'évaluation n'est pas simple car de nombreux détails en sont inconnus au moment de la conclusion du contrat. Les parties peuvent toutefois convenir que, si un champ commercial est découvert à la suite de l'exploration et qu'une telle découverte est confirmée par la NIOC, la phase d'évaluation devra commencer.

Elle prévoit également que la compagnie internationale devra, dans un délai déterminé, présenter un plan directeur d'évaluation⁴⁶⁹ devant être approuvé par la NIOC. Le plan proposé doit préciser les autres activités devant être réalisées par la compagnie internationale pour commercialiser le champ, délimiter les réserves, réduire le risque d'investissement et mettre en œuvre un programme de développement efficace. Les questions suivantes pourraient également faire l'objet d'un accord lors de la conclusion du contrat : le montant minimum des dépenses à engager par la compagnie pétrolière internationale pour les activités d'évaluation, les dépenses annuelles minimum, la durée des activités d'évaluation, la définition d'un champ commercial et le mode de règlement des différends ainsi que les risques à prendre en charge par la compagnie internationale si aucun champ commercial n'est découvert.⁴⁷⁰

⁴⁶⁸ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.* p. 204.

⁴⁶⁹ « Master Appraisal Plan » (MAP)

⁴⁷⁰ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.* p. 203-204.

Paragraphe 3 : La phase de développement

Cette phase est assez compliquée car les aspects clés du développement ne peuvent pas être déterminés au moment de la conclusion du contrat. La troisième génération des contrats Buy-back fournit les principes suivants pour la phase de développement.

A : La phase d'évaluation

Si la phase d'exploration est réussie et qu'un champ de pétrole ayant du potentiel est découvert, les sommes engagées au cours de cette phase doivent être remboursées. Par la suite, si le champ peut être défini comme un champ commercial, le projet passera à la phase de développement. Donc, la définition de la viabilité commerciale d'un champ ou d'un puits est très importante. Ceci a bien été défini dans cette nouvelle génération.⁴⁷¹

B : Plan principal de développement⁴⁷²

Celle-ci oblige la compagnie pétrolière internationale à préparer un plan principal de développement pour l'examen et l'approbation de la NIOC concernant le champ commercial découvert récemment. Le MDP proposé doit inclure un programme de travail et un budget pour la phase de développement, sa durée estimée et un calendrier comportant les dates d'achèvement de toutes les activités nécessaires. Si les parties ont des opinions différentes sur les détails du MDP et qu'elles ne parviennent pas à un accord dans un temps déterminé, les questions en suspens seront envoyées à une autorité internationalement reconnue pour son expertise dans le développement des champs de pétrole et de gaz. Une liste de trois experts sera proposée par la NIOC à partir de laquelle un candidat sera choisi par la compagnie pétrolière internationale. La décision de l'expert choisi sera contraignante pour les parties.⁴⁷³

⁴⁷¹ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 205.

⁴⁷² On peut dire également : Plan de développement du Maître (MDP)

⁴⁷³ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 205.

C : Le comité de suivi de production

Comme la législation ne permet pas à la NIOC d'attribuer la phase de production aux compagnies pétrolières internationales à l'achèvement des objectifs du contrat (y compris de production), le projet sera remis à la NIOC pour la phase de production. Un comité de suivi de production, composé d'un nombre égal de représentants de chacune des parties, veillera sur les activités de la production afin qu'elles soient correctes. Si d'autres travaux sont nécessaires pour améliorer ou augmenter la production, le comité proposera des mesures appropriées à cet effet, qui seront adoptées dans un contrat distinct.⁴⁷⁴

La troisième génération des contrats Buy-back comprend des éléments déjà présents dans les générations précédentes, y compris concernant le remboursement des coûts, la rémunération fixée, le respect de la gestion optimale du réservoir, etc.

Cependant, certains éléments nouveaux tels que la production avant la date initialement prévue, le respect des principes et des normes pétrolières et gazières internationales et l'attribution de contrats secondaires ont été déterminés. Par exemple, il est mentionné que toutes les études d'ingénierie sur le champ pétrolier ou gazier ainsi que toutes les études d'ingénierie et les conceptions complémentaires réalisées avant ou après la conclusion et la mise en vigueur du contrat seront faites avec la coopération et la confirmation des experts de l'industrie iranienne du pétrole.⁴⁷⁵

Enfin, nous mentionnerons les règles spécifiques à la troisième génération des contrats Buy-back dans le domaine de la formation et du transfert de technologie et nous soulignerons que, dans cette génération et pour la première fois, le règlement du transfert de technologie et de savoir-faire est stipulé dans le contrat.

⁴⁷⁴ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 205.

⁴⁷⁵ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 205.

Paragraphe 4 : Les règles spécifiques concernant la formation et le transfert de technologie

Dans cette génération de contrats, l'entrepreneur doit, dans le respect des méthodes et procédures de livraison du projet confirmées par la compagnie nationale, présenter une formation adéquate ainsi que les préparatifs administratifs et techniques au personnel de la compagnie nationale suivant les principes et normes internationales.⁴⁷⁶

Dans cette génération et pour la première fois, le règlement du transfert de technologie et de savoir-faire est stipulé dans le contrat. Selon ce règlement, l'entrepreneur est obligé de transférer les derniers résultats techniques et industriels⁴⁷⁷ aux spécialistes présentés par la compagnie nationale. Il est obligé d'intégrer ces spécialistes dans son organigramme pendant la réalisation du projet pour que ces derniers puissent participer à toutes les opérations, y compris au développement et à exploitation du pétrole.⁴⁷⁸

Les indices du transfert de technologie et de savoir-faire se trouvent dans les domaines de l'amélioration et de l'augmentation du pétrole récupérable, de la protection des réservoirs, de l'accroissement de la capacité de production, de la gestion des réservoirs, du forage, de la qualité du pétrole et du gaz, etc.⁴⁷⁹

Les éléments suivants sont également pris en compte :

- Identifier les capacités du personnel de la compagnie pétrolière nationale d'Iran et des sociétés industrielles pour acquérir des connaissances techniques et suivre leur développement dans le secteur du pétrole et du gaz, notamment dans le développement et l'exploitation.
- Améliorer le transfert de nouveaux savoir-faire au pays.
- Promouvoir la coopération entre les entrepreneurs industriels iraniens.
- Améliorer la coopération entre l'entrepreneur étranger et les institutions scientifiques et universitaires iraniennes.

⁴⁷⁶ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, *La troisième génération des contrats Buy-back*, le journal Mash-al, n° 468, 8 novembre 2009.

⁴⁷⁷ Soit un savoir-faire utilisé (Proven) soit un savoir-faire en propriété (Proprietary)

⁴⁷⁸ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, *La troisième génération des contrats Buy-back*, *op. cit.*

⁴⁷⁹ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, *La troisième génération des contrats Buy-back*, *op. cit.*

Donc l'entrepreneur est obligé de développer et de transférer la technologie et le savoir-faire au pays. Ainsi, un comité mixte de gestion surveille et contrôle cette obligation. Ce groupe établit des rapports mensuels et saisonniers qu'il présente au comité de gestion commune et à la compagnie pétrolière nationale.⁴⁸⁰

⁴⁸⁰ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, *La troisième génération des contrats Buy-back*, op. cit.

Titre 2 : Les contrats Buy-back, un facteur d'attractivité pour les investissements étrangers en Iran

Bien que l'Iran soit situé dans la région instable du Moyen-Orient et qu'il ait connu, dans son histoire, la révolution et la nationalisation du pétrole, ce pays, jouissant d'une sécurité relative, a pu être considéré comme une destination pour les investisseurs étrangers. Bien sûr, en Iran, comme dans d'autres pays en développement, il existe des obstacles à l'investissement. Ils proviennent soit de raisons historiques, politiques et économiques, soit du cadre juridique. Malgré cela, les contrats Buy-back ont pu absorber des capitaux étrangers dans l'industrie pétrolière du pays. Dans ce titre, nous examinerons les obstacles à l'investissement en Iran, juridiques ou non (Chapitre 1), puis nous montrerons comment les contrats Buy-back ont pu surmonter ces obstacles autant que possible (Chapitre 2), sans oublier qu'un modèle contractuel ne peut toutefois pas surmonter tous les obstacles juridiques ou non.

Chapitre I : Les difficultés relatives aux investissements étrangers dans l'industrie pétrolière iranienne

L'insuffisance de capital, nécessaire à la production, est considérée comme un obstacle majeur au développement économique des pays en développement. En effet, dans la plupart de ces pays, il existe peu de ressources d'investissement pour stimuler la création d'emploi et l'accès à la croissance et au développement économiques durables. Le manque de recettes résultant des exportations et le taux injuste auquel les échanges sont pratiqués (qui change souvent au détriment des exportateurs de matières premières⁴⁸¹) résultent de la limitation des investissements efficaces.⁴⁸² Toutefois, notons qu'en général, l'investissement est orienté vers des destinations propices dans lesquelles la sûreté est meilleure. Il s'oriente également là où l'on a accès aux matières premières, à de la main-d'œuvre, où l'énergie est moins coûteuse et où le marché de la consommation est prospère. Car le principe de base de l'investissement, c'est la rentabilité maximale.⁴⁸³ Bien sur, tous ces éléments deviennent significatifs lorsque la sécurité du capital est assurée. En effet, l'une des exigences importantes afin d'encourager le partenariat du secteur non-gouvernemental est de préparer la sécurité économique et de l'investissement pour les acteurs économiques. Ceci aboutit à l'absorption du capital étranger et, généralement, à l'inversion des flux d'investissement de l'extérieur vers le pays⁴⁸⁴.

L'investisseur, au moment de sa prise de décision, a recours à deux types de sûretés (garanties) :

Premièrement, l'assurance de profitabilité et deuxièmement la sûreté de protection contre tout acte hostile envers son capital. Certains pensent que les investisseurs étrangers ne manifestent pas d'intérêt à investir en Iran. De plus, les investisseurs nationaux s'engagent dans des activités non-productives et la fuite du capital hors du pays démontre qu'il n'y a pas de situation favorable à l'investissement en Iran. En somme, l'un des

⁴⁸¹ De plus, une abondance de population et de la consommation relative.

⁴⁸² DARINI Mahdi, *Les obstacles de l'investissement étranger en Iran*, San-at va Ma-dan, n 61, Septembre et Octobre 2011, pp. 47-51.

⁴⁸³ BASIRI Jamshid, *Les obstacles de l'investissement étranger dans l'économie iranien*, san-ate nassaji va poushak, pp. 3-2.

⁴⁸⁴ Néanmoins, il ne faut pas oublier que l'absorption des capitaux étrangers a des oppositions aussi. Pour en savoir plus : DARINI Mahdi, *op. cit.*

obstacles les plus importants à l'investissement, c'est lorsque le taux de rentabilité réelle est faible à cause des dépenses importantes engendrées par la production.⁴⁸⁵

Presque toutes les institutions internationales et sociétés d'assurance utilisent des méthodes éprouvées dans le but de déterminer le risque d'investir dans tel ou tel pays⁴⁸⁶. Les recherches démontrent que des facteurs tels que la corruption, la souveraineté de la loi, l'étendue de la bureaucratie, le risque d'expropriation de la possession, la stabilité contractuelle, le gouvernement de la loi, la cohérence entre les attentes du peuple et la performance économique, la stabilité politique interne et externe sont des éléments qui affectent la sécurité économique.⁴⁸⁷

En effet, il faut insister sur le fait que la sécurité de l'investissement est un indice affectant la croissance économique. Son évaluation comporte des paramètres variés tels que la stabilité du gouvernement et des lois, l'absence de corruption et l'efficacité de l'ordre administratif. Ainsi, les résultats des recherches pour les années 1984 à 2005 démontrent que la stabilité du gouvernement et des lois sont de la plus grande importance dans cet indice ou indicateur.

Comme nous pouvons l'observer, les paramètres juridiques ou non ont des effets sur l'investissement étranger dans un pays. Les investissements en Iran souffrent aussi des

⁴⁸⁵ RAHBAR Farhad, *op. cit.*, pp. 111-138.

⁴⁸⁶ Chez ces institutions, en générale un groupe de spécialistes déterminent le risque d'investissement dans chaque pays selon le consensus ou la majorité des scrutins des experts et sur la base des données objectives et subjectives.

⁴⁸⁷ Parmi les institutions qui s'en occupèrent à la classification des pays sur la base du risque, on peut faire allusion à l'institut international AIU qui étudie l'état de l'Iran du point de vu de la sécurité et l'attractivité d'investissement et puis publie les résultats acquis périodiquement dans les plusieurs publications. FITCH est aussi un de ces instituts également. Pour plus d'informations: <https://www.fitchratings.com/web/en/dynamic/fitch-home.jsp>

Un autre institut remarquable est PRS (Political Risk Service). Cette institution publie également une série des indices de sécurité d'investissement sous le titre d'ICRG (International Country Risk Guide). Cette série est composée de trois groupes remarquables ; les indices politiques, fiscaux, et économiques, et chaque indice a ses propres sous-titres. De plus, il y a un indicateur composite au nom de risque composite (Composite Risk), dont les facteurs fabriquant sont la stabilité du gouvernement, la souveraineté de l'ordre et du système, corruption dans le gouvernement, la responsabilité du gouvernement devant le peuple, le risque de manque de l'attention aux contrats, la cohérence entre les attentes du peuple et la performance économique, le risque de l'occurrence des tensions ethniques, le risque de l'occurrence des conflits civils et des rencontres étrangères et la qualité du système administratif. RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, Les obstacles de l'investissement et son impact sur la croissance économique en Iran, Journal de recherches économiques, numéro 81.

facteurs affectant la sécurité économique. Dès lors, et après avoir considéré ces facteurs du point de vue des experts, nous nous attacherons à expliciter les obstacles non-juridiques (Section 1) puis les obstacles juridiques (Section 2).

Section I : Les difficultés non-juridiques

Dans cette section, nous examinerons les obstacles à l'investissement en termes politique, social et économique.

Paragraphe 1 : Les difficultés politiques et sociales

A : Les difficultés politiques

Les témoins historiques racontent que la fuite continue du capital remonte au temps de la Révolution, une période au cours de laquelle régnaient un manque de sécurité, une atmosphère politique instable, des tensions ethniques, civiles et étrangères, une concurrence agressive entre les partis politiques et la réponse inaudible de l'Etat devant le peuple et les institutions. Si le détenteur du capital estime que la société est divisée entre plusieurs pouvoirs et que le gouvernement n'est pas en mesure de le protéger contre d'éventuelles tensions, il fuit pour se tourner vers un pays où il sera bien accueilli. En Iran, ces dernières années, d'autres facteurs tels que les tensions liées à la politique étrangère, à la sévérité des sanctions internationales de l'ONU⁴⁸⁸ et au manque de crédit accordé à l'Iran ont contribué à éroder la confiance de sorte que les capitaux étrangers⁴⁸⁹ faisaient défaut à l'Iran.⁴⁹⁰

⁴⁸⁸ L'Organisation des Nations unies (ONU)

⁴⁸⁹ La présence limitée de plusieurs compagnies étrangères dans l'industrie du pétrole et du gaz et de la pétrochimie d'Iran dans la décennie 70 doit être exclu de cette tendance. BASIRI Jamshid, *op. cit.*, p. 1.

⁴⁹⁰ Il est remarquable que dans plusieurs pays pétroliers comme l'Iraq il faut ajouter également des problèmes et complexités ethniques et religieuses. HASSANZADEH Mohammad, GHORBANI Adel, Les résultats de sécurité de nouvelle loi irakienne de pétrole, la revue trimestrielle de la

Il existe également des problèmes politiques liés à l'investissement et aux contrats pétroliers. Par exemple, ces dix dernières années, chaque fois que l'Iran a essayé d'améliorer les contrats Buy-back ou d'utiliser des contrats de partage de production en parallèle, à chaque fois que des politiques destinées à attirer les investisseurs étrangers voyaient le jour, la réaction interne était forte. Il semble que toute tentative d'employer les contrats de partage de production rencontrera, en plus de violer les limites de la Constitution, des obstacles politiques.⁴⁹¹ Comme nous l'observons depuis quelque temps, plusieurs conservateurs, afin d'attaquer les réformistes, ont l'intention de démontrer que la conclusion de tels contrats avec des parties étrangères va à l'encontre des intérêts de la République islamique ; ce conflit entre partis internes⁴⁹² peut être dangereux pour les compagnies pétrolières étrangères.⁴⁹³

Concernant les obstacles juridiques, il ne faut pas oublier les sanctions internationales. Excepté un certain nombre de compagnies chinoises, indiennes et russes, les autres sont très sensibles aux sanctions ce qui nécessite plus des changements pour optimiser l'investissement en Iran.⁴⁹⁴

En effet, le risque encouru dans un pays est l'un des critères les plus importants pour les investisseurs étrangers. La situation politique a un rôle important dans ce domaine. Afin d'évaluer le risque d'investir dans un pays, on utilise divers indices. L'indicateur de risque de chaque pays démontre en effet sa situation du point de vue politique, économique et sociale en déterminant le degré de confiance que l'investisseur peut avoir. L'indice du risque est également utile pour régler les dépenses d'investissement et les taux d'assurance de l'investissement. Dans un pays où les risques sont élevés, le coût de l'investissement et les taux d'assurance sont également élevés ; le rendement final de

stratégie de défense, 6^{ème} année, n° 20, été 2008, pp. 27-61.

⁴⁹¹ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*

⁴⁹² BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.* ; voir également, World Bank, ESMAP, Report No. 40405-MNA, Investing in Oil in the Middle East and North Africa, Institutions, Incentives and the National Oil Companies, p. 62.

⁴⁹³ Il a été dit également que même il y aura une autorisation exceptionnelle afin d'utiliser les contrats partage de production et seulement pour la mer Caspienne, il sera une confirmation sur le défaut de performance de Buy-back de la part du gouvernement. BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

⁴⁹⁴ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2. ; MARCEL Valérie, Investment in middle east oil: who needs whom?, Chatham House, Energy, Environment and Development Programme, REPORT, February 2006.

l'investissement y est donc bas et cela malgré la justification économique de l'investissement.⁴⁹⁵

Il n'y a pas d'indice unique du risque dans le monde et, comme nous l'avons indiqué déjà, les institutions estiment le risque en calculant cet indice compte tenu de divers éléments. Les chiffres fournis par chaque institution diffèrent donc. Mais dans tous les cas, la situation politique sera prise en compte et sera importante pour les clients majeurs de ces institutions que sont les compagnies d'assurance nationales et internationales, les institutions et les banques fournisseurs de crédit internationaux, quelques organisations économiques et sociales ainsi que les investisseurs du secteur privé.⁴⁹⁶

B : Les difficultés sociales

Dans un système ou dans un pays, le développement économique nécessite des changements grâce auxquels les valeurs sociales progressent vers la production et l'industrialisation. Les institutions économiques et législatives sont les acteurs principaux qui suscitent ces changements et elles ont un effet sur la production. Le passage en revue des obstacles à la production démontre que la formation des institutions législatives et économiques, la qualité du système administratif et la diminution de la bureaucratie jouent un rôle important en matière de sécurité de l'investissement. La diversité des institutions économiques et leur manque d'évolution au regard des relations sociales et du système social en Iran démontrent que les changements requis pour le développement économique du pays n'ont pas été opérés. Par exemple, la majeure partie des institutions créant de nouvelles industries en Iran étaient encouragées par le fait que le gouvernement s'était lui-même enrichi des revenus du pétrole. Le secteur privé a également prospéré de cette façon.

⁴⁹⁵ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.* ; Egalement voir ZAHIDI Sara, Comparative Analysis of Upstream Petroleum Fiscal Systems of Pakistan, Thailand and Other Countries with Medium Ranked Oil Reserves, PEA-AIT International Conference on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD 2010), The Empress Hotel, Chiang Mai, Thailand. 2-4 June 2010, p. 9.

⁴⁹⁶ NAMDAR ZANGANEH Bijan, Franche et directe avec le ministre du Pétrole, le journal jeune, n°665 07/07/2001, p. 6.

Au début, le gouvernement intervenait dans le processus d'industrialisation afin de créer les outils et les institutions économiques nécessaires, comme la banque Tasse-e Sanat va Madan⁴⁹⁷. Puis, après le succès de la révolution islamique et la chute de l'ancien régime, les propriétaires des grandes unités industrielles quittèrent le pays et des institutions économiques, sociales, politiques et des nouvelles organisations telles que l'organisation des industries nationales d'Iran, Bonyad Mostazafan, etc. furent créées pour gérer ces unités. Mais des problèmes apparaissant et le pays souffrant des conséquences de la guerre – l'embargo économique du pays, l'aménagement du territoire peu développé et la mauvaise gestion –, son industrie a été confrontée à diverses difficultés. Alors, à partir de 1989 et une fois de plus, le gouvernement décida de transférer les industries au secteur privé mais en privatisant les industries. Aucune institution économique ou sociale non-gouvernementale satisfaisant les critères requis pour industrialiser le pays n'a été créée.

Il faut ajouter qu'après la Révolution, nous avons rejeté le capitalisme dans son ensemble plutôt que d'en rejeter seulement les aspects négatifs. Du point de vue social, notre société a un regard équitable et en même temps hostile envers le capitalisme en général (et le capitalisme non-productif). Cela a été comme un obstacle aux investissements ces dernières années. Ainsi, chaque gouvernement tentant de défendre le capitalisme rencontrait des résistances dans la société. Des investissements productifs doivent être mis en valeur afin de montrer leur aspect bénéfique sur la production brute nationale. Il faut expliquer à la société qu'il existe un rapport étroit entre le développement et le système économique. Et mettre l'accent sur l'investissement pour préparer la société du point de vue social et culturel d'un côté et générer la confiance chez les investisseurs de l'autre côté.

On ne peut pas oublier bien sûr que les antécédents historiques des compagnies étrangères en Iran n'ont pas été positifs dans la plupart des cas et l'Iran n'a pas bonne mémoire concernant la présence des étrangers, en particulier dans l'industrie du pétrole.⁴⁹⁸

⁴⁹⁷ La Banque de développement de l'industrie et des mines

⁴⁹⁸ Comme ce qui s'est passé dans le contrat de « Reuters » et graduellement il était le gouvernement britannique qui remplaça la partie du contrat, les contrats du pétrole spécialement jusqu'au milieu des années 1930, ainsi le consortium ou la formule qui a été employé pour calculer le droit de

On retrouve encore des conséquences de cette mentalité dans plusieurs politiques légales.⁴⁹⁹ Car une croyance a été entretenue selon laquelle on ne peut pas se fier aux sociétés étrangères quant aux activités contractuelles en Iran. Vers la fin des années 1970, le mécontentement grandissant et aboutissant à la révolution de 1979, la réprobation publique des activités des compagnies étrangères s'est accrue et concrétisée dans la loi constitutionnelle dans laquelle le législateur a prévu de grandes limites à l'activité des compagnies étrangères. Le Conseil de la Révolution forma également un comité spécial pour annuler les contrats pétroliers avec les compagnies étrangères sur la base de la loi de nationalisation de l'industrie du pétrole de 1951. Cette attitude s'est renforcée lors de la guerre déclarée par l'Irak à l'Iran, lorsque les pays occidentaux apportèrent leur soutien à l'Irak. La loi sur le Pétrole de 1987 en est une conséquence.⁵⁰⁰ Actuellement, les sondages d'opinion n'existent pas en Iran ; toutefois, un sondage en Irak montre que soixante-trois pour cent de la population préfèrent les compagnies domestiques. Même en adoptant une nouvelle loi, selon les accords entre groupes politiques, cette opposition peut être un obstacle à l'exécution de la loi.⁵⁰¹ Cela s'explique si l'on considère les résistances qui se sont manifestées dans le sud de l'Iran contre la présence des étrangers malgré les autorisations juridiques.

Il faut ajouter à cela la mentalité de la population habitant près des champs pétroliers pour qui la cohabitation avec la présence étrangère est difficile. Ces difficultés étaient telles que le nouveau ministre du Pétrole les a mentionnées au Parlement en demandant que l'on y porte une attention particulière.⁵⁰²

concession du gouvernement d'Iran dans le contrat 1933. MOVAHHED Muhammad Ali, *op. cit.*, p. 42.

⁴⁹⁹ Par exemple, les limitations et restrictions contenues dans les lois relatives au marché du capital pour l'étendue d'investissement, l'investisseur étranger et attention à son intention et son but s'il veut faire la gestion dans la compagnie ou pas.

Pour en savoir plus voir: SOHRABI Leila, vérifier le statut juridique des investissements étrangers dans le marché des capitaux, trimestriel de la Bourse, n° 18, Été 91, pp. 83-112.

⁵⁰⁰ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, pp. 3-9.

⁵⁰¹ HASSANZADEH Mohammad, GHORBANI Adel, *op. cit.*

⁵⁰² L'alinéa 10-4 de plan de Monsieur Zangane pour le ministère du Pétrole, consultable sur le site <http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=13920514000389>

Paragraphe II : Les difficultés économiques

A : La faiblesse économique

1 : Un contexte défavorable aux investissements

L'accroissement de l'inflation interne par rapport à l'inflation étrangère et le renforcement de la devise nationale préparent à l'augmentation de la fuite du capital.

Si le taux d'inflation domestique est inférieur au taux d'intérêt mondial, ou si le taux d'intérêt domestique est inférieur au taux d'inflation domestique, ou encore si les intérêts attendus à l'étranger sont supérieurs aux intérêts domestiques attendus, une aggravation de la fuite du capital pourrait avoir lieu.⁵⁰³

Il y a une grande différence en matière de risques liés à l'investissement entre les pays en développement et les pays industrialisés. Dans ces derniers, les assurances sont bonnes, les garanties convenables et les droits de propriété explicites ; les capitalistes et les investisseurs préfèrent donc continuer leurs activités économiques dans ces pays.⁵⁰⁴

D'un point de vue extérieur à l'économie, on peut également dire que, plus les périodes de stabilité politique sont courtes et les périodes de désordre intérieur longues, plus l'éventualité de la fuite des capitaux sera élevée. Ainsi, du point de vue international, les éléments comme les relations diplomatiques, les conflits de frontières ou les problèmes tels que les embargos aboutissent à un manque d'efficacité et diminuent la préservation du capital. D'autre part, plus les relations internationales et diplomatiques seront actives, moins l'éventualité d'une fuite des capitaux sera importante.

⁵⁰³ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 10.

⁵⁰⁴ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 11.

L'Iran doit donc, tout en diminuant les sanctions, préparer le terrain de l'investissement ; ainsi il doit essayer de freiner la fuite des capitaux du pays en observant les résultats des catastrophes économiques des années 2007 à 2013.

2 : La faiblesse des marchés financiers et un accès difficile aux informations commerciales, budgétaires et monétaires

Actuellement en Iran, le marché financier n'est pas réglementé et est donc indépendant. L'une des priorités afin d'augmenter les investissements dans le pays est donc de traiter la structure légale du marché du capital. En d'autres termes, l'existence d'un marché du capital réglementé par la loi aide à la transparence, à la fluidité et à l'aisance des activités d'investissement. D'autre part, pour créer la sécurité des investissements, les données commerciales, fiscales, monétaires et économiques doivent être communiquées clairement et précisément à la population et aux autorités. Dans ce rapport, les données et les statistiques doivent non seulement être précises et justes, mais elles doivent être mises à jour et être accessibles aux demandeurs. Le marché a besoin de différents genres de données pour que les personnes puissent coordonner leurs activités en divulguant les informations nécessaires – des données primaires et saisonnières, des données tenant compte des changements économiques, des données périodiques et les déclarations diverses. Les experts pensent que cela aboutirait à accroître la capacité du marché et par conséquent, l'investissement. Cela aiderait aussi les acteurs économiques dans tout genre de prise de décision et c'est la raison pour laquelle elles sont considérées comme un capital valable dans le monde économique.⁵⁰⁵

B : La corruption économique

L'économie exclusive et l'accès à la rente des données sont deux des plus importants indices pour évaluer la corruption dans le monde entier. Comme il a été dit, quand

⁵⁰⁵ KHATAI Mahmoud, le développement des marchés financiers et la croissance économique, les instituts de recherche monétaires et bancaires, 1999.

l'activité du gouvernement en matière d'économie augmente, la corruption augmente aussi et en Iran, cette situation est bel et bien une réalité qu'il faut cependant nuancer.⁵⁰⁶ Nous allons aborder certains types de corruptions.

1 : L'existence de la rente et la concurrence déloyale entre les secteurs public et privé

Chaque année, le gouvernement prévoit dans la loi budgétaire des facilités de crédit avec des taux de remboursement très bas et d'autres allocations afin d'augmenter l'emploi, la production, etc. Mais à cause du manque d'une surveillance sérieuse de l'attribution de l'allocation et de l'utilisation de ces crédits, de vastes observations ont démontré qu'en raison des relations hors du cadre légale pour octroyer ces facilités, les opportunistes réussissaient à obtenir des crédits bancaires pour les employer dans des secteurs non-productifs causant l'inflation. De plus, la présence imposée du gouvernement dans l'économie a abouti au fait que les sociétés gouvernementales sont en concurrence avec le secteur privé s'attribuent elles-mêmes des crédits, limitant en pratique l'occasion et les possibilités pour le secteur privé de développer ses activités et d'être présent sur le marché. Dans ces conditions, le secteur privé et les investisseurs doivent attendre avant que les crédits ou les facilités, le cas échéant, leur soient attribués. Dans ce contexte, la présence des agences publiques non-gouvernementales peut avoir les mêmes effets destructeurs car ce type d'agences est généralement affilié au gouvernement. En effet, un des facteurs d'injustice est la distribution irrégulière des subventions. Actuellement, non seulement les dispositions légales n'ont pas été prises pour empêcher ce genre de pratique mais, en raison du manque de discipline financière, ces facilités de crédit ont engendré de l'inflation et d'autre part, les unités qui devaient avoir accès à ces dispositions en ont été privées.⁵⁰⁷

⁵⁰⁶ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 11.

⁵⁰⁷ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 12.

2 : Les autres éléments

Les autres obstacles à l'investissement étranger en Iran sont les rentes, la non-transparence du budget, le défaut de surveillance des investissements gouvernementaux et des politiques protectionnistes contre l'économie libre⁵⁰⁸. A cela s'ajoute le faible niveau d'études des employés gouvernementaux parce que l'une des caractéristiques de la corruption administrative est l'usage illégal du pouvoir administratif et gouvernemental dans un but personnel. A ce titre, le faible niveau d'études des employés gouvernementaux dans les pays non-développés favorise la corruption. Par exemple en Iran, seuls vingt-et-un pour cent des employés gouvernementaux ont suivi un cursus universitaire.⁵⁰⁹ Les faibles revenus des fonctionnaires est également un problème. C'est-à-dire que, d'un côté les personnes ayant reçu une éducation n'ont pas envie d'être fonctionnaire, et de l'autre côté, les agents publics abusent de leur statut pour servir des intérêts personnels.

On note également le défaut d'une sécurité sociale efficace qui peut être une autre cause de la corruption administrative. En effet, bien que le gouvernement s'oblige à agir en faveur des besoins des classes pauvres de la société, des recherches démontrent bien que statistiquement, cela cause une montée du niveau des exigences de la vie et se terminera ensuite par la corruption financière.⁵¹⁰

La faillite d'une utilisation adéquate des potentiels dans les économies fermées comme l'Iran et le fait que le secteur privé indépendant ne puisse pas accéder au système administratif et économique sont d'autres facteurs d'augmentation de la corruption.

⁵⁰⁸ Pour un pays comme l'Iran qui est menacé par les autres pays ou fait face aux risques de sanctions, il est normal qu'il pense à l'autosuffisance traditionnelle en optimisant les politiques de soutien dans les secteurs agricoles; le fer et militaire et agir selon les prérogatives de la puissance publique. Mais cette approche peut être un facteur de hausse de la corruption.

⁵⁰⁹ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 10.

⁵¹⁰ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p.11.

Section II : Les difficultés juridiques

Après l'examen des obstacles non juridiques à l'investissement en Iran, il faut aussi considérer les obstacles juridiques. Comme on le verra, les textes juridiques⁵¹¹ ont imposé des restrictions aux investissements. Ces restrictions s'expliquent par plusieurs raisons y compris les expériences d'échec par le passé et les incertitudes du législateur.

Paragraphe I : La Constitution et ses effets sur les investissements étrangers

A : Les articles de la Constitution concernant les investissements étrangers

1 : L'article 44 de la Constitution

« Le système économique de la République islamique d'Iran est fondé sur trois secteurs, gouvernemental, coopératif et privé, basé sur une planification systématique et correcte. Le secteur gouvernemental comprend toutes les grandes industries, les industries mères, le commerce extérieur, les grandes mines, la banque, les assurances, la production d'énergie, les barrages et les réseaux d'irrigation à grande échelle, la radio et la télévision, la poste, le télégraphe et le téléphone, l'aviation, la navigation, les chemins de fer, etc. qui sont à la disposition du gouvernement comme possessions publiques. [...] Le secteur privé est constitué des activités que sont l'agriculture, l'élevage, l'industrie, le commerce et des services qui complètent les activités économiques

⁵¹¹ La Constitution, les lois d'investissements et les autres lois.

gouvernementales et coopératives. La propriété dans ces trois parties sera protégée par la loi de la République islamique dans la mesure où cette propriété est en conformité avec les autres articles de ce chapitre, avec les lois de l'Islam, qu'elle va dans le sens du développement économique du pays et qu'elle ne nuit pas à la société. Le détail des règlements, la portée et les conditions des trois sections seront déterminés par la loi. »

Selon cet article, le système économique est divisé en trois secteurs, gouvernemental, coopératif et privé, et comme il est exigé dans l'article, la majorité des grandes industries relève du secteur gouvernemental, ce que certains ont considéré comme un obstacle notable à l'essor économique et au système du capital en Iran.⁵¹²

De même, selon cet article, le secteur du pétrole et du gaz fait partie des grandes industries. Il est exclusivement mis à la disposition du secteur gouvernemental et le secteur privé n'aura pas la possibilité d'exercer une activité ou d'investir dans ce domaine. C'est pour cela que plusieurs experts ont dit que l'article 44 était l'obstacle légal le plus important à l'obtention d'investissements étrangers.⁵¹³

En effet, l'intervention omnipotente du gouvernement comme acteur entraîne la corruption et l'affaiblit dans son rôle principal qui est de déterminer des politiques et de gouverner. Elle l'empêche également de mettre en place une surveillance efficace pour augmenter la capacité et la sécurité du marché par des politiques et des lois financières et bancaires. C'est là le rôle que les gouvernements des pays industriels tentent de jouer⁵¹⁴. Cette faiblesse suscite une situation d'incertitude pour l'investisseur qui ne peut pas prendre de décisions appropriées. Par conséquent, si un investisseur – admettant tous les risques – investit dans un secteur productif, il sera finalement condamné à l'échec en raison de la faiblesse de la politique du gouvernement envers le secteur privé.⁵¹⁵

⁵¹² ZEHI Nagiavec d'autres, d'investissement et des méthodes financement étrangère, Assistance économique de l'organisation des affaires économiques de l'Azerbaïdjan oriental, première édition, 2005.

⁵¹³ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 11.

⁵¹⁴ MERVILLE Anne-Dominique, « *Droit des marchés financiers* », Gualino editeur, EJA, Paris – 2006- p. 16.

⁵¹⁵ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.* ; BASIRI

Néanmoins, la difficulté ne réside pas seulement dans le fait que le gouvernement soit l'acteur le plus important de l'économie mais aussi dans le fait qu'il joue le rôle d'un grand consommateur. Alors, ce phénomène engendre une situation tout à fait originale en ce sens que le secteur privé sera toujours en rivalité avec le gouvernement qui joue de ses prérogatives. La concurrence apparaît donc forcément comme déloyale.⁵¹⁶ Mais les statistiques montrent que la rentabilité des capitaux gouvernementaux⁵¹⁷ est très faible, surtout s'agissant de l'intérêt bancaire et de la profitabilité des activités économiques (des services et du commerce) du secteur privé.⁵¹⁸

Dans ce domaine, certains experts ont dit que pour créer un système convenable d'investissement, le gouvernement doit éviter de trop intervenir dans les divers secteurs et il doit préparer les conditions nécessaires pour que les commerçants puissent mener leurs activités à bien.⁵¹⁹

2 : L'article 81 de la Constitution

« Donner une concession aux étrangers pour la constitution de sociétés et d'institutions dans les affaires commerciales, industrielles, agricoles, minières et des services est absolument interdit. »

Malgré le fait que le lendemain du vote de cet article de la Constitution, et pour résoudre les difficultés dans le domaine de l'investissement étranger, certains essais ont été tentés⁵²⁰ et des juristes ont essayé de faire des commentaires conformes à la coutume,⁵²¹

Jamshid, *op. cit.*, p. 1.

⁵¹⁶ Même plusieurs pensent que la présence (l'ingérence) du gouvernement en économie est si vaste et grande que l'on ne peut pas même dire qu'il y a un secteur privé indépendant et robuste en Iran. DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 11.

⁵¹⁷ Dans les sociétés, les organisations et des usines gouvernementales ou affiliés au gouvernement.

⁵¹⁸ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farhid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 10.

⁵¹⁹ IMAM Farhad, « *le droit des investissements étrangers en Iran* », publié par Yalda, première édition, Téhéran, 1994, deuxième partie, la section III, à partir de p. 150.

⁵²⁰ En 1981 le Premier ministre de l'époque demanda l'interprétation du Conseil des gardiens sur cette matière ; Pour en savoir plus, voir les commentaires du Conseil des Gardiens, le Centre de recherche du Conseil des gardiens, première édition 1381, pp. 42-43.

⁵²¹ HASHEMI Seyed Mahmoud, « *Le droit constitutionnel de la République islamique d'Iran* », Volume

il y a néanmoins eu jusqu'à présent beaucoup de problèmes liés à la coopération des sociétés étrangères en Iran⁵²².

Mais trois décennies après la Révolution de 1979 qui a permis de lever les inquiétudes à propos de l'indépendance du pays, ce dernier a besoin de se développer et d'attirer les investissements étrangers ; le besoin de réviser cet article se fait donc sentir. Un juriste, prenant appui sur les législations précédentes et les expériences passées (y compris la Constitution de la Révolution de 1908⁵²³ et le projet de Constitution de la République islamique⁵²⁴), a proposé cette modification *a minima* : le gouvernement ne peut, sans approbation du Conseil des ministres et avis du Parlement, donner la concession des sociétés et des institutions publiques dans les affaires commerciales ni en octroyer dans les affaires industrielles, agricoles et minières.⁵²⁵

Il faut toutefois admettre que le législateur a voté la loi autorisant l'enregistrement de la succursale ou de la représentation des compagnies étrangères le 12 novembre 1997 et, conformément à son article unique, les compagnies étrangères qui ont une existence légale dans leur propre pays, à condition de réciprocité et de demeurer dans la légalité en Iran et de respecter les domaines d'activité déterminés par le gouvernement de la République islamique, peuvent être enregistrées.⁵²⁶

II, publié par le Mizan, Téhéran, 2007.

⁵²² On rappelle que la raison d'approbation de cet article aussi était les expériences de l'Iran envers les contrats de concession tels que le contrat d'Arcy et le contrat 1933.

⁵²³ L'article 23 de la Constitution du régime créée par la révolution 1908 (appelé « Mashroutiat ») avait décrété: sans approuver par le conseil national, donner la concession à la compagnie et aux compagnies publiques de n'importe quelle sorte et sous n'importe quel prétexte par le gouvernement sera interdit. Et l'article 24 de cette loi prévoyait: « l'octroi des concessions (monopole) commerciale et industrielle et agricole etc. soit étranger ou domestique doit être approuvé par le parlement national. »

⁵²⁴ Donner des concessions aux compagnies et institutions publiques et l'octroi des concessions monopoles dans les affaires commerciales et industrielles et agricole et mines sans l'approbation du parlement est interdit.

⁵²⁵ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 146.

⁵²⁶ Cet exemple s'avère et démontre qu'en Iran il y a un précédent en matière d'adoption une loi qui est en divergence avec l'apparence de la constitution. De plus à côté de l'interprétation de l'article 44 il peut être un chemin pour les autres interprétations nécessaires dans le domaine d'investissement, soit par se référer aux pouvoirs du chef suprême dans l'article 110 (et d'autre organisation juridique) soit par référer au principe du « Velayat-e faqih ».

3 : L'article 139 de la Constitution

« Le règlement des revendications relatives aux biens publics et propriétés de l'Etat ou le renvoi à l'arbitrage sont dans tous les cas tributaires de l'approbation du Conseil des ministres et le Parlement doit être informé de ces questions. Dans les cas où une partie est étrangère, ainsi que dans les cas importants qui sont purement internes, l'approbation du Parlement doit également être obtenue. Les cas importants sont déterminés par la loi. »

Le gouvernement et les organismes gouvernementaux, sur le renvoi de leur demande à l'arbitrage, d'après la Constitution, doivent avoir l'approbation du Parlement en plus de celle du Conseil des ministres, ce qui démontre, pour les rédacteurs de la Constitution, l'importance de la compétence et de la juridiction des tribunaux domestiques en Iran pour traiter des différends d'Etat. Mais actuellement, il existe moins de contrats commerciaux internationaux dans lesquels l'arbitrage n'est pas stipulé ; en effet, les investisseurs étrangers préfèrent le recours à l'arbitrage, qui leur paraît être une autorité impartiale, plutôt que celui aux lois et tribunaux nationaux.⁵²⁷

Il faut dire que premièrement, cet article ne nie pas le principe de renvoi à l'arbitrage malgré le fait que le processus prévu soit long. Deuxièmement, selon la loi d'Arbitrage commercial international de 1997 et le chapitre 7 de la loi de la Procédure civile de 2000, les plus grandes difficultés émanant de l'article 139 furent oubliées et on peut dire qu'il n'y a pas de problème notable à cet égard. Cependant l'absence d'adhésion de l'Iran aux centres internationaux de règlement des différends ainsi que l'article 19 de la loi de la Protection et de la promotion des investissements étrangers⁵²⁸ démontrent bien que le

⁵²⁷ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 146.

⁵²⁸ Cet article indique la compétence des tribunaux judiciaires domestiques sauf au cas de conclusion d'un accord entre l'investisseur étranger et la partie iranienne qui a besoin des formalités.

chemin est long pour avoir une transparence parfaite dans ce domaine et attirer la confiance des investisseurs étrangers.⁵²⁹

On doit ajouter que dans le secteur du pétrole et du gaz, par exemple dans les contrats conclus avec Total, le gouvernement accepte la clause compromissaire en général. Mais, l'existence des formalités et certaines incertitudes persistent encore.⁵³⁰

B : Les effets de la Constitution sur les investissements étrangers

La Constitution, texte juridique le plus important du pays, joue un rôle essentiel dans l'état actuel de l'investissement étranger. En effet, la position de la Constitution à l'égard de l'investissement étranger a donné lieu à certaines ambiguïtés, problèmes et lacunes.

Par exemple, les stratégies qui sont adoptées par le gouvernement et, dans certains cas, traduites comme la loi et les règlements doivent avoir une stabilité relative et durable. Malheureusement, les législations économiques ne sont pas adoptées selon les indices requis. Elles sont adoptées en fonction de visions politiques et des crises périodiques. Tout comme dans leur procédure d'élaboration, le législateur n'a en effet pas tenu compte de tous les aspects culturels, sociaux et économiques. Par conséquent, les lois ne suivent pas une stratégie unique et lisible. D'autre part, des changements répétés dans les lois et les règlements ont le pire des impacts sur la sécurité économique du pays⁵³¹. Ainsi, l'existence des centres quasi législatifs tels que le Conseil de la monnaie et du crédit, le Conseil de l'économie ainsi que d'autres et les organisations légales qui résultent d'approbations diverses aggravent l'instabilité des lois. Le pire est que ces approbations

⁵²⁹ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 11.

⁵³⁰ Certains pensent, bien que les contrats Buy-back d'Iran permettent d'utiliser de l'arbitrage, mais ils ne déterminent pas si la surveillance internationale dans ce domaine est accepté ou pas. Egalement, cette question reste si renvoi à l'arbitrage international serait conforme aux lois islamiques ou pas. Si le résultat d'arbitrage ne sont pas conformes aux lois qu'est-ce qu'il y aura? Et il y aura les autres questions de ce genre. BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*

⁵³¹ Ce problème se trouve dans les autres pays pétrolier aussi. Par exemple voir Otman W.A., *Appraising the Libyan Petroleum Agreements: A Comparative Analysis of Risk Factors & An Evaluation of their Effectiveness*, OGEL, Vol. 5 - issue 4, November 2007, p. 3.

divergentes ont été prises dans certains cas par des personnes n'étant pas expertes et pour des motivations politiques.⁵³²

Un autre problème par rapport aux lois est le temps d'adaptation. Par exemple, la Constitution et certaines lois ont été votées pendant la première décennie de la Révolution et donc dans l'atmosphère révolutionnaire⁵³³. Par conséquent, elles ne peuvent pas répondre aux besoins d'aujourd'hui. Par exemple, dans la loi sur le Travail adoptée en 1989, les salaires des ouvriers ont été augmentés, ce qui a induit des conditions difficiles pour les industriels et les producteurs.⁵³⁴

Ainsi, certaines lois, comme celle sur le Travail et celle sur la Sécurité sociale, sont des obstacles juridiques notables. Le nombre de jours fériés, le fait pour l'employeur de devoir payer vingt pour cent de l'assurance de ses employés ce qui fait monter le prix des marchandises et les relations entre ouvriers et employeur font partie des obstacles juridiques qui n'existent dans aucun pays de l'Asie du sud ; ce sont donc les concurrents de l'Iran qui absorbent les capitaux étrangers. La faiblesse du soutien des droits de la propriété intellectuelle⁵³⁵ doit être ajoutée à cette liste.⁵³⁶

Malgré le fait que le Parlement iranien ait essayé en 2002 de lever de nombreuses restrictions et de faciliter les conditions d'investissement étranger dans le pays par l'adaptation de la loi de l'Attraction et de la protection de l'investissement étranger, dans la même loi, de nouvelles restrictions étaient établies pour de telles activités. On peut se référer au plafond fixé aux investissements étrangers dans divers secteurs économiques. Cette loi cantonne les investissements étrangers à une part déterminée dans les divers

⁵³² Un exemple du changement répétitif des lois concerne les lois relatives au marché du capital. L'intervention des diverses institutions et le défaut de clarté de la loi font pervertir et tromper l'investisseur étranger et peuvent enfin le faire s'éloigner de l'investissement en Iran. Pour en savoir plus voir: SOHRABI Leila, *op. cit.*, pp. 83-112.

⁵³³ Comme les articles 44 et 139.

⁵³⁴ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.* ; DARINI Mahdi, *op. cit.*, p. 2.

⁵³⁵ Bien que l'Iran est un membre de l'Union de Paris depuis 1993, et d'après ce pacte, non seulement les gouvernements membres mais aussi les activités sur les territoires souverains de ces pays seront sauvegardés par les lois regissant la propriété intellectuelle, mais le manque de poursuite et de défense de l'abrogation des droits de la propriété intellectuelle y compris les marques commerciales et industrielles est l'origine d'un pessimisme des investisseurs étrangers à propos de l'Iran.

⁵³⁶ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 11.

secteurs économiques.⁵³⁷ Il semble que, même si l'on pouvait résoudre certains problèmes, conformément aux lois et articles de la Constitution, il existerait encore d'autres obstacles juridiques⁵³⁸ que nous allons évoquer ci-après.

1 : L'absence d'une stratégie appropriée et d'un centre de décision dans le domaine économique

Actuellement, les institutions et les organismes qui sont actifs dans le secteur économique du pays ne sont pas un groupe homogène. En effet, les complexités de la structure administrative et le manque d'organisation ou d'institution particulière pour attirer les investissements étrangers sont l'un des obstacles et défauts importants pour attirer ces investissements.⁵³⁹ Selon les informations récoltées par des études et des estimations, plus de cinquante institutions gouvernementales de divers degrés sont actives dans les affaires économiques telles que la planification, la surveillance, l'exécution et la production des statistiques et des informations. L'absence d'une stratégie et d'un programme global d'investissement qui permettraient d'orienter les investisseurs a abouti à un des grands problèmes de l'économie du pays, à savoir le développement du secteur des services et des activités non-productives dans des formes diverses. En effet, premièrement les secteurs des services et du commerce ne partagent pas une stratégie commune avec le secteur des activités économiques productives. Deuxièmement on peut s'apercevoir que ce sont là deux catégories rivales du secteur économique qui cherchent chacune à attirer les capitaux. L'une des raisons qui expliquerait ce problème est la possibilité pour le secteur des services d'avoir une plus grande marge de profit par rapport aux autres secteurs⁵⁴⁰ et pour résoudre ce problème, on a besoin d'une stratégie déterminée.

⁵³⁷ BASIRI Jamshid, *op. cit.*, p. 2.

⁵³⁸ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

⁵³⁹ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 11.

⁵⁴⁰ DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, p. 12.

2 : La complexité de la notion de sécurité selon la nature de l'activité concernée : production et distribution

En définissant le concept de « sécurité » en droit des affaires économiques, deux domaines du commerce doivent ici retenir notre attention. La production d'une part et de l'autre, la distribution. La sécurité dans la distribution fait l'objet de plus de discussions. A propos de la distribution, on pourrait dire que la sécurité économique s'entend au sens de garantie de revenu minimum pour les individus. Alors que l'activité de production en elle-même se caractérise par la culture de la propriété. Quand on parle de la sécurité dans la production ou dans l'investissement, on utilise un concept différent de celui de la sécurité dans la distribution. En effet, la garantie d'un rendement minimum pour les producteurs et les investisseurs n'a pas le sens de la sécurité économique dans le domaine de la production ; ce concept de la sécurité de l'investissement s'entend dans le sens d'une généralisation du concept de la distribution au domaine de la production. La sécurité de l'investissement, c'est la stabilité des lois et des règlements et leur invariabilité. La production est le domaine de la concurrence des producteurs où chacun peut perdre. Donc, on peut dire qu'il y a sécurité de l'investissement quand les personnes s'assurent que leurs décisions, dans le domaine de la production, auront des conséquences bien définies et prévisibles, et il faut créer cette certitude pour les investisseurs.⁵⁴¹ Ce qui a été souvent négligé en Iran.

Paragraphe II : Les autres lois relatives aux investissements étrangers

A : Les lois relatives à l'activité pétrolière

⁵⁴¹ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 11.

1 : La loi sur le Pétrole de 1974

L'article 19 de cette loi souligne que la propriété du pétrole revient à la compagnie pétrolière nationale d'Iran :

« Le pétrole produit à partir des ressources pétrolières d'Iran restera en la possession de la compagnie pétrolière nationale d'Iran et la compagnie mentionnée ne peut pas transférer une partie du pétrole tant qu'elle n'a pas commencé à exploiter une autre partie. »

Au paragraphe 1 de l'article 3 de cette loi, il est également prévu que :

« Les ressources pétrolières et l'industrie iranienne du pétrole sont nationales et l'exercice du droit de souveraineté de la nation iranienne sur les ressources pétrolières dans le domaine de l'exploitation, du développement, de la production, de l'utilisation et de la distribution du pétrole dans le pays entier et le territoire continental est exclusivement à la charge de la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui agira directement ou par l'intermédiaire de ses représentations et de ses entrepreneurs. »

Selon les termes de cette loi, la compagnie nationale peut exercer les activités mentionnées ci-dessus directement ou par le biais de contrats et/ou par l'intermédiaire d'entrepreneurs. Ainsi les sociétés étrangères pouvaient agir en qualité d'entrepreneur pour le compte de la compagnie nationale (et non en tant que partenaire). En conclusion, toute stipulation contraire dans un contrat était interdite.⁵⁴²

Dans la même loi, d'autres restrictions ont été prévues et mentionnées. Par exemple, il n'était pas possible de vendre plus de cinquante pour cent du pétrole découvert à l'entrepreneur afin de rembourser ses dépenses, ni en plus de quinze ans.⁵⁴³ Ainsi, afin de

⁵⁴² SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199-206.

⁵⁴³ Paragraphe 1 de l'article 12 prévoit : après que la commercialisation du champ découvert selon les

recruter des étrangers, différentes conditions avaient été prises en considération puis prévues.⁵⁴⁴

Cette loi fut abrogée explicitement par la loi de l'Amendement⁵⁴⁵ concernant le pétrole et votée en 2011.

2 : La loi sur le Pétrole de 1987

L'article 2 de cette loi dispose que :

« Les ressources pétrolières font partie de l'« Anfal⁵⁴⁶ » et des biens publics et, selon l'article 45 de la Constitution, sont à la disposition du gouvernement islamique et toutes les installations, investissements et équipements rendus, à l'intérieur du pays ou à l'étranger par le ministère du Pétrole et les filiales iraniennes seront à la disposition du gouvernement islamique. »

L'article 6 insiste également :

« L'ensemble des investissements sont proposés selon le budget des unités opérationnelles par le ministère du Pétrole et insérés dans le budget général du pays à la suite de

règlements à spécifier dans le contrat de l'entrepreneur aurait réalisé le contrat de la vente entre la NIOC et la partie du contrat sera conclu. La partie au contrat aura le droit d'acheter une part du pétrole du champs découvert dès la date de début de la production commerciale sous les termes et conditions prévues dans le contrat de vente pendant une durée ne dépassant pas quinze ans en revanche de la garantie de la sureté des dépense des opérations du développement à sa charge (s'il y a la sureté de ces coûts à la charge de la partie du contrat)

Le pétrole qui sera vendu en vertu des règlements de cet article à la partie du contrat ne dépassera les 50 pour cent du pétrole produit dans le champ découvert.

⁵⁴⁴ L'article 20.

⁵⁴⁵ Il faut noter que dans le système juridique iranien, même pour adopter un amendement législatif, il est nécessaire de déposer un projet de loi relatif audit amendement.

⁵⁴⁶ C'est une terminologie dans le fiqh (Jurisprudence islamique), dans la Constitution iranienne, on peut dire qu'il est un synonyme pour les biens publics.

l'approbation par l'assemblée générale. Aucun investissement étranger dans ces opérations ne sera permis. »

Ainsi, les restrictions apportées par les dispositions de la nouvelle loi réglementant les investissements sont plus importantes que la loi précédente. Ces restrictions peuvent être qualifiées d'absolues. Cette évolution peut s'interpréter comme une réaction à la guerre contre l'Irak.⁵⁴⁷

3 : La loi de réforme de 2011

L'article 2 de cette loi, conformément aux lois précédentes et à la Constitution, déclare le pétrole possession du gouvernement islamique.

« Toutes les ressources pétrolières font partie de l'« Anfal » ou des biens publics. Le droit de souveraineté et la possession publique sur les ressources mentionnées seront à la charge du ministère du Pétrole agissant pour le gouvernement islamique. »

Dans cette loi aussi, le seul contrat à être autorisé est le contrat de type Buy-back.⁵⁴⁸ En vertu de son article 9, la loi sur le Pétrole de 1974 est explicitement abrogée.

B : Les lois sur l'investissement

Après cette explication sur l'investissement étranger à travers les articles de la Constitution et les lois sur le Pétrole, il faut étudier les autres lois dans le domaine de l'investissement étranger. De ce point de vue, nous examinerons les lois budgétaires et les lois des plans de développement puis la loi sur la Protection et la promotion des investissements étrangers et son règlement exécutif.

⁵⁴⁷ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, op. cit., pp. 6-9.

⁵⁴⁸ L'article 7.

1 : Les lois budgétaires et les lois relatives aux programmes de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran

a : La loi budgétaire de 1994

Le premier secteur du paragraphe B de la note 29 de l'article unique de la loi budgétaire de 1994 prévoit :

« Afin d'augmenter la capacité du pays dans les domaines de la production de pétrole brut, de gaz naturel et des produits pétroliers, la compagnie pétrolière nationale d'Iran sera en mesure de conclure les contrats requis, de type Buy-back, avec les compagnies étrangères compétentes et avec l'approbation du Conseil des ministres. La condition devant être remplie est le remboursement partiel annuel d'un même montant chaque année relatif à l'investissement et aux dépenses liées à l'exploitation du projet – pour Assaluyeh au minimum de cinq ans et pour les projets des champs de gaz de North et South Pars au minimum de dix ans – par la vente des produits de ces projets au prix du jour et sans aucun engagement pour l'Etat ou la Banque centrale de la République islamique d'Iran ou les autres banques du pays. Les contrats mentionnés doivent être conclus de telle manière que les sociétés étrangères s'engagent au transfert technique et à la formation des ressources humaines en utilisant le potentiel du pays dans les domaines du design, du dessin, de l'ingénierie, de la fabrication et de l'installation de l'équipement et de la machinerie. »

Cette loi est considérée en Iran comme la première établissant les contrats Buy-back dans le pays. Certaines obligations, dans cette loi, se réfèrent au domaine du transfert de

technologie et à l'emploi du potentiel maximum du pays dans divers domaines et se retrouvent dans les contrats pétroliers d'autres pays aussi⁵⁴⁹. Ils ne sont alors pas considérés comme un obstacle pour les investisseurs.⁵⁵⁰ Néanmoins, certains éléments de cette loi ont créé des restrictions aux investissements étrangers.

L'un des plus grands obstacles, dans cette loi, c'est que les contrats Buy-back ont été considérés comme le seul type contractuel autorisé ; les autres types de contrats tels que les contrats de partage de production ont donc été implicitement interdits. Il faut également noter que la courte période déterminée de ces contrats, en comparaison avec les autres contrats pétroliers, est critiquée par les experts⁵⁵¹ et particulièrement par les sociétés pétrolières. Nous expliciterons ce point ultérieurement.

Les lois budgétaires des années suivantes vont mettre l'accent sur les contrats Buy-back et sur leurs conditions.

b : La loi du quatrième programme de développement (2005-2009)

L'article 14 de la loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran a déterminé des conditions de l'investissement dans l'industrie du pétrole. Dans cet article, les contrats Buy-back sont les seuls types contractuels mentionnés⁵⁵². On peut donc conclure qu'il y a une interdiction des autres modèles contractuels. Ainsi en mentionnant les huit conditions, il est impossible, en pratique, d'utiliser d'autres types contractuels.

Le texte de l'article est le suivant :

⁵⁴⁹ Par exemple dans les contrats partage de production de la Russie. STERN S., *Russia's Production Sharing Contract Regime*, OGEL, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

⁵⁵⁰ Ils sont prévus avant de cette loi dans la loi du budget de 1993. Ainsi, la prohibition de la création de l'obligation pour la Banque centrale et pour d'autres banques pouvaient être considéré comme un obstacle sévère au début parce que d'après cette loi, Banque centrale ou n'importe quelle autre banque n'auraient pas intitulés ni autorisé ni soumis aux autres droits de la garantie des obligations de la compagnie pétrolière nationale, mais, l'antécédent de la compagnie nationale et l'expérience des contrats Buy-back ont diminué ce problème presque suffisamment.

⁵⁵¹ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

⁵⁵² Le paragraphe II de la partie C du programme du développement économique, social et culturel a été rédigé aussi dans cette manière.

- A) Le gouvernement s'oblige à soumettre les projets de contrats Buy-back aux institutions prévues à l'article 160 de cette loi et aussi aux organisations publiques non-gouvernementales, dans les projets de budget annuel au Parlement.
- B) Afin d'augmenter la capacité de production de pétrole et de maintenir et de promouvoir le quota de l'Iran dans la production de l'OPEP, le gouvernement doit encourager et favoriser l'obtention de capitaux et de ressources étrangères pour les activités «upstream» du pétrole et du gaz, particulièrement dans les champs communs, les projets d'exploitation du pays, l'assurance du maintien et de la préservation en accroissant le coefficient du recouvrement des réservoirs de pétrole et de gaz du pays, le transfert et l'utilisation des nouvelles technologies dans le développement et l'exploitation des champs pétroliers et de gaz et la possibilité d'utiliser diverses méthodes contractuelles internationales. La compagnie pétrolière nationale d'Iran est autorisée à conclure des contrats d'exploration et de développement des champs jusqu'au plafond de la production supplémentaire (surplus) prévu [...] grâce à un financement par des parties étrangères ou des compagnies locales compétentes adapté aux conditions de chaque champ [...].

La suite de cet article conditionne la conclusion de contrats à huit conditions⁵⁵³. Dans le prochain chapitre, nous reviendrons largement sur ces conditions. Nous montrerons que

⁵⁵³ Les conditions sont les suivantes :

La préservation de la souveraineté et exercer les possessions de gouvernement, sur les ressources du pétrole et le gaz du pays.

Sans garantie des obligations créées de part du gouvernement, par la Banque centrale d'Iran et des banques gouvernementales.

La garantie du re-paiement de l'original du capital (capex), les frais et ou le profit, le risque et les coûts de fournir des ressources fiscales et d'autres dépenses annexes engendrées par l'exécution du projet, pour allouer une partie des produits du champ ou ses revenus sur la base du prix de jour de la vente du produit.

L'acceptation des risques du défaut d'accès aux buts contractuels, le caractère non-commerciale du

le respect de celles-ci conduit à établir le contrat Buy-back comme seul modèle contractuel.

2 : La loi de 2002 relative à la Protection et à la promotion des investissements étrangers

Lorsque l'on veut attirer des ressources financières, les deux parties sont toujours dans une relation mutuelle. La relation entre le pays qui veut attirer le capital et l'investisseur étranger est soumise à divers facteurs, en particulier aux lois et réglementations du pays dans le domaine de l'investissement étranger, qui déterminent le cadre légal de ce processus. Elles sont considérées comme l'un des facteurs les plus importants ayant un effet sur cette transaction. Évidemment, un pays dont les lois et réglementations concernant les investissements étrangers ont déterminé des règles et des obligations équilibrées et logiques sera plus favorable aux investisseurs étrangers. Il est donc nécessaire d'étudier ces règles et leurs évolutions.

La loi actuelle intitulée loi de la Protection et de la promotion des investissements étrangers a été approuvée en 25 articles et 11 notes et votée en mars 2001 par le Parlement d'Iran qui a remplacé la loi sur l'Attraction et la protection de l'investissement étranger adoptée en 1955.

D'abord nous allons étudier la loi de 1955 et puis nous examinerons la loi actuelle car, comme on le verra dans quelques cas, l'ancienne loi avait créé des conditions plus

champ et ou l'insuffisance du produit du champ pour amortir des obligations fiscales créées, par la partie du contrat.

Déterminer le taux de retour sur investissement pour la partie au contrat, proportionnée avec les conditions de chaque projet en permettant de créer la motivation afin d'employer les méthodes optimales dans l'exploration, le développement et l'exploitation.

La garantie d'enlèvement optimale des réservoirs du pétrole et du gaz pendant la période du contrat
Le maximum usage de la puissance technique et d'ingénierie, de production, industriel et exécutif du pays sur la base de la loi d'usage maximum du potentiel technique, et l'ingénierie, production et industriel et exécutif du pays en l'exécution des projets et créer des facilités afin d'exporter des services approuvé le 3 mars 1997.

Respecter les réglementations et des législations environnementales.

favorables pour l'investisseur étranger ; cependant elle avait aussi certains défauts qui ont été retirés de la nouvelle loi.

a : La loi de l'Attraction et de la protection des investissements étrangers de 1955

Le premier document légal dans le domaine du système des investissements étrangers est la loi de l'Attraction et de la protection de l'investissement étranger de 1955. Cette loi a été écrite brièvement en sept articles. Contrairement à l'usage d'aujourd'hui, elle ne définissait pas, au début du texte, l'investisseur et l'investissement étrangers.

Parmi ses particularités, on peut mentionner les éléments suivants :⁵⁵⁴

- L'article 1 disposait que seules les personnes, les compagnies et les institutions privées étrangères étaient autorisées à investir en Iran, sans mentionner de personnages publics étrangers. Quant à la forme du capital, hormis l'investissement en espèces, les autres formes d'investissements les plus marquantes étaient mentionnées telles que l'outillage.
- La particularité que l'on peut observer dans cette loi est que, dans l'article 3, tous les capitaux étrangers importés en Iran étaient assujettis à la protection du gouvernement, et tous les droits, exonérations et facilités des agences domestiques étaient applicables également pour les capitaux étrangers.
- Selon cette loi, aucune limitation ni plafond n'étaient prévus pour les investissements étrangers.

A côté des conditions faciles d'entrée du capital, des traitements restrictifs étaient pris aussi envers l'investisseur étranger notamment :

- Conformément à la note 2 de l'article 3, les personnes, les compagnies et les instituts privés mentionnés dans l'article 1 n'avaient pas le droit de transférer leurs

⁵⁵⁴ SOHRABI Leila, *op. cit.*, pp. 84-112.

parts, leurs intérêts et leurs droits à leur propre gouvernement ni à d'autres⁵⁵⁵.

- L'autre restriction que l'on peut mentionner est l'article 5 de cette loi qui prévoit que la sortie du capital principal et de ses intérêts était possible seulement selon des formalités particulières et après avoir obtenu le permis d'un conseil qui était mentionné dans la loi.

Ainsi dans cette loi; un silence était fait sur l'autorité de règlement des différends et le principe de comportement réciproque était mis en exergue.⁵⁵⁶

Le règlement de cette loi a été adopté le 9 novembre 1956. L'un des bénéficiaires de ce règlement est que, dans la note 2 de l'article 1, le terme « développement »⁵⁵⁷ – qui est l'un des buts de l'investissement étranger – a été parfaitement défini et il semble que l'on doive utiliser cette définition pour interpréter l'objectif du législateur dans l'article 2 de la loi sur la Promotion et la protection de l'investissement étranger votée en 2001. Dans ce règlement comme dans la loi de 1955, aucune limitation n'a pas été déterminée à propos du plafond de l'investissement étranger.

Il faut dire que la particularité principale de la loi sur la Promotion et la protection de l'investissement étranger était l'importance du rôle attribué à l'autorité exécutive de la loi. Car, tous les leviers économiques étaient dans les mains d'un conseil qui se composait des assistants des ministres, des gouverneurs généraux des organismes économiques, industriels et minéraux, du député de la Chambre du commerce, des industries et des mines d'Iran (représentant du secteur privé) et ainsi, une composition efficace avait été créée.⁵⁵⁸

L'un des défauts de cette loi était que les personnes physiques et morales iraniennes disposant de capitaux d'origine étrangère n'étaient pas considérées comme des investisseurs. Une grande partie des investisseurs n'était donc pas bénéficiaire de la

⁵⁵⁵ La raison de cette emphase était l'expérience de l'industrie du pétrole par rapport de la compagnie du pétrole Irano-anglaise qui, pendant ces années là la plupart de ses parts étaient confiés au gouvernement britannique ni le secteur privé. Voir MOVAHHED Muhammad Ali, *op. cit.*, p. 42.

⁵⁵⁶ MOVAHHED Muhammad Ali, *op. cit.*, p. 42.

⁵⁵⁷ En persan : عمران و آبادی /omran va abadi/

⁵⁵⁸ ANSARI Ahmad Reza, les capitaux physiques étrangers et ses moyens d'attirer, Département des affaires économiques de ministère des Affaires économiques, Téhéran, 1995.

protection de la loi. Mais aujourd'hui, la tendance législative des divers pays sur ce point est la non discrimination autant que possible entre les investisseurs domestique et étranger.⁵⁵⁹

b : La loi sur la Promotion et la protection des investissements étrangers

Cette loi a introduit des changements efficaces dans le domaine de l'investissement étranger. Par exemple, la présentation de définitions convenables sur l'investissement étranger, la création du centre des services des investissements étrangers qui remplace l'organisation de l'investissement⁵⁶⁰, des facilités économiques et techniques de la part de l'Iran afin de promouvoir et accélérer les affaires relatives aux investissements étrangers⁵⁶¹ et la sécurisation des investisseurs par la création d'obligations directes du gouvernement afin de reconnaître les droits des investisseurs étrangers. Par ailleurs, dans l'alinéa A de l'article 4 du règlement de cette loi, il a été prévu que les investisseurs étrangers puissent jouir d'une protection égale à celle des investisseurs domestiques et que le capital étranger soit garanti contre les nationalisations et les expropriations – dans ces cas de figure, l'investisseur étranger pourra recevoir une indemnité.

Néanmoins, cette loi a créé quelques restrictions pour les investisseurs étrangers⁵⁶² et c'est la raison pour laquelle elle est considérée comme un retour en arrière par certains⁵⁶³ et d'autres pensent qu'elle manque de la transparence⁵⁶⁴ requise pour garantir la sécurité de l'investissement.⁵⁶⁵

⁵⁵⁹ ERFANI Mahmoud, « *Droit du commerce International* », Volume V, publié par La Jungle, Téhéran, 2010.

⁵⁶⁰ L'article 16 de réglementation exécutive de la loi de la promotion et de la protection de l'investissement étranger

⁵⁶¹ Soit pour avant de l'autorisation soit pour après celle-ci.

⁵⁶² Par exemple, la limitation a l'égard de la montant de l'investissement selon l'alinéa « D » l'article 2 de la loi, et la nécessité de déclaration certains changements selon l'article 30 de réglementation exécutive de la loi mentionnée. Ainsi la préférence pour les tribunaux nationaux pour régler les différends conformément à l'article 19 de la loi.

⁵⁶³ ERFANI Mahmoud, *op. cit.*, p. 198.

⁵⁶⁴ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran invesring*, op cité. p. 15.

⁵⁶⁵ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

Mais l'importance de cette loi dans le domaine du pétrole et du gaz réside dans son article 3. Dans cet article, en plus des contrats Buy-back, un autre type de contrats d'investissement est mentionné. En effet, l'aliéna B de l'article 3 dispose que les investissements sous les conditions suivantes sont bénéficiaires des protections mentionnées dans la loi :

Les investissements étrangers se font dans tous les secteurs et dans le cadre des méthodes du partenariat civil, des contrats Buy-back et du partenariat public-privé (PPP)⁵⁶⁶. Dans ce cas, le retour sur investissement et les recettes résultent seulement de la performance économique du projet investi, sans la garantie du gouvernement, des banques ou des sociétés gouvernementales.

Certains pensent que l'utilisation du terme « partenariat civil » renvoie aux contrats similaires « joint-venture » et aux contrats de partenariat⁵⁶⁷ d'autant plus que dans l'aliéna B de l'article 3 du règlement exécutif, le même terme est mentionné à côté de celui de Buy-back. Quoiqu'il en soit, il ne faut pas oublier que, selon les conditions déterminées pour conclure des contrats d'investissement dans l'alinéa B de l'article 14 de la loi du quatrième programme de développement, la méthode contractuelle du partenariat de production n'a pas été autorisée par le législateur.⁵⁶⁸

Vu les résultats des recherches et l'effet notable de la sécurité de l'investissement sur la croissance économique, la nécessité de sécuriser l'investissement devient de plus en plus importante.

Section 3 : Les suggestions pour améliorer la sécurité des investisseurs

Comme la sécurité de l'investissement a un effet positif sur la croissance de l'économie de l'Iran et contribue ainsi à la progression de l'emploi et au développement économique,

⁵⁶⁶ Build–operate–transfer (BOT)

⁵⁶⁷ Voir SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 197.

⁵⁶⁸ Cependant appeler un autre contrat à côté des contrats Buy-back peut être efficace dans l'avenir et peut aboutir à l'interprétation selon laquelle, l'utilisation des autres types contractuels soient autorisés.

plusieurs experts⁵⁶⁹ ont fait les suggestions suivantes afin d'améliorer la sécurité de l'investissement en Iran.

A : La stabilité du gouvernement, des règles et des lois et la souveraineté de l'ordre et de la loi

- L'amélioration de la stabilité en matière juridique, législative et réglementaire entraînant ainsi une meilleure souveraineté de l'ordre et de la loi ;
- La coalition des partis politiques dans l'intérêt national ;
- L'accroissement du rôle du peuple et de la démocratie ;
- L'intégration des organismes et des systèmes parallèles et la centralisation de l'aménagement dans des objectifs économiques et sociaux ;
- La non-ingérence des volontés non-juridiques (politiques par exemple) dans les procès pour corruption économique ;
- Les efforts visant à accroître la vitesse, la précision, la transparence et la confiance du public dans l'impartialité des procédures judiciaires et des litiges entre les organismes gouvernementaux et le secteur privé.

B : La diminution de la corruption

- Embaucher les personnes selon leur capacités, assigner les responsabilités et la surveillance précise de la performance des organisations et des institutions gouvernementales ;
- Accroître les sanctions vis-à-vis des personnes impliquées dans la corruption dans

⁵⁶⁹ RAHBAR Farhad, MOZAFFARI KHAMENE Farshid, MOHAMMADI Shapur, *op. cit.*, p. 14. ; DARINI Mahdi, *op. cit.*, p. 2.

- les organismes gouvernementaux ;
- Etablir la transparence des lois et des mécanismes des affaires liées aux citoyens dans les organes gouvernementaux, s'orienter vers le gouvernement électronique dans le but d'accélérer les affaires et de diminuer le rôle du personnel humain afin d'éviter le favoritisme et l'exercice d'influences ;
 - Contrôler le phénomène de contrebande ;
 - Créer un système fiscal électronique afin d'accroître la surveillance et de diminuer les dépenses de transaction.

C : La révision de la performance politique et économique du gouvernement

- Réaliser les promesses économiques faites au peuple par le gouvernement ;
- Accélérer l'exécution des politiques générales de l'article 44 de la Constitution ;
- Contrôler l'inflation et la stabilité des prix de telle façon que les investisseurs puissent prévoir leurs dépenses et ainsi voir les risques liés à l'investissement diminuer ;
- Annuler les avantages exclusifs : faciliter l'octroi des licences pour les activités économiques pour toutes les classes de la population ;
- Corriger le système fiscal afin d'en améliorer la transparence ;
- Corriger les systèmes monétaire, bancaire et des devises et utiliser de façon optimale les ressources monétaires du pays ;
- Corriger la structure des zones libres de commerce afin d'accroître les exportations et de contrôler les importations ;
- Créer un programme déterminé et compréhensible d'investissement pour diriger les capitaux vers les projets qui en ont besoin ;

- Déterminer les stimulations nécessaires au transfert du savoir-faire et de la technologie ;
- Affirmer la responsabilité du gouvernement devant le peuple et expliquer à celui-ci les difficultés rencontrées afin de l'informer des activités et des contraintes du gouvernement ; dans ce domaine, les médias peuvent avoir un rôle clé ;
- Accroître la participation du peuple dans la prise de décisions importantes, économiques et politiques ;
- Respecter les contrats et les investissements du secteur privé et éviter d'exercer une influence gouvernementale sur ces contrats en évitant ainsi l'expropriation des biens du secteur privé ;
- Eviter les tensions entre les citoyens nationaux et étrangers ainsi que les tensions ethniques.

L'attention à ces suggestions et leur réalisation nécessitent une étude spécialisée et du temps mais aujourd'hui, comme nous l'avons expliqué, il existe certaines difficultés d'investissement dans le pays et dans le prochain chapitre, nous étudierons le rôle des contrats Buy-back dans le dépassement de ces difficultés.

Chapitre II : Les contrats Buy-back, une réponse à ces difficultés

Dans le présent chapitre nous allons voir comment malgré les difficultés existant dans le domaine de l'investissement en Iran et dans son industrie pétrolière, les contrats Buy-back ont pu surmonter ces obstacles pour ainsi se conformer au cadre juridique.

Il est nécessaire de rappeler que certains de ces problèmes et obstacles relatifs à l'investissement en Iran sont directement liés à des éléments non-contractuels comme par exemple les sanctions imposées par les Etats-Unis ou les Nations Unies, ou à des problèmes internes comme le défaut de maîtrise de l'inflation et enfin les mauvaises conditions de l'économie iranienne.

Ainsi, en considérant les problèmes sociaux, culturels et historiques,⁵⁷⁰ ce modèle était la seule option à l'époque de sa mise en place.⁵⁷¹ Car il se révélait être le seul à même de maintenir la souveraineté entière du gouvernement sur les ressources du pétrole et du gaz. Par conséquent ce modèle était la seule option satisfaisante au regard des citoyens.

A propos des obstacles politiques, les milieux influents et les partis politiques conservateurs s'intéressent aux contrats Buy-back contrairement aux contrats de partage de production⁵⁷².

C'est la raison pour laquelle les contrats Buy-back ont été modelés de telle façon que ces divers obstacles soient surmontés tout en restant dans le cadre fixé par le législateur et du point de vue international, il faut admettre que ces contrats ont réussi à attirer les compagnies pétrolières internationales en Iran.⁵⁷³

Pour expliquer ces cas, on examinera les objectifs des contrats Buy-back – notamment attirer les investissements étrangers et l'attention sur le développement économique – puis la conformité de ces contrats avec les textes juridiques adoptés en Iran.

⁵⁷⁰ MOVAHHED Muhammad Ali, *op. cit.*, p. 42.

⁵⁷¹ La deuxième entrevue avec monsieur HOSSEINI ; Directeur du comité de révision des contrats pétroliers iraniens, 25 août 2014.

⁵⁷² BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, pp. 1-2.

⁵⁷³ Comme les sociétés Total, Eni, Statoil, JGC, Daelim.

Section 1 : Les objectifs des contrats Buy-back

Le but de tous les contrats de « counter-trade » est d'attirer du capital et des investissements dans le pays bénéficiaire ; à cet égard les contrats Buy-back ne font pas exception à la règle. Les pays en développement, en raison du manque de ressources financières et d'investissement, par la conclusion de ces accords, s'efforcent de réaliser de grands projets énergétiques qui soutiendront leur économie. Grâce à ses lois, notamment sa Constitution, l'Iran a utilisé des contrats Buy-back afin d'attirer les investissements étrangers, des contrats dans lesquels la souveraineté et la propriété de l'Etat sur matières primaires sont entièrement préservées.

Paragraphe 1 : Attirer les investissements étrangers pour satisfaire les intérêts du pays

Dans le passé, de nombreux pays en développement étaient réticents à accroître l'investissement direct étranger via les sociétés étrangères car ils croyaient que ces entreprises pénétraient sur leur marché pour piller leurs ressources, ce qui mettait en danger la souveraineté et l'indépendance nationales et aboutissait à une forte dépendance économique du pays.

Par exemple, l'expérience de l'industrie pétrolière iranienne au cours des dernières décennies et en particulier dans la première moitié du XX^e siècle, est remplie de souvenirs douloureux.⁵⁷⁴ Comme par exemple la conclusion de contrats de concession en nette faveur des Anglais qui ont contribué au coup d'Etat contre le gouvernement nationaliste de Mossadegh qui avait nationalisé l'industrie pétrolière.

Cependant, toutes ces considérations n'ont pas entamé la volonté des autorités politiques nationales, qui ont perçu dans ce modèle de contrats un garde-fou et aussi un moyen à la fois d'attirer les investissements étrangers, de préserver la sécurité nationale et d'accroître les capacités économiques.

⁵⁷⁴ M. Me., *op. cit.*, p. 10.

Aujourd'hui l'utilisation des fonds étrangers dans l'économie n'est pas en soi un signe de faiblesse et le niveau des investissements étrangers dans un pays est considéré comme un indicateur de la puissance économique et politique de celui-ci, car les créanciers et les investisseurs étrangers donnent des capitaux aux pays qui ont une relative stabilité économique et politique.⁵⁷⁵

L'une des méthodes courantes afin d'attirer des investissements étrangers est le financement intégral du projet par l'investisseur (sans qu'il s'agisse d'un emprunt fait à l'étranger⁵⁷⁶), projet à la réalisation duquel il participe. Il sera rétribué une fois que les retombées économiques dudit projet se concrétisent. C'est pourquoi dans ces méthodes, les investissements étrangers ne sont garantis ni par les banques du pays, ni par l'Etat ou le gouvernement. Mais ce dernier facilitera le remboursement du capital et des intérêts de l'investisseur étranger. Les contrats Buy-back sont aussi l'un des types d'investissement et de financement ne passant pas par un emprunt étranger. Car dans ces contrats la responsabilité du financement du projet est à la charge de la société étrangère et ses dépenses seront remboursées par la vente des produits issus du projet. Donc au moment de conclure ces contrats, aucun budget n'est prévu dans la loi budgétaire annuelle et aucune banque, y compris la Banque centrale, ne garantit le rendement du capital. De cette façon, l'Etat voit ces champs pétroliers être explorés et développés sans l'utilisation de ses fonds et ressources financières.⁵⁷⁷

⁵⁷⁵ GHASEMI Saman, les Méthodes de financement et d'investissement étranger des projets, l'Organisation de l'investissement et de l'aide économique et technique d'Iran, 2004, consultable sur le site http://www.civilica.com/Paper-IPMC01-IPMC01_010.html

C'est la raison pour laquelle, les institutions financières internationales et de nombreuses institutions spécialisées dans le monde, analysent constamment la situation économique et politique des pays enclin à recevoir des capitaux étrangers des différents pays du point de vue économique et politique afin de diriger les créanciers et les investisseurs vers les pays les plus sûrs. RAHBAR Farhad, *op. cit.*, pp. 111-138.

⁵⁷⁶ Il semble que c'est le meilleur moyen à la fois de sauvegarder les intérêts de l'Etat d'accueil et permettre à l'investisseur étranger d'avoir des garanties si le projet venait à aboutir. En droit public français des contrats, cela s'appelle le contrat d'affermage.

⁵⁷⁷ Il faut noter qu'il y a une différence importante entre les contrats Buy-back iraniens et les contrats Buy-back en général. Car à cause de l'intervention du Parlement iranien presque dans tous les contrats Buy-back iraniens, le remboursement est limité aux produits énergétiques provenant du champ concerné et non pas d'autres ressources appartenant à l'Etat iranien. M. Me., *op. cit.*, p. 3.

Ainsi, dans les contrats iraniens, c'est la compagnie nationale qui vend les produits issus du projet et ainsi elle peut rembourser les dépenses effectuées par la société étrangère. Cependant, il est possible que l'acheteur soit la société pétrolière étrangère elle-même.

Il faut mentionner aux contrats « counter-purchase » aussi. Dans ces contrats le financeur ou le vendeur initial et l'acheteur s'accordent que le vendeur achètera personnellement ou de par tiers les

En effet, de ce point de vue, les contrats Buy-back qui permettent d'accéder à un tel mécanisme sont très pratiques et souhaitables.⁵⁷⁸

Jusqu'à aujourd'hui, l'Iran a réussi à faire venir des milliards de dollars mais cela ne suffit pas.⁵⁷⁹

Parce que la politique économique actuelle n'a pas pris en considération le cadre juridique existant, ou en tout cas que ce même cadre n'a pas été adopté selon une approche économique⁵⁸⁰. En pratique également malgré les promesses de changement et d'amélioration du cadre légal, le rythme des investissements dans l'industrie pétrolière n'est pas encore satisfaisant.⁵⁸¹

Paragraphe 2 : Protéger l'intérêt public et assurer le développement économique

Dans tous les investissements certains principes fondamentaux doivent être respectés. À cet égard, quand un Etat veut utiliser ce type de contrats ou d'autres régimes contractuels, il faut respecter certaines règles et certains principes prévus par la loi. On analysera quelques-uns de ces principes ultérieurement mais tout d'abord il faut considérer le principe du développement économique et de la crédibilité du pays :

produis du projet ou des produits de substitution chez l'acheteur. Dans ces contrats au contraire des contrats Buy-back, il n'y a pas de relation spéciale entre les ressources financières et les produits qui seront vendus. Autrement dit, il n'existe pas nécessairement une relation spéciale entre le produit vendu sous la première convention et ce qui sera vendu solen le contrat « counter-purchase », ce qui est la différence principale entre ces contrats et les contrats Buy-back.

Abdul Hossein Shiroui, une variété des méthodes du commerce « counter-trade », la revue pensée juridique, Deuxième Année, n ° VII, automne et hiver. 2005, pp. 5, 46, pp. 12-13. Consultable sur le site <http://dr.shiravi.com/wp-content/uploads/2009/05/15-counter.pdf>

⁵⁷⁸ En effet par les contrats Buy-back, le gouvernement peut avoir un champ pétrolier développé sans frais, et il peut rembourser les dépenses, les salaires et les intérêts de l'entrepreneur par ceci. De cette façon on n'a pas besoin d'attribuer une partie du budget annuel pour l'exploration et le développement des champs pétroliers du pays et les investissements étrangers sont utilisés dans ce domaine.

⁵⁷⁹ Bien que de nombreux investisseurs et les grandes sociétés pétrolières se soient montrés désireux pour investir dans le secteur pétrolier et gazier de l'Iran et plusieurs contrats ont été conclus dans ce domaine soit avant la révolution 1979 soit après cet événement mais malheureusement ces investissements ne sont pas assez.

⁵⁸⁰ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 195.

⁵⁸¹ M. Me., *op. cit.*, p. 22.

En cas de manque de capitaux et d'incapacité des institutions financières locales à investir, les Etats sont obligés de se tourner vers l'extérieur, notamment vers les investisseurs étrangers pour obtenir les capitaux nécessaires.

Pour ces Etats, il est incontestable que l'investissement étranger est prioritaire par rapport aux emprunts car les investissements étrangers entraînent en général la création d'emplois, l'amélioration de la formation en gestion permettant d'améliorer la qualité du personnel local, le transfert de technologie et l'augmentation des normes de la production nationale, tandis que l'emprunt n'a aucun de ces avantages, du moins pas directement.⁵⁸²

Donc, l'un des principes qui doit être suivi lors de l'accueil des investissements étrangers est le développement économique du pays, parce que le but de l'investissement étranger est la croissance économique du pays et des opportunités d'emploi ainsi que le transfert de technologie.

Au moment où l'utilisation des contrats Buy-back a été autorisée par la loi de Finance de 1993-1994, ce texte a utilisé l'expression « renforcement des capacités du pays et de développement économique » pour bien montrer les buts recherchés.

D'autre part, dans l'article 2 de la loi sur la Promotion et la protection des investissements étrangers, il est clairement prévu que l'acceptation de l'investissement étranger doit être faite, conformément aux dispositions de la présente loi et dans le respect des autres lois et règlements en vigueur, sous réserve des critères suivants :

- a. Augmenter la croissance économique, renforcer l'amélioration de la qualité des produits, accroître les opportunités d'emploi, augmenter les exportations afin de pénétrer les marchés internationaux ;
- b. Ne pas menacer la sécurité nationale, ne pas porter atteinte à l'environnement et enfin, ne pas fausser les règles fondamentales de l'économie du pays et ne pas imposer une application déloyale de taxes sur des produits issus d'investissements locaux, etc. »⁵⁸³

⁵⁸² RAHIMI REZAI Vahid, Les obstacles juridiques à l'investissement direct étranger en Iran avec un accent sur l'investissement dans le secteur de l'énergie, Mémoire de master, Beheshti University School of Law, 2005.

⁵⁸³ Admission of foreign investment shall be made, in accordance with the provisions of this Law and

C'est la raison pour laquelle, dans la loi budgétaire de 2014-2015, il est prévu que : une « justification technique et économique [...] de chaque projet proposé par le ministère du Pétrole doit être déterminée par le Conseil économique. »

Avant de clore le débat à propos du respect de ce principe de développement économique et de crédibilité du pays, dans le type contractuel du pays, nous faisons une hypothèse importante : est-il possible de réaliser ce principe, conformément aux intérêts nationaux, tout en ignorant un principe fondamental comme celui de la souveraineté de l'Etat sur les ressources énergétiques ? Autrement dit, si un jour le gouvernement est obligé de choisir entre ces deux principes, que doit-il faire ? Par exemple et comme nous l'avons dit, malgré le fait que d'autres types de contrats pétroliers, y compris les contrats de partage de production, ne soient pas conformes à la Constitution (au moins dans les interprétations actuelles et du point de vue de la souveraineté de l'Etat sur les ressources énergétiques), il est possible qu'ils aient de meilleurs effets sur l'économie du pays (principe du développement économique et de la crédibilité du pays). Il faut donc établir une priorité des principes ; c'est à l'Etat de décider selon l'intérêt du pays et des citoyens.

A : Le principe de la production optimale

L'un des principes qui doivent être respectés dans tous les contrats pétroliers est le principe de la production optimale. La production sera optimale si les produits du champ pétrolier atteignent leur maximum pendant la durée de vie du champ.⁵⁸⁴ Donc pour conclure les contrats pétroliers ou gaziers, les comportements des réservoirs et leurs caractéristiques doivent toujours être examinés attentivement et, sur la base des informations reçues, on doit conclure un accord approprié. Ici, on soulignera seulement que plusieurs experts pensent que les contrats iraniens actuels n'ont pas réussi à respecter

with due observance of other prevailing laws and regulations of the country, subject to the following criteria:

- a. Help create economic growth, upgrade technology, enhance development of the quality of products, increase employment opportunities, exports, and penetrate into international markets;
- b. Does not threaten the national security and public benefits, and deteriorate the environment; does not distort the country's economy and impose unfair implication on products based on local investments;

⁵⁸⁴ MOSLEH Kamran, *op. cit.*, p. 10.

ce principe⁵⁸⁵ du moins pas aussi bien que d'autres contrats⁵⁸⁶. Cette question sera abordée plus en détail lors de l'examen des avantages et des inconvénients des contrats Buy-back.

Le paragraphe b de l'article 1 du projet de loi portant création du ministère du Pétrole – votée par le Conseil de la Révolution le 19 juin 1980 – disposait que « la préservation des ressources naturelles et de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières par une manière bonne et approprié» était l'une des fonctions du ministère du Pétrole.

Si ce principe est respecté, en plus d'empêcher la perte des ressources énergétiques, il y aura un impact économique important dans diverses régions du pays parce que pendant la vie du champ, celui-ci fournira toujours la meilleure production possible ce qui augmentera les revenus du gouvernement et ainsi le développement économique.

L'article 7 de la loi sur le Pétrole de 1987 prévoit explicitement que « le ministère du Pétrole en plus d'avoir bonne planification, est responsable de la supervision et du contrôle tout entier du flux des opérations pétrolières, afin d'assurer la protection des réserves de pétrole».

Ainsi on peut dire que la plus importante fonction du ministère du Pétrole est de respecter ce principe parce que grâce à la réalisation de celui-ci, de nombreux autres principes seront réalisés. Cette question a été notée dans le quatrième plan de développement qui prévoit les licences nécessaires dans le domaine des contrats Buy-back. Dans le paragraphe B de l'article 14, nous lisons que « afin d'augmenter la capacité de la production du pétrole [...] assurer la protection et la préservation maximales par l'augmentation des taux de récupération [...] la compagnie nationale du pétrole est autorisée [...] à conclure des contrats d'exploration et de développement. »

⁵⁸⁵ AMUZGAR Jahangir, *Iranian oil buybacks: a formula no one likes*, Oil & Gas Journal, August 27, 2001, General interest, p. 3.

⁵⁸⁶ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, pp. 3-9.

Ainsi il est dit que l'un des principes qui doivent être respectés lors de la conclusion des contrats par la compagnie pétrolière nationale est la « garantie de l'exploitation optimale des réservoirs de gaz et de pétrole pendant la durée du contrat. »

Par ailleurs, dans la loi budgétaire annuelle de 2014-2015 qui est la première loi proposée par le gouvernement modéré de l'Iran après l'élection présidentielle de juin 2013, la production optimale a été mentionnée plusieurs fois dans le cadre de la conclusion des contrats Buy-back, soit dans le secteur de l'énergie soit dans d'autres secteurs.⁵⁸⁷

Par conséquent, on peut dire que l'un des objectifs du législateur iranien au fil du temps est la production et l'exploitation optimales.

B : Le transfert de la technologie, des connaissances techniques et la formation des personnels locaux

L'article 10 de la loi sur le Pétrole de 1987 prévoit que le ministère du Pétrole est obligé de former et d'instruire les personnels nécessaires et de fournir les moyens d'accès à la technologie de pointe, la croissance et le développement dans les branches diverses de l'industrie pétrolière de façon continue, par les moyens appropriés conformément aux politiques du ministère de la Culture et de l'Enseignement Supérieur et par la mise en place de programmes de formation, de centres de formation et de centres de recherche. Ainsi, le ministère du Pétrole doit élever le niveau des connaissances et de l'information scientifique et pratique des personnels et des experts par des mesures efficaces et créer une bonne ambiance pour attirer et encourager les personnes motivées et qualifiées.

Par ailleurs, immédiatement après les accords de la licence d'utilisation de ce type de contrats, la loi budgétaire de 1993-1994, premier document juridique nommant les contrats Buy-back, a insisté sur le fait que les contrats mentionnés devaient être conclus de manière à ce que les entreprises étrangères s'engagent à transférer les connaissances, la technologie, la formation de la main-d'œuvre locale et l'utilisation maximale des

⁵⁸⁷ La loi budget de 2014-2015 consultable sur le site <http://mostakhdeman.blogfa.com/post-524.aspx>

capacités existantes du pays dans les domaines de la modélisation, l'ingénierie, la construction et l'installation des équipements et des machines.

De plus, les partisans des contrats Buy-back pensent que mentionner la condition du transfert de technologie dans les contrats lors de leur conclusion est obligatoire selon de la loi⁵⁸⁸. En pratique, ils pensent aussi que la conclusion de ce type de contrats entraîne le transfert de technologie et de savoir-faire au pays parce que les entrepreneurs étrangers, selon les conditions contractuelles, sont obligés d'instruire et d'employer des experts locaux, ce qui engendre l'accroissement des capacités scientifiques et pratiques du pays. Un jugement à cet égard sera fait après l'examen des avantages et des inconvénients des contrats Buy-back⁵⁸⁹. Ici, nous ajoutons seulement que, en plus des documents mentionnés, dans le programme proposé par l'actuel ministre iranien du Pétrole afin d'obtenir le vote de confiance du Parlement, dans de nombreux cas, la capacité technique du pays dans différents domaines est mise en avant.⁵⁹⁰

Paragraphe 3 : La sauvegarde de la souveraineté de l'Etat et de la propriété des ressources d'hydrocarbures

La sauvegarde de la souveraineté de l'Etat et de la propriété sur les ressources et réserves sont les objectifs les plus importants du système juridique iranien. En effet, le principe de

⁵⁸⁸ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 201.

⁵⁸⁹ Ce qui est important, c'est la connaissance précise et compréhensive des réservoirs pétroliers du pays pour qu'on puisse choisir une méthode convenable pour développer les champs et accroître la production optimale compte tenu des caractéristiques des réservoirs. Les sociétés étrangères non seulement n'en ont pas la supériorité aux ingénieurs et experts avertis iraniens, mais aussi il doivent acquérir beaucoup de caractères des champs pétroliers de notre pays en se référant aux antécédents ou par la consultation avec les ingénieurs spécialistes avec les réserves pétroliers d'Iran et puis en utilisant des méthodes convenables d'ingénieries des réservoirs qui d'ordinaire ne sont pas dans la monopole d'aucune société pétrolière étrangère entrent à agir (En plusieurs des cas des recherches des champs sont effectués par les sociétés iraniennes tels que la société d'ingénieur du pétrole de Kish ou Kish petroleum engineering). C'est la raison pour laquelle plusieurs personnes pensent que les contrats Buy-back ne jouent pas un rôle efficace pour le transfert de la technologie. BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, p. 5. ; Ainsi plus des contrats qui conclue entre la partie iranienne avec l'étranger (dans toutes les domaines soit pétrolier soit non-pétrolier) est mieux accompagnée du transfert de produit que le transfert de la technologie, sauf dans les cas particuliers où le contrat conclue afin d'exploration. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 214. ; Concernant ce problème si la structure des contrats Buy-back est un obstacle au transfert de la technologie ou pas, plus d'études seront faites dans les secteurs ultérieurs.

⁵⁹⁰ <http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=13920514000389>

la souveraineté nationale et le principe de la propriété du gouvernement sur les ressources et réserves dans de nombreux cas sont conformes les uns avec les autres, mais il est nécessaire d'expliquer chacun de ces principes ci-dessous.

A : Le principe de la souveraineté nationale

L'article 44⁵⁹¹ de la Constitution, comme nous l'avons expliqué, insiste sur ce principe. L'article 45 insiste sur le fait que les minéraux font partie de l'« Anfal » et des biens publics qui sont gérés par l'Etat islamique conformément à l'intérêt public.⁵⁹²

Comme on l'a vu, l'article 2 de la loi sur le Pétrole de 1987⁵⁹³ et l'article 3 de la loi de 1974⁵⁹⁴ insistent également sur ce principe.

⁵⁹¹ L'article 44 de la Constitution déclare que l'économie de la République Islamique se divise en trois catégories: l'Etat, la coopération et le secteur privé. La deuxième partie de cet article précise que le secteur public inclut toutes les industries à grande échelle et «mères», dont les mines.

Principe 44: The economy of the Islamic Republic of Iran is to consist of three sectors: state, cooperative, and private, and is to be based on systematic and sound planning. The state sector is to include all large-scale and mother industries, foreign trade, major minerals, banking, insurance, power generation, dams and large-scale irrigation networks, radio and television, post, telegraph and telephone services, aviation, shipping, roads, railroads and the like; all these will be publicly owned and administered by the State. The cooperative sector is to include cooperative companies and enterprises concerned with production and distribution, in urban and rural areas, in accordance with Islamic criteria. The private sector consists of those activities concerned with agriculture, animal husbandry, industry, trade, and services that supplement the economic activities of the state and cooperative sectors. Ownership in each of these three sectors is protected by the laws of the Islamic Republic, in so far as this ownership is in conformity with the other articles of this chapter, does not go beyond the bounds of Islamic law, contributes to the economic growth and progress of the country, and does not harm society. The [precise] scope of each of these sectors, as well as the regulations and conditions governing their operation, will be specified by law.

⁵⁹² Principe 45: Public wealth and property, such as uncultivated or abandoned land, mineral deposits, seas, lakes, rivers and other public water- ways, mountains, valleys, forests, marshlands, natural forests, unenclosed pastureland, legacies without heirs, property of undetermined ownership, and public property recovered from usurpers, shall be at the disposal of the Islamic government for it to utilize in accordance with the public interest. Law will specify detailed procedures for the utilization of each of the foregoing items.

⁵⁹³ L'article 2 de la loi du Pétrole 1987 ordonne que les ressources pétrolières soient une partie des biens publics qui appartiennent à la nation iranienne et sont sous le contrôle et la surveillance de l'Etat islamique.

⁵⁹⁴ Les ressources pétrolières et l'industrie du pétrole sont nationalisées et l'exercice de la souveraineté iranienne à l'égard des ressources pétrolières, l'exploration, le développement, la production et la distribution à travers le pays et le plateau continental sont spécifiquement confiées à la compagnie pétrolière nationale d'Iran (NIOC). (adoptée le 30 juillet 1974)

De plus, hormis ces lois, l'article 2 de la loi de Nationalisation de l'industrie pétrolière, votée le 30 avril 1951, prévoit que « l'Etat doit, sous la surveillance d'un comité mixte, dissoudre immédiatement la compagnie pétrolière anglo-iranienne [...] ».

Les gisements de pétrole et de gaz qui sont les plus importantes ressources du pays se retrouvent donc sous la souveraineté nationale et le gouvernement est obligé de les utiliser de façon optimale selon les intérêts publics.

Tous les contrats qui ignorent ce principe sont contraires à la Constitution en tant que convention nationale et le Parlement doit empêcher la conclusion de tels contrats. La nationalisation de l'industrie pétrolière et la formation subséquente de la compagnie pétrolière nationale suivaient la réalisation de ce principe.

Donc, dans tous les investissements étrangers, en particulier dans les domaines du pétrole et du gaz, et dans le cadre des contrats Buy-back, ce principe doit être respecté. Comme expliqué précédemment, les contrats de concession (bien que cela soit une méthode traditionnelle) ne garantissaient jamais ce principe important et c'est pourquoi ils ont été remplacés par d'autres contrats.

La note 2 de l'article unique de la loi budgétaire de 2014-2015, la première proposée par le gouvernement modéré iranien, insiste sur la propriété et la souveraineté de l'Etat sur les ressources pétrolières et gazières du pays.

Donc, l'un des objectifs les plus importants des contrats Buy-back est la sauvegarde de la souveraineté de l'Etat.

B : Le principe de la propriété du gouvernement sur les ressources en hydrocarbures

Dans certains contrats pétroliers, la propriété de tout ou partie du champ pétrolier est transférée à la partie étrangère, par exemple on peut noter dans les contrats de concession que les entrepreneurs étrangers ne payent aux pays pétroliers que des « royalties » et une partie du profit des réservoirs.

Parmi les principes qui ont été considérés après la nationalisation de l'industrie pétrolière et la création de la compagnie pétrolière nationale, c'est le principe de la propriété du gouvernement et des citoyens sur les ressources et les réserves qui doit être inscrite dans tous les contrats.

L'une des raisons mentionnée par les partisans des contrats Buy-back est que, par la conclusion de tels contrats, aucune propriété sur les champs pétroliers et gaziers n'est transférée à la partie étrangère et du début jusqu'à la fin du contrat, c'est la compagnie pétrolière nationale qui sera propriétaire des ressources. Nous émettrons une opinion à cet égard après l'examen des avantages et des inconvénients des contrats Buy-back. Il faut souligner seulement que tous les contrats signés doivent garantir le respect de ces principes. Comme nous l'avons vu précédemment, le principe de la propriété du gouvernement sur les ressources et les réserves a été mentionné dans la Constitution de 1979, et même plus tôt dans la loi sur le Pétrole de 1974.

Ainsi, l'article 4 de la loi sur le Statut de la compagnie pétrolière nationale, adoptée le 6 juin 1977, déclare que le but de la compagnie est d'exercer le droit de propriété sur les ressources pétrolières et gazières pour le pays.⁵⁹⁵

Dans le projet d'amendement⁵⁹⁶ à la loi portant création du ministère du Pétrole votée le 19 juin 1980 par le Conseil de la Révolution, on a également insisté sur le fait que le but de la création du ministère du Pétrole est d'appliquer le principe de la propriété et de la souveraineté sur les réserves de pétrole et de gaz et leurs installations.

Dans le deuxième alinéa de l'article 14 de la loi du quatrième programme de développement, on a également insisté explicitement sur la sauvegarde de la souveraineté de l'Etat et sur la propriété du gouvernement sur les ressources de pétrole et de gaz du pays lors de la conclusion des contrats d'exploration et de développement parce que l'un

⁵⁹⁵ L'article 2 de la loi du Pétrole 1987 comme on a déjà vu, stipule que les ressources pétrolières sont une partie des biens publics qui appartiennent à la nation iranienne et sont sous le contrôle et la surveillance de l'Etat islamique.

⁵⁹⁶ Il faut noter que dans le système juridique iranien, même pour adopter un amendement législatif, il est nécessaire de déposer un projet de loi relatif audit amendement.

des buts des contrats Buy-back est la protection de la propriété du gouvernement sur les ressources et les réserves.⁵⁹⁷

En pratique aussi, le succès des contrats Buy-back dans le respect de ce principe a été remarqué par les auteurs nationaux et étrangers, tant par leurs opposants que par leurs partisans.⁵⁹⁸

En effet, le succès des contrats Buy-back dans ce domaine et leur conformité aux autres indices existant dans le système juridique iranien en ont fait un modèle souvent employé par le gouvernement iranien. Des lors, il apparaît nécessaire d'examiner la conformité des contrats Buy-back avec les lois iraniennes.

Section 2 : La conformité avec la Constitution et le cadre légal

La conformité des contrats Buy-back avec les restrictions et le cadre légaux iraniens s'analyse à travers plusieurs éléments. Une caractéristique que les autres modèles contractuels n'ont pas. En effet, même si les autres types de contrats peuvent avoir les mêmes objectifs que les contrats Buy-back, il faut noter que leur conformité avec les textes juridiques iraniens reste problématique. C'est la caractéristique de la particularité des contrats Buy-back.

⁵⁹⁷ Alors aujourd'hui l'Iran écrit au début de ses contrats Buy-back : la compagnie pétrolière étrangère fonctionne et accomplit le projet au titre de soumissionnaire de la compagnie pétrolière nationale et au nom de cette compagnie, dans ce cas même l'interprétation du droit de la propriété pour les entreprises étrangères est impossible et la propriété des réserves également sera pour l'Etat dès le début jusqu'à la fin du projet. HOSSEINI Seyed Mehdi, Les intérêts nationaux, les contrats du pétrole, Buy-back", le journal Etemad, n° 761, 21/07/87, p. 8.

⁵⁹⁸ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.* ; EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, p. 2.

L'un des experts pense qu'à côté du respect de ce principe, il faut faire attention aux autres éléments aussi, car les aspects techniques, économiques et financiers sont également des éléments importants qui doivent être considérés pour conclure des contrats pétroliers. Il a ajouté que malgré que dans l'article 43 de la constitution « Eviter la domination économique étrangère sur l'économie du pays » ait été considéré comme l'un des principes économiques du gouvernement, il ne devrait pas être une excuse pour empêcher tous les investissements étrangers utiles. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.* ; L'examen à ce propos sera fait après l'étude des avantages et des inconvénients des contrats Buy-back, et ici, on souligne qu'en tout cas il semble que l'une des raisons principales de l'utilisation des contrats Buy-back est ce sur quoi a insisté le législateur dans les documents juridiques divers ; « Le maintien de la souveraineté de l'Etat et de la propriété sur les ressources et réserves ».

Afin de vérifier la conformité avec l'esprit de la lettre, il faut se référer à l'une des dernières versions du texte de loi dans ce domaine. En effet, l'alinéa B de l'article 14 de la loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran pour les années 2005 à 2009, confirmé encore par l'alinéa 3 du paragraphe A de l'article 125 de la loi du cinquième programme adoptée le 5 janvier 2011⁵⁹⁹, rapporte le dernier commentaire des législateurs sur les contrats pétroliers. Il faudrait dire que cet article est l'expression la plus récente et la plus complète du législateur sur la question. En effet, les dispositions de cet article reprennent toutes les exigences du législateur dans les différents textes, ce qui a été observé et renforcé par les chercheurs iraniens⁶⁰⁰.

Cet article considère les conditions de la Constitution, les lois de 1987 et de 2011 et la souveraineté du gouvernement sur le pétrole et le gaz. Il considère également les règles budgétaires, le transfert de technologie et l'utilisation des capacités et du potentiel national. Ainsi cet article prévoit expressément des dispositions selon lesquelles tous les autres modèles contractuels sont interdits.

Paragraphe 1 : La préservation de la souveraineté de l'Etat

La première condition de l'article 14 de la loi mentionnée est la préservation de la souveraineté et l'exercice du droit de propriété par le gouvernement sur les ressources pétrolières et gazières du pays.

Lorsqu'on évoque le droit de propriété du gouvernement, il faut distinguer trois droits.⁶⁰¹

1. Le droit de propriété sur les minéraux sous terre⁶⁰² ;
2. Le droit de propriété sur les minéraux pour les acheminer sur terre ;
3. Le droits de propriété après extraction, c'est-à-dire sur les minéraux qui ont été acheminés à la surface.

⁵⁹⁹ <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/790196>

⁶⁰⁰ FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 67-76.

⁶⁰¹ FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 67-76.

⁶⁰² Y compris tous éléments du sol, sous-sol et du tréfonds.

Dans les contrats Buy-back, le premier droit appartient entièrement au pays hôte. Dans aucun contrat Buy-back ce droit n'a été transféré à la compagnie qui investit et donc la propriété du gouvernement sur le pétrole et le gaz sous terre a bien été préservée.⁶⁰³

Quant au deuxième droit, concédé celui-ci à l'investisseur étranger, il ne crée pas un droit de propriété sur les réserves existantes. Et cela, parce que la compagnie étrangère fonctionne sous l'égide et au nom de la compagnie pétrolière nationale. Elle n'est ni partenaire ni propriétaire du projet.

A propos du troisième droit, tel qu'il a été défini, il comprend le droit à la propriété sur les minéraux qui ont été acheminés à la surface de la terre, alors même que selon les contrats Buy-back, le pétrole et le gaz extraits sont propriété de l'Etat avant d'être vendus à l'entrepreneur ou de lui être attribués en remboursement de ses dépenses. Donc dans les contrats Buy-back, le droit de propriété du gouvernement ne pose aucun problème.

Enfin on peut ajouter que dans ce type de contrats, il est expressément prévu que tous les biens et installations seront la propriété de la compagnie pétrolière nationale. En conformité avec l'une des dispositions des contrats Buy-back, toutes les surfaces occupées et les biens créés ou utilisés dans le cadre de l'opération de développement seront la propriété de la compagnie pétrolière nationale, sauf pour les machines et équipements loués ou importés temporairement.

Paragraphe 2 : Sans garantie des obligations

La deuxième condition de l'article 14 prévoit qu'aucune institution gouvernementale, y compris la Banque centrale iranienne, ou tout autre organisme rattaché au gouvernement ne saurait apporter quelque garantie que ce soit dans ce domaine.

La méthode des contrats Buy-back est essentiellement un moyen d'investissement sans nécessité d'emprunt⁶⁰⁴ qui n'est pas couvert par la garantie du gouvernement⁶⁰⁵. Dans ces

⁶⁰³ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, entrevue «Les contrats Buy-back, modification ou le remplacement, petro energy Information network (shana) 2005.

contrats, comme il a été mentionné plus haut, les risques de l'exploration et du développement sont à la charge de la société étrangère. Si l'investisseur étranger ne parvient pas à atteindre les objectifs du contrat, il doit assumer ses propres dépenses. Autrement dit, selon les contrats Buy-back, il n'y a aucune garantie de la part du pays hôte et l'investisseur étranger accepte de supporter tous les risques en échange de plus de profit.

Le remboursement des frais et le financement de toutes les obligations de l'employeur proviendront du produit de l'exportation de la production du même champ sans obligation de garantie de la part de la Banque centrale de la République islamique d'Iran ou des autres banques nationales.

Paragraphe 3 : La garantie du remboursement des dépenses par une partie des produits du champ

La troisième condition de l'article 14 est la garantie du remboursement du capital (« capex »), des frais et/ou du profit, du risque, des coûts financiers et d'autres dépenses connexes faites en vue de l'exécution du projet en allouant une partie des produits du champ ou des revenus sur la base du prix de vente journalier du produit.

Comme cela a été mentionné, le remboursement des frais et le financement de toutes les obligations de l'employeur proviendront du produit de l'exportation de la production du même champ sans obligation de garantie de la part de la Banque centrale de la République islamique d'Iran ou des autres banques nationales. Lorsque les objectifs du

⁶⁰⁴ Méthodes du financement externe, sont souvent faites de deux façons ; l'emprunt et non emprunt. Selon la procédure de prêt, le remboursement des ressources entrées dans le pays sera sans condition, indépendamment des conséquences de ces ressources et il est engagé et garanti. Au contraire, les méthodes du financement des prêts externes, sont un investissement étranger direct ou indirect. Le financeur en fournissant des ressources financières, accepte les risques associés à l'utilisation de ses ressources financières dans un projet au pays hôte. Il prévoit que le capital et les intérêts seront remboursés par la performance économique du projet. Par conséquent ces méthodes ne sont pas couvertes par les garanties bancaires ou gouvernementales. (Les contrats Buy-back sont l'une des branches du financement des prêts externes.)
GHASEMI Saman, *op. cit.*, p. 35.

⁶⁰⁵ MOHEBI Mohsen, « *The law of petroleum: Expropriation and Compensation* », The Shahr-e-Danesh institute of law, Tehran, 2007.

contrat seront atteints, les coûts de l'exploration, de l'appréciation et du développement jusqu'au plafond fixé dans le contrat et depuis le début de la vente des actions appartenant à des sociétés pétrolières internationales seront remboursés.

Par conséquent, si la compagnie pétrolière internationale ne peut pas réaliser les objectifs fixés ou dans le cas où le pétrole ou le gaz produits ne suffiraient pas, les frais de la compagnie internationale ne seront pas remboursés.⁶⁰⁶ En effet, les frais de l'entrepreneur ne peuvent être remboursés qu'à partir des produits du même projet.

Paragraphe 4 : L'acceptation des risques par la compagnie étrangère partie au contrat

La quatrième condition de l'article 14 est l'acceptation des risques d'échec des objectifs contractuels, d'inefficacité économique du champ ou d'insuffisance de la production du champ pour amortir les obligations fiscales créées, par la partie du contrat.

Comme nous l'avons dit, les risques⁶⁰⁷ de l'exploration et du développement sont à la charge de la société étrangère. Si l'investisseur étranger ne parvient pas à atteindre les

⁶⁰⁶ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, entrevue, *op. cit.*

⁶⁰⁷ On rappelle autre fois que les risques de l'entrepreneur dans les contrats Buy-back sont divisés en 4 groupes :

Le risque de l'absence de la découverte du pétrole en quantité commerciale.

Le risque de dépasser le plafond déterminé. La compagnie internationale pétrolière s'engage à fournir et de garantir les financements nécessaires pour les opérations du développement. Le « capex » est déterminé au moment de la conclusion du contrat. Tous les frais supplémentaires engagés pour la performance du projet seront à la charge de la compagnie internationale. (les frais « non-capex » et opérationnels ne sont pas déterminés au moment de la conclusion du contrat et ils peuvent dépasser ce qui a été estimés. SHIRAVI Abdul Hossein, EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, ASGHARIYAN Mojtaba, l'exploration et le développement des champs de pétrole en Iran au moyen des contrats Buy-back, pp. 253 et 254. Consultable sur le site <http://dr.shiravi.com/articles/29-2>). Donc les changements imprévus dans les conditions du marché pourraient aboutir à dépasser des coûts du plafond fixé. Ce risque comme il a été dit, est à la charge de la compagnie internationale. Ainsi, plusieurs questions techniques peuvent monter le capex au-delà du plafond fixé, mais en tous cas ces frais complémentaires ne sont pas remboursés. Également au fil du projet et en obtenant de nouvelles informations, certains changements peuvent être nécessaires surtout selon l'avis de l'entrepreneur, mais il a besoin de la confirmation de la compagnie pétrolière nationale d'Iran, et en l'absence de cette confirmation il sera responsable des frais supplémentaires nécessaires. Le projet peut être retardé aussi, et plusieurs raisons qui ne sont pas attribuables à la compagnie pétrolière internationale peuvent causer ce retard (par exemple la non-performance due à la faible qualité des entrepreneurs locaux). Le retard dans le démarrage du projet peut augmenter les frais, mais malgré cela, le remboursement des coûts d'investissement (capex) est limité au plafond spécifié dans le

objectifs du contrat, il doit assumer ses propres dépenses. Autrement dit, selon les contrats Buy-back, il n'y a aucune garantie de la part du pays hôte et l'investisseur étranger accepte tous les risques en échange d'un plus grand profit.

Paragraphe 5 : La détermination du taux du retour sur investissement et la motivation de l'entrepreneur

La cinquième condition de l'article 14 est de déterminer le taux du retour sur investissement pour la partie du contrat, proportionné selon les conditions de chaque projet, et suffisamment motivant pour que l'entrepreneur emploie les méthodes optimales dans l'exploration, le développement et l'exploitation.

Dans les contrats Buy-back, le taux du retour sur investissement est déterminé et à cet égard il n'y a pas de problème au point de vue juridique mais ici on note que le directeur du Comité de révision des contrats pétroliers d'Iran a mentionné une difficulté pratique. Dans les contrats Buy-back, le taux du retour sur investissement généralement était entre quinze et seize pour cent et actuellement, on insiste sur ces chiffres sans flexibilité ; mais cet élément des contrats Buy-back doit être déterminé selon les conditions du marché, les champs, leur taille, les risques et le volume du projet ainsi que les négociations. Par exemple le taux du retour sur investissement dans un projet risqué dans la mer Caspienne ne doit pas être similaire au taux du retour sur investissement dans un projet dans le golfe Persique où les champs sont moins risqués. Cependant on ne voit pas ces différences dans les négociations.⁶⁰⁸

contrat.

Le risque de parvenir au niveau déterminé de la production. Depuis le remboursement du capital et des intérêts dépendant de la réalisation des objectifs du contrat (atteindre un certain niveau de production) si la compagnie pétrolière internationale ne parvient pas à atteindre ses objectifs, elles subissent des pertes sévères.

Le risque de l'insuffisance du pétrole. Même si l'entrepreneur réalise les objectifs du contrat, c'est possible que le pétrole produit ne soit pas suffisant pour récupérer tous les frais. Ainsi c'est possible que le prix du pétrole diminue, par conséquent la compagnie étrangère ne pourrait pas être remboursée pendant et même jusqu'à la fin de la durée du contrat.

⁶⁰⁸ HOSSEINI Seyed Mehdi, le journal Javan (jeune), jeudi, 03/06/3010, n ° 3141, page 4

Paragraphe 6 : L'extraction optimale

La sixième condition de l'article 14 concerne la garantie de l'extraction optimale des réservoirs de pétrole et de gaz pendant la période du contrat

Selon les contrats Buy-back iraniens, l'employeur et l'entrepreneur s'engagent à respecter les critères de la gestion optimale du réservoir. Tous les critères et les procédures relatifs à la préservation du réservoir doivent être négociés avant la conclusion du contrat et elles doivent être considérées et accordées par la compagnie pétrolière nationale. Ainsi, afin de protéger le réservoir et éviter la perte prématurée de la pression du réservoir ou d'autres facteurs qui peuvent affecter la durée de vie du réservoir ou ses résultats, des projets d'augmentation et d'optimisation de la marge de prélèvement sont prévus.

L'entrepreneur est tenu, pendant la durée de vie du champ, de réaliser ces plans dans le cas où il y a une nécessité avec confirmation de la compagnie pétrolière nationale.⁶⁰⁹

Paragraphe 7 : L'utilisation maximale du potentiel local

La septième condition de l'article 14 concerne l'utilisation maximale de la puissance technique, de l'ingénierie, de la production industrielle et exécutive du pays sur la base de la loi sur l'Usage maximum du potentiel technique, d'ingénierie, de production, industriel et exécutif du pays votée le 3 mars 1997.

Dans ce type de contrats, l'entrepreneur devra maximiser le potentiel du pays dans toutes les activités d'études, d'ingénierie, de contrats, de construction, d'installations en surface et souterraines, de fourniture des équipements et des biens et des questions commerciales pertinentes selon les instructions jointes. Afin de s'assurer de parvenir à ces objectifs, le mécanisme contractuel de la récompense et de la sanction sous forme d'augmentation ou de diminution d'au moins cinquante-et-un pour cent de la disposition du contrat est prévu.

⁶⁰⁹ Ebrahimi Sayyed Nasrallah, La troisième génération des contrats Buy-back, mash-al, n ° 468, 8 novembre 2009, 9.

Il existe également une obligation dans les contrats Buy-back d'employer le personnel qualifié proposé par la compagnie pétrolière nationale d'Iran dans le cadre du transfert de technologie et de savoir-faire.⁶¹⁰

Paragraphe 8 : L'environnement

La huitième condition de l'article 14 est de respecter les règlements et les considérations environnementales.

Ce paragraphe est également compatible avec les contrats Buy-back parce que premièrement, l'entrepreneur ou l'entreprise d'investissement étrangère doit réaliser ses opérations avec une méthodologie scientifique appropriée selon les normes internationales⁶¹¹ et cette clause est implicitement en conformité avec la réglementation environnementale. En effet, il y a de moins en moins de standards, à l'échelle mondiale, qui ne visent pas à protéger l'environnement. Deuxièmement, on peut demander aux experts environnementaux de déterminer les critères *a minima* devant être inclus dans le contrat.⁶¹²

Certaines de ces conditions sont communes à tous les contrats pétroliers ou au moins, elles peuvent être mentionnées dans divers contrats pétroliers. Notamment les deuxième, quatrième, sixième, septième et huitième conditions qui font respectivement référence aux questions concernant la non garantie de l'investissement, le transfert du risque à la partie du contrat, l'obligation d'extraction optimale, l'usage du potentiel du pays hôte et l'environnement. Ces conditions, bien qu'elles puissent être conçues comme des restrictions à l'investissement étranger, sont plus ou moins adoptées dans tous les pays pétroliers et dans tous les modèles contractuels.

Mais le point le plus important de l'article concerne la propriété du pétrole et la condition du paiement des dépenses grâce à la production du même champ. Ce qui ne permet que la

⁶¹⁰ FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 32-43.

⁶¹¹ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran invesring*, Op cité. p. 39.

⁶¹² EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, *La troisième génération*, *op. cit.*, p. 9.

conclusion de contrats Buy-back. Même si l'on peut contourner les obstacles créés par ces alinéas en s'appuyant sur des interprétations différentes afin d'utiliser d'autres modèles contractuels, le cinquième alinéa, en exigeant que le taux de retour sur investissement soit clair et précis, aboutit au fait que seuls les contrats Buy-back peuvent être conclus.

Partie II : La juxtaposition des contrats Buy-back avec les contrats de partage de production et l'évolution des contrats Buy-back

Après avoir souligné la pertinence de l'introduction du modèle Buy-back dans le droit iranien, il apparaît que ce modèle correspond tout à fait à la tradition juridique de l'Iran. Ainsi, ce modèle contractuel a permis de surmonter, du moins partiellement, des obstacles à l'investissement des capitaux étrangers en Iran. Dans cette partie nous examinerons la possibilité de la juxtaposition de ces contrats avec l'autre type contractuel courant dans l'industrie pétrolière que sont les contrats de partage de production. En effet, les différents opposants aux contrats Buy-back considèrent les contrats de partage de production comme une solution pour l'industrie pétrolière iranienne. Ils pensent que la nature des contrats de partage de production a été conçue de manière à ce qu'elle puisse répondre à la plupart des défauts des contrats Buy-back (Titre 1). Néanmoins il existe une autre idée en vertu de laquelle la réforme des contrats Buy-back et l'utilisation de ces contrats ou de l'autre modèle contractuel basé sur ces contrats est préférable, surtout en comparaison avec l'utilisation des contrats de partage de production (sauf dans des cas exceptionnels). Donc, dans cette partie, après l'étude de l'utilisation des contrats de partage de production en Iran, en examinant les derniers développements des contrats Buy-back et après avoir déterminé les inconvénients inhérents à ces contrats, nous exposerons les réformes nécessaires, puis nous présenterons un modèle pouvant, à notre avis, être approprié à l'industrie pétrolière iranienne (Titre 2).

Titre I: La juxtaposition des contrats Buy-back avec un autre type contractuel, les contrats de partage de production

Dans ce titre, après la présentation des contrats de partage de production et la détermination de leurs caractéristiques (Chapitre 1), nous les comparerons avec les contrats Buy-back et nous déterminerons les avantages et les inconvénients de chacun de ces modèles. Ceci nous permettra de déterminer si l'on peut utiliser les contrats de partage de production à la place des contrats Buy-back ou bien s'ils peuvent être juxtaposés et s'ils sont utiles à l'industrie pétrolière iranienne. (Chapitre 2).

Chapitre I : La présentation des contrats de partage de production

L'étude historique de ce type contractuel ainsi que l'analyse de sa nature juridique (Section 1) précéderont l'examen des éléments et du contenu de ce modèle de contrats (Section 2).

Section 1 : L'histoire et la nature juridique des contrats de partage de production

Dans cette section, l'examen historique des contrats de partage de production, les changements et les évolutions de ces contrats au fil du temps permettront de déterminer les éléments et les caractéristiques de ce type contractuel.

Paragraphe 1 : L'historique des contrats de partage de production

S'agissant des contrats de partage de production, l'étude de leur genèse fait surgir plusieurs hypothèses.

Tout d'abord, nous pouvons dire qu'ils sont le fruit d'une réaction nécessaire pour calmer les mouvements nationalistes dans les pays en développement, surtout pendant les années 1970 où un grand nombre de concessions traditionnelles furent nationalisées et où la participation de l'Etat était populaire.

Les premières objections aux contrats pétroliers (concessions) sont nées au Mexique avec la nationalisation en 1938 et se sont poursuivies, de façon moins grave, au Venezuela par la renégociation et l'augmentation du droit de l'Etat. Elles ont également eu des effets sur les contrats en Arabie Saoudite et au Koweït.⁶¹³

En effet, à la suite de l'insatisfaction engendrée par les contrats de concessions, dès les années 1950, de nombreux contrats furent négociés au Moyen-Orient. Le pays pionnier était l'Arabie Saoudite qui tentait de changer sa position dans la concession Aramco. Le

⁶¹³ AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 27-28.

contrat original stipulait que le gouvernement recevrait vingt-et-un cents par baril à une époque où le baril était vendu pour plus de deux dollars américains. En vertu des nouvelles conditions, les bénéfices de l'accord furent partagés à parts égales entre les parties et l'entreprise dut payer une redevance. Les concessions en Iran et en Irak ont subi des changements similaires. Des modifications de la fiscalité ont aussi été introduites. De plus, après la création de l'OPEP en 1960, on a cherché à contrôler la production et les prix en modifiant l'équilibre du pouvoir de négociation en faveur des pays producteurs et loin des « majors ». Les renégociations sont ainsi devenues le moyen de restructurer de façon importante le système traditionnel de concession.⁶¹⁴ Ces actions ont donné lieu à des litiges et à l'arbitrage par les compagnies pétrolières qui craignaient l'expropriation sans indemnisation ou avec des compensations insuffisantes, ce qui était contraire au droit international.

Le PSA ne présente pas de tels problèmes car il reconnaît la souveraineté permanente de l'Etat d'accueil sur ses ressources naturelles.⁶¹⁵ C'est la raison pour laquelle, et comme nous l'avons dit grâce à la popularité de la participation de l'Etat, que les contrats de partage de production ont été élaborés.

Les auteurs ont ajouté une raison supplémentaire à l'utilisation des contrats de partage de production : bien que les grandes entreprises aient regardé le PSA avec une certaine méfiance au départ en raison de l'idée selon laquelle cela ne venait pas de chez eux, il a fallu travailler sous le contrôle du gouvernement. Néanmoins ce type de contrats était une

⁶¹⁴ Il y a trois raisons principales qui expliquent la volonté des compagnies pétrolières à renégocier les contrats qui les avait bien servis. Premièrement, sachant que les conditions initiales étaient déraisonnables, ils avaient peur que le refus de négocier de nouvelles conditions augmenterait l'hostilité à l'égard des entreprises étrangères qui pourrait entraîner la nationalisation de l'industrie et de la perte d'actifs. Deuxièmement, les concessions ont été très profitables et des conditions moins favorables seraient encore significatives d'une production rentable. Par conséquent, toute disposition qui permettrait aux multinationales de profiter des avantages de vastes ressources pétrolières ont été jugées acceptable. Troisièmement, les grandes compagnies pétrolières ont été intégrées verticalement. L'accès aux réserves était donc plus important que la baisse des profits tant que la rentabilité était assurée.

BINDEMANN Kirsten, « *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies », WPM, 25 October 1999, pp. 9-10.

⁶¹⁵ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, Production-sharing agreements: the commercial implications of their development from Oil and Gas Law and Taxation Review 17 (11), London: Sweet Maxwell, 1999, p. 302. ; ainsi IRANPOUR Farhad, l'évolution des contrats pétroliers de contrats counter-trade vers des contrats de partenariat, trimestriel de droit, Volume 38, numéro 2, été 2008, pp. 25-38. Pp. 28-29.

solution convenable à l'un de leurs plus grands problèmes. Les gouvernements des pays hôtes sont devenus habiles dans le maniement des taux d'imposition et de redevances par le « prix affiché », mécanisme employé pour que la compagnie pétrolière étrangère soit limitée à une marge bénéficiaire fixe sans fluctuation selon le prix du pétrole. Ce système était comparable à l'expropriation. Le PSA a offert un moyen de sortir de ce problème en chargeant la compagnie pétrolière nationale des impôts, laissant à la société étrangère un bénéfice garanti et potentiellement illimité⁶¹⁶. Donc, dans les années 1970, la volonté d'apporter des changements aux PSA provenait en grande partie des entreprises elles-mêmes.⁶¹⁷

L'un des principaux attraits des contrats de partage de production pour les pays pétroliers était leur différence avec la concession ; en effet, et contrairement à leur prédécesseur, la concession traditionnelle, selon ce type de contrat, le pays d'accueil reste propriétaire des réservoirs en ayant plus de contrôle sur ses ressources naturelles et les avantages de la production sans subir les risques de l'investissement. Ceci est particulièrement important pour les pays en développement qui cherchent à exploiter leurs ressources pour le rendement économique mais qui n'ont pas l'expérience ou l'expertise technique nécessaires pour en supporter la charge financière. Selon la structure actuelle du PSA, la compagnie internationale pétrolière est nommée entrepreneur pour effectuer des opérations pétrolières dans un certain domaine ; elle mène l'exploitation à ses propres dépens et, surtout, sous le contrôle du pays hôte. En échange des frais supportés par la compagnie internationale, le contrat attribue une partie de la production à cette société aux fins de recouvrement des dépenses engagées dans le processus ; on appelle cela le remboursement des dépenses (ou « cost oil »).⁶¹⁸

⁶¹⁶ Néanmoins les gouvernements hôtes ont rapidement amené à limiter cette possibilité et ont commencé à utiliser les éléments de la fiscalité et des formules fendus complexes pour s'assurer que l'Etat recevoit la part du lion des profits exceptionnels,

⁶¹⁷ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 302.

⁶¹⁸ ASHONG Marcia, Cost recovery in production sharing contracts: opportunity for strikingworth bearing? University of Dundee, p. p. 1-2.

Comme on a mentionné ce nouveau dispositif pouvait être utilisé lentement, parce que les grandes sociétés pétrolières internationales préfèrent les accords de concession traditionnels. En effet les nouveaux entrants ; les petites compagnies pétrolières qui ont négocié de nouveaux contrats pétroliers sous forme de PSA, dans lequel la société pétrolière étrangère avait moins d'indépendance (après l'OPEP), abouti à l'insatisfaction des grandes sociétés pétrolières internationales. Mais plus tard, le PSA est devenu populaire même pour ces sociétés grâce à son système fiscal simple.

Les systèmes fiscaux pétroliers dans de nombreux pays en développement optent donc désormais pour les contrats de partage de production comme un nouveau modèle d'accord pour l'exploration et la production des ressources pétrolières et gazières. Cette tendance, comme nous l'avons mentionné plus haut, a débuté dans les années 1960 et les quatre dernières décennies ont vu une augmentation significative des conditions proposées par les PSA. Maintenant, près de la moitié des pays disposant d'un fort potentiel pétrolier ont un système basé sur les PSA⁶¹⁹.

A : Les pays précurseurs en matière d'utilisation des contrats de partage de production

Bien que le PSA soit généralement perçu comme ayant été développé dans les années 1970,⁶²⁰ certains pays l'ont adopté avant.

Dans les diverses sources, l'Indonésie a été mentionnée comme le premier pays ayant commencé à utiliser des contrats de partage de production ; historiquement même, l'origine de ces contrats est attribué à la loi de ce pays⁶²¹. Cependant, avant l'Indonésie, de tels contrats ont été conclus au Venezuela en 1948 et en Iran en 1951.⁶²² Cette erreur peut être due au fait que l'Indonésie est l'un des pays les plus actifs en termes de formes

Autrement dit, le système fiscal de la concession est devenu lourd, l'absence de contrôle juridique direct sur les ressources produites conduit à un tableau des systèmes fiscaux complexes visant à accroître la portion du gouvernement, mais dans les contrats partage de production, la propriété légale de la production sera sous le contrôle du pays ou par sa compagnie nationale, et des taxes ne seraient imposées que sur le revenu à partir du profit de pétrole, après que la compagnie étrangère ait reçu ses coûts de l'investissement. ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 2.

⁶¹⁹ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 433.

⁶²⁰ Durant les années 1970, les pays en développement ont continué à adopter la structure de PSA, d'autres ont utilisé le système de concession et PSA en parallèle. Normalement les concessions qui avaient été conclus, ont été continuées mais le gouvernement du pays hôte ne pouvait plus jongler facilement avec les taux d'imposition. Pour les nouvelles zones d'exploration ont été utilisé le PSA, et donc les entreprises étrangères ont supporté tous les risques. DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303.

⁶²¹ TAGHIZADEH ANSARI Mostafa, Le système juridique partage de production de l'industrie pétrolière et de gaz, 1^{er} édition, Téhéran, publié par la société d'ingénierie et de développement du pétrole, p. 157. Selon YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *L'ergonomie, l'utilité et la qualité des contrats partage de production dans l'industrie pétrolière de l'Iran*, revue trimestriel des perspectives juridique, n 55, 2012, p. 154.

⁶²² AMANI Masoud, *op. cit.*, p. 25.

standards de contrats de partage de production en Asie et même dans le monde entier et les contrats de ce pays sont devenus comme un modèle pour les autres.⁶²³

Les Indonésiens ont aboli le système de la concession en 1960 et la propriété et l'exploitation du pétrole et du gaz ont été attribuées à trois sociétés d'Etat. Le premier PSA a été signé en 1966 et en 1968, Pertamina est devenue l'entreprise dominante de l'Etat. En 1971, Pertamina a reçu le pouvoir exclusif de procéder à l'exploration et l'exploitation du pétrole et le droit de conclure des accords de partage de production. Dans ces accords, Pertamina était responsable du paiement de toutes les taxes et redevances sur sa part de « profit oil ». Fait intéressant, la participation du gouvernement à l'étape du développement est devenue une vache sacrée pour les pays en développement au cours des années 1970 et 1980.⁶²⁴

L'Egypte et la Syrie sont les pays suivants à avoir adopté ce type de contrat, en se basant largement sur le modèle indonésien. Puis en 1971, l'emploi de contrats de partage de production par les Occidentaux a persuadé le gouvernement péruvien de conclure un nouveau type de PSA⁶²⁵. En vertu du modèle péruvien, la compagnie pétrolière n'exploite pas les ressources mais une courbe de la baisse de production, qui aurait normalement du avoir lieu, est établie et la compagnie pétrolière obtient une partie de l'augmentation de la production selon le ratio de cette courbe. Autrement dit, la compagnie internationale possède une fraction de toute production supplémentaire qu'elle peut obtenir par l'utilisation de techniques pétrolières modernes.⁶²⁶

Certains développements, les plus intéressants dans les PSA, ont actuellement lieu dans la Fédération de Russie et les républiques indépendantes de cette partie du monde. L'une des raisons en est la vitesse de l'évolution. Au départ, les compagnies pétrolières ont été attirées hors de Russie par des réserves de prêt à produire sous un régime fiscal redevance/taxe avantageux. Mais elles avaient d'autres expériences et, en pratique, elles ont trouvé que la situation était complètement différente (surtout les taxes). L'évolution

⁶²³ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 433.

⁶²⁴ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 302.

⁶²⁵ « Incremental or field recovery PSAs »

⁶²⁶ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 302.

contractuelle de la Russie des concessions vers les PSA, qui comme nous l'avons vu a pris au moins vingt-cinq ans ailleurs dans le monde, n'a pris que quatre ans.⁶²⁷

Par exemple, on peut noter l'évolution des contrats de partage de production en Indonésie. Les résultats de l'étude de l'histoire des contrats de partage de production dans ce pays ont été remarquables au cours des dix premières années suivant 1966. Les fonds d'exploration et de développement ont été conséquents et l'Indonésie était le lieu d'investissement de prédilection pour les entreprises. Le gouvernement était favorable à cela car il gardait le contrôle en vertu de l'exigence d'approbation. L'entrepreneur (la compagnie internationale pétrolière) y était également favorable en raison de la facilité d'accès à une part garantie du pétrole ou du gaz sous un niveau raisonnable de contrôle sur le terrain. D'autres pays, notamment la Malaisie⁶²⁸, voisine de l'Indonésie, ont copié le système des PSA indonésiens qui, au milieu des années 1970, étaient devenus le principal cadre juridique pour la coopération entre les investisseurs étrangers et les pays en développement. Cependant, après le milieu des années 1970, les changements dans le climat des investissements dans l'industrie pétrolière indonésienne ont causé une frustration chez les investisseurs étrangers.⁶²⁹

⁶²⁷ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303.

⁶²⁸ Up to and including the making of the 1971 Teheran Agreement the Malaysian government closely followed the developments in the concession regime that took place in the Middle East Gulf States and incorporated the results of these negotiations between governments and their concessionaires in its own license regime. Thereafter Malaysia followed the example given years earlier (in 1960) by Indonesia in that the government decided to nationalize the then existing petroleum licenses and agreements and to make only production sharing contracts available to the foreign petroleum industry. The new policy was introduced by Petroleum Development Act 1974 which came into force on 1 October 1974 and by virtue of which:

(i) Petroleum agreements were cancelled with effect from 1 April 1975; and

(ii) ownership in and the exclusive right of exploring for, exploiting, winning and obtaining petroleum, whether onshore or offshore, was vested into a state-owned Corporation, which was named Petroleum National Berhad (PETRONAS).

ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, Appraisal of production sharing contracts as a mode of licensing in the oil & gas industry, being a research project submitted to the faculty of law, In partial fulfillment of the requirements for the award of the bachelors of law L.L.B, University of Lagos, Akoka, Lagos state., SEPT 2009, pp. 34-35.

⁶²⁹ Les recherches menées par Machmud (2000) dans les problèmes de l'industrie du pétrole indonésien ont mis en lumière l'expansion incontrôlée de Pertamina et sa mauvaise gestion financière, résultant en un modèle beaucoup trop bureaucratique. Des bureaucrates sans expertise et la culture de la corruption est entrée principalement par des achats obligatoires. Les appels d'offres, censé toujours réduire la corruption, mais les contrats étaient conclus par des copinages politiques. En conséquence, en Indonésie, malgré de son attrait géologique continue, n'a pas connu la même croissance du développement de nouvelles réserves comme dans d'autres régions concurrentes. Bien qu'il y ait un effort en 1998 pour proposer des réformes afin de déréglementer et débureaucratiser l'industrie, qui

B : La mode des contrats de partage de production

En tout cas, depuis l'introduction des contrats de partage de production indonésiens dans les années 1960, la forme moderne de ces contrats a été utilisée en particulier dans les pays où il y avait des ressources abondantes mais pas les compétences requises ou le savoir-faire technique pour gérer l'exploration, le développement et l'exploitation. En parallèle à la mauvaise presse des contrats de concession traditionnels, les gouvernements hôtes avaient tendance à pencher dans la direction des contrats de partage de production, la plupart du temps comme un moyen pour se protéger contre une attaque politique, même si un PSA ne pouvait pas être complètement adapté à des circonstances particulières. Néanmoins, au cours de ces dernières années, les gouvernements hôtes ont permis un débat approfondi avant de conclure de tels contrats pétroliers, que ce soit après la première découverte de réserves de pétrole ou pour l'exploitation des champs marginaux. Le but ultime de tous les gouvernements hôtes est de déterminer la meilleure méthode à travers laquelle ils pourront récupérer le maximum de leurs ressources naturelles.⁶³⁰ Mais comme nous l'avons mentionné, parfois les mouvements politiques ont un effet contraignant sur les contrats pétroliers.

Les principaux facteurs influençant l'attrait des contrats de partage de production pour la plupart des gouvernements comprenaient la perception de recettes importantes dès le premier jour de la production grâce au mécanisme de partage de la production et l'exercice du contrôle sur les opérations sans la participation directe de l'Etat à travers sa représentation au sein du comité de gestion.⁶³¹

Dans les pays où potentiellement il y a de grands champs pétroliers et gaziers, la ressource et son extraction ont un rôle important dans l'économie du pays. Toutefois, il y a des incertitudes dans la recherche des quantités commerciales de pétrole et de gaz⁶³² et

n'a jusqu'à présent pas bien réussi. PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 435-436.

⁶³⁰ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 1.

⁶³¹ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 302.

⁶³² SUSLICK S.B., SCHIOZER D.J., *Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview* reprinted from Journal of Petroleum Science and Engineering, vol 44, n.2, 2004, p. 4. ; SUSLICK S.B., SHOZER D., RODRIGUES M.R., *Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum*,

le capital requis pour entreprendre l'exploration et la production en raison des risques commerciaux importants. Donc les contrats de partage de production sont un nouveau modèle intéressant pour certains pays aux fins de l'exploration et de la production des ressources pétrolières et gazières.⁶³³

En effet, selon les contrats de partage de production, l'Etat engage la compagnie pétrolière internationale à explorer les sources d'hydrocarbures et, dans le cas où un champ serait découvert, il l'engage également à l'exploiter. La compagnie internationale est responsable du financement du développement, de l'exploration et de la production du pétrole. Elle supporte entièrement les risques liés à l'exploration. Si ni gaz ni pétrole ne sont trouvés, la société ne reçoit aucune rémunération. Le gouvernement est propriétaire à la fois des ressources et des installations à leur mise en service.

Traditionnellement, le gouvernement ou ses autorités, comme la compagnie pétrolière nationale, ont la possibilité de participer à différents aspects du processus d'exploration et de développement. La répartition des bénéfices est l'un des éléments les plus importants dans les systèmes fiscaux des contrats de partage de production. Elle est directement corrélée à la valeur de la réserve, aux seuils de taille sur le terrain et à d'autres mesures d'économie relatives. Une fois que les flux de trésorerie sont projetés, la compagnie pétrolière internationale verse une redevance sur la production brute au gouvernement. Une fois la redevance déduite, cette compagnie reçoit des revenus ou une partie de la production au titre de remboursement de ses dépenses. Le reste du pétrole ou du gaz (« profit oil/gas ») est ensuite réparti entre la compagnie nationale et la compagnie internationale selon la formule mentionnée dans le contrat. La compagnie internationale doit alors payer l'impôt sur sa part du « profit oil » (ou « profit gas »). La part des profits additionnée au remboursement des dépenses correspond au revenu total pour cette compagnie. Dans cette forme de base, le gouvernement a trois sources de revenus : les « royalties », sa part du « profit oil » (ou « profit gas ») et l'impôt sur les bénéfices.⁶³⁴

Exploration and Production TERRÆ 6(1), 2009. Consultable sur le site <https://www.ige.unicamp.br/terrae/V6/PDF-N6/T-a3i.pdf>

⁶³³ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 431.

⁶³⁴ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 433.

Les clauses contractuelles des PSA comprennent une variété d'éléments comprenant la définition de blocs d'exploration, la durée de l'exploration et de la production, un travail minimum, l'obligation de dépenses, les droits fondamentaux, les droits et privilèges de l'entrepreneur, le régime fiscal, le respect du contrat et l'arbitrage. En plus des « royalties », de l'impôt sur les bénéfices du pétrole et du partage des bénéfices, un PSA contient également une clause couvrant les avantages spéciaux qu'un entrepreneur peut offrir au gouvernement en échange de l'obtention du contrat. Normalement, ces avantages sont des éléments tels que des bourses d'études, la formation, les subventions aux autorités gouvernementales ou des établissements d'enseignement, les primes de production, les obligations du marché intérieur⁶³⁵ et des options de participation du public.⁶³⁶

C : L'historique des contrats de partage de production indonésiens

Afin de mieux comprendre l'historique des contrats de partage de production et leur évolution, il faut considérer l'histoire des contrats indonésiens parce que, comme nous l'avons expliqué plus haut, l'Indonésie est reconnue par les experts comme le premier pays ayant introduit des PSA. En dehors de très peu d'accords de services, tous les contrats d'exploration et d'exploitation pétrolières en Indonésie sont des PSA ; entre 1966 et 1998, le pays a conclu trente-sept contrats de partage de production aux mêmes conditions en tant que leader dans ce domaine. Elle est donc l'un des pays les plus actifs en ce qui concerne cette forme de contrats, non seulement en Asie mais dans le monde entier. Ainsi, un grand nombre de sociétés pétrolières internationales font des opérations pétrolières en Indonésie.⁶³⁷

En 1966, l'Indonésie a présenté le partage de production aux entreprises d'exploration. Cinq autres arrangements sont maintenant utilisés dans des dispositifs non-exploratoires. Mais les contrats de partage de production restent les principaux moyens d'exploration et

⁶³⁵ DMO

⁶³⁶ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 433.

⁶³⁷ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 67.

d'exploitation. Grâce à ce nouveau modèle contractuel, l'Indonésie est devenue un partenaire incontestablement attractif dans le monde.⁶³⁸

Avant l'indépendance, le secteur pétrolier était réglementé en vertu de la loi de 1899 qui a permis l'octroi de concessions minières. Un concessionnaire a ainsi acquis un contrôle direct sur ces ressources. L'Indonésie a proclamé son indépendance en 1945 et, en vertu de la Constitution, ses ressources pétrolières ont été attribuées à l'Etat. Des entreprises publiques ont été créées pour exploiter les ressources minérales. La loi indonésienne 44 (1960) et la loi 8 (1971) ont accordé à Pertamina⁶³⁹ le droit exclusif de procéder à l'exploration et à l'exploitation. La loi sur le Pétrole 44 et la loi 8 constituent la structure juridique de base pour le pétrole et le gaz.⁶⁴⁰

Pour Pertamina, il y a cinq types de subventions ou de droits : « Technical Evaluation Agreement » (TEA)⁶⁴¹, « Technical Assistance Contract » (TAC), « Joint Operating Agreement » (PSC/JOA), « Enhanced Oil Recovery » (EOR)⁶⁴² et « Loan Agreement » (LA)⁶⁴³.

Parmi ces contrats, on pourrait dire que l'origine des contrats de partage de production vient des contrats TAC.

- « Technical Assistance Contract » (TAC) :

À la fin des années 1960, confrontée à des problèmes budgétaires, Pertamina a commencé à autoriser les entreprises internationales à percer les couches (et les puits) plus profondément dans ses propres champs de production ; on appelle cela un TAC. L'opération est financée par l'entrepreneur et la production divisée entre un pétrole

⁶³⁸ Indeed, the production versus consumption curve is forecast to cross in about the year 2000- some say as early as 1997- and Indonesia will become a net importer of oil when they do.

⁶³⁹ Acronym for the Indonesian State Oil and Gas Enterprise: 'PERTAMINA'

⁶⁴⁰ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 25.

⁶⁴¹ « Technical Evaluation Agreement » (TEA). A Technical Evaluation Agreement is a seismic option which allows international companies to conduct seismic surveys or geological studies in open or 'free' areas.

⁶⁴² « Enhanced Oil Recovery » (EOR): The EOR arrangement is used for enhanced recovery in established producing fields. EOR contracts are based on Law 44/Prp/1960, Law No 8/1971 and its related ministerial letter

⁶⁴³ « Loan Agreement » (LA): This arrangement is a straight loan basis with loan advance repaid from production from an established field.

partageable et un pétrole non-partageable. Le pétrole non-partageable, dérivé des zones de production précédemment découvertes par Pertamina, est crédité à cent pour cent sur le compte de Pertamina. Le reste de la production, le pétrole partageable, est soumis à un mécanisme de partage convenu.

Et enfin, l'Indonésie a commencé à utiliser des contrats de partage de production.

- « Joint Operating Agreement » (PSC/JOA) :

Pertamina introduisit plus tard, dans les années 1970, une forme de participation accrue du gouvernement par le PSC/JOA ou « Joint Operating Agreement ». Ici, l'exploration et la production sont menées conjointement par un corps mixte d'exploitation⁶⁴⁴, les dépenses d'investissement sont partagées également entre Pertamina et les sociétés internationales et la production est partagée, généralement à parts égales entre Pertamina et l'entrepreneur international.⁶⁴⁵

Après l'indépendance de l'Indonésie en 1945, sa Constitution établit que toutes les ressources naturelles, dont le pétrole, appartenaient à l'Etat. Trois compagnies pétrolières gouvernementales ont été créées en 1960 : PN, PN Pertamina et PN Permien. En 1971, la loi 8 a réuni les trois en une seule compagnie, PN Pertamina. Les compagnies pétrolières internationales ont vu leurs contrats de concessions, conformes à la loi néerlandaise de 1899 sur les mines, convertis en contrats de travail de trente ans pour continuer la production dans les anciennes zones de concession. Les derniers de ces contrats, à savoir ceux de Stanvac et Chevron Ltd Asie et de Texaco Overseas Petroleum Co. (Caltex), ont été convertis en contrats de partage de production en 1993.⁶⁴⁶

En effet, les contrats de partage de production ont été introduits en réponse à des critiques croissantes et à l'hostilité envers le système de concession existant. Autrement dit, après l'émergence d'un sentiment nationaliste indépendantiste, les concessions sont devenues la cible de critiques croissantes et d'hostilité. En réponse à cela, le gouvernement refusa d'accorder de nouvelles concessions. Afin de surmonter la stagnation dans le

⁶⁴⁴ « Joint Operating Body »

⁶⁴⁵ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 25.

⁶⁴⁶ *Op. cit.*, p. 28.

développement – l'industrie du pétrole était devenue un désavantage faiblesse pour le pays et les entreprises étrangères –, une nouvelle législation sur le pétrole a été conduite. Selon celle-ci, les contrats de partage de production ont été considérés comme un modèle acceptable pour le pays parce que le gouvernement confirmait l'appartenance nationale des ressources. Mais les grandes compagnies pétrolières furent initialement opposées à cette nouvelle forme de contrats car elles s'engageaient à investir des capitaux dans une entreprise qu'elles n'étaient pas autorisées à posséder ou à gérer. Plus important encore, ces compagnies ne voulaient pas créer un précédent qui aurait pu alors affecter leurs concessions ailleurs. Par conséquent, les premiers PSA ont été signés par les compagnies étrangères indépendantes qui ont montré une plus grande volonté de compromis et accepté les conditions qui avaient été refusées par les grandes compagnies pétrolières internationales. En outre, il a été avancé que les compagnies indépendantes ont vu cela comme une occasion de briser la domination des grandes compagnies pétrolières et d'avoir accès au pétrole brut de plus grande qualité.⁶⁴⁷

Néanmoins, on estime que l'avantage du système des PSA en comparaison avec le système des concessions dans l'environnement de l'Indonésie était la flexibilité qui permettait à la compagnie pétrolière internationale de conclure un accord avec le gouvernement sur un large éventail de questions, notamment sur le principe de la garantie du droit des investisseurs au cours de la période du projet. Ainsi, les contrats de partage de production pouvaient être attrayants pour les entreprises étrangères, en particulier pour celles basées aux Etats-Unis car elles pouvaient intégrer les réservoirs dans leur balance « sheets not withstanding » quoiqu'elles ne les possèdent pas.⁶⁴⁸ La forme des contrats de partage de production en Indonésie a constamment progressé⁶⁴⁹, en renforçant le rôle de la gestion de l'Etat dans le fonctionnement des activités pétrolières et gazières. L'un des

⁶⁴⁷ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 1-2.

⁶⁴⁸ *Op. cit.*, p. 85.

⁶⁴⁹ “Ironically, whereas companies bitterly opposed the introduction of profit restrictive fiscal terms in the early 1980s, when they were first introduced and when oil prices were high, their opposition diminished in the 1990s. In a decade of low oil prices, and with general industry perception of their continuation, fiscal terms which limited their upside also protected them from some of the downside. In a decade of more marginal profitability, whether due to price, smaller field sizes or high unit costs, a fiscal system that provided a bigger share of a smaller cake began to have its attractions.”
DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 306.

principaux objectifs étant d'encourager les investisseurs étrangers pour assurer l'équité entre les recettes de l'Etat et le bénéfice de la société.⁶⁵⁰

Dans ces contrats, le gouvernement met l'accent non seulement sur ce qu'il reçoit mais aussi sur la façon de le recevoir. Du point de vue des compagnies internationales, la participation du pays hôte ne peut pas être attrayante. Néanmoins, en raison de son potentiel géologique positif, les activités d'exploration pétrolière en Indonésie ont augmenté après la première introduction de PSA. Le PSA représente actuellement environ quatre-vingt-dix pour cent des contrats pétroliers du pays, représentant ainsi la majeure partie de toutes les activités pétrolières dans le pays. Sous les contrats de partage de production, le gouvernement détient une participation élevée, normalement de soixante à quatre-vingt-cinq pour cent, et le droit de céder son propre personnel au corps mixte d'exploitation depuis le début. Les profits de la compagnie internationale, après impôts et remboursement des dépenses, sont d'environ quinze à trente-cinq pour cent sur le pétrole et de trente à quarante pour cent sur le gaz⁶⁵¹.

D : La différence substantielle entre les contrats de partage de production et les contrats de concession

Enfin, il faut noter que certains pensent que la principale différence entre les concessions et les contrats de partage de production est la propriété de la ressource minérale. En effet, selon les termes des concessions, tout le pétrole brut produit appartient à la compagnie internationale, alors qu'en vertu des PSA, il appartient au gouvernement du pays hôte et la part de la production allouée à la compagnie internationale peut être considérée comme un paiement ou une compensation pour le risque pris et les services rendus.⁶⁵²

Évidemment, si l'augmentation de la part du gouvernement était le but ultime de l'utilisation des contrats de partage de production, d'autres méthodes auraient pu être

⁶⁵⁰ http://www.ccop.or.th/epf/indonesia/indonesia_explor.html

⁶⁵¹ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 435.

⁶⁵² BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 9-10.

utilisées. Par exemple la concession moderne ou l'accord de licence, le plus souvent utilisé par l'Organisation de coopération et de développement économique (OCDE).⁶⁵³

En effet, comme il a été mentionné, l'utilisation des contrats de partage de production était une réaction aux mouvements nationalistes qui n'acceptaient plus les concessions. Par conséquent, malgré les inconvénients des PSA – taux d'imposition et autres dispositions pouvant les rendre onéreuses –, ces contrats semblent toujours être l'option la plus viable pour les pays producteurs de pétrole afin de maximiser leur potentiel dans l'industrie pétrolière. Notamment parce que l'utilisation des PSA facilite le contrôle sur les opérations pétrolières privées. En effet, elle permet aux pays producteurs de pétrole de nationaliser leurs ressources pétrolières (en retenant le droit de propriété des concessions) et, dans le même temps, d'attirer la participation directe des entreprises privées étrangères. Par ailleurs, les PSA étaient considérés comme une expérience intéressante au début des années 1970 étant donné les problèmes de l'époque : technologies inadéquates, main-d'œuvre non qualifiée et ressources financières insuffisantes sévissant dans les pays en développement.⁶⁵⁴

Enfin, les pays en développement, selon leur situation économique et à cause de déficits et de dettes toujours croissants, ne pouvaient pas choisir d'autres formes de relations contractuelles (notamment des « joint venture »).⁶⁵⁵

Ainsi, les PSA ont été satisfaisants pour l'Indonésie mais aussi pour beaucoup d'autres pays comme l'Égypte, la Syrie, la Malaisie, la Libye, l'Algérie ainsi que d'autres pays producteurs de pétrole en Afrique, en Asie, au Moyen-Orient et en Amérique centrale et du Sud. Ils sont devenus de plus en plus populaires dans l'ex-Union soviétique et en particulier dans la région de la mer Caspienne.⁶⁵⁶

⁶⁵³ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 1.

⁶⁵⁴ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 45.

⁶⁵⁵ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 45.

⁶⁵⁶ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 9-10.

Paragraphe 2 : Les caractéristiques et les objectifs des contrats de partage de production

En général les contrats de partage de production sont largement utilisés dans les économies en développement et les économies en transition car ils correspondent aux aspirations des gouvernements à être plus proactifs et impliqués dans la gestion des ressources pétrolières et gazières⁶⁵⁷. La combinaison la plus fréquente de deux secteurs est l'une des caractéristiques de ces contrats ; un gouvernement hôte, ou l'une de ses autorités comme la compagnie pétrolière nationale, et une compagnie pétrolière internationale, qui peut être une entreprise individuelle, une « joint venture » ou un consortium. Le PSA nécessite généralement la mise en place d'un partenariat entre les secteurs public et privé pour surveiller les opérations et participer aux décisions concernant les niveaux de production et les pratiques comptables. Le but du partenariat est de s'assurer que les deux parties essaient d'utiliser les sources connues d'énergie de la manière la plus économique et efficace. Dans des partenariats solides et actifs, les deux parties bénéficient de la coopération.⁶⁵⁸

Néanmoins, il ne faut pas oublier que beaucoup de pays en développement et riches en pétrole, afin de suivre un modèle économique, doivent prêter attention aux considérations politiques en parallèle des considérations économiques. Certains pensent donc que, pour les pays en développement, les contrats de partage de production ont été le point commun entre les considérations d'ordre politique et économique.⁶⁵⁹

À côté de la notion de partenariat, il faut noter que le but d'un système fiscal, du point de vue d'un gouvernement, est d'attirer des investissements et de capturer la rente économique maximale pour sa dotation géologique en superficie pétrolière. La rente économique peut être définie comme un revenu obtenu sans aucune dépense courante ni

⁶⁵⁷ Ainsi, Le régime des contrats partage de production peut être agréable pour les gouvernements qui ne peuvent pas participer au développement de leurs ressources pétrolières. Par exemple, au Nigeria, où les coûts de financement des accords de « joint venture » sont difficile pour le gouvernement, les contrats partage de production sont une alternative bienvenue.
ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 9.
http://www.ccop.or.th/epf/indonesia/indonesia_explor.html

⁶⁵⁸ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 432.

⁶⁵⁹ YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.*, p. 157.

de production, pour obtenir l'excédent de la valeur locative au-delà du coût réel de la production. La structure traditionnelle de base des contrats de partage de production⁶⁶⁰ est conçue pour obtenir la meilleure rente économique possible.⁶⁶¹ Ce système fournit aussi un moyen pour l'Etat, à travers sa compagnie nationale, de participer au projet et d'acquérir le financement et les compétences techniques pour exploiter les ressources pétrolières.⁶⁶²

En général on peut dire qu'un PSA est un moyen d'acquisition du droit d'exploitation (et de propriété) par la compagnie pétrolière internationale et de la propriété et du développement des ressources pétrolières pour les pays producteurs de pétrole.⁶⁶³ Ainsi, on peut affirmer que ces contrats sont un outil courant pour les pays producteurs d'hydrocarbures pour attirer les investissements étrangers dans le secteur pétrolier et gazier.⁶⁶⁴

Autrement dit, le développement minéral est un investissement à long terme dont les bénéfices ne peuvent être bien récoltés que dans l'avenir et dans le long terme. Il constitue, ou devrait constituer, une partie d'une stratégie économique globale. Les objectifs du pays d'accueil peuvent être distingués en trois catégories qui sont la souveraineté et le contrôle des opérations, le financement de l'exploration par la société étrangère et la croissance économique. Certains des objectifs secondaires sont l'utilisation optimale des ressources naturelles, l'accès à la science et à la technologie, des recettes en devises, la satisfaction de la demande intérieure en particulier en ce qui concerne la création d'un secteur industriel en minimisant les effets néfastes de l'exploitation minière sur l'environnement, en favorisant à la fois l'emploi direct et indirect, en accroissant le

⁶⁶⁰ Depuis leur introduction dans l'industrie pétrolière indonésienne, les contrats partage de production ont acquis une popularité croissante et l'importance à travers le monde, en particulier dans les économies en développement. En effet, Cette forme contractuelle a maintenant émergé comme le régime dominant de développement de pétrole dans le monde.

⁶⁶¹ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 3-4.

⁶⁶² ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 6.

⁶⁶³ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 37.

⁶⁶⁴ http://www.ccop.or.th/epf/indonesia/indonesia_explor.html

Selon ces contrats les investisseurs étrangers fournissent l'argent pour explorer et développer des zones de dessert et, une fois les projets sont mis en production, l'investisseur prend une part du produit en espèces ou en nature; généralement une combinaison des deux. Les intérêts du gouvernement hôte sont généralement représentés par une compagnie pétrolière nationale. BOSSLEY L., *Production Sharing Contracts: What is Market Price?*, OGEL, Vol. 3, issue 1, March 2005, P. 2.

niveau d'expertise, etc. Ces objectifs ne peuvent être atteints que dans le cadre d'une politique minière explicite.⁶⁶⁵

A : La propriété des gisements d'hydrocarbures dans les contrats de partage de production

Par essence, un contrat PSA, comme son nom l'indique, est une entente contractuelle par laquelle les deux parties⁶⁶⁶ partagent la production dans des proportions préalablement convenues. Comme nous l'avons noté, typiquement, le détenteur des droits au développement du pétrole est une entité de l'Etat qui peut détenir des droits sur l'ensemble de la superficie du pays ou dans des domaines spécifiques⁶⁶⁷. En effet, en règle générale, toute exploitation commerciale des ressources en pétrole et en gaz ne peut commencer qu'après que les entreprises privées aient obtenu des licences de concession ou des PSA de la part du gouvernement du pays⁶⁶⁸. Dans ces contrats, l'entrepreneur n'acquiert aucun droit sur le dépôt de pétrole⁶⁶⁹ et l'Etat en reste propriétaire.⁶⁷⁰

B : Les obligations de financement par l'entrepreneur

En contrepartie pour l'entrepreneur d'obtenir une partie de la production, celui-ci est seul responsable de tous les financements nécessaires et de remplir les exigences techniques requises dans l'exploration, le forage, la production et les opérations contractuelles

⁶⁶⁵ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 6-7. ; YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.*, p. 156.

⁶⁶⁶ Un pays hôte producteur de pétrole représenté par sa compagnie pétrolière nationale et un entrepreneur, qui est généralement une compagnie pétrolière étrangère.

⁶⁶⁷ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 436.

⁶⁶⁸ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 436.

⁶⁶⁹ IRANPOUR Farhad, *op. cit.*, p. 33.

⁶⁷⁰ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 1-2. ; SUNLEY M. Emil, BAUNSGAARD Thomas and SIMARD Dominique, Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience, Post-conference draft: June 8, 2002.

Où le pétrole est découvert, l'entrepreneur aurait droit de recouvrer ses coûts et bénéfices sous la forme d'une part de la production. L'entrepreneur aurait également droit à une part des bénéfices. Dans le cas où l'exploration est infructueuse, l'entrepreneur est généralement pas en mesure de récupérer son investissement. ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 6.

quotidiennes et supporte tous les risques encourus. A l'inverse, la compagnie pétrolière nationale est déchargée du financement ou des risques en vertu d'un PSA.⁶⁷¹

Autrement dit dans un PSA, l'Etat, en tant que propriétaire des ressources minérales, engage une compagnie pétrolière étrangère en tant qu'entrepreneur afin de fournir des services techniques et financiers pour des opérations d'exploration et de développement.⁶⁷²

Enfin, on peut dire qu'il y a deux éléments importants dans les contrats de partage de production. Tout d'abord, la compagnie pétrolière internationale supporte entièrement les risques liés à l'exploration. Si le pétrole ne peut pas être produit, l'entreprise ne reçoit aucune rémunération. Deuxièmement, le gouvernement est propriétaire à la fois des ressources et des installations. Le partenaire étranger verse une redevance sur la production brute au gouvernement.⁶⁷³

Section 2 : Les éléments et le contenu des contrats de partage de production

Après l'examen de l'historique des contrats de partage de production et après l'explication des caractéristiques de ce modèle contractuel, il faut considérer les éléments constitutifs de ces contrats, notamment les éléments financiers. Nous allons ainsi considérer le contenu de ces contrats.

⁶⁷¹ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303. ; OKOBI Nkiru, *op. cit.*, p. 4. ; ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 37.

⁶⁷² La compagnie étrangère acquiert un droit à une part prévu du pétrole produite comme une récompense pour le risque pris et les services rendus. Cependant, le gouvernement ou la compagnie nationale a généralement la possibilité de participer à différents aspects du processus d'exploration et de développement. En outre, ces contrats prévoient fréquemment, la création d'un comité mixte où les deux partis sont représentés et qui surveille les opérations. BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 1-2.

⁶⁷³ Après la redevance est déduit, la compagnie étrangère a droit à une part de pré-spécifié (par exemple 40 pour cent) de la production pour le remboursement des coûts. Le reste de la production, ainsi appelé « profit oil », est ensuite partagé entre le gouvernement et la compagnie internationale à une part prévu (par exemple, 65 pour cent pour le gouvernement et 35 pour cent pour la compagnie étrangère). L'entrepreneur doit alors payer de l'impôt sur sa part du « profit oil ». Au fil du temps PSA ont considérablement changé et aujourd'hui, ils prendre de nombreuses formes différentes. BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 1-2.

Paragraphe 1 : Les éléments contractuels des contrats de partage de production

A : « Royalties »

Les « royalties » (redevance) sont en pratique une taxe sur la production qui peut être perçue en espèces ou en nature, avant ou après le remboursement des dépenses. Typiquement, sa valeur est inférieure à vingt pour cent de la production totale.⁶⁷⁴ En effet, dans un pays où la loi impose de payer une redevance sur le pétrole produit, une certaine proportion de tout le pétrole produit dans le cadre du PSA doit être mise de côté pour répondre à cette obligation. On appelle cela les « royalties » du pétrole.⁶⁷⁵

Certains PSA prévoient que la première partie de la production constituera les « royalties » et reviendra à l'Etat. Elle est normalement d'environ dix à quinze pour cent. Cependant, il est fréquent que, dans les contrats prévoyant des « royalties », la part de la production revenant à l'entrepreneur augmente d'autant.⁶⁷⁶

En général, on peut observer l'évolution et une plus grande divergence dans les « royalties » depuis le milieu des années 1980.⁶⁷⁷ Par exemple, elles sont prévues dans les contrats de partage de production du Nigeria autour des années 1990.⁶⁷⁸

Une fois que le pétrole est produit, la compagnie internationale peut être obligée de payer une redevance perçue sur la production brute au gouvernement. Ce droit constitue un flux de trésorerie immédiat pour le gouvernement, il doit donc être payé en espèces. Si le paiement est fait en nature, il constitue une source de pétrole brut sans frais pour le marché intérieur ou l'exportation⁶⁷⁹. Quoi qu'il en soit, les « royalties » garantissent un

⁶⁷⁴ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3. Également il faut considérer que le taux de la redevance peut être varié même dans le même pays en fonction du potentiel géologique et de la rentabilité du contrat. AL FARUQUE, *Utility of Flexible Mechanisms and Progressive Tax System in Ensuring Stability in Fiscal Regime of Petroleum Contract: An Appraisal*, OGEL, Vol. 2, issue 3, July 2004, 10 P.

⁶⁷⁵ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 7.

⁶⁷⁶ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303.

⁶⁷⁷ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 58.

⁶⁷⁸ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 36.

⁶⁷⁹ Dans le cas de paiement en espèces, il est crucial de déterminer la valeur de sortie. Supposons que le contrat partage de production prévoit un prix affiché. Si au moment de la livraison, le prix affiché est supérieur au prix comptant (ou marché), c'est un avantage pour le gouvernement. D'autre part, un

flux de revenus minimum versé par la compagnie internationale au gouvernement quelle que soit la rentabilité du projet ; en revanche, si la redevance est déductible du passif dans l'impôt sur les bénéfices, les recettes globales du gouvernement seront réduites. Par conséquent dans ce cas, il sera mieux que le gouvernement renonce à prendre des « royalties ».⁶⁸⁰

C'est probablement la raison pour laquelle, dans certains contrats, il n'y a pas de « royalties », comme dans les contrats de partage de production d'Azerbaïdjan.⁶⁸¹

Ainsi il faut ajouter que, alors que la plupart des contrats de partage de production déterminent les redevances fixées, certains contrats comportent des échelles mobiles. Parmi les pays qui demandent ce type de redevance, on trouve la Chine, le Turkménistan, la Syrie, le Yémen, l'Algérie, l'Égypte, le Chili, l'Éthiopie, le Gabon et le Nigeria.⁶⁸²

En effet, le paiement de redevances basées sur la production constitue une méthode traditionnelle. Certains pensent qu'elle peut être facilement contrôlée et que la responsabilité du gouvernement n'est que de contrôler la production physique. Dans ce cas, les revenus de l'État ne sont aucunement influencés par les prix.

Mais aujourd'hui, percevoir une redevance basée sur la valeur du projet est très populaire car elle est sensible aux variations de prix et de l'inflation. Malgré leurs avantages, les « royalties » présentent des inconvénients. Par exemple, du point de vue de l'investisseur, le paiement de « royalties » entraîne une réduction du flux de trésorerie du projet dont la

prix affiché en dessous du prix sera au bénéfice l'entreprise étrangère.

⁶⁸⁰ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 13.

⁶⁸¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 71.

⁶⁸² BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 48-49. ; Dans ce domaine, il faut considérer autre fois les contrats partage de production d'Indonésie. En lieu des redevances, les contrats indonésiens prévoient première tranche de pétrole (First Tranche Petroleum « FTP » / vers 20 pour cent de la production) a été introduit en 1988 afin de partager entre les deux parties contractantes selon la portion de profit de pétrole accepté mais travaille ailleurs de la même manière comme un paiement de redevance. Compte tenu des parts de profits de pétrole qui varient entre 50 et 90 pour cent en faveur du gouvernement, la portion de gouvernement de FTP sera entre 10 et 18 pour cent de 20 pour cent de la production. Par exemple, basé à la loi fiscale 1984, le gouvernement reçoit 71,1538 pour cent, tandis que l'entrepreneur reçoit 28,8462 pour cent de FTP, donc il y avait la garantie d'un revenu minimum de 14.23 per cent de toute opération pour gouvernement. Ceci, bien sûr, ne se traduit pas en une redevance de 10 à 18 pour cent puisque nous n'envisageons qu'un cinquième de la production plutôt que la production totale comme dans le cas où il y a de Royaltie. ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 30.

valeur actuelle est alors également réduite. Ainsi des taux de « royalties » très élevés peuvent affecter les activités de production en aboutissant à une exploitation accélérée ce qui est contraire à l'exploitation optimale. Autrement dit, l'entrepreneur, afin de compenser une liquidité réduite, les coûts et les risques, peut prélever une plus grande quantité de pétrole dans la première période d'exploitation du champ.

Bien que l'on ait tenté à travers certaines méthodes d'application des mécanismes de contrôler les effets négatifs de l'utilisation des « royalties » dans le contrat, les entreprises étrangères les considèrent comme un facteur limitant.

Au cours de ces dernières années, certains pays ont décidé de réduire ou de supprimer les « royalties » afin d'encourager les investissements dans les champs non-exploités.

Par exemple, en Norvège, afin d'encourager les investissements dans des domaines éloignés de la mer du Nord, les « royalties » ont été supprimées des contrats signés après 1986.

Enfin, nous notons que soixante-trois pour cent de tous les contrats de partage de production dans la recherche de Bindemann ne prévoient pas de redevance. En effet, quatre-vingt-onze pour cent de tous les contrats tombent dans les quatre catégories de « royalties » : zéro, dix, douze virgule cinq et vingt pour cent. La plupart des neuf pour cent sont situés entre douze virgule cinq et vingt pour cent et un seul contrat prévoit une redevance de plus de vingt pour cent (au Chili avec quarante-cinq pour cent) ; seulement cinq sont en dessous des dix pour cent.⁶⁸³

B : « Cost oil »

Selon la plupart des contrats de partage de production, le régime du coût du pétrole est généralement conçu pour permettre à la compagnie pétrolière internationale de récupérer

⁶⁸³ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 48-49. ; Pour en savoir plus à l'égard de Royaltie voir OTTO James, ANDREWS Craig, CAWOOD Fred, DOGGETT Michael, GUJ Pietro, STERMOLE Frank, STERMOLE John, and TILTON John, *Mining Royalties A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society*, The World Bank, The International Bank for Reconstruction and Development 2006.

les frais de l'exploration, du développement, les coûts de production ou des revenus bruts. Cette part varie habituellement en fonction du pays et/ou des caractéristiques du champ.⁶⁸⁴

En effet, l'entrepreneur peut être remboursé de ses dépenses pendant une période déterminée selon l'index du contrat⁶⁸⁵. Les coûts particuliers qui peuvent être recouverts diffèrent d'un contrat à l'autre. En général, les contrats de partage de production fournissent un pourcentage plafond pour le remboursement des coûts.⁶⁸⁶

Par exemple selon modèle indonésien, un certain pourcentage de la production est alloué au remboursement des dépenses, parfois appelé limite de remboursement ou plafond des dépenses. À l'origine, le plafond indonésien pour les dépenses était de quarante pour cent de la production, mais il a plus tard été porté à quatre-vingt pour cent. Dans certains cas, il n'y avait pas de limite (deuxième génération des contrats de partage de production indonésiens). En vertu du modèle de 1977, la compagnie pétrolière internationale pouvait dès les premières années utiliser cent pour cent de la production pour le remboursement des coûts. Pertamina, la compagnie nationale indonésienne du pétrole, n'a commencé à recevoir une partie de la production que dans les cas où il n'était pas nécessaire d'atteindre cent pour cent de la production pour achever le remboursement des dépenses⁶⁸⁷

Cependant, lorsqu'il y a des plafonds de dépenses, ils sont généralement compris entre trente et soixante pour cent de la production. En outre, l'évaluation de ce plafond peut fluctuer selon la catégorie des dépenses récupérables. Par exemple, dans un accord égyptien, les frais d'exploration ne pouvaient pas être récupérés au taux de vingt pour cent par an alors que les charges des opérations pouvaient être récupérées entièrement dans l'année où elles étaient engagées.⁶⁸⁸ Ou bien dans les contrats de partage de production du Nigeria, le pourcentage du pétrole brut annuel disponible pour cette

⁶⁸⁴ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 4-5.

⁶⁸⁵ « Joint Operating Agreement »

⁶⁸⁶ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303.

Il a été dit que ce plafond peut être quelque chose de 25% à 75%, mais rarement en dehors de cette plage. BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

⁶⁸⁷ Dans les contrats où le remboursement des coûts de 100 pour cent est autorisé, il y aurait un conflit d'intérêts potentiel entre l'entrepreneur et son partenaire de l'Etat, parce que chaque dollar revendiqué comme coût de pétrole aboutit à réduire la quantité de pétrole disponible à la société d'Etat de profit.

⁶⁸⁸ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 4-5.

allocation varie d'environ cinquante (maximum) à environ vingt-trois pour cent (minimum).⁶⁸⁹

Les contrats de partage de production du Pérou sont encore un exemple différent. Dans le modèle péruvien original des contrats de partage de production, la compagnie internationale se voyait généralement attribuer une partie de la production totale comme seul paiement pour couvrir les dépenses engagées. Cette part variait de quarante-quatre à cinquante pour cent, en fonction généralement de la quantité de production et de la zone du contrat. Cependant, ce modèle est devenu impopulaire pour les pays investisseurs. En effet, une part fixe de la production, sans rapport avec les prix du pétrole, les coûts ou les dépenses (en particulier lorsque le prix du pétrole était élevé) ne serait pas un bonus équitable pour la compagnie internationale. Par ailleurs, si l'on voulait attribuer un pourcentage élevé au gouvernement, cela entraînerait les mêmes conséquences économiques négatives (surtout du point de vue des compagnies internationales) telles que des redevances élevées prévues par les accords de concession. Pour cette raison, le modèle indonésien a toujours distingué « cost oil » et « profit oil ». ⁶⁹⁰

On rappelle que le remboursement des dépenses ne peut commencer qu'après le début de la production de pétrole brut provenant des réserves commerciales découvertes. Cela signifie donc que les dépenses faites par les compagnies internationales avant la production sont risquées. Même après le début de la production, tous les coûts de préproduction ne sont pas immédiatement récupérables parce que généralement, le mécanisme contenu dans ces contrats fixe une quantité limitée de pétrole disponible annuellement pour le remboursement des dépenses. Les dépenses des compagnies internationales doivent donc être réparties sur plusieurs années.⁶⁹¹ Ainsi, si le « cost oil » n'est pas suffisant pour couvrir les dépenses d'exploitation et d'amortissement dans la première période, il sera reporté et récupéré au cours de la période suivante.⁶⁹²

⁶⁸⁹ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 62.

⁶⁹⁰ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 4-5.

⁶⁹¹ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 62.

⁶⁹² Il faut ajouter que parfois contrats permettre comme une incitation à la compagnie internationale, récupérer un pourcentage supplémentaire des coûts d'investissement par « cost oil ». Cela réduit le « profit oil » disponibles pour les deux parties. Cependant, ils ne sont généralement pas déductibles d'impôt. BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 14.

Les allocations de pétrole en tant que « cost oil » varient de zéro dans certains contrats libyens, péruviens, roumains et trinidiens à cent pour cent dans des pays tels que l'Indonésie, le Libéria, le Bahreïn, le Guatemala, l'Algérie, l'Inde, l'Azerbaïdjan et le Nigeria. Cependant, deux points doivent être soulignés. Premièrement, tous les contrats de partage de production ne comportent pas nécessairement de clause « cost oil » fixée à zéro ou cent pour cent. Deuxièmement, le remboursement intégral des coûts intervient parfois avec un délai. La part de la production réservée au remboursement des dépenses diminuera au bout de cinq ans par exemple. Dans ce sens, le remboursement fonctionne de la même façon qu'une trêve fiscale (« tax holiday »).⁶⁹³

La tendance actuelle est d'augmenter les pourcentages de « cost oil » dans toutes les régions à l'exception du Moyen-Orient où il est en légère baisse comparé à sa moyenne de quarante pour cent. Selon les recherches de Bindmann, près de la moitié des contrats précise que le « cost oil » est soit de quarante soit de cent pour cent de la production (le « cost oil » a été fixé à zéro pour cent dans seulement deux virgule cinq pour cent des PSA)⁶⁹⁴.

Concernant le remboursement des dépenses, il ne faut pas oublier qu'il y a parfois conflit d'intérêts. D'une part, l'entrepreneur voudrait rentrer dans ses fonds aussi rapidement que possible, tandis que d'autre part, le gouvernement est préoccupé par le rendement au début du cycle de production. Il convient également de mentionner que cet élément doit être surveillé et la compagnie nationale doit être vigilante pour s'assurer qu'il n'y a pas de transfert de prix.⁶⁹⁵ Nous examinerons maintenant les points positifs et négatifs du remboursement des dépenses.

1 : L'impact négatif du remboursement des dépenses

Malgré le fait que le remboursement des dépenses soit conçu pour profiter au pays pétrolier, c'est aussi le moyen pour la compagnie internationale d'être remboursée au-delà

⁶⁹³ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 49-50.

⁶⁹⁴ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 49-50.

⁶⁹⁵ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, pp. 7-8.

des dépenses réellement engagées. Souvent, un régime fiscal mal structuré peut conduire à des abus de la part de l'entrepreneur. Cela est visible dans de nombreux pays en développement dont l'industrie pétrolière influe peu sur la croissance économique. Conclure des contrats avec des sociétés peu performantes, la mauvaise gestion des ressources et le manque de conscience sociale et environnementale ont abouti à de plus grands désastres pour les pays pétroliers. Un rapport récent financé par l'Union Européenne décrit comment un contrat de partage de production mal structuré dans le champ de Kashagan au Kazakhstan a eu des conséquences néfastes pour le gouvernement et les communautés locales. Greg Muttitt, qui a rédigé le rapport, a déclaré que l'étude révèle la mesure dans laquelle les compagnies pétrolières ont profité de la faiblesse du Kazakhstan dans les années 1990 (une période où le prix du pétrole était très bas). Eni et une compagnie pétrolière française⁶⁹⁶ ont déclaré que les coûts avaient été plus élevés que prévu et c'est vingt milliards de dollars devaient être payés par le gouvernement en remboursement des dépenses⁶⁹⁷ (un autre problème était lié à la clause de stabilisation qui ne permettait aucun changement dans le contrat).

En outre, une mauvaise structure de remboursement des dépenses peut entraîner un important profit pour l'entrepreneur dans une période où le prix du pétrole est élevé, ce qui pourrait alors conduire à des différends et à une instabilité contractuels à cause de la critique du gouvernement. Par exemple, en 2008 où le prix du pétrole était élevé, le ministère indonésien des Ressources énergétiques et minérales a proposé un règlement pour éliminer dix-sept dossiers de remboursement.⁶⁹⁸ Par la suite, il affirma que son prochain objectif était de trouver un moyen de supprimer le plafond contractuel de remboursement⁶⁹⁹. Ce qui eut un impact sur la capacité d'attrait des entreprises étrangères.⁷⁰⁰

⁶⁹⁶

http://www.foeeurope.org/sites/default/files/publications/FoEE_Kashagan_oil_field_development_1207.pdf

⁶⁹⁷ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 11-12.

⁶⁹⁸ <http://www.thejakartapost.com/news/2008/09/25/new-cost-recovery-scheme-will-save-little.html>

⁶⁹⁹ <http://www.reuters.com/article/2010/01/05/indonesia-oil-exploration-idUSSGE6040CF20100105>
(Last visited, 04 October 2013).

⁷⁰⁰ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 12.

2 : Les aspects positifs du remboursement des dépenses pour le pays hôte

Le remboursement des dépenses pour un pays hôte est essentiel parce qu'il est la principale incitation que le pays peut donner aux compagnies internationales. Sans remboursement de ses dépenses, la compagnie internationale n'aurait aucune motivation pour investir dans le pays. Bien que l'interprétation des objectifs puisse varier d'un pays à l'autre, l'objectif essentiel pour tous les pays hôtes est de maximiser leurs revenus tout en minimisant leurs risques. Dans un objectif de minimisation des risques financiers, le remboursement des dépenses est comme un catalyseur. En effet, par le remboursement des dépenses, le pays pétrolier encourage la compagnie internationale à fournir des capitaux et de la technologie nécessaires ; par conséquent, le pays peut éviter tout risque quant à ses ressources tout en bénéficiant de tous les revenus potentiels si l'exploration est réussie.⁷⁰¹

En général et autrement dit, voici les conséquences positives du remboursement des dépenses :

- Le risque de l'exploration est pris en charge par la compagnie internationale seule et le gouvernement est donc bénéficiaire lorsque l'exploration est réussie.
- En vertu des contrats de partage de production, la compagnie internationale (dans la plupart des cas) ne peut être remboursée de ses dépenses qu'à partir du moment où une partie déterminée de la production de la zone visée par le contrat est atteinte (« ringfenced »)⁷⁰², c'est un avantage pour le pays dans le cas où le pétrole produit sur la zone contractuelle n'est pas suffisant.

⁷⁰¹ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 12.

⁷⁰² C'est une procédure par laquelle le coût du forage d'un projet, dans une zone de partage de la production ne peut pas être considéré comme une déduction dans le calcul de l'impôt dû sur les revenus d'une autre région.

Une conséquence de limites de « cost oil » à la compagnie internationale est le potentiel d'essayer d'augmenter son gain en trouvant des moyens de déjouer le système de « cost oil ». Une méthode est par « cross-subsidization ». La plupart des contrats partage de production désignent « ring fencing » pour éviter cela : « normalement tous les coûts associés à un bloc ou d'une licence donnée doivent être récupérés à partir des recettes générées dans ce bloc. Le bloc est « ringfenced ». Néanmoins il y a des autre approche aussi, par exemple, l'Inde" permet que coûts d'exploration d'une région être récupérés par des recettes provenant autre, toutefois, les coûts de développement doivent être récupérés par la même région. ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 10.

Pour voir un autre exemple dans ce domaine voir: JOHNSTON Daniel, *Higher Prices Lower*

- Le plafond des dépenses est conçu pour assurer au gouvernement sa part de « profit oil » dès que la production commence. Ce qui est très important pour éviter des problèmes politiques.
- Enfin, les contrats de partage de production ont un régime fiscal relativement simple par rapport au système de la redevance/concession ; généralement le gouvernement ne perd donc ni temps et ni argent dans l'élaboration de règles fiscales complexes.

Enfin, on note que le remboursement des dépenses doit donc être considéré comme un catalyseur pour l'investissement et non comme un mécanisme à but lucratif. Compte tenu de son complexe de travail un système de remboursement des dépenses devrait avoir certains objectifs, notamment :

- une mesure détaillée pour s'assurer que les coûts d'exploration et de production des compagnies internationales pétrolières soient remboursés ;
- toute augmentation de l'amortissement est calculée de manière efficace afin de ne pas faire l'objet d'un double paiement ;
- déterminer un plafond afin d'éviter un manque à gagner pour le gouvernement dans les premières années, mais aussi un pourcentage raisonnable pour la compagnie internationale ;
- des mesures incitatives visant à attirer les entrepreneurs ne devraient pas être contraires au développement du pays, cela inclut des clauses de stabilité ;⁷⁰³
- enfin, il ne faut pas oublier que les « royalties » et le remboursement des dépenses sont presque parfaitement et positivement corrélés ; quand l'un des deux augmente, l'autre augmente aussi.⁷⁰⁴

Government Take?, the Petroleum Accounting and Financial Management Journal, Fall/Winter 2004, Vol. 23, No.3, pp. 98-104.

⁷⁰³ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 17-18.

⁷⁰⁴ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 60.

C : « Profit oil »

Le « profit oil » est la caractéristique essentielle des contrats de partage de production.⁷⁰⁵ Le profit du pétrole est la répartition prédéterminée de la production, après le remboursement des dépenses, entre l'entrepreneur et le gouvernement.⁷⁰⁶ La part de l'entrepreneur du « profit oil » est généralement soumise à taxation.⁷⁰⁷

En effet, le pétrole restant après avoir prélevé le « cost oil » et les « royalties » est appelé « profit oil ». Dans certains contrats de partage de production, il était simplement divisé en deux parties, par exemple quatre-vingts pour cent à l'Etat et vingt pour cent à l'entrepreneur. Mais lorsque le prix du pétrole est élevé, cette formule conduira à des bénéfices inattendus pour la compagnie pétrolière étrangère, une situation conduisant à l'anathème d'un ministre des Finances dans le monde entier. Les ministères des Finances des gouvernements hôtes, assistés par des organismes transnationaux tels que le Secrétariat du Commonwealth⁷⁰⁸ et la Banque mondiale, ont conçu les formules qui servent à limiter les profits potentiels de l'entrepreneur. Il est possible également d'utiliser une formule pour diviser les parties *au prorata* des profits ou bien une formule selon laquelle la taxe augmente si le profit augmente.⁷⁰⁹

Le modèle indonésien utilise la simple répartition en pourcentage ; par exemple, le contrat stipulera une répartition de quatre-vingt-cinq contre quinze pour cent en faveur du gouvernement. Mais comme nous l'avons dit, la répartition de « profit oil » peut être un ratio fixe ou fondé sur une base progressive en fonction du niveau de la production⁷¹⁰, du prix ou du profit. Par exemple, jusqu'à trente dollars le baril, la part du gouvernement sera de soixante-dix pour cent et au-delà, elle sera de quatre-vingt-cinq pour cent.⁷¹¹

⁷⁰⁵ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 36.

⁷⁰⁶ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 14.

⁷⁰⁷ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 6.

⁷⁰⁸ Pour les membres voir : <http://thecommonwealth.org/member-countries>

⁷⁰⁹ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303.

⁷¹⁰ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, pp. 7-8.

⁷¹¹ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 6.

Par exemple au Nigeria, le profit du pétrole est partagé entre la NNPC⁷¹² et l'entrepreneur dans des proportions préalablement convenues qui varient à différents niveaux de production. À des niveaux de production plus faibles, le taux de participation aux bénéfices est en faveur de l'entrepreneur. À des niveaux de production élevés, le pourcentage de partage des bénéfices est négocié entre les parties. Il convient de noter que la proportion selon laquelle le profit du pétrole est partagé diffère également d'un type, d'un contrat ou d'une région à l'autre.⁷¹³

En tout cas, on dit actuellement que le maximum de « profit oil » revenant à l'entrepreneur tend à augmenter dans toutes les régions à l'exception du Moyen-Orient où il est en baisse comparé à sa moyenne de vingt-cinq pour cent, une moyenne qui est nettement plus faible qu'ailleurs. L'Amérique du Sud aussi montre une très légère tendance à la baisse de son niveau actuel de quarante-cinq pour cent. Toutefois, entre les années 1966 et 1998, la part maximale de « profit oil » destiné aux compagnies internationales pourrait être trouvée en Amérique centrale avec soixante-cinq pour cent et la part minimale dans le Moyen-Orient avec vingt-huit pour cent.⁷¹⁴

Il faut ajouter également que, selon les recherches de Bindmann, seuls quarante-cinq des contrats de partage de production sur deux cent soixante-huit ont un « profit oil » fixé ; tous les autres comportent une formule basée sur la production ou le taux de rendement.⁷¹⁵

En effet, les « royalties », le remboursement des dépenses, le « profit oil » et les bonus de production peuvent être perçus comme des actions fixes de production, comme une redevance de « n » pour cent qui est appliquée à toute la production, ou sur la base des « sliding scales » c'est-à-dire d'un barème dégressif. Cette dernière méthode est plus standard. On peut trouver beaucoup de variations de « sliding scales ». Toutefois, les deux méthodes les plus courantes de calcul des paiements en utilisant les « sliding scales » se fondent sur la production quotidienne moyenne ou sur le facteur R.⁷¹⁶

⁷¹² The Nigerian National Petroleum Corporation

⁷¹³ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 40.

⁷¹⁴ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 51.

⁷¹⁵ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 51.

⁷¹⁶ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 17-18.

Voici un exemple de barème dégressif basé sur le volume : il s'agit d'un contrat indonésien qui stipule que la part de « profit oil » que recevra Pertamina devra représenter au moins soixante-et-un virgule cinq pour cent de la production et que la part de la compagnie internationale ne descendra pas en dessous de dix-neuf virgule deux pour cent. Le facteur R est le rapport des dépenses aux recettes. Cela signifie que les revenus acquis par la compagnie internationale grâce au remboursement des dépenses et au « profit oil » sont divisés par les dépenses engagées pendant une période déterminée. Par exemple, les parties déterminent que, dans le cas où la proportion des revenus aux dépenses est de un virgule cinq, le « profit oil » doit être partagé à parts égales et, dans le cas où la proportion des revenus face aux dépenses est de deux, le « profit oil » doit être partagé selon une proportion de quarante à soixante pour cent en faveur du gouvernement et ainsi de suite. Cette méthode est plus souple et plus raisonnable parce qu'elle ne dépend pas de la production et du nombre de barils de pétrole produits. L'un des contrats de partage de production azéris en est un exemple.⁷¹⁷

On rappelle que la fixation de l'échelle est généralement basée en fonction de la taille de l'exploitation découverte. Peu importe si le contrat est fondé sur le volume ou sur le facteur R, la prudence doit être de rigueur lors de la fixation des taux. S'ils sont trop élevés, l'échelle perd la plupart de sa flexibilité. Selon la taille prévue du champ et ses caractéristiques particulières, un seuil de disons cinquante mille barils par jour peut être rentable. De même, si nous avons un champ de cent millions de barils dont vingt pour cent des réserves sont produites par an (vingt millions de barils), la production quotidienne moyenne est de cinquante-cinq mille barils. Donc un seuil de cent mille barils par jour serait plutôt inutile. D'une manière générale, les barèmes dégressifs assouplissent un contrat. La part du gouvernement augmente quand la rentabilité des projets augmente, mais dans un système figé, le gouvernement reçoit toujours, par exemple, soixante pour cent du « profit oil » disponible.⁷¹⁸

⁷¹⁷ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 17-18.

⁷¹⁸ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 17-18.

D : Taxes

Selon les contrats de partage de production, le pays pétrolier impose généralement les compagnies pétrolières étrangères. Cependant dans la plupart des cas, cette imposition se traduit plutôt par un meilleur pourcentage de la part du gouvernement dans la répartition des profits du pétrole. Malgré le fait que, dans certaines circonstances, les taxes peuvent être entièrement prises en charge par l'Etat⁷¹⁹, les compagnies pétrolières internationales préfèrent être imposées au moyen d'un pourcentage plus élevé de profit du pétrole revenant au gouvernement car, en cas d'augmentation du prix du pétrole, elles peuvent être gagnantes.⁷²⁰

Il est possible de considérer que les taux d'imposition sur les bénéfices ne sont généralement pas l'un des éléments contractuels spécifiques mais sont basés sur les lois fiscales généralement applicables d'un pays. La législation fiscale a rarement tendance à changer. Si elle est altérée, cela se produit la plupart du temps à une petite échelle.⁷²¹ Néanmoins, une compagnie pétrolière internationale préfère utiliser des clauses de stabilisation afin de s'assurer⁷²². Cependant, même si ces changements peuvent être mis en œuvre sans violer le contrat initial, ils peuvent avoir un effet contre-productif dans la mesure où la production et l'investissement peuvent baisser.⁷²³

En tout cas, les taxes ont une place importante dans ces contrats ; certains auteurs affirment même que les gouvernements peuvent attirer les investissements étrangers par leurs politiques fiscales.⁷²⁴

Les taxes peuvent être prélevées, soit sur les bénéfices, soit sur les revenus. C'est, dans la plupart des cas, des prélèvements en espèces et non en nature.⁷²⁵ Si la deuxième option

⁷¹⁹ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 6-7.

⁷²⁰ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 14. ; Autrement dit, étant donné que les entreprises étrangères en vertu des contrats partage de production sont généralement obligés de payer l'impôt sur le revenu, cependant en pratique la taxe n'est pas versée toujours directement, mais elle est comptée à la place une partie de la quote-part du profit de pétrole du gouvernement. Voici il faut noter, alors que l'impôt sur le revenu est lié à la rentabilité d'une entreprise, redevance est payée indépendamment des profits réalisés. BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 15.

⁷²¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 58.

⁷²² DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 304.

⁷²³ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 6.

⁷²⁴ YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.*, p. 158.

est choisie, la valorisation du prix du pétrole produit est d'une importance capitale. Le mode de tarification sera décrit dans le contrat.⁷²⁶ Normalement le calcul de l'impôt sur les bénéfices se fera après l'intégration de toutes les activités de la société étrangère dans le pays. Mais, dans certains pays comme au Pakistan, le niveau de l'intégration est limité aux activités d'« upstream » de l'industrie du pétrole et du gaz. En Angleterre, il sera limité aux activités de la compagnie britannique ; en Tunisie et en Indonésie, le niveau de l'intégration est limité à la région du contrat.

Selon les contrats de partage de production, les charges fiscales varient d'un pays producteur de pétrole à l'autre.⁷²⁷ Dans certains contrats, l'entrepreneur reçoit sa part du « profit oil » après déduction des impôts.⁷²⁸

Par exemple, dans les contrats nigériens, après avoir retiré la somme allouée au remboursement des dépenses, la quantité restante de la production annuelle disponible est nommée « non-cost oil ». Le PSA nigérien prévoit que la partie des « non-cost oil » soit subdivisée en deux catégories : la première est appelée « tax oil » et la deuxième est appelée « profit oil » ou « le pétrole de l'intérêt des participants ». ⁷²⁹ En effet, tout impôt sur le revenu peut être déduit avant le partage de la production, comme c'est mentionné dans le modèle nigérien, ou après le partage de la production comme le prévoit le modèle original indonésien.⁷³⁰

Le degré de la fiscalité est en grande partie déterminé par les termes du contrat. Si le gouvernement reçoit des paiements de « royalties » et une grande part du « profit oil », le montant de l'impôt ne doit pas être élevé car cela constituerait un frein pour la compagnie internationale. Comme la part du gouvernement augmente, l'intérêt de la compagnie internationale diminue en conséquence. D'une manière générale, si la seule disposition

⁷²⁵ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

⁷²⁶ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 15.

⁷²⁷ Lorsque l'entrepreneur est soumis à des responsabilités d'impôts, les engagements dont les impôts sont payés soit par la compagnie nationale au nom de l'entrepreneur (Dans certaines juridictions, la taxe est affecté à l'entité de l'Etat de payer des impôts au nom de lui-même et l'entrepreneur) ou par l'entrepreneur. ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 7.

⁷²⁸ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 43.

⁷²⁹ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 63.

⁷³⁰ ASHONG Marcia, *op. cit.*, pp. 6-7.

financière prévue pour le gouvernement est le paiement de « royalties », l'impôt sera élevé.⁷³¹

Néanmoins, certains auteurs ont démontré que même les plus forts taux d'imposition peuvent être trompeurs.⁷³² D'autres pays à fort potentiel, comme l'Angola et le Nigeria, dans certains de leurs contrats, ont choisi de s'accorder un profit en minimisant les contraintes fiscales et en s'octroyant des bonus énormes. En effet, le contenu du contrat était plus important pour eux que sa forme, en particulier le contenu budgétaire.⁷³³

Comme nous l'avons mentionné, les taxes varient d'un pays à l'autre et même d'un contrat ou d'une région à l'autre.⁷³⁴ Par exemple, dans plus de vingt pour cent des contrats, selon les recherches de Bindmann, l'entreprise est exemptée d'impôt. Le modèle des contrats de partage de production azéris ne nécessite pas le paiement de « royalties », mais la compagnie internationale doit payer une taxe comprise entre dix et trente-cinq pour cent. Le taux d'imposition dépend de la part de la participation détenue par cette compagnie. Il est de trente pour cent lorsque la participation excède trente pour cent. Si le PSA concerne une zone montagneuse, la compagnie internationale est imposée à hauteur de dix pour cent. Pour les actions de participation, les plus faibles taux d'imposition sont de vingt-cinq pour cent sur les bénéfices inférieurs à 200.000 roubles ; ils atteignent trente-cinq pour cent lorsque les bénéfices dépassent les 500.000 roubles. C'est un impôt sur les bénéfices qui prend en compte le taux de rendement de l'entrepreneur. Les bénéfices réinvestis sont exonérés d'impôts.⁷³⁵

Certains contrats de partage de production offrent une trêve fiscale (« tax holiday »), les cinq premières années du contrat par exemple. Elles sont conçues comme une nouvelle incitation à l'investissement. Toutefois, le calendrier de ces périodes est crucial. L'impôt sur les bénéfices est payable une fois que la production a commencé. Si la trêve commence au début du contrat et que l'exploration dure trois ans, elle ne sera maintenue

⁷³¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 15.

⁷³² BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

⁷³³ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 306.

⁷³⁴ Par exemple voir RATH J., *Production-Sharing Agreements in the Russian Federation*, OGEL, Vol. 3 - issue 1, March 2005, 33p.

⁷³⁵ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 72.

que pendant deux ans. Il serait alors intéressant pour la compagnie internationale d'exploiter les réserves aussi rapidement que possible au cours de la période d'exemption.⁷³⁶

E : La participation de gouvernement

Du point de vue historique, la participation du gouvernement était un élément intouchable dans les années 1970, non seulement pour les mouvements nationalistes dans le Tiers Monde, mais également pour les compagnies nationales nouvellement créées qui estimaient que le commerce du pétrole avait été entièrement dominé par les entreprises occidentales. Ils insistèrent donc pour que le gouvernement du pays hôte, ou sa compagnie nationale, participe aux contrats pétroliers.⁷³⁷

De nos jours, la plupart des PSA donne à la compagnie nationale une option de participation dans l'entreprise. Cependant, ceci n'implique pas que la compagnie nationale soit responsable en matière de dépenses et de risques au cours de la période d'exploration. Habituellement, elle a un intérêt passif, ce qui signifie que c'est la compagnie étrangère qui assume les dépenses et les risques lors de l'exploration ; si le champ est déclaré commercial, la compagnie nationale peut (sans obligation) prendre une participation directe. Les taux de participation varient de cinq (dans certains PSA indonésiens) à plus de cinquante pour cent (en Algérie en 1991, en Chine et dans d'autres contrats indonésiens) ; elle est de quinze pour cent en Malaisie ou au Vietnam et de vingt-cinq

⁷³⁶ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 16.

⁷³⁷ En effet, la participation des gouvernements dans les projets pétroliers a abouti de développement des contrats pétroliers. SMITH E. Ernest, *international petroleum development agreement*, Natural Resources & Environment, Fall 1993, p. 62.

Comme nous l'avons vu plus tôt, c'était l'une des principales raisons pour lesquelles PSA est devenu populaire, car les compagnies pétrolières rapidement fatigués des conflits internationaux sur l'expropriation. Il est maintenant largement passée de mode, mais n'oublions pas que même le gouvernement britannique, en vertu Wilson, avec Tony Benn comme secrétaire à l'Energie, la participation de l'Etat imposée à la mer du Nord dans les années 1970; en effet la nationalisation des actifs pétroliers de la mer du Nord a été l'un des planches de manifeste électoral de Wilson. Cependant une fois que le « Labour Government » est arrivé au pouvoir, a trouvé que la nationalisation conduit pratiquement le pays en faillite sans raison apparente. En effet ils on trouvé qu'il n'était pas raisonnable l'investissent dans une industrie risquée comme l'industrie pétrole et du gaz par les impôts des citoyennes. DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, pp. 305-306.

pour cent en Angola et dans certains PSA malais⁷³⁸. On trouve également des contrats de partage de production ne prévoyant pas de participation en Egypte, en Oman, au Qatar, au Yémen, dans les Philippines, au Nigeria et au Turkménistan. En dehors du taux de participation, certaines questions se posent une fois que la compagnie nationale décide de participer au projet : le type de participation, le partage des coûts et le financement des dépenses préalables. La contribution financière de la compagnie nationale correspond généralement à une partie de la production. Du point de vue de la compagnie pétrolière internationale, toute participation du pays d'accueil est peu attrayante car le partenaire peut intervenir dans la gestion des opérations au jour le jour. Ainsi cette participation peut conduire à un fonctionnement moins efficace du projet.⁷³⁹

F : Les obligations domestiques

La clause relative à la disposition de la production prévoit que l'entrepreneur est librement autorisé à exporter sa propre part de la production. Néanmoins, certains contrats de partage de production stipulent qu'un certain pourcentage du pétrole de l'entrepreneur doit être utilisé pour le service de la demande locale.⁷⁴⁰ Bien que le principe est que les entrepreneurs ont le droit d'exporter leur part séparément sur le marché, on insiste fermement sur ce droit dans la plupart des contrats de partage de production selon lequel l'entrepreneur peut être contraint d'approvisionner le marché intérieur en pétrole brut ou, dans quelques rares occasions, de préparer des produits raffinés si le pays d'accueil ne dispose pas de raffineries nationales. Il s'agit typiquement d'une obligation de vendre du pétrole au prix du marché à des entreprises nationales.⁷⁴¹

⁷³⁸ Il est noté que dans le même temps, la société nationale obtiendra l'expertise du partenariat avec la compagnie internationale selon la long terme du projet et elle peut être remplacée finalement.

⁷³⁹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 17. ; JOHNSTON Daniel, JOHNSTON David, Petroleum Fiscal System Analysis State of Play, OGEL, Vol. 8 - issue 4, 2010.

⁷⁴⁰ OKOBI Nkiru, *The umbrella clause: a panacea for contractual instability? A look at production sharing contracts*, University of Dundee, p. 5. Consultable sur le site <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?month=6&day=&year=2009&pg=4>

⁷⁴¹ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

En effet, idéalement, un entrepreneur est autorisé à exporter tout son droit à la production, c'est-à-dire le « cost oil » en plus de sa part du « profit oil ». Cependant, on trouve fréquemment des dispositions exigeant que l'entrepreneur approvisionne une partie du marché intérieur en prélevant de sa part. Cette part peut lui être payée au prix du marché en dollars, ce qui n'est pas trop lourd. Mais en Indonésie, parfois, l'entrepreneur est tenu de répondre aux exigences nationales à quinze pour cent du prix à l'exportation.⁷⁴²

En effet, les pays exportateurs de pétrole devraient s'assurer que leurs accords pétroliers leur fournissent le droit à une quantité de pétrole brut suffisante pour répondre à leurs besoins domestiques. Ce serait en plus du pétrole brut dont le pays hôte bénéficiera conformément aux dispositions de redevances et de partage de production. Les modalités devraient être telles que chaque entrepreneur dans le pays d'accueil ne contribue qu'à hauteur de la quote-part des besoins nationaux du pays d'accueil, après déduction des actions et des redevances sur la production. Le prix à payer par le pays hôte pour ce pétrole brut varie en fonction de son pouvoir de négociation.⁷⁴³

Autrement dit, si la priorité d'un gouvernement est de satisfaire la demande intérieure en pétrole, il peut imposer une obligation de marché domestique à la compagnie pétrolière internationale. Comme pour la plupart des autres conditions du contrat, cette variable prend différentes formes. Les différences concernent à la fois le montant demandé et le prix payé. Certains contrats stipulent qu'un certain pourcentage de la quote-part de la production de la compagnie internationale doit être mis à disposition du marché intérieur tandis que d'autres proposent une option plus générale, indiquant que la compagnie nationale peut demander jusqu'à cent pour cent du pétrole revenant à l'entrepreneur pour le marché intérieur. Le prix varie également. Dans certains contrats de partage de production, l'approvisionnement obligatoire du marché intérieur doit se faire à un prix fortement réduit. La compagnie internationale peut se heurter à un nouveau problème si le pétrole cédé pour approvisionner le marché intérieur lui est payé en monnaie locale.⁷⁴⁴

⁷⁴² DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 303.

⁷⁴³ STEIN S.W., *op. cit.*, pp. 22-23.

⁷⁴⁴ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 16.

Comme il a été mentionné, l'approvisionnement obligatoire du marché intérieur est fréquent dans les contrats de partage de production. Par exemple, dans le contrat de 1965 entre l'Iran et la société Philips, cette dernière s'engageait, dans les articles 21 et 25, à répondre aux besoins intérieurs du pays.⁷⁴⁵ Les contrats de partage de production indonésiens sont remarquables en la matière.⁷⁴⁶

Dans leur troisième génération, cette obligation faisait partie des changements importants.⁷⁴⁷

En 1988, le gouvernement émit des incitations pour améliorer les activités d'exploration pétrolière par la création de la troisième génération des contrats de partage de production. Il y eut des changements fondamentaux dans cette nouvelle génération. Le pourcentage de prise minimum du gouvernement était réduit à soixante-quinze pour cent dans les couches pré-tertiaires en zones frontalières, à quatre-vingts pour cent pour les champs de petite taille dans les zones classiques et à soixante-quinze pour cent dans les zones frontalières.

Dans cette génération de contrats, les frais d'approvisionnement obligatoire du marché intérieur, qui avaient été de vingt cents par baril pendant vingt-cinq ans, furent portés à dix pour cent du prix à l'exportation. En 1992, le prix à l'exportation augmenta de nouveau. Dans le même temps, sur la base de la loi fiscale de 1984, l'impôt était réduit de cinquante-six à quarante-huit pour cent.⁷⁴⁸

G : Les bonus

Les bonus sont une autre source de revenus pour le pays hôte. Les PSA comprennent généralement des bonus de signature et de production et, dans certains cas, des bonus de découverte qui sont payés par la compagnie internationale. Un bonus de signature est un paiement unique à la signature d'un contrat. Il est indépendant de la réussite des activités

⁷⁴⁵ <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/95740>

⁷⁴⁶ YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.*, p. 177.

⁷⁴⁷ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 30.

⁷⁴⁸ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 30.

d'exploration et de production. Ce faisant, il porte atteinte à la valorisation économique de l'entreprise en mettant à la charge de celle-ci des dépenses avant même qu'elle n'ait encaissé de revenus, réduisant ainsi sa valeur actuelle. Le bonus de découverte, moins fréquemment appliqué, est aussi une taxe unique. Il est nécessaire après que la découverte commerciale ait été déclarée et après l'approbation du plan de développement par la compagnie internationale. Les bonus de production peuvent être utilisés fréquemment et sont dus lorsque la production atteint un certain niveau. Par exemple, l'entreprise nationale touchera deux millions de dollars dès que la production moyenne quotidienne au cours d'une période de temps spécifiée atteint vingt mille barils, puis à nouveau deux millions lorsqu'elle atteint quarante mille barils et ainsi de suite. Au lieu ou en plus de cela, le gouvernement peut exiger un bonus de production une fois le x^{ème} baril produit. Selon les recherches, très peu de PSA prévoient le paiement de bonus de découverte, généralement faibles. Les bonus de signature et de production divergent fortement d'une région à l'autre. Généralement, l'Europe de l'Est représente l'échelon inférieure et le Moyen-Orient, l'échelon supérieur. Ainsi, au fil du temps, les primes de signature ont été plus faibles en Europe orientale et en Asie et plus élevées dans le Moyen-Orient et en Amérique centrale. Autrement dit, les bonus de découverte sont négligeables. Les bonus de production ont légèrement augmenté alors que les bonus de signature ont diminué. Enfin, on note que la plupart des contrats de partage de production permettent que certains bonus soient déductibles d'impôt.⁷⁴⁹

Parmi les bonus inscrits dans les contrats pétroliers des différents pays, les bonus des contrats péruviens sont intéressants. Pendant les années 1980, d'après les contrats de partage de production entre le Pérou et les sociétés occidentales, Petroperu touchait un bonus annuel de un virgule neuf milliard de dollars. Ce bonus devait être payé par la société occidentale pendant vingt ans. Dans le cas où le contrat était résilié avant, la société étrangère était obligée de payer immédiatement le reste. Bien que le bonus soit déductible d'impôt, il doit être payé indépendamment de la rentabilité du projet. Cependant, il convient de souligner que tous les contrats de partage de production péruviens exigent le paiement de bonus.

⁷⁴⁹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 15-16. ; Également voir STERN S., *op. cit.*

Par ailleurs, nous redisons que les bonus peuvent être divisés en deux grandes familles. Premièrement, les bonus qui sont payés au moment du contrat. Ces bonus sont déterminés par trois moyens : l'appel d'offre, la négociation ou la législation. Deuxièmement, les bonus qui sont payés au cours des phases successives : après les opérations d'exploration, la découverte d'un champ commercial, le commencement de la production, dans le cas où l'on atteint une production déterminée, etc.⁷⁵⁰

Paragraphe 2 : Les contenus des contrats de partage de production

A : La durée du contrat

Les PSA sont des contrats d'exploration et de production. Ils prévoient une période d'exploration minimum avec une possibilité de reconduction pour de nouvelles périodes. Il est de pratique courante que, à la fin de chaque phase, la compagnie internationale abandonne un certain pourcentage de la superficie totale prévue dans le contrat. Si la découverte commerciale est déclarée et qu'un programme de travail est convenu, la période de production commence. Certains contrats prévoient une durée de production spécifique tandis que d'autres prévoient une durée totale. Par exemple, un PSA peut prévoir une période d'exploration minimale de trois ou cinq ans avec possibilité de la prolonger deux fois deux ans et une période de production de vingt-cinq ans avec une prolongation possible de cinq ans. Mais il peut plutôt prévoir que le contrat dure au total trente ans avec une période d'exploration maximale, par exemple, de sept ans.⁷⁵¹

A l'origine, le PSA prévoyait une période d'exploration d'environ dix ans suivie par l'abandon (« relinquishment ») de certaines des zones du contrat. L'approche la plus courante, de nos jours, est d'avoir deux ou plusieurs phases au cours de la période globale d'exploration suivies chacune par l'abandon obligatoire partiel de zones, dans l'intérêt du pays d'accueil parce que l'entrepreneur ne peut pas occuper toute la superficie jusqu'à la

⁷⁵⁰ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 106.

⁷⁵¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 106.

fin du projet. Ceci est également intéressant pour certaines entreprises qui préfèrent forer ou abandonner (« drill or drop ») ; cette approche leur permet en effet de se débarrasser de la superficie non-productive. L'appréciation de cette clause par une compagnie pétrolière se fera en fonction de son budget et de l'engagement à la superficie. À la fin de la période d'exploration, si aucune découverte n'est faite, la compagnie pétrolière perd son investissement. En revanche, si des champs commerciaux sont découverts, le PSA est renouvelé, par exemple pour une période de vingt ans.⁷⁵²

Bien qu'au fil du temps, les deux périodes d'exploration minimales et maximales aient varié considérablement selon les régions, un degré relativement élevé de convergence peut être observé à l'heure actuelle.⁷⁵³

Une convergence vers des périodes d'exploration plus courtes que la moyenne pour ce qui est du Moyen-Orient, de l'Asie et de l'Amérique du Sud. Et à l'inverse, une convergence vers des périodes bien au-dessus de la durée moyenne pour l'Afrique centrale, l'Afrique du Sud et l'Europe de l'Est.⁷⁵⁴

Néanmoins, il faut noter que, lorsqu'il y a réduction des deux durées d'exploration, minimale et maximale, c'est la dernière des deux qui est particulièrement concernée. La réduction de la première période d'exploration permet en effet que le pays hôte ait un plus grand contrôle sur l'entreprise. Cependant, la diminution globale devrait s'expliquer plus généralement par les progrès de la technologie. Malgré tout, dans ce contexte, le premier abandon de terrain, qui a généralement lieu à la fin de la période d'exploration initiale, a également été réduit. C'est-à-dire que le pourcentage de la superficie à abandonner a diminué. En même temps, une plus grande divergence entre les contrats peut être observée. Bien que la surface de terrain abandonné ait varié entre zéro et cinquante pour cent au début des contrats de partage de production, elle a été réduite pour se situer entre quinze et vingt-cinq pour cent dans les années 1970. Il convient de noter, cependant, que la tendance actuelle est à une légère augmentation de ce pourcentage.⁷⁵⁵

⁷⁵² DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 304.

⁷⁵³ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 51-52.

⁷⁵⁴ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 51-52.

⁷⁵⁵ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 58.

En effet, l'une des techniques pour s'assurer que l'entrepreneur effectue l'exploration rapidement, sans monopoliser le terrain, est d'exiger l'abandon obligatoire et automatique à la fin des périodes prévues lors de l'exploration (« relinquishment »). En outre, on peut découvrir *a posteriori* que les zones restituées ont plus de valeur qu'au moment où elles ont été cédées. Afin que le gouvernement puisse explorer et développer la région, on peut alors négocier de meilleures conditions qu'initialement pour la zone. Les obligations dans le dessaisissement d'une zone contractuelle sont très variables. Les délais doivent être en rapport avec la taille de la zone définie au contrat, la durée totale de la période d'exploration et la nature de la superficie à explorer. Il y a aussi une corrélation entre les pourcentages de terrains pouvant être abandonnés d'année en année et les programmes de travail pour ces mêmes années. En général, ces obligations sont plus strictes dans les pays riches en pétrole que dans les pays avec un potentiel inférieur. Les zones à abandonner peuvent constituer entre cinquante et soixante-quinze pour cent de la superficie d'origine. L'abandon est habituellement fait en deux ou trois étapes, par exemple, à raison de vingt-cinq pour cent tous les deux ans.⁷⁵⁶

Comme il a été noté, en général, la durée de la période d'exploration initiale devrait dépendre de la taille et de la nature de la zone définie au contrat. Elle devrait être suffisante pour réaliser un programme d'exploration efficace et correct mais pas assez longue pour permettre à l'entrepreneur de rester inactif. Ainsi, si l'entrepreneur est prêt à s'engager pour un programme de travail très limité, la période d'exploration initiale doit être réduite en conséquence. Même s'il n'est pas possible d'être précis quant à la durée habituelle des périodes d'exploration initiales dans la plupart des cas, il semble possible d'estimer cette durée comprise entre trois et six ans. Généralement, si à la fin de la période d'exploration initiale ou de la dernière période de prolongation, aucune découverte commerciale n'a été faite, l'entente prend fin automatiquement. Si une découverte commerciale est faite, l'entrepreneur se voit automatiquement accorder une période de temps fixée afin de développer une telle découverte et de lancer la production.⁷⁵⁷ Rappelons aussi que, dans les contrats pétroliers iraniens actuels, à la fin de la durée de l'exploration, l'accord pour la phase de développement n'est pas

⁷⁵⁶ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 7.

⁷⁵⁷ STEIN S.W., *op. cit.*, pp. 7-8.

automatique. La compagnie internationale a seulement le droit de conduire une première négociation avec la compagnie nationale pour le contrat de développement. Si les négociations sont couronnées de succès, un contrat de développement est conclu. Mais si ces compagnies ne parviennent pas à un accord, le contrat fera l'objet d'un appel d'offres. La compagnie internationale recevra ensuite le remboursement de ses dépenses et la rémunération convenue.⁷⁵⁸

B : Les parties au contrat

Dans les contrats de partage de production, il y a deux parties : une société pétrolière étrangère (secteur privé) et un représentant du gouvernement qui peut être un chef d'Etat, un ministère ou une société pétrolière nationale (secteur public). Ce dernier cas est le plus fréquent. Du côté de l'entrepreneur étranger, nous trouvons souvent des entreprises ou consortiums communs plutôt qu'une entreprise individuelle. Cependant, le nombre de compagnies impliquées n'a aucun impact sur la structure du contrat. Pour ce qui est des PSA, les membres d'un consortium sont considérés comme un seul partenaire.⁷⁵⁹

La question actuelle des partenariats entre secteurs public et privé peut être datée des années 1960, lorsque les partenariats ont été déployés par le gouvernement fédéral aux Etats-Unis comme un outil pour stimuler l'investissement privé dans le développement des infrastructures publiques. Ces partenariats et coopérations peuvent fournir et protéger l'intérêt public tout en apportant un potentiel d'investissement et la valeur ajoutée du secteur privé. En vertu des principes du marché, les partenariats entre secteurs public et privé semblent plus appropriés que les rapports de commandement hiérarchique ou les processus de réglementation contradictoire. Néanmoins, la réussite de la mise en œuvre de ces partenariats dépend principalement du développement des procédures juridiques, des accords et contrats qui définissent clairement la relation entre les agences gouvernementales et les entreprises privées.⁷⁶⁰

⁷⁵⁸ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 78.

⁷⁵⁹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, 13.

⁷⁶⁰ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 436.

C : Le contrôle des opérations

Le cas typique de partenariat public-privé ayant une relation principal-agent est celui qui existe entre la compagnie nationale, dans la plupart des cas, et la compagnie internationale privée. Le principal est la compagnie nationale qui possède les ressources minérales ; l'agent est l'autre compagnie qui est prête à fournir des financements et de l'expertise afin d'explorer et d'exploiter les ressources. Le principal, la compagnie nationale, et son agent, la compagnie internationale, ne partagent pas les mêmes objectifs. Dans leur relation, le principal voudrait que l'agent agisse selon son propre intérêt mais l'agent a aussi le sien propre et, par conséquent, il ne peut pas agir dans le meilleur intérêt de la principale.⁷⁶¹

Par conséquent, le principal et le pays hôte doivent prévoir différents mécanismes dans l'accord visant à limiter la liberté des entreprises parce que les objectifs des parties sont différents.⁷⁶²

Les trois grands mécanismes pour contrôler l'entrepreneur sont: les programmes de travail et les budgets annuels (1), les plans d'évaluation (2) et les plans de développement (3). Dans les contrats de partage de production, il y a différents niveaux de contrôle conformément aux pratiques de l'industrie pétrolière internationale et aux engagements de travail minimum ou de dépenses applicables⁷⁶³ :

- Certains contrats donnent au gouvernement hôte pleine autorisation de ne pas approuver une opération proposée ;
- D'autres contrats prévoient que le gouvernement hôte ne puisse pas déraisonnablement refuser son approbation ;
- Enfin, d'autres contrats encore (selon le type d'opérations en question) ne nécessitent pas l'approbation du gouvernement du pays hôte quel qu'il soit.

⁷⁶¹ PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 437-438.

⁷⁶² STEIN S.W., *op. cit.*, p. 7.

⁷⁶³ ALEXANDER F.C., *op. cit.*, P. 6.

1 : Le contrôle des programmes de travail et des budgets annuels

Les modèles irakiens de 1995 et 1996, par exemple, donnent au gouvernement hôte entière autorisation de ne pas approuver le programme et le budget de travail annuels présentés par la compagnie internationale, même s'ils étaient conformes aux pratiques de l'industrie pétrolière internationales. L'approbation doit être obtenue auprès du ministère ainsi que les représentants du ministère dans le Comité mixte de gestion.

Il en est de même dans le contrat égyptien de 1996.

Selon le modèle contractuel chinois de 1995, aucune autorisation du gouvernement hôte n'est nécessaire en ce qui concerne le contenu des programmes de travail et des budgets annuels de l'exploration. Cependant, le gouvernement hôte a toute autorisation de ne pas approuver un programme de travail annuel ou le budget pour le développement et la production.

Dans le modèle de 1996 à Trinité-et-Tobago, le gouvernement hôte a toute autorisation de ne pas approuver le programme de travail annuel et le budget pour l'exploration. Toutefois, pour les programmes de travail et les budgets de développement, le gouvernement hôte ne peut exiger de la compagnie internationale que des révisions ne modifiant pas le budget proposé de plus de dix pour cent, ainsi les objectifs généraux du programme de travail proposé par la compagnie internationale ne seront pas changés.

Dans le modèle indonésien de 1989, le gouvernement du pays hôte ne peut refuser son approbation sans motif valable.

Dans le modèle népalais de 1994, l'approbation du gouvernement hôte peut être retenue s'il existe des raisons impérieuses de le faire.

Dans le modèle du Venezuela, au contraire, aucune autorisation du gouvernement hôte n'est nécessaire en ce qui concerne le contenu des programmes de travail et les budgets annuels de l'exploration.

2 : Le contrôle des plans d'évaluation

Les modèles irakiens de 1995 et 1996 donnent au gouvernement hôte entière autorisation de ne pas approuver les plans d'évaluation soumis par la compagnie internationale, même s'ils sont conformes aux pratiques de l'industrie pétrolière internationale. L'approbation doit être obtenue auprès du ministère ainsi que les représentants du ministère dans le Comité mixte de gestion.

En vertu des contrats en Egypte, en Chine et à Trinité-et-Tobago, le gouvernement hôte a également entière autorisation de ne pas approuver les plans d'évaluation.

Dans le modèle népalais de 1994, l'approbation du gouvernement hôte d'un plan d'évaluation peut être retenue s'il existe des raisons impérieuses de le faire.

Dans le modèle de 1995 au Venezuela, le gouvernement du pays hôte ne peut refuser son approbation des plans d'évaluation sans motif valable.

3 : Le contrôle des plans de développement

Les modèles irakiens de 1995 et 1996 donnent au gouvernement hôte entière autorisation de ne pas approuver le plan de développement présenté par la compagnie internationale, même s'il est conforme aux pratiques de l'industrie pétrolière internationale. L'approbation doit être obtenue auprès du ministère ou des représentants du ministère au Comité mixte de gestion. La même condition existe dans le modèle chinois de 1995.

Le modèle de 1995 à Trinité-et-Tobago prévoit explicitement que si le gouvernement du pays hôte n'approuve pas le plan de développement, la compagnie pétrolière internationale a le droit d'arbitrer la question. En somme, le gouvernement hôte ne peut pas désapprouver de manière déraisonnable.

D'autre part, il semble que les compagnies internationales trouvent qu'en pratique, elles sont parfois surveillées plus que ce qu'elles avaient imaginé.⁷⁶⁴

Néanmoins il faut ajouter que le contrôle des compagnies internationales n'est pas simple. Il semble que le principal, la compagnie nationale ou le pays hôte, doive fournir une motivation à l'agent pour l'inciter à agir dans l'intérêt du principal lui-même. Toutefois, ce dernier est toujours confronté à une incertitude qui peut se manifester de différentes manières. Tout d'abord, elle peut porter sur les actions réalisées par l'agent et/ou les informations qu'il détient. Il existe en effet une asymétrie dans les informations dont disposent le principal et l'agent ; par conséquent, le principal doit développer un système de surveillance de sorte que les performances de l'agent puissent être entièrement surveillées et éviter ainsi l'aléa moral (« moral hazard »). Ce problème se pose lorsque le principal ne peut observer les actions de l'agent car la surveillance est coûteuse. Deuxièmement, l'incertitude peut porter sur un problème d'anti-sélection (« adverse selection ») qui apparaît lorsque l'agent possède des informations qui peuvent être utiles à sa prise de décision et que le principal n'a pas. Par conséquent, le principal ne peut pas savoir si l'agent a pris la décision la plus appropriée ou non.⁷⁶⁵

Autrement dit, une relation principal-agent dans le cadre des contrats de partage de production présente toujours une incertitude sous diverses formes. La première incertitude concerne l'information sur les ressources minérales pendant les phases d'exploration et de production. Une connaissance géologique adéquate est cruciale car elle réduit l'incertitude, mais un gouvernement dépend généralement de son entrepreneur pour lui fournir cette connaissance. Pendant ce temps, le plus grand risque pour la compagnie pétrolière internationale est que les réserves ne soient pas assez importantes pour être commercialement viables. En conséquence, elle ne pourrait entamer la phase de production et n'aurait aucun moyen de recouvrer les coûts de production. Cependant, après la découverte d'un champ commercial, la compagnie internationale voudra recouvrer les coûts le plus tôt possible. Cela se fait par l'allocation de « cost oil » ou de gaz, conformément au contrat. La principale préoccupation du gouvernement dans ce

⁷⁶⁴ SALARI Mostafa, *op. cit.*, p. 29.

⁷⁶⁵ PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 437-438.

contexte est de savoir si oui ou non l'entrepreneur applique les meilleures méthodes pratiques, au cours des étapes à la fois d'exploration et de production, afin de maximiser la valeur économique des réserves totales. Le gouvernement peut s'en assurer en surveillant de près les opérations vers la prise de leur option de participation. Pour éviter l'aléa moral, le gouvernement essaiera d'offrir des conditions suffisamment incitatives pour que la compagnie internationale signe le contrat. Les incitations sont donc l'une des principales caractéristiques du contrat.

Une question cruciale se pose qui est de savoir quel doit être le schéma optimal d'encouragement de la part du gouvernement, le principal, afin de fixer la compagnie internationale, l'agent, pour l'empêcher de se dérober ou d'adopter des comportements opportunistes. La compagnie pétrolière internationale peut adopter des comportements plus opportunistes dans sa gestion si elle n'est pas suffisamment encouragée. En choisissant un système d'incitation, le gouvernement doit observer deux contraintes. Premièrement, le système doit être suffisamment attractif pour la compagnie internationale. Deuxièmement, il faut essayer de concevoir un système qui puisse satisfaire les intérêts des deux parties. En effet, la compagnie internationale ne pourra recouvrer le montant de ses dépenses d'exploration si le pétrole ou le gaz ne sont pas produits. On peut en principe supposer que cette compagnie n'a aucun intérêt à prolonger la phase d'exploration artificiellement ou à utiliser des moyens inadéquats dans le processus. Afin de diminuer le risque de l'exploration dans son ensemble, cette compagnie tentera de s'assurer que les termes du contrat contiennent des incitations suffisantes dans la phase de développement du projet. Toutefois, contrairement à l'incertitude de la phase d'exploration, les risques, dans la période de développement, sont partagés entre la compagnie nationale et son entrepreneur, la compagnie internationale. Ce qui diffère, c'est la mesure dans laquelle ces incertitudes affectent les deux partenaires. Une hausse des coûts signifie alors que la compagnie étrangère a besoin de plus de temps pour recouvrer ses dépenses alors que, pour le gouvernement, le remboursement des dépenses aboutit à diminuer le pétrole (ou le gaz) sur les bénéfices nominaux à partager entre les parties. Une façon de contourner ce dilemme est d'imposer

des « royalties » pour ainsi générer un flux de revenu minimum garanti pour le gouvernement.⁷⁶⁶

En tout cas, nous estimons que la meilleure façon pour éviter ces incertitudes et inquiétudes est que le principal conçoive un contrat d'intéressement qui encourage l'agent à entreprendre des actions qui permettront de maximiser les profits de la principale.⁷⁶⁷

D : L'approbation de commercialité

L'entrepreneur doit procéder à l'exploration et à l'évaluation jusqu'à la découverte d'un champ commercial déclaré.⁷⁶⁸

En outre, un aspect important ne devant pas être négligé est la définition de la commercialité, qui détermine si un champ est économiquement viable ou non.⁷⁶⁹

Beaucoup de contrats de partage de production sont plutôt vagues en termes de commercialité. En raison de cette réalité, l'entrepreneur et l'entité étatique auront différents programmes sur le développement de toute découverte car leurs économies sont différentes. Il est conseillé de se mettre d'accord sur la définition de ce qui constitue un champ commercialement viable dans le contrat.⁷⁷⁰ Alors que certains accords permettent à l'entrepreneur étranger de décider si le développement est possible, il est courant pour le gouvernement de fixer un point de repère indiquant la prise qu'il considère comme satisfaisante.⁷⁷¹ Par exemple, le modèle indonésien de 1989 s'appuie sur l'exigence de l'approbation du gouvernement du pays hôte pour déclarer la commercialité.⁷⁷²

Cependant, alors qu'il serait plus souhaitable que le gouvernement soit en mesure de déterminer les critères de la commercialité, cette décision est parfois difficile à

⁷⁶⁶ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 438.

⁷⁶⁷ PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 437-438.

⁷⁶⁸ OKOBI Nkiru, *op. cit.*, p. 4.

⁷⁶⁹ Si le remboursement des coûts est trop grand, il représente un obstacle pour le gouvernement car il peut réduire sa part de la production brute. ALEXANDER F.C., *op. cit.*, P. 7.

⁷⁷⁰ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 304.

⁷⁷¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 17.

⁷⁷² ALEXANDER F.C., *op. cit.*, P. 7.

prendre.⁷⁷³ Bien que certains accords tentent d'établir des critères objectifs pour déterminer la commercialité, il est extrêmement difficile par la suite de parvenir à un accord sur ces critères. Rappelons qu'au final, l'entrepreneur ne peut être contraint d'accepter une décision de commercialité.⁷⁷⁴

Dans le cas d'absence d'accord, il est nécessaire pour l'entrepreneur de soumettre un programme d'évaluation de la société étatique au ministre du Pétrole, accompagné de dispositions, afin qu'un expert puisse déterminer la commercialité.⁷⁷⁵

Ainsi, toute découverte d'hydrocarbures dans une région doit faire l'objet d'une information immédiate du gouvernement par l'entrepreneur qui doit fournir toutes les informations pertinentes. En outre, l'entrepreneur devra aviser le gouvernement si, à son avis, la découverte a un intérêt commercial potentiel. Si tel est le cas, l'entrepreneur est tenu de présenter un programme de travail et le budget prévisionnels au gouvernement pour approbation.⁷⁷⁶

En effet, une fois qu'un puits a été foré et que des hydrocarbures ont été découverts, l'entrepreneur est tenu par les dispositions contractuelles à agir rapidement pour confirmer et évaluer cette découverte. Il doit ensuite présenter un programme de travail et son budget pour les opérations d'évaluation de la commercialité, dans le respect des délais initialement prévus⁷⁷⁷. A défaut de procéder ainsi dans les délais prévus, il devra renoncer à la zone de la découverte.⁷⁷⁸

Dans le cas où un champ commercial est découvert, la compagnie internationale obtiendra l'accord pour développer le champ. Cette question devient particulièrement cruciale dans les PSA qui ne prévoient pas de limite de remboursement des dépenses et qui n'exigent pas de « royalties » (ou dans lesquels elles sont peu importantes).⁷⁷⁹

⁷⁷³ Dans les pays non producteurs, il est pratiquement impossible.

⁷⁷⁴ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 14.

⁷⁷⁵ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 304.

⁷⁷⁶ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 19.

⁷⁷⁷ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 13.

⁷⁷⁸ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 20.

⁷⁷⁹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 17.

E : « Ringfensing »

Le PSA peut se référer à plus d'une licence dans le pays en question et chaque licence peut comporter un ou plusieurs blocs, selon la façon dont le gouvernement hôte choisit de gérer ses affaires. Lors de l'examen de la rentabilité d'un projet, le pays hôte peut procéder à ce que l'on appelle un « ring-fence ». Cette clause est effectivement appliquée pour s'assurer que le projet en question ne récupère que les coûts associés à ce même projet et qu'ainsi, il ne soit pas retardé indéfiniment. Il s'agit donc d'éviter la répartition des coûts d'exploration sur un autre bloc ou un autre projet en production.⁷⁸⁰

Ainsi selon les PSA actuels, chaque zone du contrat est « ringfenced »⁷⁸¹. Cela signifie que tout impôt pour compensation est limité aux dépenses engagées dans une zone de partage de production particulière. Cela signifie également que, même si une découverte est faite dans une zone de partage de production, tout remboursement de dépenses ou déduction fiscale ne peuvent intervenir qu'une fois que la production et la génération de revenus ont commencé.⁷⁸²

Cette clause peut aussi être une forte incitation pour l'industrie pétrolière et offrir une certaine assurance que le développement des champs marginaux peut être économiquement viable. Comme par exemple au Royaume-Uni où une telle incitation a existé dans les années 1980 et au début des années 1990. A cette époque, les activités d'exploration dans les champs de la mer du Nord ont atteint des niveaux records grâce à l'abandon du « cross-ringfencing ». Néanmoins, en 1994, le Royaume-Uni a connu une baisse drastique des activités d'exploration. Cette clause ne présente donc finalement

⁷⁸⁰ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 4.

⁷⁸¹ Comme on a expliqué précédemment, c'est une procédure par laquelle le coût du forage d'un projet, dans une zone de partage de la production ne peut pas être considéré comme une déduction dans le calcul de l'impôt dû sur les revenus d'une autre région.

On répète qu'une conséquence de limites de « cost oil » à la compagnie internationale est le potentiel d'essayer d'augmenter son gain en trouvant des moyens de déjouer le système de « cost oil ». Une méthode est par « cross-subsidization ». La plupart des contrats partage de production désignent « ringfencing » pour éviter cela : « normalement tous les coûts associés à un bloc ou d'une licence donnée doivent être récupérés à partir des recettes générées dans ce bloc. Le bloc est « ringfenced ». Néanmoins il y a des autre approche aussi, par exemple, l'Inde" permet que coûts d'exploration d'une région être récupérés par des recettes provenant autre, toutefois, les coûts de développement doivent être récupérés par la même région. ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 10.

⁷⁸² ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *p. cit.*, p. 41.

aucun intérêt économique pour les compagnies pétrolières, en particulier lorsque le prix du pétrole est faible.⁷⁸³

F : L'éducation, l'emploi et le potentiel national

Pratiquement tous les contrats de partage de production contiennent des dispositions exigeant que l'entrepreneur forme une main-d'œuvre locale, même pendant la phase d'exploration.⁷⁸⁴

Autrement dit, la formation et l'emploi sont d'autres domaines importants dans lesquels les Etats peuvent obtenir des avantages de la part des entrepreneurs étrangers. La plupart des entrepreneurs accepteront de former et d'employer une main-d'œuvre locale qualifiée dans leurs opérations pétrolières et sont généralement d'accord pour entreprendre la formation d'un personnel local occuper des postes au sein de l'entreprise, y compris des postes de direction une fois la première production commerciale terminée. L'entrepreneur doit également s'engager à remplacer le personnel expatrié par une main-d'œuvre locale qualifiée lorsque cela est possible. Un programme de formation formel est habituellement exigé dans le cadre des programmes de travail annuels ainsi que des rapports sur le nombre de personnes employées, leur nationalité, la position et l'état des programmes de formation. Les entrepreneurs sont également tenus de former des fonctionnaires à des postes techniques liés à l'exploitation du pétrole pour le compte du gouvernement du pays d'accueil. L'entrepreneur devrait être invité à engager des dépenses minimales pour la formation au cours de la période d'exploration et à augmenter ces mêmes dépenses à la suite d'une découverte commerciale.⁷⁸⁵ La formation fait donc partie des devoirs de la compagnie internationale⁷⁸⁶ bien que celle-ci puisse normalement en recouvrer les frais en vertu des procédures de remboursement des dépenses.⁷⁸⁷

⁷⁸³ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 14.

⁷⁸⁴ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, pp. 304-305.

⁷⁸⁵ STEIN S.W., *op. cit.*, pp. 23-24.

⁷⁸⁶ ALEXANDER F.C., *op. cit.*, P. 8.

⁷⁸⁷ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

Les compagnies internationales peuvent aussi avoir l'obligation d'utiliser des matériaux et de travailler avec des entrepreneurs locaux.⁷⁸⁸ En effet, il est aussi devenu fréquent pour les pays d'insister pour que les entrepreneurs donnent la préférence aux marchandises qui sont produites ou disponibles dans le pays, y compris aux services qui sont fournis par des sources locales, à condition que ces biens et services soient proposés à des conditions similaires ou meilleures que celles des produits et des services importés en matière de qualité, de prix et de disponibilité.⁷⁸⁹

Enfin, nous rappelons qu'il existe d'autres éléments dans les contrats de partage de production qui ne sont pas spécifiques à ces contrats mais que l'on retrouve plus ou moins dans tous les contrats pétroliers comme la confidentialité, les cas de force majeure, le règlement des différends, la législation applicable, la procédure comptable et la localisation.

G : La propriété des actifs, des données, des informations et des rapports

A l'origine, l'une des raisons pour lesquelles les contrats de partage de production furent utilisés était la question de la propriété. Comme nous l'avons dit précédemment, lorsque l'Indonésie a obtenu son indépendance des Pays-Bas, les sentiments nationalistes étaient vifs. Les entreprises étrangères opérant dans le cadre du système de la concession sont devenues la cible d'une hostilité croissante. Les concessions ont été considérées comme étant beaucoup trop généreuses pour les entreprises étrangères au détriment du pays. Le gouvernement réagit en gelant toutes les nouvelles concessions. La situation était difficile pour les deux parties contractuelles, les compagnies pétrolières étrangères et le gouvernement. Ce dernier perdit une grande partie de ses revenus alors que les investisseurs perdirent une grande partie de leur chiffre d'affaire potentiel. Aussi, le gouvernement voulut développer et contrôler ses ressources pétrolières mais il n'avait ni les ressources financières, ni la technologie, ni le savoir-faire nécessaires. Afin de résoudre ce problème, une nouvelle législation fut adoptée. Au début, les anciennes

⁷⁸⁸ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

⁷⁸⁹ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 23.

concessions furent converties en contrats de travail. De nombreux Indonésiens estimèrent cependant que cela revenait à faire du neuf avec de l'ancien.⁷⁹⁰

La question fut finalement résolue par l'introduction des contrats de partage de production. Les PSA furent jugés acceptables parce que le gouvernement était en mesure de faire respecter la propriété nationale de ses ressources et parce que la compagnie nationale avait le contrôle complet sur la gestion. Les principales caractéristiques de cette nouvelle forme de contrat le distinguent clairement des contrats de concession. Comme son nom l'indique, dans un contrat de partage de production, c'est la production et non le profit qui est partagée.⁷⁹¹

Comme nous l'avons déjà expliqué, il existe d'autres caractéristiques dans les contrats de partage de production qui varient d'un pays producteur de pétrole à l'autre, telles que la réservation à la compagnie internationale du titre exclusif au sous-sol et de l'autorité d'y mener des opérations pétrolières.⁷⁹²

En tout cas, dans la plupart des contrats de partage de production, la propriété de tout équipement acheté par l'entrepreneur est transférée à la compagnie nationale à l'entrée en Indonésie.⁷⁹³

Ainsi, les accords pétroliers devraient avoir des dispositions très précises en ce qui concerne les livres, les dossiers, les rapports, les inspections, etc. hormis l'obligation pour l'entrepreneur de tenir des livres et des registres précis conformément aux règles comptables et fiscales. D'autres rapports concernant les opérations et les objectifs de production future devraient être exigés de l'entrepreneur sur une base périodique. Le contractant devra également être tenu de les fournir au gouvernement sous une forme appropriée. Devront y figurer toutes les données résultant des opérations pétrolières, y compris géologiques, géophysiques, pétrophysiques et d'ingénierie ainsi que les journaux, les données de production, etc. et les rapports, les analyses, les interprétations, les cartes

⁷⁹⁰ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 67-68.

⁷⁹¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 67-68.

⁷⁹² ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 37.

⁷⁹³ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, pp. 67-68. ; ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 26.

et les évaluations préparés par l'entrepreneur et ses collaborateurs. Bien que ces informations soient mises à la disposition du gouvernement, c'est l'entrepreneur qui en détient la propriété. Toutefois, certaines conventions prévoient que la propriété de ces informations soit transmise au gouvernement ou que les droits de propriété soient détenus conjointement par le gouvernement et l'entrepreneur.⁷⁹⁴

⁷⁹⁴ STEIN S.W., *op. cit.*, p. 24.

Chapitre II : Les avantages et les inconvénients des contrats Buy-back par rapport aux contrats de partage de production

Depuis l'autorisation des contrats pétroliers iraniens Buy-back par la loi budgétaire de 1994⁷⁹⁵ et jusqu'à aujourd'hui, on assiste à des débats sur le sujet, tant dans les milieux spécialisés qu'ailleurs. Ces dernières années, on a pu relever à la fois des critiques similaires de ce type de contrats de la part de journalistes⁷⁹⁶ ou de professionnels⁷⁹⁷, et plusieurs articles⁷⁹⁸ en leur défense, signés par des responsables⁷⁹⁹ ou des experts⁸⁰⁰. Ce qui a changé, et il est important de le signaler, c'est l'hypothèse de l'utilisation de l'autre type contractuel, c'est-à-dire des contrats de partage de production, qui émerge dans le discours officiel comme dans les propos informels⁸⁰¹ des responsables pétroliers iraniens, et ce malgré les obstacles juridiques⁸⁰². Ceci peut être observé même chez des sources étrangères⁸⁰³.

Les opposants aux contrats Buy-back ainsi que certains de leurs partisans se prononçant en faveur des contrats de partage de production, il est donc intéressant d'examiner ces derniers. En effet, il faut considérer les avantages et les inconvénients de chacun de ces types de contrats afin de déterminer en quoi le choix de l'un ou l'autre peut être bénéfique, dans quelle mesure et sous quelle forme.

Premièrement, nous reverrons brièvement ces deux types de contrats, en insistant sur leurs caractéristiques importantes (Section 1), et deuxièmement, nous comparerons les avantages et les inconvénients de chacun d'entre eux (Section 2).

⁷⁹⁵ Section I, paragraphe "b" de l'article 29 de la loi budgétaire de 1994 dispose que : « Afin de renforcer les capacités dans les domaines du pétrole, du gaz naturel et des produits pétroliers [...] la National Iranian Oil Company sera autorisée [...] à conclure les contrats nécessaires en forme de Buy-back, après l'approbation du Cabinet. »

⁷⁹⁶ RA-ISDANA Fariborz, Les contrats Buy-back sont un scandale, *Journal Edalat (Justice)*, n° 36, 02/09/2000, p. 5.

⁷⁹⁷ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.*, pp. 1-2.

⁷⁹⁸ Voir HASSANBEYGI Abolfazl, *op. cit.*, pp. 58-61.

⁷⁹⁹ NAMDAR ZANGANEH Bijan, Franche et directe et directe avec le ministre du Pétrole, *op. cit.*

⁸⁰⁰ EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, La troisième génération, *op. cit.*, p. 9.

⁸⁰¹ Voir <http://www.shana.ir/fa/newsagency/201766> et aussi <http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=1391117000441>

⁸⁰² Conformément à l'interprétation actuelle des articles de la constitution iranienne, et aux lois sur le pétrole, entre autres, l'application de ce type de contrats a été interdite. Pour en savoir plus, voir FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*

⁸⁰³ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

Section 1 : L'adaptation des contrats Buy-back et des contrats de partage de production

Dans cette section, en rappelant les caractéristiques principales des contrats Buy-back et des contrats de partage de production, nous déterminerons leurs principales différences.

Paragraphe 1 : La révision des contrats Buy-back et des contrats de partage de production

A : Les contrats Buy-back

Les contrats Buy-back forment l'une des branches des contrats de services dans laquelle des sociétés pétrolières étrangères s'engagent, vis-à-vis d'un pays producteur de pétrole, à mettre en œuvre l'exploration, le développement et la production pétrolière dans une région et pour une durée déterminées. Pendant la durée du contrat, c'est l'Etat qui est propriétaire des ressources hydrocarbonées. La société pétrolière, en revanche, n'a aucun droit de propriété, elle ne perçoit que sa rémunération conformément aux termes du contrat.⁸⁰⁴

Le but des contrats Buy-back, tels qu'ils sont conçus et employés en Iran, est de garantir à l'Etat la maîtrise des ressources du pays en pétrole et en gaz et de préserver son rôle de surveillance sur les opérations pétrolières et gazières tel que le prévoient la Constitution et les lois sur le Pétrole de 1974 et de 1987. Quelques paragraphes du texte législatif concernant les contrats Buy-back sont particulièrement destinés à atteindre ces objectifs.

⁸⁰⁴ Cependant, il est parfois possible qu'une partie du pétrole ou du gaz produits revienne à la société pétrolière étrangère ou qu'elle ait le droit d'acheter un pourcentage du pétrole produit dans le champ, avec escompte même. Il est également possible que la rémunération de la société pétrolière soit fixée en fonction du bénéfice réalisé. Dans certains contrats, le paiement est basé sur la quantité du pétrole produit qui sera vendu à un prix fixé. FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.* pp. 32-43. ; GAO Zhiguo, « *Environmental regulation of oil and gas* », Kluwer Law International, London, 1998, p. 349.

L'un des paragraphes prévoit par exemple que la compagnie pétrolière nationale d'Iran autorise la compagnie pétrolière étrangère à exécuter en son nom les opérations de développement. C'est-à-dire que la compagnie pétrolière étrangère agit et fonctionne en tant que sous-traitant de la compagnie nationale, et non comme partenaire ou directeur de projet.⁸⁰⁵

Un autre paragraphe précise que la totalité des terres acquises et des biens achetés dans le cadre du projet demeurent exclusivement la propriété de la NIOC. L'ensemble de l'outillage, des équipements et des machines devant être importés pour le projet est préparé et fourni par la compagnie pétrolière étrangère au nom de la NIOC.⁸⁰⁶

En général, on distingue cinq catégories de coûts dans les contrats Buy-back⁸⁰⁷ : les coûts d'investissement appelés « capex »⁸⁰⁸, les coûts de fonctionnement appelés « non-capex »⁸⁰⁹, les coûts opérationnels⁸¹⁰ appelés « opex », les dépenses bancaires⁸¹¹ et les rémunérations⁸¹².

B : Les contrats de partage de production

Dans le cadre de ce type de contrats, la compagnie pétrolière internationale, tout comme un entrepreneur, dispose d'un droit d'exploration et d'exploitation dans une région et pour une durée déterminées.⁸¹³

⁸⁰⁵ L'article 3 de la loi sur le Pétrole de 1974 stipule que « les ressources et l'industrie pétrolières sont nationalisées et l'exercice de la souveraineté iranienne à l'égard des ressources pétrolières, de l'exploration, du développement, de la production et de la distribution à travers le pays et le plateau continental est spécifiquement confiée à la compagnie pétrolière nationale d'Iran ».

⁸⁰⁶ L'article 2 de la loi sur le Pétrole de 1987 prévoit que les réserves de pétrole sont du « Anfal » et constituent une richesse publique qui, conformément à l'article 45 de la constitution, doit demeurer sous le contrôle de l'Etat islamique d'Iran ainsi que toutes les infrastructures, équipements, biens et investissements réalisés ou devant être réalisés, soit en Iran, soit à l'étranger, par le ministère du Pétrole ou par ses sociétés filiales.

⁸⁰⁷ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume I, *op. cit.*, p. 25.

⁸⁰⁸ « Capital Expenditure »

⁸⁰⁹ « Non-Capital Expenditure »

⁸¹⁰ « Operation Cost »

⁸¹¹ « Accrued Bank Charges »

⁸¹² « Remuneration Fee »

⁸¹³ Les risques relatifs sont à la charge des compagnies pétrolières étrangères. Si aucun champ

Elle ne bénéficie en revanche que d'une partie du pétrole produit alors que le pays pétrolier conserve une grande partie de la production, ce qui lui permet de mettre en œuvre ses programmes de développement.⁸¹⁴

Bien que le contenu et la forme exacte des contrats de partage de production varient selon les pays (et parfois sur le territoire d'un même pays pour différents champs pétroliers)⁸¹⁵, les experts estiment qu'aujourd'hui ce sont les plus couramment utilisés par les gouvernements⁸¹⁶ orientaux⁸¹⁷.

Dans ces contrats, le gouvernement est propriétaire des réserves et la société pétrolière étrangère a le droit d'explorer les réserves et d'en assurer le développement et la production⁸¹⁸. Tous les risques relatifs à l'exploitation sont à la charge de l'entrepreneur, ainsi que les risques induits par une coopération avec une société pétrolière nationale

commercial n'est découvert, le contrat prend fin et les coûts ne sont supportés que par la société pétrolière étrangère. En revanche, si un champ commercial est découvert et peut être développé, la compagnie internationale disposera d'une partie du pétrole provenant de ce champ commercial. Le pétrole sera partagé entre la compagnie nationale et la société pétrolière étrangère selon la formule du contrat qui peut être déterminée, soit par la loi, soit par des négociations ou par l'appel d'offre.

⁸¹⁴ A partir des années soixante, ces contrats sont devenus les systèmes financiers dans nombreux pays. Ils sont maintenant utilisés dans d'autres pays tels que la Malaisie, l'Inde, le Nigeria, l'Angola, Trinité-et-Tobago, l'Algérie, l'Égypte, le Yémen, la Syrie, la Mongolie, la Chine et d'autres encore. ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume I, *op. cit.*, p. 25.

⁸¹⁵ Par exemple voir ROVICKY DWI Putrohari, *PSC term and condition and its implementation in south-east Asia region*, Thirty-First Annual Convention and Exhibition, May 2007. ; OCHIEZE C., *Fiscal Stability: To What Extent Can Flexibility Mitigate Changing Circumstances in a Petroleum Production Tax Regime?*, OTEL, Vol. 5, issue 2, April 2007, p. 14.

⁸¹⁶ TAVERNE Bernard, « *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum* », Edition 2, Publisher Kluwer Law International, Tulsa, Oklahoma, 2008, p. 117.

⁸¹⁷ Dans des pays comme les États-Unis, la Grande-Bretagne, la France, la Norvège, l'Australie, la Russie, la Nouvelle-Zélande mais aussi dans d'autres comme la Colombie, l'Argentine ou l'Afrique du Sud, c'est un autre type de contrat pétrolier, appelé « concession », qui est utilisé.

Une concession, ou licence, est un contrat dans lequel une compagnie pétrolière internationale ou un consortium a le droit exclusif d'explorer une zone spécifique, appelée zone de licence ou bloc, et d'y produire des hydrocarbures pendant une période déterminée. En échange de ce droit accordé à la compagnie pétrolière internationale, l'État prend un bonus de signature, ou « license fee ». Il demande également des royalties et prélève un impôt si le pétrole est produit.

⁸¹⁸ Certains auteurs estiment que, étant donné que la société pétrolière internationale ne peut pas être propriétaire d'une partie du réservoir, elle doit pouvoir prendre un pourcentage ou une part égale à sa part de « cost oil » et de « profit oil » qui est appelé « droit à but lucratif ». Il ne faut pas oublier que dans les contrats de partage de production, la question de savoir si l'entrepreneur est propriétaire d'une partie du pétrole ou non est controversée. Certains pensent qu'aucun droit de propriété n'est transféré au point de la livraison. D'autres, s'appuyant sur les arbitrages internationaux établissant un droit de « booking » sur une partie des réservoirs par les compagnies pétrolières, indiquent que les contrats de partage de production ont été interdits par la loi dans des pays comme l'Iran.

autorisée à participer à l'opération de développement et de production en qualité de propriétaire et/ou de bénéficiaire. La société pétrolière étrangère est également contrainte, une fois la production écoulée, de verser une partie des recettes au pays pétrolier sous forme de « royalties ». L'entrepreneur doit en outre engager des dépenses de formation destinées au personnel local ainsi que développer les infrastructures du pays pétrolier. Ces dépenses lui sont en principe remboursées.

Il faut souligner que les dépenses engagées par l'entrepreneur sont compensées par le produit de la vente du pétrole. De nombreux contrats de partage de production prévoient un pourcentage ou un plafond de remboursement des coûts, par exemple soixante pour cent du revenu de la production sont affectés au remboursement des dépenses de l'entrepreneur.⁸¹⁹

L'un des avantages des contrats de partage de production est d'être très connus et fréquemment employés par les investisseurs et financeurs internationaux ce qui encourage ces derniers à investir dans les pays en développement. De plus les statistiques mondiales montrent que les dépenses engagées par les compagnies étrangères pour exécuter un projet pétrolier sont inférieures à celles engagées par les gouvernements des pays pétroliers.⁸²⁰

Paragraphe 2 : Les différences entre les contrats Buy-back et les contrats de partage de production

L'élément le plus important distinguant ces deux modèles contractuels est très clairement la question de la souveraineté et de la propriété des matières premières. Comme nous l'avons mentionné à propos des contrats Buy-back, nous sommes certain que ce modèle contractuel préserve la souveraineté du pays et son droit de propriété sur ses réserves de

⁸¹⁹ Ce pourcentage de la production est appelé « cost oil » et le pétrole restant après avoir déduit le « cost oil » et les royalties est appelé « profit oil ». Dans les contrats de partage de production, le pétrole produit est simplement partagé entre le gouvernement et la société pétrolière internationale selon la formule déterminée par le contrat.

⁸²⁰ DARYABARI VESHTANI, BECKY OSKOUYI, « *Histoire centenaire des évolutions juridiques et économiques de l'industrie du pétrole* », Yazda, Téhéran, 2008, p. 118.

matières premières ainsi que sur le pétrole et le gaz produits. En ce qui concerne les contrats de partage de production, les interprétations sont différentes et nous ne les évoquerons pas ici. Hormis les questions de souveraineté et de propriété, il existe d'autres éléments de distinction pour ces deux contrats. Dans ce paragraphe, nous expliquerons les points distinguant de manière générale les contrats Buy-back et les contrats de partage de production avant d'aborder plus précisément le volet financier et les différences de ces deux modèles en la matière.

A : Les droits et les obligations des parties

Dans les contrats Buy-back, une fois que toutes les étapes du processus de développement ont été finalisées par l'entrepreneur et que tous les puits et installations décrits dans le MDP ont été construits, mis en service, testés et livrés à la compagnie pétrolière nationale, cette compagnie peut commencer la production. Étant donné que les coûts de production incombent à la compagnie nationale, à partir de la livraison des installations par la société étrangère, l'augmentation des coûts de production n'aura aucun impact négatif pour l'entrepreneur. Quoi qu'il arrive, la compagnie nationale doit rembourser les dépenses engagées par la société pétrolière étrangère. En revanche, dans les contrats de partage de production, l'augmentation ou la diminution des coûts de production aura des conséquences sur les revenus des deux parties. En effet, selon une interprétation, dans ces contrats les droits souverains de l'Etat sur ses ressources naturelles sont préservés et son contrôle sur le développement des champs de pétrole et de gaz sont gérés par un commun accord entre les parties. Cependant, le pétrole produit dans ce cadre sera partagé entre les parties, conformément aux dispositions du contrat, et l'expression « partage de production » constitue le cœur même et la distinction caractéristique de ce type de contrat. Ainsi, l'entrepreneur devra facturer toutes les dépenses engagées pour l'exploration, le développement, la production et les dépenses d'administration. Après déduction de la somme correspondant au remboursement des coûts ainsi que des « royalties », le produit de la vente sera partagé entre la compagnie pétrolière nationale et l'entrepreneur. En vertu du contrat, chaque partie a le droit et

l'obligation de récupérer son pétrole brut au point de livraison. Ce point peut être situé soit à la sortie du puits, soit sur le lieu de stockage ou FOB⁸²¹ ⁸²².

B : Les risques subis par l'entrepreneur

Les risques encourus par l'entrepreneur sont plus élevés dans les contrats de partage de production que dans les contrats Buy-back. En partage de production, l'entrepreneur s'engage à fournir les fonds nécessaires à l'exploitation et aux activités de production et supporte les risques commerciaux qui peuvent résulter soit du fait que le puits ne soit pas reconnu comme champ commercial, soit d'une production insuffisante à l'issue des opérations de développement.

Mais concernant les contrats Buy-back iraniens, plusieurs d'entre eux ont été utilisés pour des champs pétroliers (ou gaziers) déjà déclarés comme champs commerciaux. L'entrepreneur ne supporte donc que les risques liés à une production insuffisante afin de rembourser les coûts de production et les frais bancaires engagés. Dans le cas où les niveaux de production ou le prix du pétrole brut sont inférieurs à ce qui était prévu, les revenus perçus peuvent être insuffisants pour rembourser l'entrepreneur. Pendant la durée du contrat, il se peut donc qu'il doive supporter les risques d'une production insuffisante. Néanmoins, si les niveaux de production ou le prix du pétrole brut diminuent, il faut noter que, en général, toute baisse de ces chiffres sera rattrapée dans le cas d'une prolongation du contrat.

Toutefois, la plupart du temps, les entrepreneurs et leurs financeurs s'assurent au préalable que les réserves de pétrole sont suffisantes afin de couvrir les coûts de production et les rémunérations.⁸²³ En outre, et même lorsque aucun champ n'a encore été

⁸²¹ « Free On Board »

⁸²² EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, p. cit., pp. 6-9.

⁸²³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, p. cit., pp. 6-9.

découvert, il est bien moins risqué d'investir dans un pays riche en pétrole comme l'Iran que dans d'autres pays.⁸²⁴

C : Les motivations de l'entrepreneur

Habituellement, la durée des contrats Buy-back est comprise entre cinq et huit ans. Pour une société pétrolière étrangère surtout en comparaison avec les contrats de partage de production, huit ans représentent une durée très courte dans le cadre de contrats d'une telle ampleur qui nécessitent l'installation d'équipements sophistiqués et la mise en place de toute une technologie. Une telle limite de temps n'incite aucunement la société pétrolière étrangère à prévoir une meilleure qualité en matière de technologie, de savoir-faire, d'expertise, d'équipements, de machines et de matériaux permettant de maximiser la durée de vie du champ pétrolier, puisque peu de temps après l'installation d'équipements coûteux, le site sera pris en charge par la compagnie pétrolière nationale.⁸²⁵

D : Les incidences fiscales

Dans les contrats de partage de production, la compagnie pétrolière internationale doit payer des taxes. En Iran, il n'existe pas de régime fiscal particulier pour les contrats Buy-back. L'industrie du pétrole et du gaz est soumise aux mêmes règles d'imposition qui s'appliquent généralement à d'autres secteurs. Quoi qu'il en soit, les taxes payées par la compagnie pétrolière internationale lui seront remboursées par l'Iran.⁸²⁶

⁸²⁴ ALEXANDER F.C., *op. cit.*, P. 4.

⁸²⁵ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 7-9.

⁸²⁶ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

De plus on peut référer à la Taux d'efficience maximal. Les contrats Buy-back prévoient que la compagnie pétrolière nationale effectue les activités de production. De plus, pendant la phase de production, les dépenses engagées par l'entrepreneur doivent lui être remboursées. Les entrepreneurs peuvent donc éventuellement ne pas être satisfaits des performances de production. En revanche, les contrats de partage de production prévoient que la compagnie internationale effectue les activités de production. En outre, les contrats Buy-back prévoient un MER. On peut définir simplement le terme de « maximum efficient rate of production » de la façon suivante : il s'agit de la quantité de pétrole qu'il est possible de prélever quotidiennement du réservoir sans l'endommager et donc en préservant la quantité de pétrole récupérable en totalité. EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOZANI A., *The*

Section 2 : Une étude comparative des perspectives financières entre les contrats Buy-back et les contrats de partage de production

Les différences majeures entre les types de contrats existant dans l'industrie du pétrole, dont les contrats de partage de production et les contrats Buy-back, concernent la manière de collaborer entre pays pétroliers et compagnies pétrolières internationales ainsi que le transfert ou non de la propriété du pétrole produit aux sociétés étrangères. Cependant, toutes les formes contractuelles comportent des dispositions en termes de durée de production, de coûts connexes, de remboursement des dépenses, de fiscalité et de perspectives financières en général. Ce sont les points de négociation les plus importants. Ces éléments peuvent également servir de points de comparaison entre les différents types de contrats pétroliers. Précisons maintenant ces éléments.

Paragraphe 1 : La comptabilité

Malgré certaines différences mineures, la base des principes de comptabilité est commune aux différents systèmes financiers pétroliers.⁸²⁷ Presque tous les systèmes suivent le « Profits-Based Mechanism »⁸²⁸ qui peut inclure le profit du pétrole partagé, l'impôt sur le pétrole et l'impôt sur les bénéfices des compagnies pétrolières. Ce mécanisme exige également l'évaluation et la prise en compte des revenus et des coûts associés à l'exploration, au développement et aux opérations.

Le processus budgétaire, les réglementations, les attestations de dépenses, les rapports mensuels et annuels, l'audit et les processus d'approbation peuvent être similaires dans les différents systèmes. En matière de comptabilité de l'amortissement, des règles comptables communes peuvent également être utilisées dans ces systèmes y compris dans

Contractual Form of Iran's Buy-back, op. cit., pp. 3-9.

⁸²⁷ WRIGHT J Charlotte, GALLUN A. Rebecca, « *International petroleum accounting* », PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 2005, p. 228.

⁸²⁸ « Profits-Based Elements »

les contrats de partage de production et les contrats Buy-back. A cet égard, il n'y a donc pas de différence entre ces deux modèles.

Paragraphe 2 : La répartition des revenus et des profits

La répartition des profits est le point clé de tous les contrats et le premier sur lequel il faut s'accorder. Elle doit être déterminée par l'appel d'offre, par la négociation et également, en général, par la loi avant la conclusion du contrat. Autrement dit, les parties prennent en considération leurs profits purs, c'est-à-dire leurs revenus finaux après déduction des dépenses.

Les gouvernements perçoivent des revenus au moyen de cinq éléments principaux : les bonus de signature, la participation du gouvernement, les « royalties », le produit de la vente du pétrole, et enfin les taxes.

Les gouvernements ayant besoin de liquidité, ils préfèrent obtenir des bonus de signature et des « royalties ». En revanche, si l'on prend en considération l'économie et le développement du pays, ce sont les autres éléments qui, réalisés dans le temps, sont plus profitables.

A : Les bonus de signature⁸²⁹

Près de la moitié des pays ayant un système fiscal pétrolier utilise les bonus de signature. Ils représentent une petite partie des revenus du gouvernement. Il existe de nombreux autres types de bonus tels que ceux entraînés par la découverte de nouveaux champs pétroliers, un démarrage de production, etc.⁸³⁰ Ces autres bonus sont souvent relativement insignifiants mais, contrairement à un bonus de signature qui constitue une partie du capital-risque, les autres bonus⁸³¹ font partie des bénéfices de l'opération.⁸³²

⁸²⁹ Pour plus d'information voir paragraphe 1, section 2, chapitre 1 de ce titre.

⁸³⁰ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁸³¹ « Reward side of the equation »

B : La participation du gouvernement⁸³³

Bien que cet élément n'existe pas dans les contrats Buy-back, il est utilisé très couramment dans les pays en développement⁸³⁴ et employé par près de la moitié des gouvernements du monde entier. La participation du gouvernement signifie qu'une entreprise pétrolière nationale, ou son équivalent, a le droit ou la possibilité de prendre part directement dans l'opération d'exploration si le champ pétrolier est considéré comme un champ commercial. Ce qui est peu attrayant du point de vue des compagnies pétrolières internationales. Dans près de la moitié de ces accords, les pays pétroliers s'engagent à rembourser leur part des coûts engagés par l'entreprise depuis le début des travaux et jusqu'à ce que le champ soit déclaré commercial. Les autres pays ne remboursent pas ces dépenses mais permettent qu'elles soient récupérées ou déductibles d'impôts. En général, après ce processus, et du point de vue commercial, la compagnie pétrolière nationale devient co-bénéficiaire des intérêts produits mais elle représente toutefois le gouvernement du pays pétrolier.⁸³⁵

C : Le profit du pétrole

Pour déterminer la part de chaque partie du contrat dans les différents modèles, il faut prendre en compte le revenu total, le remboursement des dépenses ainsi que les éléments particuliers de chaque modèle tels que les « royalties ».

⁸³² ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-21.

⁸³³ Voir aussi paragraphe 1, section 2, chapitre 1 de ce titre.

⁸³⁴ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 302.

⁸³⁵ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

La participation du gouvernement est l'un des éléments les plus efficaces dans un système fiscal afin de contrôler le projet et le transfert de technologie. Si la compagnie nationale est un partenaire d'intérêt travaillant habituellement avec la compagnie étrangère, elle a un meilleur accès aux données et aux informations et son personnel peut assister aux réunions du Comité d'exploitation et du Comité technique dans lesquelles il peut obtenir un aperçu significatif des décisions prises par la compagnie pétrolière internationale ainsi que des normes et des pratiques de l'industrie du pétrole. JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

1 : Calculer le revenu total

La détermination du revenu total est relativement facile car en principe le pétrole produit est vendu et aucun calcul spécial n'est nécessaire pour le déterminer.

2 : La détermination des « royalties »

Les « royalties » et les profits du pétrole constituent les arrangements les plus importants en termes de volume entre les compagnies pétrolières internationales et les gouvernements. Ils constituent environ quatre-vingt-dix pour cent des recettes d'un contrat pétrolier pour les gouvernements dans le monde entier.

Une étude comparative entre les contrats de partage de production et les contrats de concession montre qu'il y a une similitude entre ces deux systèmes et seules quelques différences mineures existent telles que la terminologie et les limites du remboursement des dépenses.⁸³⁶ Mais concernant les contrats de partage de production et les contrats Buy-back, c'est l'inverse.

La détermination des « royalties » peut être un peu plus compliquée car, souvent, les hydrocarbures ne sont pas vendus à la sortie de puits. Ils sont vendus la plupart du temps après les opérations « downstream ». C'est la raison pour laquelle de nombreux gouvernements permettent à l'entrepreneur de déduire du calcul des « royalties » les coûts liés à l'acheminement du pétrole de la tête du puits au point de vente.⁸³⁷

Les « royalties » représentent le pourcentage minimum de revenu⁸³⁸ que le gouvernement percevra au cours d'une période donnée.⁸³⁹ Certains experts estiment que parfois, la garantie de revenus pour le gouvernement est en réalité en faveur des deux parties. Un

⁸³⁶ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁸³⁷ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁸³⁸ La moyenne de la part du revenu total garanti au gouvernement dans toute la période de comptabilisation est d'environ 20%. JOHNSTON, D., Index useful for evaluation petroleum fiscal systems, *Oil & Gas Journal* 1 Dec., 1997. pp. 49-51.

⁸³⁹ ALEXANDER F.C., *op. cit.*, p. 4.

gouvernement pourrait ne percevoir aucun revenu dans une période comptable donnée si le contrat ou le système ne prévoit pas de « royalties » ou de plafond de remboursement des coûts. Cela peut arriver même dans le cas de l'exploitation de champs rentables, au cours des premières années de production, lorsque l'entrepreneur étranger est d'abord remboursé des coûts d'exploration et de développement. Cela peut être politiquement dangereux, à la fois pour une compagnie pétrolière nationale, mais également pour une compagnie pétrolière internationale.⁸⁴⁰

Une fois le montant des « royalties » déterminé, on définit la part des recettes totales à laquelle la compagnie pétrolière a droit. Dans les contrats de concession, les « royalties » peuvent constituer un facteur limitant la part du revenu total dont la compagnie pétrolière étrangère pourra bénéficier. En revanche, dans les contrats de partage de production, en raison du plafond de remboursement des dépenses et du versement des « royalties », une partie de la production appartient déjà de fait au gouvernement alors même que le projet ne produit pas encore d'intérêt.⁸⁴¹

3 : Le remboursement des dépenses

Après le paiement des « royalties », la compagnie pétrolière internationale a la possibilité de se faire rembourser ses dépenses ou bien de les convertir en déduction d'impôt. On entend par coûts les coûts d'investissement (amortissement) et d'exploitation. Généralement, dans les contrats pétroliers, les coûts déclarés font l'objet d'un examen par les inspecteurs du gouvernement qui s'assurent que seuls les coûts légitimes sont comptabilisés. Presque tous les systèmes comportent des coûts spécifiques qui ne peuvent faire l'objet ni d'un remboursement, ni d'une déduction.

Au cours des années 1980 et 1990, le taux de remboursement à travers le monde se situait généralement entre trente et quarante pour cent. Par exemple, si le prix du baril de pétrole

⁸⁴⁰ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁸⁴¹ La moyenne de la part garantie au gouvernement dans les systèmes de concession est inférieure, elle avoisine les 10%; dans les systèmes de partage de production, elle est à peu près de 30%. JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

était de vingt dollars, l'entrepreneur était remboursé de ses dépenses à hauteur de six dollars (trente pour cent du prix du baril), correspondant pour moitié à trois dollars de dépenses d'investissement (« capex ») et à trois dollars de dépenses opérationnelles (« opex »). En général pendant ces années-là, les dépenses opérationnelles et d'investissement étaient à peu près équivalentes. Aujourd'hui, ce pourcentage tend plutôt vers vingt pour cent. Plus le prix du pétrole augmente, plus les coûts de production augmentent. Si les coûts représentent vingt pour cent du produit de la vente d'un baril à quatre-vingts dollars, les dépenses d'investissement et opérationnelles équivalent donc à huit dollars chacune, soit à seize dollars au total.⁸⁴²

Dans un contrat de partage de production, l'entrepreneur est remboursé des frais engagés, après versement des « royalties », en nature, c'est-à-dire sous forme de pétrole appelé « cost oil ». L'entrepreneur peut s'attendre à recevoir du « cost oil » pendant la durée du contrat. De même, le coût des opérations (« opex ») peut être récupéré également pendant toute la durée du contrat. Dans un système de concession, le fonctionnement est le même mais le remboursement des coûts d'investissements et opérationnels est désigné par le terme « déductions ». La seule différence vraiment significative entre les contrats de partage de production et les contrats de concession, réside dans le fait que les contrats de partage de production prévoient généralement un plafond en termes de remboursement des coûts⁸⁴³. Par exemple les dépenses engagées par l'entrepreneur seront remboursées à hauteur de soixante pour cent du revenu total. Si le coût des opérations et le montant de la dépréciation sont plus importants dans une période comptable donnée, le solde est reporté et récupéré plus tard, comme un report de pertes fiscales. Cela signifie simplement que, dans le but de déterminer les partages des bénéfices issus de la vente du pétrole au cours de la période comptable, le montant des déductions pouvant être pris en compte est limité. Nous pouvons donc dire que la limite en termes de remboursement des coûts est la seule différence entre les contrats de partage de production et les contrats de concession.⁸⁴⁴

⁸⁴² JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁸⁴³ Également appelés « cost recovery ceiling », « cost stop », « capped cost recovery rate » et « cost cap ».

⁸⁴⁴ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

En revanche, dans les contrats Buy-back iraniens, lorsque l'on atteint la phase de production, les dépenses sont remboursées par la compagnie pétrolière nationale pendant une période déterminée qui dure habituellement de cinq à six ans. Il faut ajouter que dans ce type de contrat, il existe un plafond contractuel. C'est-à-dire, par exemple, que soixante pour cent du produit de la vente sont destinés au remboursement des coûts. Finalement, nous pouvons établir qu'en termes de remboursement des coûts, il n'existe pas de différence majeure entre ces contrats. Quoi qu'il arrive, les dépenses engagées sont remboursées par les compagnies pétrolières nationales.

4 : La répartition des profits du pétrole

On appelle profits du pétrole ou du gaz le revenu restant après déduction des sommes correspondant au remboursement des dépenses engagées et aux « royalties » à verser. Dans les contrats de partage de production, ces profits sont divisés entre la compagnie internationale et la compagnie nationale selon les termes du contrat. Dans les contrats de concession, la compagnie pétrolière internationale doit payer une taxe considérable à la compagnie nationale. En revanche, dans les contrats Buy-back iraniens, tous les profits du pétrole et du gaz appartiennent à la compagnie nationale et c'est celle-ci qui verse une rémunération et un taux de rendement fixé à la compagnie pétrolière étrangère.

On pourrait imaginer un cas de figure dans lequel les résultats (financiers) des contrats Buy-back et des contrats de partage de production seraient équivalents. Admettons qu'un baril de pétrole coûte quatre-vingts dollars. Dans l'hypothèse d'un contrat de partage de production, la part de profit revenant à la compagnie étrangère est de cinquante pour cent. On obtient le résultat suivant : dix pour cent du revenu sont versés à la compagnie pétrolière nationale en « royalties », soit huit dollars, vingt pour cent sont affectés au remboursement des dépenses engagées par la compagnie étrangère, soit seize dollars. Il reste donc cinquante-six dollars devant être contractuellement divisés à parts égales entre les parties, soit vingt-huit dollars pour la compagnie pétrolière internationale (qui devra encore payer un impôt sur ce revenu) et vingt-huit dollars pour la société nationale. Par

conséquent, dans le cadre d'un contrat Buy-back, si la compagnie nationale s'engage à payer vingt-huit dollars chaque baril produit, les deux contrats sont équivalents.

La différence réelle entre ces deux contrats réside dans la fluctuation du prix du pétrole. Lorsque celui-ci chute, le contrat Buy-back peut être plus intéressant pour la compagnie étrangère. Admettons que le prix du baril tombe à soixante dollars. Dans l'hypothèse d'un contrat de partage de production, nous obtenons maintenant le résultat suivant : dix pour cent du revenu sont versés à la compagnie pétrolière nationale en « royalties », soit six dollars, vingt pour cent sont affectés au remboursement des dépenses engagées par la compagnie étrangère, soit douze dollars. Il reste donc quarante-deux dollars devant être contractuellement divisés à parts égales entre les parties, soit vingt-et-un dollars pour la compagnie pétrolière internationale (qui devra encore payer un impôt sur ce revenu) et vingt-et-un dollars pour la compagnie nationale. Mais dans le contrat Buy-back, la compagnie nationale doit toujours rémunérer la compagnie étrangère à hauteur de vingt-huit dollars par baril produit. Il ne lui reste donc que quatorze dollars. A l'inverse, en cas d'augmentation du prix du pétrole, la compagnie nationale sera de toute évidence celle qui y gagnera. En cas d'augmentation du prix du pétrole à cent dollars le baril, elle perçoit quarante-deux dollars par baril.

Enfin, lorsque le prix du pétrole est élevé, un contrat de partage de production peut créer des bénéfices exceptionnels pour une compagnie pétrolière, ce qui est un désastre pour les ministres des Finances du monde entier. C'est la raison pour laquelle les gouvernements des pays producteurs de pétrole, assistés par des organismes transnationaux comme le Secrétariat du Commonwealth ou la Banque mondiale, développent des formules servant à limiter le bénéfice potentiel de l'entrepreneur. Pour ce faire, une plus grande part des revenus peut être attribuée aux sociétés pétrolières nationales mais les gouvernements peuvent également décider, entre autres, d'un impôt sur le bénéfice supplémentaire.⁸⁴⁵

⁸⁴⁵ DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, *op. cit.*, p. 302.

Par exemple en Angola, les profits de la vente de pétrole au-delà de trente-deux dollars le baril appartiennent au gouvernement. En Malaisie, soixante-dix pour cent des profits du pétrole au-delà de vingt-cinq dollars le baril reviennent au gouvernement.⁸⁴⁶

Quoi qu'il en soit, certains experts pensent que dans la majorité des contrats pétroliers, le profit final réalisé par le gouvernement du pays producteur de pétrole est plus élevé que celui réalisé par la compagnie pétrolière étrangère.⁸⁴⁷

D : Le revenu imposable

L'impôt sur les sociétés est calculé différemment selon les cas. Cela peut dépendre de la durée du projet et de la part du profit obtenue par la société étrangère.⁸⁴⁸

Dans les contrats de partage de production, les taxes payées par la compagnie pétrolière internationale dépendent du montant des « royalties » et de la part du profit réalisé revenant au gouvernement ; les taxes varient donc selon les contrats.

En ce qui concerne les contrats Buy-back iraniens, en général, l'impôt sur le bénéfice de la compagnie étrangère sera calculé à partir de la date de la première production. On y trouve également les taxes suivantes :

- Taxe à l'égard de l'employeur
- Taxe à l'égard de l'entrepreneur
- Taxe à l'égard des sous-traitants ou vendeurs et fabricants de biens et équipements
- Taxe à l'égard des employés

⁸⁴⁶ AMIRMO-ININ Mehran, *L'Utilisation d'instruments financiers dans les contrats pétroliers et gaziers est un modèle pour l'Iran*, Revue trimestrielle des études économiques de l'énergie, numéro 8, Printemps 2006, p. 102.

⁸⁴⁷ JOHNSTON Daniel, « *International exploration economics, risk, and contract analysis* », *op. cit.*, p. 4.

⁸⁴⁸ PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 431-442.

Mais cela ne signifie pas que l'impôt est calculé d'une manière générale à partir des bénéfices. Durant toute la période comptable, l'entreprise reçoit une partie des bénéfices de la vente du pétrole, même si le remboursement des dépenses est limité, et dans ce cas, elle n'est pas tenue de payer d'impôt.

Théoriquement, au début du projet, la compagnie pétrolière et l'employeur ne perçoivent pas de revenu car le pétrole n'est pas encore produit, il n'y a donc pas de produit de vente. A ce stade, seuls sont appliqués l'impôt prélevé à la source⁸⁴⁹ pour les sous-traitants, les obligations et les déductions fiscales liées aux biens, aux équipements et au personnel concerné.⁸⁵⁰

Il faut ajouter qu'un certain nombre de changements conceptuels dans les lois fiscales iraniennes sont apparus ces dernières années. En conséquence les investisseurs étrangers n'ont pas une image claire du système fiscal iranien et craignent donc, soit d'investir dans ce pays, soit, lors des phases de négociations contractuelles, ils n'acceptent de fixer un plafond que pour les « capex » en estimant que les dépenses qui ne sont pas mesurables font partie des « non-capex ». Par ailleurs, des taux différents sont utilisés dans le calcul des taxes des sous-traitants ce qui a pour effet de susciter une mauvaise image des investisseurs étrangers. En outre, la conception de l'impôt ainsi que les relations fiscales entre les entrepreneurs pétroliers, le ministère des Finances et la compagnie pétrolière nationale sont complexes là où, dans d'autres pays, les relations fiscales entre entrepreneurs et propriétaires de réservoirs pétroliers, ainsi que le cadre législatif sont clairs et facilement compréhensibles.⁸⁵¹

Il y a un manque de transparence, tant en termes de déductions fiscales qu'en termes de cadre juridique mais il s'agit d'un sujet vaste et complexe que nous ne pouvons pas traiter ici.⁸⁵² Toutefois, en ce qui nous concerne, ces problèmes juridiques ont eu des conséquences sévères sur les investissements étrangers dans l'industrie du pétrole et du

⁸⁴⁹ « Withholding Tax »

⁸⁵⁰ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 199-204.

⁸⁵¹ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 199-204.

⁸⁵² Par exemple l'une des complexités fiscales pendant la phase de développement est la multiplication des contrats de sous-traitance résultant du contrat principal. Par exemple, dans un projet de développement de champ pétrolier, l'entrepreneur principal peut distinguer les différentes branches du contrats et les répartir entre les départements d'études, de forage de pipeline, de construction et d'équipement, de gestion de projet, etc. Il peut ensuite conclure des contrats indépendants avec différents sous-traitants. Et chacun de ces sous-traitants peut lui-même en faire autant et également sous-traiter des tâches. Il faut noter que, selon la législation fiscale chaque contrat de sous-traitance conclu se verra appliquer un taux d'imposition de 5% qui devra être acquitté par l'entreprise prenant le contrat de sous-traitance. En revanche, l'impôt appliqué au contrat principal est totalement distinct et fait l'objet d'un règlement préalable. On appelle cela la double imposition.

gaz en Iran. En effet, le calcul du montant de l'investissement nécessaire à l'exploitation du pétrole n'est pas clair en ce qui concerne les coûts et les effets des déductions fiscales consenties. Ainsi, l'impossibilité d'estimer les coûts juridiques des contrats d'exploration et de développement constitue l'une des raisons pour lesquelles il est important de prévoir un budget de dépenses « non-capex » dans les contrats Buy-back.

Il est donc clair qu'une partie importante des problèmes fiscaux rencontrés par les compagnies pétrolières et des craintes des investisseurs étrangers à s'engager dans l'industrie pétrolière et gazière iranienne résulte des lois fiscales du pays et non des contrats Buy-back.

Paragraphe 3 : Les différences majeures

Il nous faut citer brièvement les différences de modes de paiement entre les contrats Buy-back et les contrats de partage de production :

En matière de bonus, contrairement aux contrats de partage de production, dans les contrats Buy-back iraniens, le bonus de signature n'appartient pas au gouvernement.

En matière de participation du gouvernement, contrairement aux contrats de partage de production, il n'y en a pas dans les contrats Buy-back.

En matière de « royalties », dans les contrats de partage de production, celles-ci font la plupart du temps partie des recettes du gouvernement. Dans les contrats Buy-back iraniens, il n'y en a pas.

En matière de taxes, les compagnies pétrolières étrangères doivent en payer quel que soit le type de contrat mais dans les contrats Buy-back, elles sont remboursées des sommes qu'elles ont versées.

En matière de profits du pétrole, dans les contrats de partage de production, les compagnies pétrolières disposent d'une partie de la production ou des bénéfices du

pétrole alors que dans les contrats Buy-back, les compagnies perçoivent leur rémunération et leurs intérêts conformément aux termes du contrat.

Malgré ces différences, dans chacun de ces deux types de contrats, les dépenses d'investissement sont en général remboursées à l'entreprise étrangère.

Grâce à cette description, on peut expliquer plus efficacement les différences entre ces deux modèles.

A : Les flux de trésorerie de l'entrepreneur et du gouvernement

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la quasi-totalité des modèles financiers des contrats Buy-back et de partage de production prévoient que les coûts de production du pétrole soient remboursés.

Dans le cas de contrats de partage de production, comme précédemment, nous supposons que les dépenses d'investissements et opérationnelles représentent vingt pour cent du revenu total. Après déduction de l'impôt, la société pétrolière étrangère disposera de vingt-quatre virgule cinq pour cent du revenu ou de la production totale.

Dès les premiers revenus encaissés, produits de la vente du pétrole, dix pour cent du total, correspondant aux « royalties », sont déduits, vingt pour cent sont affectés au remboursement des coûts et, sur les soixante-dix pour cent restants, la première moitié revient au gouvernement et l'autre à la société pétrolière étrangère, soit trente-cinq pour cent du revenu total chacun. La compagnie étrangère doit encore payer trente pour cent⁸⁵³ de sa part (soit dix virgule cinq pour cent du revenu total) en impôts ; les bénéfices de la société correspondront donc à vingt-quatre virgule cinq pour cent du revenu total alors que les bénéfices du gouvernement en représentent cinquante-cinq virgule cinq pour cent, soit un ratio de près de un pour un peu plus de deux.

⁸⁵³ Ce pourcentage peut être plus ou moins élevé.

Mais il ne faut pas oublier que ces chiffres ne reflètent pas nécessairement la réalité ; il faut se poser également la question de savoir quels seront les gains du gouvernement. Selon les statistiques concernant les contrats pétroliers, les gouvernements des pays producteurs perçoivent de moins de trente pour cent à plus de quatre-vingt-dix pour cent des gains.⁸⁵⁴

Dans le cadre de contrats Buy-back avec l'Iran, les compagnies internationales encaissent des bénéfices à hauteur de quinze à vingt pour cent de leurs investissements.⁸⁵⁵ Par exemple, si l'on considère les chiffres approximatifs de la première phase de développement du champ gazier Pars de sud, le profit maximum que l'entreprise Total pouvait réaliser représentait environ dix-neuf pour cent de son investissement.

Il faut noter, et ce sont là les différences inhérentes à ces contrats, que malgré les nombreuses variations des facteurs financiers, les bénéfices d'une société suivant l'un ou l'autre des deux modèles, en fonction du montant de l'impôt, de la part revenant à chacune des parties dans la production disponible et d'autres pourcentages, peuvent être comparables. Dans le paragraphe suivant, nous nous référerons à deux de ces différences.

B : La réduction des coûts⁸⁵⁶

Le gouvernement préfère toujours réduire les coûts. La compagnie étrangère également, bien entendu, mais la question est de savoir lequel des deux va profiter de la réduction des coûts et de combien ceux-ci seront réduits. Dans les contrats de partage de production, chaque dollar économisé induit une réduction automatique des dépenses ; donc les bénéfices de la vente du pétrole que se partageront les deux parties augmentent. Ces chiffres peuvent varier mais dans de nombreux cas, les compagnies pétrolières étrangères font alors un bien meilleur profit.⁸⁵⁷ Quoi qu'il en soit, l'Etat incite toujours les

⁸⁵⁴ JOHNSTON David, « *International exploration economics, risk, and contract analysis* », *op. cit.*, p. 4.

⁸⁵⁵ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13.

⁸⁵⁶ « Keeping Costs Down »

⁸⁵⁷ Typiquement, chaque dollar économisé induit un bénéfice pour la compagnie pétrolière compris entre 30 et 40 cents. Cependant il existe des exceptions. Par exemple, dans les anciens contrats

entreprises à réduire leurs coûts⁸⁵⁸, ce qui constitue l'un des avantages des contrats de partage de production par rapport aux contrats Buy-back iraniens. Dans ce second cas de figure, malgré certaines solutions trouvées et inscrites au contrat pour encourager les sociétés pétrolières étrangères à réduire leurs coûts, à première vue, la compagnie nationale remboursera le montant des dépenses d'investissement évalué ainsi que les autres dépenses. En conséquence il n'y a aucune incitation à réduire les coûts ici. Les objectifs divergents des parties dans ces contrats, en matière de réduction des coûts, résultent de la suspicion de la compagnie nationale que la réduction des coûts ne soit que le résultat d'une diminution de la qualité des équipements ou du niveau de technologie.

C : Le droit de réserve d'une partie du pétrole

Le droit de réserve de pétrole pour les compagnies pétrolières étrangères est d'une importance particulière pour elles car elles en informent leurs actionnaires, ce qui a des conséquences financières. Autrement dit, les compagnies pétrolières internationales sont constamment à la recherche de nouvelles opportunités d'investissement. L'appui de leurs actionnaires leur permet d'obtenir des contrats avec des pays pétroliers leur garantissant un droit de réserve sur une partie de la production, ce qui ne peut que satisfaire les actionnaires.⁸⁵⁹ Comme nous l'avons déjà mentionné, dans un contrat de partage de production, une compagnie pétrolière internationale aura un droit de retrait de cinquante-cinq pour cent de la production totale, correspondant à vingt pour cent affectés au remboursement des dépenses et à trente-cinq pour cent de profits de la vente du pétrole. Dans le calcul de son droit de réserve, la société inclut même le pourcentage correspondant au remboursement des dépenses ainsi que le pourcentage des taxes dues au gouvernement (soit dix virgule cinq pour cent). Les contrats Buy-back n'offrent pas cette

indonésiens, ce profit était de 15 cents alors que dans les contrats en Angleterre et en Irlande, il était de 69 à 70 cents. Néanmoins, il ne faut pas oublier que, au regard du temps, ces 15 cents peuvent être l'une des incitations à réduire les coûts des projets, et ce même dans le cas des contrats indonésiens cités. JOHNSTON Daniel, « *International exploration economics, risk, and contract analysis* », *op. cit.*, p. 4.

⁸⁵⁸ JOHNSTON Daniel, « *International exploration economics, risk, and contract analysis* », *op. cit.*, p. 4.

⁸⁵⁹ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p.14.

possibilité-là. En effet, dans ce cas de figure, les compagnies pétrolières étrangères n'ont aucun droit de réserve sur le pétrole. Ce que les entreprises n'apprécient pas d'une manière générale.

Section 3 : Les contrats de partage de production sont-ils efficaces pour l'industrie pétrolière iranienne ?

Les pays producteurs de pétrole, s'ils possèdent les ressources en matière première, ne disposent pas forcément du marché. Ainsi, afin d'attirer les investisseurs, ces pays, et en particulier ceux qui font leurs premiers pas dans cette industrie, doivent proposer un régime fiscal attrayant offrant des garanties minimales et des incitations claires. De plus, ils doivent reconnaître la compétence technique de l'entreprise⁸⁶⁰. En revanche, les compagnies internationales doivent aussi admettre que la demande globale en énergie a augmenté. Les nouvelles entreprises concurrentes, de plus petite taille (des entreprises chinoises ou des compagnies nationales ayant une expérience suffisante) sont plus facilement prêtes à conclure des contrats avec les pays pétroliers. Négligeant cette concurrence en tentant d'obtenir des termes plus favorables, les compagnies internationales peuvent ainsi perdre des marchés.⁸⁶¹ D'autant plus que pour certaines entreprises chinoises, l'obtention d'un marché est parfois plus importante que sa rentabilité⁸⁶².

Il ne faut oublier la réalité selon laquelle les entreprises internationales sont constamment à la recherche de nouvelles opportunités d'investissement. Elles doivent satisfaire en permanence leurs actionnaires et estiment que, dans le cadre de contrats de partage de production, le droit de réserve sur une partie de la production leur obtient leur approbation. Dans cette perspective, elles cherchent toujours à maximiser leurs profits.⁸⁶³

⁸⁶⁰ *Op. cit.*, p. 16.

⁸⁶¹ *Op. cit.*

⁸⁶² CAMERON P.D., International and Comparative Petroleum Law and Policy Lecture, November 13th, 2009.

⁸⁶³ ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 14.

Cependant les contrats de partage de production ne sont pas nécessairement la meilleure solution et le fait que de nombreux gouvernements y souscrivent n'est pas une raison suffisante pour que d'autres les imitent.

Si l'on dit, à propos des contrats Buy-back iraniens, qu'ils ne garantissent pas en pratique certaines clauses concernant le transfert de technologie par exemple, les mêmes critiques peuvent être formulées à propos des contrats de partage de production indonésiens par exemple dans lesquels des dispositions supplémentaires sont nécessaires pour définir les relations entre les parties. Notamment en ce qui concerne les règles de vote, les exigences en matière de notification, les pratiques comptables ainsi que la formule d'un partage équitable lors des différentes phases de production.⁸⁶⁴ Au Nigeria également, les contrats de partage de production conclus en 1972 comportaient des insuffisances en termes de contrôle de l'entrepreneur par la compagnie nationale (ce qui a été modifié dans le modèle de 1992)⁸⁶⁵.

D'autre part, le cycle de négociations est réputé durer très longtemps, tant pour les contrats Buy-back que pour les contrats de partage de production. D'une part, on dit qu'il est très ardu de parvenir à un accord sur la formule de partage et que cela nécessite souvent d'intenses négociations et de nombreux votes des parties sur les différentes options de partage des coûts et de la production. D'autre part, il faut préciser que la durée dans le temps des contrats de partage de production nécessite parfois certaines modifications contractuelles au cours du projet. Celles-ci peuvent avoir des causes diverses comme l'apparition de nouveaux impératifs budgétaires, un plus grand contrôle exercé par le gouvernement ou la réévaluation des risques contractuels.⁸⁶⁶ Ainsi l'établissement des règles fiscales et financières dans les contrats de partage de production est tellement difficile que des négociations plus longues sont nécessaires⁸⁶⁷.

Une autre question importante à aborder dans les contrats de partage de production est celle de la détermination du prix du pétrole. Certains contrats de partage de production, qui peuvent avoir été signés de nombreuses années avant le début de la phase de

⁸⁶⁴ PONGSIRI N., *op. cit.*, p. 439.

⁸⁶⁵ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 42.

⁸⁶⁶ PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 439-440.

⁸⁶⁷ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 3.

production, sont très précis sur le prix du pétrole. Le prix du marché peut être soit un prix de vente fixé par le gouvernement, soit un prix marqueur publié, soit un prix ajusté pour tenir compte des spécificités de chaque projet, ou encore un juste prix à convenir au moment et sur le lieu de livraison – généralement, dans l'éventualité d'un différend, un expert indépendant peut souvent être efficace. La plupart des contrats de partage de production contiennent une clause qui décrit ce que l'on entend par « prix du marché », c'est-à-dire le prix auquel on peut vendre ce pétrole sur le marché dans le régime en question. Le problème est que ce prix du marché défini peut être différent du prix que les producteurs pourront effectivement pratiquer sur le marché au moment de vendre le pétrole.⁸⁶⁸

Le prix du marché, dans les contrats de partage de production, a un rôle central à jouer dans le calcul du remboursement des dépenses, du « profit oil », des droits de trésorerie et de l'impôt. Les entrepreneurs ont tendance à vouloir convaincre le gouvernement du pays hôte que le prix du pétrole sur le marché est faible, parce que cela leur permet de faire une estimation plus importante du nombre de barils nécessaires afin de rembourser leurs dépenses. Par conséquent, le nombre de barils revenant à la compagnie pétrolière nationale diminue. Dans le cas des obligations de l'offre intérieure, un prix aussi élevé que possible serait évidemment dans l'intérêt de l'entrepreneur, mais généralement celui-ci préfère évaluer un bas prix pour la raison évoquée précédemment. Dans certains contrats de partage de production, la détermination du prix du marché est l'objet d'une négociation souvent difficile entre le gouvernement hôte et l'entrepreneur. Dans d'autres contrats, le prix du marché est imposé par le gouvernement hôte.⁸⁶⁹

Un cours trop faible sur le marché, par rapport à celui défini par la compagnie nationale, comparé au prix réel pratiqué par l'entrepreneur dans la vente du pétrole représente sans aucun doute un coût caché.⁸⁷⁰

Ainsi, on considère que les contrats de partage de production sont aussi variés que les pays qui les utilisent comme outils de développement du pétrole. Le détail des modalités

⁸⁶⁸ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 4.

⁸⁶⁹ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 4.

⁸⁷⁰ BOSSLEY L., *op. cit.*, p. 5.

d'un contrat de partage de production ainsi que l'équilibre établi dans les termes du contrat peuvent être influencés par plusieurs facteurs, y compris des risques politiques.⁸⁷¹ En effet, la forme des contrats de partage de production peut ne pas être compatible dans certaines circonstances sociales et politiques, ce qu'il faut rappeler aux partisans iraniens de ces contrats.

Elle peut également ne pas être compatible avec certains obstacles juridiques, chaque pays ayant les siens propres. Par exemple en Malaisie, l'entrepreneur est tenu de conclure une « joint-venture » avec une filiale en propriété exclusive de Petronas, la compagnie nationale. La filiale aura un intérêt indivis dans tous les droits, les intérêts et les privilèges de l'entrepreneur, sans frais pour elle. En Egypte, chaque contrat de partage de production doit recevoir l'approbation législative pour devenir opérationnel.⁸⁷²

Certains ont noté également que le risque d'échec du contrat peut avoir d'autres sources : la négociation sur le partage des risques, le volume et la valeur des réserves et les actifs que chaque partie doit apporter peuvent être sources de désaccords lors des négociations sur l'acceptation d'une formule de partage.⁸⁷³

Ainsi, comme nous l'avons expliqué, certains inconvénients sont communs aux contrats Buy-back et aux contrats de partage de production ; mais ces derniers peuvent avoir des défauts propres. Même en écartant la question de la propriété dans les contrats de partage de production et la position du législateur iranien à cet égard⁸⁷⁴, si l'on considère le potentiel des champs pétroliers iraniens⁸⁷⁵, la puissance du secteur privé du pays et des entreprises locales et la possibilité d'éviter le partage de production pour une longue

⁸⁷¹ ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, p. 7.

⁸⁷² ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, *op. cit.*, pp. 7-8.

⁸⁷³ PONGSIRI N., *op. cit.*, pp. 439-440.

⁸⁷⁴ Voir YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.* ; SAKHA-I, Seyed Ehsan, *Les Contrats pétroliers de partage de production et leurs capacités dans l'industrie pétrolière iranienne*, Revue de droit du commerce international, 2008. ; IRANPOUR Farhad, *op. cit.*, pp. 25-38 ; La loi qui autorise la conclusion de contrats de partage de production dans la mer Caspienne.

<http://rc.majlis.ir/fa/law/show/93395>

⁸⁷⁵ Il a été dit que, au cours d'une période donnée, sur un total de dix-sept puits, quatorze ont été déclarés champs pétroliers, c'est-à-dire plus de quatre-vingts pour cent. La première entrevue avec Monsieur HOSSEINI, Directeur du comité de révision des contrats pétroliers iraniens, le 5 août 2014.

durée⁸⁷⁶, les contrats de partage de production ne sont pas envisagés en Iran⁸⁷⁷. A notre avis, la solution qui s'impose est celle d'une réforme des contrats Buy-back.

⁸⁷⁶ C'est la raison pour laquelle Bindmann insiste sur le fait que dans un pays au secteur minier bien développé, le gouvernement peut par exemple prendre à sa charge une partie du risque d'exploration et créer un fonds d'aide financière aux entreprises privées. Une autre approche consisterait en l'introduction de contrats de travail ou de service.

BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 6.

⁸⁷⁷ Voir également FRANK C. Alexander, Jr., *A proposal for annotated upstream petroleum regime model form provisions*, OGEL Vol. 3, 2005. ainsi que AL-ATTAR A. A. and ALOMAIR O., *The Relationship Between Upstream Petroleum Agreements & Exploration and Production Costs*, OGEL, Vol. 3, issue 2, June 2005.

Titre II : Les réformes des contrats Buy-back et leurs justifications

Après l'introduction et l'examen des contrats de partage de production, après avoir répondu à la question de savoir si ce modèle contractuel était utile à l'industrie pétrolière iranienne et étant donné qu'il apparaît clairement, de notre point de vue (à l'exception des champs spéciaux tels que les champs communs ou les champs à haut risque de la mer Caspienne), que ces contrats ne sont pas préférables, nous examinerons dans ce titre les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back (Chapitre 1). Cela nous permettra, suivant les réformes réalisées et les réformes en cours, de présenter nos suggestions pour les réformes négligées et enfin de pouvoir déterminer quel modèle pourrait être préférable pour l'industrie pétrolière iranienne : les contrats Buy-back ou l'autre type contractuel moyennant l'intégration de certains changements pour le rendre préférable (Chapitre 2).

Chapitre I : Les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back

Le présent chapitre a pour objet de réfléchir à un cadre approprié en examinant les avantages et les inconvénients des contrats Buy-back, pour identifier les défauts inhérents ou non à ce type de contrats. Nous analyserons donc les idées des opposants et des partisans de ce modèle contractuel (Section 1) puis, d'après ces idées et d'autres données, nous déterminerons les avantages et les inconvénients des contrats Buy-back (Section 2). Enfin, nous mettrons en exergue les inconvénients inhérents ou non de ces contrats (Section 3).

Section 1 : Les points de vue des opposants et des partisans des contrats Buy-back

Certains experts du pétrole et du gaz sont fortement opposés à la conclusion des contrats Buy-back. Ils estiment que la conclusion de tels contrats pille les ressources nationales et ils préconisent d'autres types de contrats⁸⁷⁸. D'autres, en revanche, généralement les responsables du ministère du Pétrole et les partisans de la conclusion de tels contrats, insistent sur l'utilisation de ce type contractuel et sont convaincus que les contrats en question, selon les conditions et le cadre juridique actuels, sont la meilleure option.⁸⁷⁹ Afin de présenter le contexte de la discussion entre les opposants et les partisans et d'examiner la question de la modification ou du remplacement des contrats mentionnés ci-dessus, nous expliquerons brièvement les points de vue de ces deux groupes.

⁸⁷⁸ Par exemple il y a quelques années, M. Kamal Daneshyar; chef de la commission de l'énergie du parlement, entre les journalistes parlementaires, a déclaré: les contrats Buy-back dans l'industrie pétrolière, ont créé certains problèmes, on doit empêcher ces contrats et on le fait ... les contrats Buy-back doivent être remplacés par d'autres contrats et même conclusion des contrats de prêt sont mieux que Buy-back.

Cité par site ISNA ; les étudiants Nouvelles Agence iranienne, Service parlement, le 02/03/2005.
⁸⁷⁹ NAMDAR ZANGANEH Bijan, Franche et directe avec le ministre du Pétrole, *op. cit.* ; KAZEMPOUR ARDEBILI Hassan, *l'industrie pétrolière n'est pas domaine de la politique*, le journal Doran-e-Emrouz n ° 84, 02/09/2000, p. 3.

Paragraphe 1 : Le point de vue des opposants

D'après les études diverses des sources internes et externes, nous pouvons résumer les principaux arguments de l'opposition dans les paragraphes suivants.

A : Le manque d'incitation suffisante de l'entrepreneur pour une utilisation optimale du réservoir et la réduction des coûts

L'un des auteurs a expliqué ce manque de la façon suivante : comme l'entrepreneur n'a pas de part dans la production du réservoir et qu'il reçoit seulement une rémunération et un bénéfice pour les services spécifiques qu'il effectue, il n'a pas de motivation suffisante pour utiliser de façon optimale le réservoir et le gérer efficacement.⁸⁸⁰

En d'autres termes, l'absence de l'entrepreneur au moment de l'exploitation⁸⁸¹ ainsi que l'absence d'impact entre le bénéfice du projet et les productions à venir résultent du fait que l'entrepreneur n'est pas suffisamment incité à utiliser une meilleure technologie et de meilleures méthodes afin de prolonger d'autant l'augmentation de la production du réservoir. Au contraire, il souhaite l'achèvement rapide du projet.⁸⁸²

Les opposants à ces contrats pensent qu'afin de remplir ses engagements – y compris atteindre le niveau de production convenu –, l'entrepreneur utilise n'importe quelle méthode et ne prête pas attention aux caractéristiques spécifiques du réservoir. Dans ce cas, bien que son principal engagement soit respecté, la production est fortement diminuée au bout d'un certain temps et la production optimale ne peut être atteinte parce que le réservoir a subi la pression d'une production excédentaire. Il est dit que dans les contrats de partage de production, l'entrepreneur est incité à utiliser une meilleure technologie afin de gérer de façon optimale le réservoir parce que, dans ces contrats, la

⁸⁸⁰ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 261.

⁸⁸¹ Les contrats Buy-back en Iran sont souvent utilisés pour développer les réservoirs et que, selon ces contrats, l'entrepreneur s'engage à augmenter la production des réservoirs jusqu'à un montant convenu. Après la mise en œuvre de cet engagement, les questions relatives à la production sont transférées à la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui effectue les activités nécessaires

⁸⁸² KHAJAVI Ali, *vérification du contrat du développement du champ pétrolier Ramyleh en Irak et une brève comparaison avec les contrats Buy-back en Iran*, revue d'Exploration et Développement, n ° 76, Février 2011, pp. 16-20.

période du prélèvement commun du réservoir est plus longue que celle du remboursement des dépenses dans les contrats Buy-back et que dans les faits, dans les contrats de partage de production, l'entrepreneur sera partenaire de la production du réservoir jusqu'à la fin de vie de celui-ci. Ainsi, dans les contrats Buy-back, l'entrepreneur ne considère que la réalisation du niveau de production déterminé par le contrat pour entrer dans la période du remboursement. Il n'a donc pas autant de motivations que l'entrepreneur dans un contrat de partage de production.⁸⁸³

C'est la raison pour laquelle certains auteurs pensent que les contrats Buy-back – en plus d'être imposés et coûteux – sont inefficaces ou ont peu d'effet sur l'augmentation de la capacité de la production.⁸⁸⁴

L'autre raison expliquant le manque d'incitation dans les contrats Buy-back est le remboursement de tous les frais, des « capex » jusqu'au plafond fixé dans le contrat et de l'« opex » quel qu'en soit le montant. Donc l'entrepreneur n'est pas encouragé à réduire ses dépenses en-dessous du plafond fixé par l'employeur parce qu'elles lui seront remboursées dans tous les cas.⁸⁸⁵

En réalité, il faut chercher à connaître le montant du profit et le bénéficiaire.⁸⁸⁶ Alors dans ces contrats, étant donné que l'économie n'apportera aucun bénéfice à l'entrepreneur, celui-ci ne tentera pas de diminuer ses dépenses.⁸⁸⁷ Autrement dit, depuis

⁸⁸³ AMUZGAR Jahangir, *Op. cit.* p. 3. ; EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, pp. 3-9.

NARAGHI Mehrdad, La variété des contrats internationaux pétroliers, l'Institut Etudes internationales de l'énergie, Novembre 2000 pp. 45-46 et NERSI Ghorban, Les contrats Buy-back une souffrance mutuelle, Entrevue avec le journal Jam-e-jam, n° 1361, 15/01/2006.

⁸⁸⁴ MOMENI Farshad, *op. cit.*, pp. 2-6.

Ces auteurs pensent donc que les contrats de partage de production sont préférables aux contrats Buy-back car l'entrepreneur sera partenaire du projet jusqu'à la fin de vie du réservoir pour l'exploitation duquel il essaye d'utiliser la meilleure technologie, selon les caractéristiques du réservoir, parce que tant que la production augmente, le bénéfice de l'entrepreneur augmente aussi.

⁸⁸⁵ AMUZGAR Jahangir, *op. cit.* p. 20. ; De même certains le disent depuis longtemps, la logique de ces sociétés est de s'enrichir sur le capex, l'entrepreneur essayant d'augmenter les dépenses en diminuant la qualité KHAJAVI Ali, *op. cit.*, pp. 19-20.

⁸⁸⁶ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁸⁸⁷ SADEGHI Mohammad Ali, *Les contrats partage de production sont plus appropriés que les contrats Buy-back. Pourquoi ?*, le journal Pétrole, gaz et pétrochimie, n° 7, p. 30.

que l'entrepreneur bénéficie dans tous les cas d'un taux fixe de remboursement, il ne tire aucun bénéfice à appliquer une méthode économiquement avantageuse.⁸⁸⁸

B : La courte durée des contrats Buy-back

La courte durée des contrats Buy-back a été mentionnée par les opposants et les partisans de ce type contractuel. Certains pensent que la durée des contrats Buy-back iraniens est excessivement courte pour les sociétés pétrolières étrangères.⁸⁸⁹ En effet, ces sociétés souhaitent rester plus longtemps dans les pays pétroliers afin d'investir dans les champs pétroliers. Ainsi, elles veulent être partenaires dans la production pour toute la durée de vie des réservoirs, ce qui n'existe pas dans les contrats Buy-back, et la courte durée de ces derniers empêche en effet les investissements à long terme.⁸⁹⁰

L'une des conséquences négatives, comme nous l'avons mentionné, est une utilisation des réservoirs qui n'est pas optimale car l'entrepreneur doit atteindre un niveau déterminé de production à partir duquel il peut commencer à percevoir le remboursement de ses dépenses. Selon les contrats Buy-back iraniens, si l'entrepreneur est en retard pour terminer son projet et remplir ses engagements, il est possible qu'il perde une partie de son bénéfice parce que la durée de remboursement des dépenses est limitée. Par exemple, d'après un contrat, l'entrepreneur doit augmenter la production d'un réservoir dans un délai de cinq ans à la suite de quoi le remboursement des dépenses s'étale sur cinq autres années. Dans ce cas-là, si l'entrepreneur achève ses engagements au bout de six ans, il ne pourra recouvrer ses dépenses que pendant quatre ans.⁸⁹¹ C'est la raison pour laquelle l'entrepreneur ne pense qu'à atteindre le niveau de production fixé par le contrat, ce qui peut avoir des conséquences négatives sur le réservoir et le niveau total de la production. Certains experts expliquent que ce problème n'existe pas dans les autres types de contrats comme les contrats de partage de production. Ils insistent sur le fait que, dans les contrats Buy-back, les sociétés pétrolières internationales utilisent des méthodes d'extraction

⁸⁸⁸ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

⁸⁸⁹ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

⁸⁹⁰ AMUZGAR Jahangir, *op. cit.* p. 20.

⁸⁹¹ Entrevue avec M. RAHMATI, *op. cit.* ; Ainsi, AMUZGAR Jahangir, *op. cit.*, p. 20.

accélérée du pétrole qui impactent négativement le réservoir. En effet, ces sociétés n'ont aucune raison, étant donné la courte durée qui leur est accordée pour déployer leurs activités, de viser le long terme et la production optimale du réservoir.⁸⁹²

C : L'inflexibilité des contrats Buy-back

L'inflexibilité des contrats Buy-back a été directement et indirectement critiquée par de nombreux experts.⁸⁹³ L'un des éléments les plus importants dans ce domaine est la détermination du plafond des « capex ». En effet, avant que ne commencent les obligations contractuelles de l'entrepreneur, le montant total des « capex » est déterminé et la révision en est très difficile. Autrement dit, dans les contrats Buy-back, il y a des chiffres fixes qui ne changent pas selon l'état de la production, des événements imprévisibles, des fluctuations du prix du pétrole, etc. De plus, la détermination des « capex » dans les contrats Buy-back augmente également le risque des investisseurs étrangers. Par exemple, si l'entrepreneur qui s'est engagé à augmenter les produits d'un champ pétrolier jusqu'à cent mille barils pour une certaine somme d'argent, pendant ses activités et selon de nouvelles informations, comprend que les « capex » fixés ne seront pas suffisants, il devra supporter les dépenses complémentaires. C'est la raison pour laquelle il a été dit que les sociétés pétrolières internationales ne s'engagent pas aux montants réels pour réaliser le projet parce qu'elles veulent se préserver face à l'augmentation des dépenses imprévisibles⁸⁹⁴. Donc l'estimation et les prévisions des coûts nécessaires à l'exploration et au développement des champs pétroliers pourraient être incorrectes.⁸⁹⁵

Dans ce contexte, il a été indiqué que cette condition contractuelle est imposée par le législateur⁸⁹⁶ sur les méthodes d'investissement, surtout dans les contrats Buy-back. Ce

⁸⁹² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 262-263.

⁸⁹³ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.*, pp. 1-2. ; BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

⁸⁹⁴ Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, *op. cit.*, p. 19.

⁸⁹⁵ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention*. *op. cit.*, pp. 1-2.

⁸⁹⁶ Dans les lois et règlements y compris les budgets annuels et programmes de développement qui ont été examinés précédemment en brève.

qui a un impact sur le processus de négociation et entraîne une augmentation des tensions dans les négociations.⁸⁹⁷ Par exemple, l'une des sources de troubles durant la négociation du projet de développement du champ pétrolier de Yadavaran⁸⁹⁸ avec une délégation chinoise était le plafond du contrat.⁸⁹⁹

En effet, la détermination du plafond du contrat vise la stabilité de la performance du projet. Ainsi, selon un plafond déterminé, l'entrepreneur s'engage autant que possible à éviter des coûts supplémentaires inutiles. Cependant, la détermination d'un plafond au début des négociations et au moment de la conclusion du contrat est un problème entre les parties. De plus, les paramètres techniques, les défis économiques internationaux et régionaux, l'inflation mondiale et régionale, les conditions du marché, l'offre et le prix des services nécessaires à chaque projet – du développement du champ pétrolier à l'exécution du contrat –, ont des effets sur le coût de l'investissement et ces éléments sont souvent imprévisibles.⁹⁰⁰

D : Les taux de rendement élevés du capital⁹⁰¹

Comme nous l'avons expliqué précédemment, l'une des obligations financières de l'employeur est de payer tous les frais engagés par l'entrepreneur ainsi que les bénéfices de son investissement. Le remboursement des dépenses et le paiement des bénéfices revenant à l'entrepreneur seront effectués par des versements, conformément au contrat pendant le projet. Alors, si le projet est achevé conformément au contrat et que la compagnie pétrolière nationale commence également à produire et à vendre du pétrole, et si le prix du pétrole diminue sur le marché mondial – à des intervalles convenus –, la compagnie nationale devra rembourser en plusieurs fois les frais, les paiements d'intérêts

⁸⁹⁷ Entrevue avec Monsieur BEHBAHANI ; Directeur général de KPE, 25 juillet 2012.

⁸⁹⁸ Le champ pétrolière Yadavaran est l'une des découvertes de la NIOC qui se trouve dans Khuzestan, Iran.

⁸⁹⁹ <http://www.shana.ir/fa/newsagency/print/79320>

⁹⁰⁰ Dans ce cas s'il n'y a pas de solutions rationnelles, il est possible que l'entrepreneur, afin d'éviter de dépasser le plafond, ne continue pas l'exécution du projet pour une période courte ou longue, ce qui entraîne l'arrêt de la production du champ et ce qui peut être très dangereux pour la vie de celui-ci. Donc il est essentiel qu'au moment de la conclusion et de la finalité du contrat, on utilise des méthodes appropriées pour éviter le retard ou l'arrêt de la performance du projet.

⁹⁰¹ «Rate of Return»

et autres obligations, ce qui augmente les dépenses de cette compagnie. En effet, généralement, s'il y a un risque de déflation, celui-ci reste à la seule charge de la compagnie nationale.

E : Les risques de l'entrepreneur

L'un des éléments défavorables aux sociétés pétrolières internationales dans les contrats Buy-back est le risque encouru. Si le champ pétrolier n'est pas déclaré commercial ou si l'entrepreneur ne peut pas produire de pétrole, il ne pourra pas être remboursé et toutes les dépenses seront à sa charge.

Cette limitation a été imposée aux parties par le législateur⁹⁰². Il est normal que ce type contractuel soit moins favorable pour l'entrepreneur que pour l'employeur. Mais il faut noter que les contrats Buy-back iraniens ont souvent été conclus afin de développer des champs pétroliers et peu de contrats furent conclus pour l'exploration. Pour la plupart de ces contrats également, l'Iran a déjà approuvé les champs pétroliers comme champs commerciaux. L'entrepreneur s'engage donc seulement à atteindre un taux déterminé de production et, en pratique, il ne supporte aucun risque.

Cependant, les sociétés pétrolières internationales, dans les contrats de partage de production, doivent supporter le risque que le champ pétrolier ne soit pas déclaré commercial ou bien que les ressources soient insuffisantes.⁹⁰³ Pour ces raisons, certains estiment que, dans les contrats Buy-back signés jusqu'à présent, l'entrepreneur ne subissait pratiquement aucun risque, alors qu'il s'agit de l'un des plus grands inconvénients des contrats de partage de production. En effet, les risques mentionnés sont

⁹⁰² Ce point a été souligné dans plusieurs lois et réglementations, par exemple dans l'article 14, alinéa B de la loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran selon lequel la compagnie pétrolière nationale est obligée de respecter le principe selon lequel « l'acceptation des risques liés à l'incapacité d'atteindre les objectifs souhaités, le risque que le champ pétrolier ne puisse pas être déclaré commercial ou l'insuffisance des ressources pour l'amortissement des engagements financiers » sont à la charge de l'entrepreneur. Il a également été énoncé que « si à la fin de la phase d'exploration, aucun champ commercial n'a été trouvé dans aucun point de la région, le contrat s'achèvera et l'entrepreneur ne pourra pas voir ses dépenses remboursées ».

⁹⁰³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, op. cit., p. 7.

présents dans certains contrats Buy-back conclus en vue de l'exploration mais en Iran, ces contrats ont été conclus le plus souvent pour développer des champs ; il n'y a donc pratiquement pas de risque.

Par ailleurs, on dit que les sociétés pétrolières internationales, en acceptant des risques plus élevés, préfèrent agir dans le cadre d'autres types de contrats, comme les contrats de partage de production. En effet dans ce cas, elles peuvent avoir des avantages et des intérêts plus importants parce que généralement, les compagnies pétrolières internationales acceptent de supporter des risques et des dangers en échange de revenus très importants. Par conséquent, les contrats de service comme les contrats Buy-back ne sont pas favorables pour ces sociétés.⁹⁰⁴

Comme on peut le voir, les commentaires à l'égard des risques de l'entrepreneur sont complètement contradictoires. Certains pensent qu'il n'y a pas de risque en pratique et que c'est là le problème des contrats Buy-back, en particulier du point de vue du gouvernement hôte. Quant aux entreprises étrangères, d'une part elles critiquent les risques liés à ce type de contrats et d'autre part, elles préfèrent généralement être partenaire dans les risques et les avantages potentiels, ce qui n'est pas possible dans les contrats Buy-back.

En somme, à la lecture de ces commentaires d'experts concernant la prévision des risques pour l'entrepreneur, il semble peu évident d'avoir un jugement fixe.

F : Le manque d'enseignement et de transfert de technologie

Comme nous l'avons déjà mentionné, certains pensent que la durée des contrats Buy-back n'est pas propice au transfert de technologie au pays d'accueil.⁹⁰⁵ Toutefois, il faut rappeler que l'un des objectifs des contrats pétroliers iraniens est de transférer la technologie moderne et les savoir-faire afin d'atteindre l'autosuffisance dans l'industrie du pétrole et du gaz.

⁹⁰⁴ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 264.

⁹⁰⁵ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

Les opposants affirment que, dans les contrats Buy-back, il n'y a pas d'intérêt à transférer des technologies et des compétences car ce n'est pas le but visé par ce type de contrats en pratique. Le transfert de technologie et de connaissances techniques n'est pas non plus réalisé en raison d'un manque de motivation à cause de la courte durée du contrat. Donc de ce point de vue, les contrats Buy-back n'ont aucun avantage.⁹⁰⁶ Cependant, certains auteurs étrangers qui ont mené des recherches approfondies et détaillées dans le domaine de l'industrie du pétrole et du gaz iraniens pensent que mettre l'accent sur le transfert de technologie et la formation est un frein aux investissements étrangers en Iran.⁹⁰⁷

Alors, comme nous pouvons le voir, la question du transfert de technologie et de la formation a été critiquée à l'aide de deux idées. Premièrement, il est apparu que ce type de contrat n'était pas approprié pour le transfert de technologie et qu'il devait donc être modifié ou remplacé. Deuxièmement, il semble que l'existence de la condition de transfert de technologie et de formation est un obstacle à l'investissement en Iran.

On a vu le résumé des principales raisons des opposants des contrats Buy-back dans le secteur du pétrole et du gaz mais avant de juger ces critiques, on doit expliquer brièvement les points de vue des partisans de ces contrats.

Paragraphe 2 : Le point de vue des partisans

Dans ce paragraphe, nous expliquerons brièvement les points de vue les plus importants des partisans des contrats Buy-back.

⁹⁰⁶ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 265-266.

⁹⁰⁷ Par exemple dans les contrats Buy-back il est stipulé que : « les entreprises étrangères, après l'emploi des personnes en qualité d'experts étrangers, doivent s'engager à donner des cours pour les citoyens iraniens afin de répondre aux besoins futurs de main-d'œuvre ». ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing, op. cit.*, p. 31.

A : Préserver la souveraineté et les intérêts nationaux et empêcher l'appropriation par les entrepreneurs étrangers des réservoirs de pétrole

Dans les contrats Buy-back qui ont été appliqués en conformité avec les obligations juridiques, économiques et politiques, la propriété de l'Etat sur le pétrole et le gaz naturel de ses réservoirs a été entièrement préservée. Dans aucune opération l'entrepreneur ne peut obtenir la propriété des réservoirs. Après l'exécution de ses obligations contractuelles, l'entrepreneur reçoit un pourcentage de la vente du pétrole ; les droits de propriété de l'entrepreneur sur le pétrole et le gaz sont exclus dans ces contrats, cela a été souligné par presque toutes les sources.⁹⁰⁸

Les partisans des contrats Buy-back invoquent le premier alinéa de l'article 3⁹⁰⁹ et l'article 19⁹¹⁰ de la loi du Pétrole 1974.⁹¹¹

Il faut noter que, conformément à la Constitution (y compris dans les articles 44 et 45) mais également à d'autres lois (telles que l'article 2 de la loi du Pétrole de 1987, les règles budgétaires, etc.), les partisans des contrats Buy-back estiment qu'en Iran on ne peut conclure comme contrats pétroliers que les contrats Buy-back.⁹¹² Autrement dit, les autres contrats ne respectent pas les principes de propriété des réservoirs et de production et en plus ils ne sont pas compatibles avec l'interprétation actuelle des articles de la Constitution.

⁹⁰⁸ ZOHDI Masoud, *Financial*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24. ; AMANI Masoud, *op. cit.*, pp. 27-28; BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement*, *op. cit.*, pp. 1-2. ; JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁹⁰⁹ L'alinéa 1 de l'article 3 stipulait que : les ressources pétrolières et l'industrie du pétrole iranienne sont nationales, l'imposition et l'exercice du droit de la souveraineté nationale iranienne envers les ressources pétrolières dans le domaine de l'exploitation, du développement, de la production, de l'utilisation et de la distribution du pétrole dans le pays entier et le continent sont exclusivement à la charge de la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui agira directement, par ses représentants ou ses entrepreneurs.

⁹¹⁰ Dans l'article 19 on lit que: Le pétrole produit des ressources pétrolières d'Iran, appartient à la compagnie pétrolière nationale. La compagnie mentionnée ne peut transférer aucune partie du pétrole avant qu'il soit extrait.

⁹¹¹ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, pp. 3-9. ; SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 199.

⁹¹² KAZEMPOUR ARDEBILI Hassan, *op. cit.*, p. 3.

B : Un faible risque pour le gouvernement et l'accèsion à l'investissement étranger

Comme le coût du développement et de l'exploration des champs est très élevé et que, souvent, les pays pétroliers ne peuvent pas financer ces projets, la responsabilité du financement du projet pour les activités et les opérations de développement et d'exploration sera à la charge de l'entrepreneur. En effet, l'un des rôles principaux des sociétés étrangères est le financement par l'investissement.⁹¹³ En outre, comme nous l'avons dit, la Banque centrale d'Iran et d'autres agences gouvernementales ne sont pas autorisées à financer ces projets ou à garantir les dépenses investies par l'entrepreneur.⁹¹⁴ Ainsi, et sans aucun frais, le gouvernement verra ses réservoirs exploités et développés et les coûts, les salaires et le bénéfice de l'entrepreneur seront remboursés par les produits du même réservoir. De cette manière, il ne sera pas nécessaire que le gouvernement alloue une partie du budget annuel à l'exploration et au développement des champs de pétrole et de gaz du pays ; ce sont les investissements étrangers qui sont utilisés pour cela. De ce point de vue, les contrats Buy-back, qui fournissent l'accès à un tel mécanisme, semblent appropriés.

Ainsi, les partisans de ces contrats pensent que ceux-ci n'imposent aucun risque au gouvernement. Car, comme on l'a vu dans l'article 14, alinéa B de la loi du quatrième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran, la compagnie pétrolière nationale est obligée de respecter le principe selon lequel « l'acceptation des risques liés à l'incapacité d'atteindre les objectifs souhaités, le risque que le champ pétrolier ne puisse pas être déclaré commercial ou l'insuffisance des ressources pour l'amortissement des engagements financiers » sont à la charge de l'entrepreneur. Donc, dans tous les cas, les risques acceptés par la compagnie pétrolière nationale d'Iran sont minimes par rapport à ceux pris par les entrepreneurs.

⁹¹³ WRIGHT Jan and BYRKNES Arne-Helge, *op. cit.*, pp. 2-3.

⁹¹⁴ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, p. 2.

C : Transférer la technologie, les connaissances techniques et former le personnel local

Les partisans des contrats Buy-back insistent sur le fait que, premièrement, pour conclure ces contrats conformément à la loi, la clause du transfert de technologie est obligatoire.⁹¹⁵ Deuxièmement, ils disent que ces contrats conduisent au transfert des connaissances techniques et de la technologie vers le pays car les entrepreneurs étrangers, selon les conditions contractuelles, sont obligés de former et d'employer des professionnels locaux, ce qui augmente le potentiel scientifique et technique du pays.

Les contrats Buy-back sont alors un outil efficace pour attirer les services techniques étrangers et apporter le progrès technique à la main-d'œuvre locale⁹¹⁶ car l'entrepreneur est obligé de respecter les lois iraniennes y compris la loi sur l'Utilisation maximale des capacités techniques, d'ingénierie, de fabrication, industrielles et exécutives du pays votée en 1996.⁹¹⁷

Par exemple, l'article 13-1 du contrat pour les opérations de développement du champ de Doroud stipule que « l'entrepreneur, afin de recruter du personnel pour les opérations du projet en vertu du droit iranien, doit donner la priorité aux ressortissants iraniens admissibles ; l'emploi de travailleurs étrangers sera limité à des emplois pour lesquels il n'existe pas de ressortissants iraniens admissibles. »⁹¹⁸

D : La courte durée des contrats Buy-back

Comme nous l'avons dit précédemment, les opposants comme les partisans évoquent la courte durée des contrats Buy-back.

Selon leurs partisans, la courte durée de ces contrats correspond à la durée de la présence des sociétés étrangères en Iran ; on peut donc prévenir les abus. En effet, en vertu de ces

⁹¹⁵ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, p. 201.

⁹¹⁶ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *op. cit.*, p. 3.

⁹¹⁷ À propos de cette loi, voir : EBRAHIMI Seyed Nasrallah, « *Le droit international privé* », édition Samt, 1^{ère} édition, Téhéran, 2004, à partir de p. 308.

⁹¹⁸ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 267.

contrats, la partie étrangère, une fois son obligation réalisée, n'a aucun droit sur le champ ; seules ses dépenses et les bénéfices lui seront payés.

En outre, la courte durée du contrat entraîne une réalisation plus rapide des objectifs déterminés. Ce qui pourrait être important dans un pays souffrant d'une pénurie de devises et de liquidités. Autrement dit, les contrats Buy-back, comme mécanisme de financement des projets pétroliers et gaziers, ont pu attirer des milliards de dollars par les investissements étrangers.⁹¹⁹

Auparavant, nous avons détaillé certains obstacles juridiques ou non conduisant à la conclusion des contrats Buy-back. Certains insistent, de surcroît, et en examinant la Constitution – du moins dans son interprétation actuelle – ainsi que d'autres lois en vigueur, qu'il n'y a pas d'autre alternative que les contrats Buy-back.⁹²⁰

Dans tous les cas, les raisons les plus importantes invoquées par les partisans de ce type contractuel ont été expliquées ci-dessus ce qui peut nous permettre de mieux évaluer et juger les arguments des opposants et des partisans.

Section 2 : L'examen des avantages et des inconvénients des contrats Buy-back

Comme il a été mentionné, depuis le début de l'utilisation des contrats Buy-back dans l'industrie pétrolière iranienne, leurs avantages et leurs inconvénients ont fait l'objet de débats entre partisans et opposants. Cela fait maintenant deux décennies que l'on utilise ce type de contrats⁹²¹ et l'on peut donc plus facilement évaluer leurs avantages et leurs inconvénients.

Les opposants à ces contrats, en vertu des bases théoriques et des résultats de l'utilisation de ceux-ci pendant plusieurs années en Iran notamment, exposent de nombreux inconvénients.

⁹¹⁹ Voir SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 267-268.

⁹²⁰ GHANIMIFARD Hojjatallah, Buy-back la seule option disponible, le journal Hamshahri, n ° 2441, 04/07/2001, p. 16.

⁹²¹ Les contrats Buy-back iraniens ont été souvent conclus de 1994 à 2006 puis les sanctions ont atteint progressivement les contrats pétroliers iraniens.

Ainsi, certains pensent que dans la situation actuelle, la vérification des inconvénients de ces contrats est une nécessité car dans tous les cas, et sur la base des textes législatifs, réglementaires et d'autres lois, les contrats Buy-back sont acceptés comme un instrument juridique de l'investissement étranger dans l'industrie du pétrole et du gaz. Si l'on considère donc les inconvénients des contrats Buy-back, on pourrait favoriser leur modification alors qu'en rappelant leurs avantages, on renforce seulement la position du législateur à poursuivre dans la même voie.⁹²²

Néanmoins, comme nous l'avons dit, les partisans de ces contrats en apprécient leurs résultats, en plus d'insister sur le fait qu'ils sont le seul modèle contractuel conforme à la Constitution et aux autres lois.

Il faudra examiner tout d'abord les avantages que procure ce type contractuel pour ensuite analyser les critiques formulées par les experts.

Paragraphe 1 : Les avantages des contrats Buy-back

Parmi les principaux avantages de ces contrats, on trouve :

- La préservation de la souveraineté et de la propriété de l'Etat sur ses ressources énergétiques ;
- Le faible niveau de l'engagement de la partie iranienne ;
- Le transfert de technologie et des connaissances techniques et la formation des locaux ;
- D'autres avantages comme la surveillance et les avantages opérationnels.

Nous examinerons ci-dessous certains de ces éléments.

⁹²² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 274-275.

A : La préservation de la souveraineté et de la propriété de l'Etat sur ses ressources énergétiques

Dans les contrats Buy-back, le droit de propriété de l'Etat sur le pétrole et le gaz dans les réservoirs est entièrement préservé.⁹²³ De plus, selon la pratique et la jurisprudence l'arbitrage international, l'Iran insiste aujourd'hui, dans ses contrats Buy-back, sur le fait que l'entrepreneur exécute des obligations qui lui sont données par la compagnie pétrolière nationale et en son nom. C'est une formule récurrente dans les contrats pétroliers iraniens ne supposant aucune interprétation des droits de propriété.⁹²⁴ Nous pouvons dire que la principale caractéristique distinguant les contrats Buy-back des autres est la suivante : dans ces contrats, l'entrepreneur ne sera jamais propriétaire du pétrole brut produit⁹²⁵. Et s'il en a besoin, il devra l'acheter au gouvernement.⁹²⁶

En effet, l'une des principales causes de la conclusion de contrats Buy-back entre la compagnie pétrolière nationale et des sociétés pétrolières étrangères repose sur ce point qui vise à ce que la souveraineté et la propriété des ressources nationales, conformément à la législation, ne soient pas transférées aux sociétés étrangères.

A ce sujet, certains responsables et officiels pétroliers du pays considèrent que cette caractéristique est un avantage juridique et non une caractéristique technique et

⁹²³ Le pétrole et le gaz extrait avant l'exploitation ne sont pas vendus à l'entrepreneur mais sont utilisés pour le remboursement de ses dépenses, le pétrole et le gaz ne lui sont pas alloués, donc la propriété du pétrole et du gaz est toujours celle du gouvernement.

⁹²⁴ HOSSEINI Seyed Mehdi, *Les intérêts nationaux*, *op. cit.*
Dans ce type de contrat il est prévu que tous les biens et les installations appartiennent à la compagnie pétrolière nationale d'Iran.

⁹²⁵ La structure juridique des contrats Buy-back en vertu de l'interprétation subjective du législateur a été modélisée. Le législateur indique que de ces contrats n'émanera aucune sorte de propriété et les réservoirs appartiendront à la compagnie pétrolière nationale en sa qualité de l'employeur et la partie étrangère ne sera qu'un simple entrepreneur qui aura le rôle du financement et du développement des champs pétroliers et gaziers d'Iran en échange d'une rémunération déterminée et sans aucun droit de la propriété malgré ses investissements, au contraire des contrats partage de production, l'entrepreneur n'a aucune propriété ni sur les réservoirs ni sur le pétrole produit. SAHRANAVARD Asadullah, analyse du mécanisme de Buy-back dans les contrats pétroliers de l'Iran, mémoire de Master, Université de Téhéran, septembre 2002, P. 166. Selon SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts*, *op. cit.*, p. 277. Voir également dans ce point VIELLEVILLE D.E., ESQ. and VASANI B.S., *Sovereignty Over Natural Resources Versus Rights Under Investment Contracts: Which One Prevails?*, TDM, Vol. 5, issue 2, April 2008. Consultable sur le site http://www.crowell.com/documents/Sovereignty-Over-Natural-Resources-Versus-Rights-Under-Investment-Contracts_Transnational-Dispute-Management.pdf; ainsi pour l'histoire de la souveraineté sur les ressources pétrolières voir RODRIGUEZ-PADILLA Victor *op. cit.*

⁹²⁶ ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, *Iran investing*, *op. cit.* p.13.

économique. Autrement dit, fondamentalement, le motif principal de l'utilisation des contrats Buy-back par le gouvernement est l'osmose juridique qu'elle permet. Il semble qu'en les comparant aux autres modèles contractuels, les contrats Buy-back préservent précisément et clairement la souveraineté et la propriété des ressources nationales. Ce qui a pu dissiper entièrement les inquiétudes passées.

Donc de ce point de vue, et conformément à la législation, les contrats Buy-back sont sans nul doute compatibles avec la volonté du législateur. Pour les autres contrats, leur appréciation est plus nuancée. En effet, si l'interdiction des contrats de concession fait consensus,⁹²⁷ concernant les contrats de partage de production, des doutes sont émis sur leur hypothétique utilisation. Certains pensent en effet, au vu de la jurisprudence de l'arbitrage international, que l'entière propriété de l'Etat hôte sur les ressources pétrolières dans les contrats de partage de production est sérieusement discutable⁹²⁸. Il existe cependant une opinion contradictoire⁹²⁹.

Néanmoins, on peut noter que la conformité au système juridique du pays ne garantit pas l'efficacité économique et optimale de ces contrats au sens d'une plus grande compatibilité avec les intérêts économiques nationaux. De plus, il ne faut pas oublier que près de la moitié des pays du monde utilisent les concessions et que plus de la moitié des pays bénéficient des contrats de partage de production.⁹³⁰ C'est pourquoi certains se sont demandé si, d'un point de vue économique, préserver la propriété et la souveraineté de l'Etat de façon traditionnelle n'était pas nuisible. Si les contrats Buy-back dissuadent les sociétés pétrolières étrangères à conclure des accords avec l'Iran (ce qui entraîne par conséquent nos voisins à exploiter des champs pétroliers et gaziers communs par l'intermédiaire d'autres types contractuels), on peut se demander s'ils sont en conformité avec la Constitution, l'Islam⁹³¹ et les intérêts nationaux.⁹³² Il faut dire que dans ce domaine, et afin de répondre aux intérêts nationaux, le gouvernement et le Parlement

⁹²⁷ L'interdiction des contrats de concession a déjà été formulée par un consensus

⁹²⁸ HOSSEINI Seyed Mehdi, Les intérêts nationaux, *op. cit.* ; DARYABARI VESHTANI, BECKY OSKOUYI, *op. cit.*, pp. 118-119.

⁹²⁹ YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.*, pp. 164-169.

⁹³⁰ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁹³¹ Parce que les conservateurs et surtout les groupes radicaux ne voient dans les Buy-back le seul type contractuel en accord avec l'Islam

⁹³² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 280.

iraniens ont parfois discuté des contrats de partage de production, ce qui tend à démontrer qu'il est possible de garantir les intérêts nationaux en utilisant d'autres contrats.

En bref, la compatibilité des contrats Buy-back plutôt que d'autres types contractuels avec le système juridique iranien serait plus plausible, même si l'utilisation d'autres contrats comme les contrats de partage de production n'est pas interdite. Mais dans ce dernier cas, la priorité de l'utilisation d'un modèle contractuel par rapport à un autre dépendra des autres éléments que nous avons déjà expliqués (intérêts économiques, etc.).

B: Le faible niveau d'engagement de la partie iranienne

Un autre avantage des contrats Buy-back est que les obligations de la compagnie nationale sont moins fortes que celles de la partie étrangère. En effet, dans ces contrats en tant que mode d'investissement indirect étranger, la partie étrangère, en acceptant tous les risques, doit financer le projet entièrement. Ce rôle important et principal de la partie étrangère a été déjà souligné.⁹³³ Cependant, il est clair que l'investissement dans une telle situation n'est pas aisé pour l'investisseur étranger.⁹³⁴

La compagnie nationale aura donc un réservoir développé prêt à l'exploitation sans aucun frais ni obligation financière pour elle et elle pourra rembourser les dépenses et rémunérer l'entrepreneur grâce aux produits du même réservoir.⁹³⁵

⁹³³ WRIGHT Jan and BYRKNES Arne-Helge, *op. cit.*, p. 2.

⁹³⁴ Ceci a été cité par certains comme étant un avantage des contrats Buy-back pour l'Iran car, dans le cas où le champ ne peut pas être déclaré commercial ou que l'on ne parvienne pas à produire, la compagnie nationale n'aura aucune responsabilité et c'est la partie étrangère qui devra supporter les risques. BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, p. 3.

Ainsi, si la production n'est pas suffisante ou bien si elle est arrêtée, les risques seront encore à la charge de la partie étrangère. VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3713. ; SAHRANAVARD Asadullah, *op. cit.*, p. 168.

Les investissements ne seront pas non plus garantis par le gouvernement ou la Banque centrale et le risque de dépasser les « capex » et de ne pas atteindre une production suffisante sera supporté par la partie étrangère. EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back, op. cit.*, pp. 3-9. ; VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3713.

⁹³⁵ De plus, les partisans de ces contrats rappellent que dans ceux-ci, le gouvernement n'assume aucun risque, comme prévu dans la remarque 3 de l'article 8 de la Réglementation exécutive concernant la mise en œuvre des contrats Buy-back approuvée par lui le 6 juin 2005.

Aucun doute n'est permis concernant le fait que, dans le cadre des contrats Buy-back, les obligations de la compagnie nationale sont moindres que celles de la partie étrangère.⁹³⁶ Néanmoins, il faut y faire attention et cette caractéristique peut avoir des conséquences négatives et involontaires⁹³⁷. L'une des conséquences de l'acceptation de la charge financière du projet par la partie étrangère sera que, pendant l'exploitation, c'est-à-dire après la phase de développement, la proportion du pétrole produit devant être vendue pour rembourser la société sera plus importante que la proportion revenant à la partie iranienne.

Les partisans des contrats Buy-back⁹³⁸ rétorquent qu'il ne faut pas oublier que l'une des raisons pour lesquelles on utilise ces contrats⁹³⁹ est bien souvent le manque de capacité d'investissement ou de liquidité du pays (ou de la société) hôte.⁹⁴⁰ Il est donc normal que les obligations de la partie étrangère soient plus élevées que celles de la partie iranienne et cela est conforme aux buts poursuivis par l'Iran dans l'utilisation des contrats Buy-back. D'un point de vue pratique également, il ne faut pas oublier que, pendant la durée de la période de remboursement, soixante pour cent du pétrole produit sont utilisés pour rembourser les dépenses et payer la rémunération de l'entrepreneur et que seulement trente-cinq à quarante pour cent reviennent au pays. Mais cela vaut certainement mieux que de ne pas exploiter nos champs et donc de laisser nos voisins continuer l'extraction des champs communs, ce qui serait une perte pour la nation et le gouvernement iraniens.⁹⁴¹ De plus, dans les autres types contractuels, le même problème se pose également.

⁹³⁶ Car, comme nous l'avons rappelé, c'est la partie étrangère qui doit financer et préparer les dépenses nécessaires.

⁹³⁷ On peut se demander s'il y a des risques en pratique, et si ces risques ne conduisent pas à une production non-optimale par la société étrangère ? Est-ce que ces risques ne causent pas la diminution du pouvoir de la négociation de la partie iranienne car ce type de contrat n'est pas assez intéressant et il impose des risques aux sociétés étrangères ?

⁹³⁸ HOSSEINI Seyed Mehdi, La question de risque dans les contrats Buy-back, le journal Iran, n ° 1849, 09/07/2001, p. 3.

⁹³⁹ En général « Counter-trade »

⁹⁴⁰ HASSANBEYGI Abolfazl, *op. cit.*, p. 133.

⁹⁴¹ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 281-182.

D'une manière générale, on peut dire que le faible niveau d'engagement de la partie iranienne dans les contrats Buy-back est perçu comme un avantage du point de vue de l'employeur.

C : Le transfert de technologie, des connaissances techniques et la formation des locaux

L'un des objectifs de la coopération de l'Iran avec les sociétés étrangères au milieu des années 1990 était d'avoir accès à la technologie de ces sociétés. En effet, l'Iran ne voyait pas les sociétés étrangères comme de simples investisseurs potentiels mais elle les considérait également comme des éducateurs.⁹⁴² Ceci démontre l'importance du transfert de technologie et de la formation des experts iraniens chez les responsables du pays et c'est la raison pour laquelle ces apports ont été insérés dans les différentes lois.

Selon l'article 9, alinéa 2 de la loi sur le Pétrole de 1974, il était permis de recruter des travailleurs étrangers sous réserve de l'avis et du consentement de la compagnie pétrolière nationale et pour une durée déterminée. De plus, la compagnie nationale était obligée de préparer des stages pour les Iraniens parce qu'après un certain temps, ils devaient remplacer les travailleurs étrangers. Selon l'article 10 de la loi sur le Pétrole de 1987, la compagnie étrangère est tenue de former des travailleurs iraniens et de permettre l'accès à la technologie et le développement dans les différents domaines de l'industrie pétrolière. Ces programmes sont assurés avec la coordination et en conformité avec les politiques du ministère de l'Enseignement Supérieur qui a mis en place des programmes et créé des centres de formation, de recherche et des laboratoires. Aussi, la compagnie nationale s'est vu obligée de créer les conditions nécessaires pour attirer et motiver les employés et les personnes efficaces.

Ainsi, conformément à l'alinéa « m » de l'article 22 de la loi du troisième programme de développement (2000 à 2004), les organisations iraniennes qui concluent des contrats Buy-back doivent obliger l'autre patrie au transfert de technologie et à la formation des

⁹⁴² Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

travailleurs iraniens. Selon cette loi, les entrepreneurs, dans les contrats Buy-back, sont obligés d'embaucher le personnel qualifié et expérimenté iranien et n'ont le droit d'embaucher des travailleurs étrangers que dans le cas où la main-d'œuvre nécessaire ne serait pas disponible sur place et avec le consentement de la compagnie nationale. Mais si des Iraniens sont tout aussi qualifiés, ils doivent remplacer les travailleurs étrangers.

Dans les contrats Buy-back, l'entrepreneur est donc obligé d'effectuer un transfert de technologie et des connaissances techniques. Il est aussi tenu de former le personnel local choisi par la compagnie nationale et doit allouer une partie des « capex » à cela. La méthode, le niveau, la durée, le temps et le lieu de la formation dépendent de l'accord avec la compagnie nationale mais en tout cas, l'entrepreneur doit s'acquitter de cette obligation et les personnes qu'il forme doivent être capables de continuer le projet après son départ.⁹⁴³ Dans ce domaine, et comme nous l'avons dit, les partisans des contrats Buy-back insistent sur le fait que ces contrats peuvent être conclus obligatoirement à la condition du transfert de technologie⁹⁴⁴. Autrement dit, la conclusion des contrats Buy-back sans la clause du transfert de technologie est interdite, ce qui a également été relevé par les sources étrangères.⁹⁴⁵

Certains experts pensent que ces contrats sont l'un des moyens les plus précis et efficaces pour atteindre les objectifs législatifs et assurer la formation de spécialistes. En effet, l'entrepreneur est obligé de respecter les lois iraniennes, y compris la loi sur l'Utilisation maximale de la capacité technique, d'ingénierie, de fabrication, industrielle et exécutive du pays votée en 1996.⁹⁴⁶

Ils disent en outre que la caractéristique spécifique des contrats Buy-back, surtout en les comparant aux autres contrats pétroliers, est que la production résultant du projet doit être vendue sur les marchés internationaux (pour rembourser les dépenses) ; par conséquent, l'investisseur est obligé d'utiliser la meilleure technologie pour obtenir une production

⁹⁴³ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, pp. 3-9.

⁹⁴⁴ SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, P. 201.

⁹⁴⁵ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 10.

⁹⁴⁶ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, p. 3.

satisfaisant les marchés. Dans le cas contraire, la production ne sera pas écoulee et l'investisseur ne verra pas ses dépenses remboursées. De plus, en principe selon les contrats Buy-back, les nouvelles technologies, compétences, connaissances et les méthodes basées sur les caractéristiques spécifiques de l'Iran sont introduites dans le pays, ce qui conduit au renforcement du développement du pays.⁹⁴⁷

Pour atteindre cet objectif, l'entrepreneur doit prévoir le budget de formation pour l'année suivante et le présenter au comité mixte de gestion. Le programme annuel de formation doit fournir des explications détaillées, telles que le contenu des cours, leurs objectifs, etc.⁹⁴⁸

Comme nous pouvons le constater dans les discussions récentes, souvent mises en avant par les partisans des contrats Buy-back⁹⁴⁹, dans de nombreux cas, les obligations juridiques et les clauses contractuelles sont valorisées mais ces mêmes partisans ne présentent pratiquement pas de statistiques sur le transfert de technologie et la formation du personnel sous ces contrats.

Cependant, certains estiment que dans les faits, les entrepreneurs étrangers, dans ces contrats, se basant sur leurs propres recherches, ont déterminé la méthode et le volume de la production ainsi que les autres termes techniques liés au développement du champ avant de les présenter à la compagnie pétrolière nationale qui, sans effectuer d'étude indépendante dans ces domaines, confirma ce qui lui était présenté. Dans une telle situation, comment peut-on parler de transfert de technologie ou de formation ? En pratique, les parties étrangères n'avaient pas besoin du consentement de la compagnie nationale pour employer des étrangers pendant l'étude de la faisabilité du projet et n'étaient pas obligées de remplacer les travailleurs iraniens dans une durée déterminée. Par conséquent, la formation des travailleurs iraniens entre dans le cadre des contrats Buy-back mais elle ne peut pas répondre aux besoins réels de la compagnie pétrolière

⁹⁴⁷ SADEGHI Javanmard, Buy-back (rachat mutuel), Mémoire de master, Faculté des sciences humaines, Université de Qom, été 2002, p 62. Selon SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 283

⁹⁴⁸ ZOHDI Masoud, Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract, Volume II, *op. cit.*, pp. 108-109.

⁹⁴⁹ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 2.

nationale. Autrement dit, les contrats Buy-back n'ont pas pu tenir leurs objectifs dans ce domaine et la structure de ces contrats ne permet pas de former un personnel d'experts et de savants. Ces contrats ne conduisent guère au transfert de technologies développées et avancées, sauf dans les cas particuliers où le contrat a été conclu pour l'exploration.⁹⁵⁰

En réponse à la récente critique, il faut d'abord rappeler que pour certains contrats pétroliers, les sociétés locales⁹⁵¹ ont réalisé des études géologiques et l'on ne peut pas dire que la compagnie nationale ne prenne aucune mesure en la matière.⁹⁵²

De plus, la compagnie internationale, afin de maximiser son profit et d'assurer sa crédibilité, la société étrangère doit utiliser essentiellement les meilleurs experts et la meilleure technologie. L'utilisation d'une technologie développée et moderne et la coopération avec des experts techniques engendrent une production optimale. Ce processus doit être prolongé pendant la phase de production au cours de laquelle la compagnie nationale sera l'opérateur du projet. Par conséquent, le transfert de technologie et la formation des travailleurs iraniens sont nécessaires dans ces contrats, d'autant plus que le remboursement des dépenses dépendra des produits du projet ; la société étrangère doit donc assurer le transfert de technologie et la formation des travailleurs iraniens durant cette phase.⁹⁵³

Dans le conflit récent, il faut prendre en considération le fait que le remboursement se fera une fois le projet ayant produit des résultats et pendant la phase de la production ; par conséquent, il n'est pas juste que l'entrepreneur utilise sa meilleure technologie. En effet

⁹⁵⁰ Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, *op. cit.*, pp. 22-23.

⁹⁵¹ Par exemple, "Naft Kish" En tant que société iranienne, a mené des études des champs dans plusieurs cas, et selon des contrats avec les filiales de la compagnie pétrolière nationale, elle offre les résultats de ses recherches.

⁹⁵² En effet dans ce domaine, comme l'un des experts l'a affirmé, la capacité des contrats Buy-back à générer un transfert de technologie et à assurer la formation des Iraniens doit être considérée. Il ajoute que dans les contrats Buy-back, la partie étrangère apporte le matériel, la technologie et le capital dans le pays pour réaliser un projet spécifique selon les obligations juridiques déterminées dans le contrat en matière de qualité de production, de marketing, etc. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 284-286.

⁹⁵³ Il a été dit qu'il est possible que l'Iran n'ait pas utilisé cette offre des contrats Buy-back et que les entrepreneurs n'aient donc pas eu d'obligation dans ce domaine. Les opposants ont répondu que, effectivement, dans les contrats Buy-back conclus, les parties étrangères n'avaient pas été obligées de financer la formation des travailleurs iraniens. Voir SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 284-286.

dans les contrats Buy-back, comme nous l'avons dit, lorsque la production atteint un taux déterminé, les obligations contractuelles de l'entrepreneur sont remplies et la suite des opérations transférée à la compagnie nationale. On peut donc imaginer qu'afin d'atteindre un taux déterminé dans une durée déterminée, l'entrepreneur n'ait pas besoin de la meilleure technologie qui soit. D'autant plus qu'après recouvrement des dépenses, il n'obtiendra aucun profit. Il n'y a donc aucune raison pour qu'il emploie la meilleure technologie garantissant une durée de vie maximale du champ.

D'autres auteurs étrangers suggèrent que dans les contrats Buy-back, on ne fait pas confiance aux parties étrangères ; le résultat en serait un défaut dans le transfert de technologie et un échec de l'effet économique attendu, et ceci malgré le fait que le secteur de l'énergie iranien ait besoin d'investissements et de haute technologie.⁹⁵⁴ Ainsi, ces contrats sont nécessairement de courte durée et ne sont pas appropriés pour le transfert de technologie.⁹⁵⁵ D'autant plus qu'en cas de perte de pression du champ, alors qu'une technologie de pointe serait nécessaire, l'entrepreneur, qui en dispose, n'est plus présent.⁹⁵⁶

Ajoutons que selon certains auteurs, les contrats de partage de production sont plus efficaces en matière de transfert de technologie et la participation du gouvernement est l'un des meilleurs éléments des systèmes financiers, en particulier pour le contrôle et le transfert de technologie. En effet, lorsque le gouvernement est impliqué en tant que partenaire de la société pétrolière étrangère, il peut plus facilement accéder aux informations et aux données ; des membres de la compagnie nationale peuvent participer aux réunions des comités opérationnels ou du comité technique et peuvent de ce fait profiter de l'expérience et du savoir-faire des sociétés pétrolières internationales.⁹⁵⁷ Rappelons aussi que les opposants aux contrats Buy-back insistent sur le fait que, en raison de la courte durée de ces contrats⁹⁵⁸ et du taux fixe de rendement du capital⁹⁵⁹, les sociétés étrangères n'ont pas assez de motivation pour utiliser de meilleures technologies.

⁹⁵⁴ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2.

⁹⁵⁵ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

⁹⁵⁶ BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.* pp. 1-5.

⁹⁵⁷ JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, *op. cit.*, pp. 1-5.

⁹⁵⁸ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 13. ; AMUZGAR Jahangir, *op. cit.*, p. 20.

⁹⁵⁹ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 13.

Enfin, soulignons que certains experts – ministère du Pétrole exclu – estiment que les contrats Buy-back peuvent s'accompagner d'un transfert de technologie et d'une formation pour les travailleurs iraniens à condition que des clauses spécifiques et applicables au contrat soient déterminées.⁹⁶⁰

Néanmoins, il ne faut pas oublier qu'au cours des années précédentes, les statistiques du transfert de technologie et de la formation des experts iraniens à travers la coopération avec les entreprises étrangères n'ont jamais été publiées⁹⁶¹ bien que ce besoin se soit toujours fait ressentir et que plusieurs responsables, dont le ministre du Pétrole, en aient même publiquement fait état⁹⁶².

D : D'autres avantages comme la surveillance et autres avantages opérationnels

En dehors de ce qui a été décrit précédemment pour les contrats Buy-back, d'autres avantages peuvent également être énumérés : l'exploitation est réalisée par la partie iranienne uniquement et la gestion commune – entre l'Iran et la compagnie étrangère – des affaires n'aura lieu que lors de la phase de développement. Si cela est considéré comme une caractéristique positive, cette disposition est spécifique aux contrats Buy-back.

Donc, s'il est spécifié que la présence de la partie étrangère dans la phase de production n'est pas nécessaire, par exemple dans les baisses de pression du réservoir, la compagnie nationale est bien en mesure de gérer la situation. Mais s'il est spécifié que l'absence de la société étrangère au cours de la phase de production et son désengagement dans la suite de la vie du réservoir ne causent pas de problèmes (tels qu'un défaut de technologie de qualité ou une production non-optimale), alors cette caractéristique sera précieuse. En

⁹⁶⁰ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 284-286.

⁹⁶¹ Par exemple, il est dit que la société Petropars qui est l'une des plus notables sociétés pétrolières iraniennes a été créée selon la structure de société Total, ce qui est résultat de la présence de cette société internationale en Iran pour exécuter les contrats Buy-back, y compris dans le champ Pars de Sud. Entrevue avec M. AKBARI, *op. cit.*

⁹⁶² Par exemple voir le programme de M. Zangane pour le ministère du Pétrole dans onzième gouvernement :

<http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=13920514000389>

effet, une fois le remboursement des dépenses de l'entrepreneur effectué, toutes les activités suivantes seront réalisées par le gouvernement qui est propriétaire de toute la production du champ et des intérêts.

Ainsi, les contrats Buy-back présentent d'autres avantages comme la responsabilité de l'entrepreneur de procurer des rapports mensuels, le droit à l'audit exécuté indépendamment par l'employeur⁹⁶³, la demande des rapports des actifs et des biens enregistrés du projet basés sur le codage de l'employeur⁹⁶⁴, etc. Mais l'on trouve également de tels avantages dans les autres types contractuels ; on ne peut donc pas les compter parmi les caractéristiques spécifiques des contrats Buy-back.

Paragraphe 2 : Les inconvénients des contrats Buy-back

Nous l'avons vu précédemment, les contrats Buy-back ont du faire face à de nombreuses critiques depuis leur mise en œuvre. Leurs opposants soulignent que ces contrats n'étaient pas conformes aux intérêts nationaux et qu'ils avaient échoué dans le domaine du transfert de technologie et dans la formation des experts iraniens. En outre, en raison de leur courte durée et de leur inflexibilité, ils ont causé des problèmes à l'industrie pétrolière du pays comme le prélèvement et une production non-optimale.

Selon cette vision, certains inconvénients ne sont pas négligeables et proviennent essentiellement et particulièrement de ce type contractuel ; leur révision et leur réforme est donc nécessaire.

Voici quelques-uns des inconvénients principaux attribués à ces contrats :

- L'absence d'une production optimale ;
- La courte durée ;
- L'inflexibilité ;

⁹⁶³ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 76-80.

⁹⁶⁴ ZOHDİ Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, p. 176.

- La garantie élevée du taux de retour sur investissement ;
- La conclusion des contrats sans étude et sans avis préalable sur les nécessités des réservoirs.

A : L'absence d'une production optimale dans les contrats Buy-back

L'extraction non-optimale des réservoirs est l'une des critiques soulevées par les opposants. Ceux-ci prétendent que le cadre législatif des contrats Buy-back est à l'origine de ce problème et que l'entrepreneur étranger n'a aucune responsabilité dans ce domaine à la fin du projet. En effet, d'une part le niveau de la production pendant la durée du contrat a un effet sur la durée de vie du réservoir – qui ne se limite pas à la seule durée du contrat – et peut diminuer son rendement maximum ; et d'autre part, l'entrepreneur n'est aucunement engagé au regard de l'exploitation ou du prélèvement non-optimal. En d'autres termes, les entreprises étrangères ne garantissent pas un niveau de production pour la période post-contractuelle. Elles font donc leur possible pour atteindre un certain niveau de production pendant les années spécifiées dans le contrat sans se préoccuper de l'avenir du réservoir.⁹⁶⁵

Même dans les contrats récents, si la production dépasse le taux déterminé, l'entrepreneur recevra « reward »⁹⁶⁶ et, de toute évidence, l'entrepreneur souhaite obtenir un profit maximum pendant la courte durée du contrat. Par conséquent, il essaie de produire autant qu'il le peut pendant la période d'exploitation pour être mieux rémunéré. En revanche, si l'on se rend compte à la fin du contrat que le programme et la technique de l'entrepreneur étaient contraires aux principes et aux normes de fabrication et que des installations ont été utilisées pour optimiser la production, l'entrepreneur ne sera pas responsable, même si des problèmes de production apparaissent.⁹⁶⁷

Les opposants pensent que dans tous les contrats conclus, seul un point a été pris en considération à savoir l'augmentation de la production d'un réservoir dans un délai court.

⁹⁶⁵ AMUZGAR Jahangir, Oo. cité. p. 20.

⁹⁶⁶ AMUZGAR Jahangir, Oo. cité. p. 20. ; SAHRANAVARD Asadullah, *op. cit.*, p. 173.

⁹⁶⁷ SAHRANAVARD Asadullah, *op. cit.*, p. 173.

Comment peut-on donc favoriser l'augmentation de la production du pétrole et du gaz du pays étant donné que cette méthode d'exploitation cause de vastes dommages aux réservoirs ? Tous les programmes de production des champs Siri, Salman, Darkhoyn, Doroud, Soroush et Norouz ont été élaborés de cette façon et malgré le fait que la Constitution et la loi sur le Pétrole portent l'accent sur la production optimale.⁹⁶⁸

Selon certains concepteurs des contrats Buy-back, ces critiques sont formulées principalement en raison d'un manque de reconnaissance des contrats Buy-back et d'un manque de compréhension de la compétition entre les entreprises pétrolières internationales. En effet premièrement, à la fin du contrat, toutes les opérations sont transférées à la compagnie nationale et celle-ci peut faire les démarches nécessaires pour une production optimale ; autrement dit, il n'y a pas de relation entre l'entrepreneur et une productivité optimale ou non⁹⁶⁹. Deuxièmement, afin de maintenir sa réputation en tant que société internationale, l'entrepreneur n'utilise jamais de méthodes contraires aux normes internationales et qui seraient nocives pour un réservoir.⁹⁷⁰

D'autres experts ont considéré cette question d'un autre point de vue. Par exemple, l'un des experts iraniens a dit que dans l'industrie du pétrole et du gaz, la production doit être optimale, il n'y a aucun doute là-dessus. Mais il convient qu'il faut déterminer si l'état actuel montre qu'une production n'est pas optimale et si elle est le résultat des contrats Buy-back ou le résultat d'autres éléments. Autrement dit, il faut pouvoir déterminer si le fait de remplacer le type contractuel par un contrat de partage de production par exemple permettra une production optimale. Il semble que la réponse soit négative et que la production non-optimale ne soit pas le résultat de la nature des contrats Buy-back. En outre, il arrive que les clauses des contrats Buy-back soient le reflet des besoins du pays.

⁹⁶⁸ Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, *op. cit.*, pp. 303-307. ; DERAKHSHAN Masoud, «Les intérêts nationaux et les politiques de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières," Special petrole et les intérêts nationaux, Centre de recherche Majlis, n ° 34, vol. IX, 2002, p. 31, cite par SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 288.

⁹⁶⁹ HOSSEINI Seyed Mehdi, La question de risque dans les contrats Buy-back, *op. cit.*, pp. 4-5.

⁹⁷⁰ Entrevue avec M. RAHMATI, *op. cit.* ; En tous cas, la compagnie nationale a le droit de contrôler et surveiller les fonctionnements de l'entrepreneur, donc même s'il a un problème pour la production optimale après la durée du contrat, c'est à cause de l'impuissance de la compagnie nationale dans le domaine de surveillance et cela n'est pas le résultat de l'utilisation des contrats Buy-back.

Par exemple, en raison de la nécessité pour le pays d'augmenter sa production et afin de renforcer les motivations des entrepreneurs, on accepte que l'entrepreneur reçoive un « reward » dans le cas où la production dépasserait le taux déterminé. L'insertion de cette condition est certainement due à la nécessité pour le pays de produire plus de pétrole. C'est la raison pour laquelle, même si l'on utilise d'autres types contractuels (par exemple les contrats de partage de production), on ne peut pas obtenir de production optimale. Ainsi, si les contrats Buy-back nécessitent certaines réformes comme une durée plus longue d'exploitation ou la responsabilisation des entrepreneurs étrangers à propos de la production optimale, il faut les refonder à partir d'études adéquates. En réalité, la nature juridique des contrats Buy-back permet la production optimale mais selon la situation dans laquelle se trouve le pays, on parviendra ou non à profiter de cette capacité. Autrement dit, aucun contrat n'est pas intrinsèquement bon ou mauvais. Les circonstances, les besoins du pays et les intérêts économiques sont des éléments déterminants des clauses d'un contrat et il ne faut pas oublier que l'adaptation de la loi et la conclusion du contrat sont deux choses distinctes aux termes, conditions et applications divers.⁹⁷¹

Toujours est-il que nous affirmons qu'afin de protéger le réservoir et de prévenir la diminution prématurée de sa pression ou d'autres facteurs qui pourraient lui être nocifs, il faut tout d'abord prévoir certaines clauses dans le contrat mais aussi surveiller l'entrepreneur. Néanmoins, nous pensons que dans les contrats de concession modernes et les contrats de partage de production, conformément aux intérêts des parties, la production est automatiquement optimale. En réalité, dans les contrats Buy-back, une production optimale nécessite la surveillance et le contrôle du pays hôte qui, même s'il était compétent dans ce domaine, conduirait à des frictions et à une perte de temps, d'autant plus que la détermination du cadre de contrôle et de surveillance entraînerait le prolongement des négociations. Cependant, un cadre de surveillance devrait finalement être déterminé par un examen attentif et conformément aux intérêts nationaux.⁹⁷²

⁹⁷¹ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts*, *op. cit.*, p. 289-290.

⁹⁷² FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 67-76.

B : La courte durée des contrats Buy-back⁹⁷³

Après l'acceptation des contrats Buy-back par le Parlement et au début de leur application, certains experts estimèrent que les contrats d'une durée d'une dizaine d'années pouvaient avoir de meilleurs effets et résultats et que la courte durée des contrats Buy-back signifiait également une présence plus courte des entreprises étrangères dans l'industrie iranienne du pétrole et du gaz. En effet, l'indépendance du pays et la courte durée des contrats Buy-back devaient prévenir les hypothétiques abus des entreprises étrangères en raison de leur longue présence en Iran.⁹⁷⁴

Du point de vue des sociétés internationales, l'un des inconvénients de la courte durée des contrats Buy-back concerne leur absence dans la phase de production. Les sociétés internationales souhaitent conserver un rôle dans le projet après le développement du champ parce que la baisse de la production peut être néfaste pour leurs intérêts.⁹⁷⁵

Pendant la durée du contrat, les sociétés pétrolières étrangères aimeraient appliquer des méthodes offrant un rendement maximum dans un temps minimum, ce qui conduit au remplacement rapide du pétrole mais à la diminution du rendement du réservoir. Par conséquent, ces sociétés ne souhaitent pas faire converger leurs opérations à court terme avec les buts à long terme du pays hôte dans le domaine du développement des champs et de la production optimale. En effet, du point de vue des sociétés étrangères en tant qu'investisseurs, les contrats Buy-back sont très courts⁹⁷⁶ et ils ne fournissent pas les conditions appropriées pour l'investissement⁹⁷⁷.

⁹⁷³ Comme nous l'avons précédemment mentionné, la courte durée de ces contrats a été évoquée à la fois par leurs partisans et leurs opposants. Les partisans pensent que la courte présence des entreprises étrangères va dans le sens des objectifs du législateur et des lois, y compris de la Constitution et de la loi sur le Pétrole, et permet la prévention de la domination étrangère sur les ressources minières et naturelles et sur la richesse nationale. Leur courte durée est donc une caractéristique des contrats Buy-back. En revanche, certains de leurs opposants pensent que la courte durée est le plus grand inconvénient de ces contrats, soit parce qu'elle est un obstacle au transfert de technologie soit en raison du manque de responsabilité de l'entrepreneur à l'égard de la vie du réservoir. Il peut y avoir d'autres raisons qu'il faudra expliquer plus tard. MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 13. ; AMUZGAR Jahangir, *op. cit.*, p. 20. ;

⁹⁷⁴ Après quelques années, un scepticisme est apparu par rapport à cette première impression. SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 292.

⁹⁷⁵ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 17.

⁹⁷⁶ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

⁹⁷⁷ AMUZGAR Jahangir, *Oo. cité*, p. 20.

Ainsi, du point de vue de la compagnie pétrolière nationale d'Iran, le défaut de transfert de technologie et le manque de formation des experts iraniens, lacunes non-négligeables, est dû à la courte durée du contrat.

En raison de ces critiques, et surtout des avantages que les parties peuvent avoir grâce à la prolongation de la présence de la compagnie pétrolière internationale, le ministère du Pétrole a prévu une solution : un entrepreneur qui veut avoir des activités à long terme en Iran, en coopération avec la compagnie nationale, peut créer une société afin de gérer la production et la préservation du champ. Ainsi, un contrat de participation entre l'entrepreneur et la société mentionnée est signé pour une durée de vingt à trente ans, ce qui est une sorte de contrat de gestion. Une personne morale est ainsi créée et elle a un devoir de surveillance sur le fonctionnement et l'entretien du champ. Par conséquent personnels iranien et étranger font ensemble des études et des observations sous la forme d'un contrat à long terme.⁹⁷⁸

Il semble que le besoin de créer un comité de surveillance sur la production⁹⁷⁹, composé de membres de la société pétrolière internationale et de la compagnie pétrolière nationale, pour veiller sur la production et la vente du produit et s'assurer de la circulation des activités de production, soit le reflet des écrits de sources externes.⁹⁸⁰

Malgré la reconnaissance de cet inconvénient et la nécessité de le surmonter, il faut préciser que la courte durée de ces contrats n'est pas une valeur fondamentale et ne vient pas de l'origine ou de la nature des contrats Buy-back. La pratique montre que les sociétés pétrolières étrangères peuvent garantir leur présence par des conclusions de contrats Buy-back successifs.⁹⁸¹ En effet, de telles solutions pour prolonger la durée de ces contrats ne sont pas contraires à leur nature et, en augmentant leur durée, on peut profiter de leurs avantages et encourager également les sociétés étrangères à investir et

⁹⁷⁸ NEJAD HOSSEINIAN Hadi, Le manque de supervision de l'entrepreneur après l'opération de l'exploitation du champ, le vice-ministre du Pétrole, le journal Iran, le 11 juin 2006, pp 4. Et la répétition de cette solution dans la première conférence du financement des projets de l'industrie pétrolière le 9 et 10 décembre 2006, Téhéran. Selon SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 293.

⁹⁷⁹ Production Management Comity (PMC)

⁹⁸⁰ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 17.

⁹⁸¹ BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, *Changes bring new attention. op. cit.*, pp. 1-2.

accepter d'accueillir les contrats Buy-back. Cependant, la détermination de la durée de chaque contrat dépend de plusieurs éléments comme la puissance de l'entrepreneur, la disponibilité du pétrole dans les réserves et la nécessité qu'a le pays d'extraire et de produire du pétrole, faisant l'objet d'une discussion technique différente dans chaque contrat. Il n'y a donc aucune raison de dire que ces contrats devraient généralement être à court ou long terme.

Autrement dit, la durée du contrat doit être déterminée par des études et selon les circonstances. Elle n'est pas l'un des piliers des contrats Buy-back et le défaut de précision quant au court ou au long terme n'est pas l'un de ses inconvénients juridiques ; c'est la manière dont ils ont été conçus qui a entraîné ce manque.

Nous avons dit que les contrats Buy-back sont adoptés et acceptés par le législateur comme un moyen d'investir dans l'industrie du pétrole et du gaz, tandis que d'autres contrats, y compris les contrats de partage de production, le partage du profit est rejeté par le législateur. Donc, la meilleure façon de mettre en œuvre les objectifs du législateur et les intérêts nationaux serait de déterminer les défauts des contrats Buy-back et surtout celui concernant la durée de chaque contrat selon les circonstances. De plus, le contrôle de la production, la décision du montant de la production et toutes les affaires de souveraineté et de propriété sont à la charge de la compagnie pétrolière nationale d'Iran. Ainsi, il est spécifié dans le contrat que la production doit être optimale. Donc, si la compagnie nationale possède les connaissances nécessaires pour identifier un certain niveau de production de pétrole ou de gaz comme non-optimal, elle doit punir sévèrement l'entrepreneur qui produirait au-delà de ce niveau. On ne peut pas dire que la présence limitée des sociétés étrangères entraîne une production non-optimale. Il faut simplement accepter que, si un problème survient, il est à attribuer au fonctionnement et non pas à la durée de présence de l'entrepreneur. En d'autres termes, même si l'on prolonge la présence des entrepreneurs sur place, on ne pourra pas nécessairement surmonter ce problème.⁹⁸²

⁹⁸² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 293-294.

Cependant, comme il a déjà été mentionné, certains experts estiment que la courte présence des sociétés pétrolières internationales dans les contrats Buy-back ainsi que leurs méthodes d'extraction ont des effets divers sur la fonction économique et technique du contrat. Si l'on veut garantir l'efficacité des installations et de l'équipement utilisés ainsi qu'une production optimale des réservoirs, points importants pour l'employeur et le ministère du Pétrole dans les contrats Buy-back, il faut considérer les règles et les conditions nécessaires y compris la présence à long terme des sociétés pétrolières internationales, surtout pendant la phase d'exploitation, ce qui est primordiale. Car on ne peut certainement pas s'attendre à ce qu'un entrepreneur présent pendant seulement cinq ans sur le champ, puisse en garantir la production pour vingt-cinq ans.⁹⁸³ Les experts pensent que ce genre de problèmes n'existe pas dans les contrats de partage de production ou dans les concessions modernes en raison de la conformité des intérêts des sociétés pétrolières internationales avec une production optimale⁹⁸⁴. Nous pensons que la question de la durée des contrats Buy-back devrait finalement être déterminée par un examen attentif pour déterminer une solution plus conforme aux intérêts nationaux ;⁹⁸⁵ mais d'une manière générale, nous estimons que la durée de ces contrats, considérés comme un mode d'investissement étranger, doit être plus longue.

C : L'inflexibilité des contrats Buy-back

Selon les experts, un modèle contractuel est flexible s'il peut permettre d'établir un équilibre entre les intérêts contradictoires de la société étrangère et du gouvernement du pays hôte. En effet, les deux parties demandent plus de profits et moins de risques. Une bonne utilisation des ressources est également considérée par le pays hôte.⁹⁸⁶

⁹⁸³ KHAJAVI Ali, *op. cit.*, pp. 16-20.

⁹⁸⁴ En effet, comme on a dit, la production optimale dans les contrats Buy-back nécessite la surveillance et le contrôle par le pays hôte, et même si l'employeur a les capacités techniques et de gestion d'opérer ce contrôle, quand il le fait, cela mène à des tensions entre les parties et une perte de temps. Surtout que pour déterminer les cadres de surveillance et les pratiques du contrôle, il est normal que les négociations soient prolongées.

⁹⁸⁵ FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, pp. 67-76.

⁹⁸⁶ MOHAMMAD N., *op. cit.*, pp. 6-8.

D'ailleurs, en pratique, ces contrats sont utilisés pour des champs déjà découverts et ne sont pas des contrats d'exploration ni même de développement multi-phases. Certains estiment que les contrats Buy-back ne sont pas intéressants pour l'exploration des champs parce qu'ils sont de courte durée⁹⁸⁷ et qu'ils n'offrent même pas de flexibilité suffisante pour développer des champs découverts⁹⁸⁸.

Dans les contrats Buy-back, le montant de l'investissement de chaque projet est fixe⁹⁸⁹ et, dans le cas où il serait nécessaire d'investir plus, son accomplissement est difficile voir impossible. Si un investissement supplémentaire est nécessaire à la complète et conforme réalisation du projet, les contrats Buy-back ne rendent pas cette tâche aisée. Ainsi, une fois le projet livré à la compagnie nationale, si les sociétés pétrolières internationales, en investissant plus, peuvent augmenter la production, satisfaisant ainsi les intérêts nationaux, elles devraient y être autorisés. Ceci n'est pas aisément réalisable dans les contrats Buy-back. Il semble que la compagnie nationale doive trouver une solution à cette question.⁹⁹⁰

Concernant les contrats Buy-back visant à l'exploration des champs pétroliers, certaines explications doivent être données. L'autorisation de l'utilisation de ces contrats pour explorer des champs pétroliers a été accordée près de dix ans après leur adoption pour le développement des champs pétroliers déjà découverts. En effet, dans la loi budgétaire de 2003, les contrats Buy-back pour l'exploration et le développement sont autorisés pour la première fois. Conformément à la note 21 de l'alinéa f⁹⁹¹ de cette loi sur la mise en œuvre des articles 85 et 120 de la loi du troisième programme de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran :

« La compagnie nationale est autorisée [...] à commencer la phase de développement – à la suite de la phase d'exploration – par conclusion d'un contrat Buy-back avec

⁹⁸⁷ AMUZGAR Jahangir, *op. cit.*, p. 20.

⁹⁸⁸ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 14.

⁹⁸⁹ En effet, la détermination du plafond des « capex » (que nous avons déjà mentionnée) constitue une autre critique.

⁹⁹⁰ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts*, *op. cit.*, p. 295.

⁹⁹¹ <http://rc.majlis.ir/fa/law/show/99695>

le même entrepreneur. [...] Les dépenses d'exploration [...] et de développement seront remboursées par les produits du même champ.⁹⁹² »

Il est compréhensible que du point de vue économique et de l'investissement, les sociétés pétrolières n'aient pas tendance à conclure de contrats Buy-back pour la phase de l'exploration. Elles estiment que ces contrats ne touchent qu'à la phase de développement parce que le risque d'échec de la phase d'exploration existe toujours et que dans ce cas, toutes les dépenses sont à la charge de la partie étrangère. Mais si ces deux phases sont prises ensemble, la motivation de la partie étrangère sera plus élevée. Et grâce à sa participation à la phase de développement, la société étrangère acceptera également la phase d'exploration.⁹⁹³ Selon la même logique, le législateur, dans la loi budgétaire de 2003, prévoit qu'après l'exploration, la phase de développement sera attribuée à la même société.

Ainsi, l'un des auteurs considère que, selon la loi budgétaire de 2003, les contrats Buy-back peuvent être utilisés pour la phase d'exploration et s'il y avait des critiques dans ce domaine, elles seraient faites par rapport aux contrats qui ont été conclus sans avoir considéré la nature et les capacités de ces contrats. Il est également intéressant de noter que l'utilisation des contrats Buy-back afin d'explorer des champs de cette manière est davantage efficace et appréciable pour le pays. Évidemment, grâce à la sagesse et à la prudence des directeurs de la compagnie pétrolière nationale d'Iran, retenant les leçons des expériences passées et portant une attention particulière aux compagnies pétrolières en Iran, en raison des réserves abondantes, on peut utiliser efficacement des contrats Buy-back dans la phase d'exploration et par conséquent, cela s'applique aussi à l'étape du développement. En résumé, bien que nous puissions, en examinant plusieurs contrats conclus entre la compagnie pétrolière nationale d'Iran et des sociétés pétrolières internationales – y compris les contrats de Doroud, Soroosh, Darkhoyn –, montrer que ces contrats n'étaient pas assez flexibles, on ne peut jamais dire que cette inflexibilité

⁹⁹² Cette autorisation a été insistée par la loi du cinquième programme du développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran.

⁹⁹³ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

vient de la nature des contrats Buy-back. Cependant, s'il est dit que la détermination des « capex » en est la raison, on peut répondre que la solution se trouve par exemple dans le contrat de Doroud. Selon son article 18, les modifications contractuelles sur la base des données réelles obtenues ont été autorisées. Trois types de changements ont été prévus :

1. Modifier la description du projet sans en changer les objectifs (le montant et la valeur de la production, etc.) dans le cas où il est clair que plus de puits sont nécessaires ; ici, l'entrepreneur sera tenu de dépasser le plafond du contrat.
2. Si ces changements conduisent à une production plus importante mais ne sont pas liés aux plans et objectifs de développement originaux, comme la détermination de la nécessité d'établir un aéroport au cours du travail dans la zone opérationnelle, dans ce cas, ces travaux peuvent être effectués comme une forme consensuelle de travail supplémentaire.
3. Si les changements aboutissent à la diminution de la production (c'est-à-dire au cours de l'opération, s'il est déterminé qu'un champ est plus petit que prévu), ils prévoient une réduction du travail proportionnelle au prix du contrat.

Donc, en principe dans ce contrat de Doroud, les sociétés pétrolières ne peuvent pas modifier les prix à leur guise mais la détermination des plafonds, selon l'article 18, maintient une certaine flexibilité du contrat tout en étant conforme aux intérêts nationaux.

En somme, les contrats Buy-back peuvent ne pas être flexibles mais ce n'est pas leur nature. Les besoins et les pouvoirs des parties sont les éléments qui déterminent les clauses d'un contrat. Par exemple, si une personne a signé un très mauvais contrat de vente ou de bail, on ne peut pas critiquer ce contrat en général ; de même, les inconvénients d'un contrat Buy-back en particulier ne permettent pas de critiquer la nature des contrats Buy-back.⁹⁹⁴

Pour augmenter la flexibilité des contrats Buy-back, il est prévu que, selon les modifications considérées, la compagnie nationale compense une partie des frais d'équipement en cas d'augmentation de leur prix au-delà du plafond du contrat.⁹⁹⁵

⁹⁹⁴ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 295.

⁹⁹⁵ MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 15.

Comme nous pouvons le voir, les contrats Buy-back ont une capacité de flexibilité. Si les contrats précédents comportaient des inconvénients, ce n'était pas en raison de leur nature inflexible. Il est possible de modifier ces contrats *a posteriori* en utilisant les conditions adéquates.

D : La garantie du taux de retour sur investissement

Dans les contrats Buy-back et pendant la phase de production, si le prix du pétrole diminue sur le marché mondial, des retards dans le remboursement des frais de l'entrepreneur seront possibles. Dans ce cas, le taux de retour sur investissement augmente parce que les droits et les taxes prélevés par l'entrepreneur doivent être payés en plus des versements.⁹⁹⁶ Alors soit la compagnie nationale paye un taux plus élevé, soit, comme il a été prévu dans le contrat de Doroud, une partie des quarante pour cent revenant normalement à l'Iran est retranchée pour être ajoutée aux soixante pour cent revenant à l'entrepreneur comme remboursement. Ceci est également considéré comme l'un des défauts de ces contrats par leurs opposants. Ils estiment même que l'acceptation par l'employeur du risque de réduire le prix du pétrole est une formule spéciale créée pour des raisons politiques.⁹⁹⁷

En effet, l'augmentation ou la baisse du prix du pétrole n'aura aucun effet sur le remboursement des compagnies pétrolières⁹⁹⁸ et le risque de fluctuation du prix repose sur la compagnie pétrolière nationale. Ainsi la société internationale ne prend presque aucun risque.⁹⁹⁹ A cet égard, les opposants aux contrats Buy-back ont dit que les risques des entrepreneurs, dans les contrats de partage de production, étaient plus élevés car, tout d'abord, il est possible que l'entrepreneur ne découvre pas de champ commercial et,

⁹⁹⁶ Comme indiqué précédemment, l'une des obligations financières de l'employeur sera de rembourser tous les frais de l'entrepreneur, y compris les « capex », les « non-capex », les « opex » et l'intérêt sur investissement de l'entrepreneur. Le remboursement de tous les frais, conformément aux dispositions contractuelles fixant le montant maximum à soixante pour cent des produits du projet, se fait en plusieurs versements. Si le projet est livré à temps à la compagnie nationale, tous les frais seront remboursés par les produits du projet. JANKVFSKY, Edward, *op. cit.*, p. 65.

⁹⁹⁷ RAHMANI Bijan Mansour, Les contrats Buy-back n'ont pas réussi à attirer les investissements étrangers, le journal Ressalat, 12/04/2001, p. 5.

⁹⁹⁸ VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, p. 3709.

⁹⁹⁹ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

d'autre part, après la découverte d'un champ commercial, il est possible que la production ne puisse pas couvrir les coûts. Mais les contrats Buy-back sont souvent utilisés pour les champs qui ont déjà été découverts précédemment et, selon eux, seul le risque de ne pas réussir à couvrir les coûts existe. Ainsi, dans le cas d'une diminution du prix du pétrole, il faudra prolonger la durée du remboursement. Dans tous les cas, comme il a été précisé, c'est la compagnie pétrolière nationale d'Iran qui doit payer un taux plus élevé. Il faut noter que les financeurs ont généralement été informés au préalable de la quantité de pétrole disponible et de son adéquation.¹⁰⁰⁰ Un expert dit aussi que, étant donné que les paiements aux entreprises étrangères sont fixés, un quota inchangé de l'Iran dans l'OPEP ou la baisse du prix du pétrole affectent les revenus du pays et que celui-ci en pâtit.¹⁰⁰¹

En réponse aux critiques énoncées ci-dessus, l'un des experts insiste sur le fait que, pour rembourser le coût de l'investissement, il faut poser les conditions et les contraintes nécessaires afin de protéger les intérêts nationaux. Cependant, il ne faut pas oublier qu'aucune partie n'est disposée à financer entièrement un projet sans pouvoir profiter des intérêts optimaux pour le remboursement des dépenses et des sources de financement.¹⁰⁰²

En outre, il faut noter que le pouvoir économique des deux parties, la situation politique et les capacités de celles-ci, sont les éléments qui déterminent les clauses du contrat. La critique des contrats Buy-back pourrait donc être considérée plutôt comme un calcul politique de la part de ses opposants afin d'affaiblir le gouvernement. Une telle analyse des questions juridiques est naïve et n'est pas exacte. Un exemple simple peut clarifier les choses. Une société signe un contrat avec la compagnie pétrolière nationale et accepte quarante pour cent du prix des produits en remboursement des dépenses ainsi qu'une rémunération. Donc soixante pour cent des produits appartiendront à la compagnie nationale. Dans un autre contrat, une autre société demande soixante-dix pour cent des produits d'un champ pétrolier commun. Il serait inexact de juger la situation selon ces chiffres. En effet, il est possible que les coûts du premier contrat soient très faibles et

¹⁰⁰⁰ EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, op. cit., p. 7.

¹⁰⁰¹ AMUZGAR Jahangir, Oo. cité. p. 20.

¹⁰⁰² Ainsi, comme nous l'avons mentionné plusieurs fois, soixante pour cent de la production n'appartiennent pas à l'entrepreneur mais, par la vente de cette part, les dépenses de l'entrepreneur lui seront remboursées.

donc que l'affectation de quarante pour cent de la production aux intérêts de la société étrangère soit contraire à l'économie et à la logique pour la compagnie nationale.

D'autre part, si les pays voisins utilisent et prélèvent des réservoirs communs (et il n'y a pas de solution juridique ou politique pouvant prévenir le prélèvement des réservoirs de manière favorable) alors que la compagnie nationale ne peut pas investir elle-même dans ces réservoirs, peut-on dire que se contenter de trente pour cent de la production (qui pourrait atteindre des chiffres très élevés dans les grands prélèvements) n'est pas convenable ? Est-ce que le fait de ne pas prélever des réservoirs communs et de ne pas conclure de contrats dans une telle situation, à cause de la portion basse revenant à la compagnie nationale, est conforme aux intérêts nationaux ?¹⁰⁰³

Il convient de noter que dans certaines sources, la garantie du taux de retour sur investissement a été citée comme un avantage des contrats Buy-back du point de vue des investisseurs étrangers.¹⁰⁰⁴

Comme on peut le voir, il n'y a pas de consensus dans ce domaine.

E : La conclusion de contrats sans étude et sans préavis des nécessités des réservoirs

Nous prêterons attention ici à un point qui a rarement été considéré dans les ouvrages des détracteurs des contrats Buy-back : la conclusion des contrats sans étude et sans préavis des nécessités des réservoirs.

Parmi les critiques qui ont été faites dans ce contexte, on note les suivantes : le manque de détermination des priorités pour la réalisation des projets, le défaut d'une mise en œuvre correcte des programmes, le manque de prise en compte des expertises par les administrateurs, les conclusions de contrats Buy-back avec des entreprises locales et des filiales de la compagnie nationale sans faire attention à leurs capacités, l'absence de protection des informations concernant les champs et d'autres critiques concernant les

¹⁰⁰³ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 301-302.

¹⁰⁰⁴ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, pp. 1-7.

contrats Buy-back conclus pour les champs de Doroud, Soroosh¹⁰⁰⁵, Nowruz¹⁰⁰⁶ et Azadegan^{1007 1008}.

Ainsi que le manque de données nécessaires fournies au Parlement, au Conseil des gardiens et à la Commission du conseil économique, l'absence de l'analyse coûts-avantages pour hiérarchiser les projets et ne pas déterminer la part de l'entrepreneur qui a des effets sur le quota de l'Iran dans l'OPEP.¹⁰⁰⁹

D'autres critiques sont émises à l'encontre de ces contrats. En effet, la compagnie pétrolière nationale transfère toutes les responsabilités des affaires primaires et des études à la partie contractuelle sans étude préalable et sans connaître les conditions du développement optimal d'un champ. Donc les entrepreneurs, selon leurs préférences et leur capacité d'investissement, conçoivent un programme et demandent à la compagnie nationale de le confirmer sans que celle-ci ne connaisse vraiment le dossier. Par conséquent, des programmes conçus pour être favorables aux intérêts des entrepreneurs sont acceptés par la compagnie nationale.¹⁰¹⁰

A cet égard, il faut noter que les responsables pétroliers ont répondu à ces critiques en disant que la publication des détails des contrats de développement des champs de pétrole et de gaz contribue à la réduction du pouvoir de la négociation dans les contrats futurs, ce qui n'est pas conforme aux intérêts nationaux¹⁰¹¹. De plus, ils insistent sur le fait qu'avant de signer chaque contrat, il y a plusieurs réunions et que le projet de contrat est ensuite présenté aux députés.¹⁰¹² Ainsi, comme le dit un auteur, ces critiques ne concernent pas la nature des contrats Buy-back et si la compagnie pétrolière nationale d'Iran n'étudie pas les capacités des réservoirs ou n'en est simplement pas capable, l'utilisation d'autres types contractuels ne résoudra pas ces problèmes. Le manque de protection des informations

¹⁰⁰⁵ Le champs pétrolier de Soroush est l'un des champs pétroliers de l'Iran dans le golfe Persique.

¹⁰⁰⁶ Le champ pétrolier de Nowruz dans le golfe Persique, c'est l'un des champs pétroliers de l'Iran qui a été le site de plusieurs déversements d'hydrocarbures depuis 1983.

¹⁰⁰⁷ Le champ pétrolier d'Azadegan, situé en Iran, est un vaste gisement pétrolier découvert en 1999.

¹⁰⁰⁸ DERAKHSHAN Masoud, *op. cit.*, pp. 38-48.

¹⁰⁰⁹ YAVARI Mohammad Ebrahim, A l'égard des contrats Buy-back, que le ministère du Pétrole soit honnête, journal Afarinesh, n 1093, 2001, p. 7.

¹⁰¹⁰ Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, *op. cit.*, p. 19 ; SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 298.

¹⁰¹¹ HASSANBEYGI Abolfazl, *op. cit.*, p. 123.

¹⁰¹² NAMDAR ZANGANEH Bijan, Franche et directe avec le ministre du Pétrole, *op. cit.*

concernant les champs ou l'absence de l'attention aux commentaires des experts peuvent exister dans tous les types de contrats pétroliers et ces inconvénients ne sont pas inhérents aux contrats Buy-back.¹⁰¹³

Certains auteurs tiennent un discours différent dans le domaine de l'information. Ils disent que dans plusieurs cas, les informations des sociétés pétrolières internationales sur les ressources naturelles sont plus précises que les informations des compagnies nationales. Cela ne signifie pas que les compagnies pétrolières internationales possèdent une technologie plus avancée et sophistiquée mais que ces sociétés disposent d'un système d'information et d'une expérience efficaces.

Les antécédents et les données propres à chaque champ déterminent les technologies et les techniques nécessaires afin d'optimiser la production. Il arrive parfois que les données historiques d'une société pétrolière internationale soient plus fournies que les informations dont dispose la compagnie pétrolière nationale d'Iran. Soit parce que la compagnie étrangère a déjà été active en Iran, soit parce qu'elle travaille sur des champs communs en qualité d'entrepreneur pour un pays voisin.¹⁰¹⁴ Néanmoins, la compagnie pétrolière nationale d'Iran devrait disposer de plus d'informations mais malheureusement, les données de la compagnie nationale ne sont pas centralisées et informatisées ; elles ne peuvent donc pas être considérées comme des informations utiles. L'un des points forts des compagnies pétrolières internationales est de collecter, traiter et mettre à jour les informations. Il faut noter que la faiblesse de la compagnie nationale dans ce domaine ne peut pas être complètement éliminée mais elle peut être améliorée de manière scientifique. Pour comprendre les données des pays disposant de réservoirs d'hydrocarbures, il ne faut pas forcément avoir accès à une technologie sophistiquée ; il faut avoir plus d'exigences dans les futures réformes organisationnelles et managériales. Il n'est pas impossible de comprendre les causes des succès et des échecs des compagnies pétrolières, en utilisant la technologie dans divers réservoirs dans le monde, car une partie importante de l'information est publiée et mise à la disposition du public. Ce qui est important, c'est la capacité à collecter et organiser les informations. Sans doute pour les

¹⁰¹³ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 299-300.

¹⁰¹⁴ Par exemple Total travaillait dans le champ Pars de sud d'Iran, champ commun avec le nord du Qatar.

instituts de recherche en Iran, créer une base de données sur tous les réservoirs de pétrole serait envisageable s'il y avait assez d'experts.¹⁰¹⁵

A première vue, nous pouvons confirmer ce qui a été dit. Cependant, encore une fois, beaucoup de ces problèmes sont enracinés dans la mauvaise gestion, notamment en matière de bases de données. Ils peuvent être éradiqués dans de nombreux cas et enfin, il faut dire que ces problèmes n'existent pas uniquement dans les contrats Buy-back. Mais quoi qu'il en soit, ils doivent être résolus.

Section 3 : La détermination des inconvénients inhérents aux contrats Buy-back

Selon ce que nous avons expliqué, nous avons vu que les inconvénients sont nombreux concernant les contrats Buy-back. Certaines de ces critiques ne sont pas avérées, certaines concernent le fonctionnement de la compagnie pétrolière nationale d'Iran parce que cette dernière n'a pas pu profiter des capacités de ces contrats. Enfin d'autres critiques concernent l'ensemble des contrats pétroliers et pas seulement les contrats Buy-back. Néanmoins, comme nous l'avons vu, on trouve parfois des critiques justes et notables. Dans cette section, nous expliquerons certaines faiblesses de l'industrie pétrolière iranienne et nous essayerons également d'examiner les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back en particulier car ces derniers ont moins souvent été traités par les auteurs.

L'une des critiques, particulièrement récurrente, à l'encontre de l'industrie pétrolière en Iran concerne sa mauvaise gestion. La méconnaissance des grands principes de gestion est caractérisée par des lacunes empêchant par exemple de procéder à un management optimisé. Un exemple de gestion lacunaire concerne par exemple l'organisation d'un système de sous-traitance qui pourrait être pourtant plus rentable, à l'image d'une société comme Shell, laquelle, grâce à un contrat général bien pensé en termes de gestion, signe des centaines de petits contrats et reçoit un intérêt considérable.¹⁰¹⁶

¹⁰¹⁵ HASSANTASH S.G., *op. cit.*, p. 10.

¹⁰¹⁶ MOMENI Farshad, *op. cit.*, pp. 2-6.

Un autre exemple de problème dans la gestion de l'industrie pétrolière de l'Iran est la gestion des ressources humaines. L'amère expérience des dernières années en Iran prouve que d'un côté, les jeunes diplômés, à la fin de leurs études, ne souhaitent pas rester travailler en Iran et préfèrent intégrer des sociétés étrangères grâce à leurs diplômes ainsi qu'à leurs expériences acquises en Iran. De l'autre côté, les directeurs imposent des conditions défavorables aux jeunes ce qui explique pourquoi ils quittent leur travail immédiatement après la fin de la durée obligatoire. Il semble donc que dans les contrats pétroliers, hormis le transfert de technologie, le transfert des dernières approches et méthodes de gestion et d'administration efficaces des ressources humaines devrait être considéré.¹⁰¹⁷ Ainsi, une attention suffisante n'a pas été sérieusement portée aux recherches et études, constituant l'un des principaux obstacles au développement des entreprises locales.¹⁰¹⁸

Par ailleurs, il semble que les étrangers viennent et négligent toutes les installations locales et ne donnent aucune garantie pour leurs installations.¹⁰¹⁹ De plus, bien qu'apparemment dans les contrats Buy-back, une utilisation à hauteur de trente pour cent des fournitures locales soit prévue, il est difficile de contrôler la véracité des chiffres.¹⁰²⁰

A cet égard, il faut rappeler que ce problème ne concerne pas que les contrats Buy-back et que même en changeant le type de contrat en Iran, ce problème perdurera parce que garantir l'utilisation des équipements locaux et les surveiller fait partie des pouvoirs de gestion de la compagnie nationale. En effet, la difficulté à déterminer les cas concernant l'utilisation des installations déjà existantes dans le pays résulte d'un mauvais contrôle et d'une mauvaise gestion du projet.

L'une des autres critiques concerne la conclusion de contrats Buy-back réalisés sans étude et sans recueillir les données nécessaires à propos des réservoirs. Pour les négociations, afin de signer un contrat relatif à un champ, il faut avoir accès aux

¹⁰¹⁷ TIVAY Parviz, Les nouvelles contrats pétroliers de l'industrie du pétrole, comment-ils sont réalisés?, le journal Hamshahri, n ° 2430, 20/06/2001, p. 13-14.

¹⁰¹⁸ MOMENI Farshad, *op. cit.*, pp. 2-6.

¹⁰¹⁹ RAZZAGHI Ebrahim, "Buy-back, on parvient à un accord?", le journal Sedaye edalat (La Voix de la Justice), n ° 9, 23/04/2001, p. 7.

¹⁰²⁰ TIVAY Parviz, *op. cit.*, pp. 13-14.

informations et aux données pour estimer les coûts, les risques et autres questions ; ensuite, un marchandage positif peut avoir lieu afin d'obtenir plus d'avantages. Si cet argument est avéré, il s'appliquera aussi à d'autres types de contrats. Par exemple, si la compagnie nationale veut conclure une concession, elle doit avoir les informations et données nécessaires afin d'estimer les « royalties » appropriés ou bien le pourcentage d'impôt que la société pétrolière étrangère pourra accepter pour conclure un contrat d'exploration et de développement. Dans les contrats de partage de production, la compagnie nationale doit pouvoir estimer quel pourcentage de la production elle doit proposer pour attirer les sociétés pétrolières internationales. Donc dans tous les cas, pour protéger les intérêts nationaux et avoir une situation d'équilibre dans les négociations, des études doivent être faites par la compagnie nationale qui doit, lors des négociations connaître les chiffres exacts.

Les critiques sont nombreuses à l'égard des risques acceptés par les entrepreneurs ou de la quantité et de la garantie du taux de retour sur investissement. L'examen de ces éléments doit être fait au cas par cas. Pour chaque champ ou contrat, il faut considérer les circonstances qui peuvent avoir des effets sur les négociations. Tout d'abord, la probabilité du succès d'un projet doit pouvoir être évaluée au vu des risques supportés par l'entrepreneur. A première vue, dans les contrats Buy-back signés pour développer des champs de pétrole en Iran, il semble que l'entrepreneur n'encourt pas beaucoup de risques ; il faut donc éviter de donner des avantages aux parties étrangères prétextant des risques. La réponse à cette question dépend de l'état du réservoir et encore une fois de chaque cas. Il faut aussi faire attention aux autres éléments qui ont des effets sur les intérêts nationaux et les négociations. Par exemple dans les cas où, en raison de la situation politique, la compagnie pétrolière nationale n'a pas beaucoup d'options dans le choix d'un entrepreneur puissant,¹⁰²¹ on ne peut pas attendre la conclusion d'un contrat, tel qu'il pourrait être fait dans une situation normale. Donc dans chaque contrat, selon les données du réservoir, l'atmosphère des négociations et les risques de l'entrepreneur, on peut déterminer si le taux de retour sur investissement est acceptable ou non. Les mêmes

¹⁰²¹ Ou bien comme on a déjà dit, où les pays voisins sont en train de prélever des champs communs, faisant apparaître toute perte de temps supplémentaire pour parvenir à un meilleur accord sera comme un réel dommage.

éléments se retrouveront dans les autres contrats. Par exemple dans un contrat de partage de production, il faut déterminer si le pourcentage envisagé pour l'entrepreneur étranger est proportionnel au risque qu'il a accepté ; à l'inverse le manque voire l'absence de risque pour l'entrepreneur ne justifierait-il pas de diminuer sa part du pourcentage en raison de la probabilité de succès du projet ?

Les autres critiques sont le manque de motivation de la part de l'entrepreneur pour utiliser de façon optimale les réservoirs et réduire les coûts, la courte durée des contrats Buy-back, le manque de formation des personnels et le transfert de technologie. Par exemple, comme nous l'avons expliqué, la courte durée de ces contrats n'est pas favorable, en termes de temps, au transfert de technologie et n'incite pas suffisamment l'entrepreneur à utiliser de façon optimale les réservoirs.

Auparavant, nous avons dit que ces critiques ne sont pas nécessairement sans solution mais certains experts et cadres de l'industrie pensent que, même si théoriquement supprimer ces inconvénients est possible, cela sera extrêmement difficile. Cependant, certains inconvénients pourraient être résolus ou fortement réduits par l'utilisation d'autres types contractuels.¹⁰²²

Nous estimons donc que la base de ces critiques peut être le manque de convergence des intérêts de chacune des parties dans les contrats Buy-back. Par ailleurs, ce fait est mentionné par les experts mais il n'est pas considéré comme un élément indépendant et important.

Paragraphe 1 : Le manque de convergence des intérêts des parties dans les contrats Buy-back

L'un des auteurs et opposants aux contrats Buy-back pense que la raison principale des inconvénients de ces contrats est que les intérêts de chacune des parties ne sont pas communs et qu'il existe aussi un manque de confiance envers les parties étrangères. L'auteur explique que cette absence de confiance a pour conséquence le défaut du

¹⁰²² Par exemple : entrevue avec monsieur BEHBAHANI ; Directeur général de KPE, *op. cit.*

transfert de technologie entraînant une absence des effets économiques envisagés et que ce sont les obstacles les plus importants dans le secteur de l'énergie en Iran. Cela conduit souvent à des défauts comme un retard dans la mise en œuvre du projet, une absence de stratégie concernant l'injection de gaz, une intervention politique dans le processus de la prise de décision, des limites de la fonction publique, etc. Comme nous l'avons précédemment mentionné, l'auteur a finalement proposé les contrats de partage de production comme solution¹⁰²³.

Il est normal que chacune des parties dans un contrat vise à augmenter ses profits et réduire ses risques. On trouve cette posture dans tous les contrats et elle peut être définie comme un conflit d'intérêts. On retrouve ce conflit dans les concessions et les contrats de partage de production parce que, quoi qu'il arrive, le gouvernement souhaite augmenter ses profits et l'augmentation des profits d'une partie résulte dans la réduction de ceux de l'autre. Mais dans les contrats Buy-back les approches différentes des parties quant au réservoir sont un autre problème. Les intérêts de ces parties ne sont pas convergents. En effet, dans les contrats de partage de production, les parties utiliseront autant que possible le réservoir profiter le plus possible de l'exploitation et enfin négocient avec l'autre partie afin de partager les profits. Les obstacles partagés par chacune des parties sont les obstacles naturels. Mais dans les contrats Buy-back, la société pétrolière internationale recevra dans tous les cas une certaine part du profit ; par conséquent, elle reste indifférente à la durée de vie du réservoir, qu'elle soit de vingt ou trente ans, parce qu'au bout de huit ans, elle quittera le projet et n'aura aucun profit du réservoir. C'est la raison pour laquelle la courte durée des contrats Buy-back est considérée comme un obstacle à

¹⁰²³ BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2. ; Dans certains cas, même les partisans locaux ont souligné ces critiques. Par exemple, il semblerait que la durée du prélèvement commun dans les contrats de partage de production soit plus longue que celle du remboursement dans les contrats Buy-back. En effet dans les contrats de partage de production, la société internationale restera partenaire de la compagnie nationale jusqu'à la fin de vie du réservoir et elle a plus de motivations pour employer une meilleure technologie afin d'optimiser la production. Tandis que dans les contrats Buy-back, l'activité des sociétés pétrolières internationales étant limitée dans le temps, ces sociétés focalisent leur concentration sur l'atteinte du seuil de la production spécifié dans le contrat pour entrer ensuite dans la période du remboursement. Bien que pour parvenir à ce seuil on ait besoin de l'utilisation de la technologie, la motivation pour optimiser la production dans ces contrats n'est pas aussi grande. En effet, les intérêts des parties contractuelles sont moins convergents. EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., *The Contractual Form of Iran's Buy-back*, *op. cit.*, pp. 3-9. ; VAN MEURS Pedro, *Government Take and Petroleum Fiscal Regimes* May 25, 2008. This report is written for Clifford Chance LLP, London, UK at the request of the Kurdistan Regional Government of Iraq.

la production optimale, et ceci parce que la société pétrolière internationale n'a pas assez de motivation pour cela et par conséquent, n'emploie pas sa meilleure technologie. Elle n'est pas non plus assez motivée pour transférer la technologie et former les personnels locaux¹⁰²⁴.

Selon l'un des auteurs, dans les contrats Buy-back, les parties partageront des intérêts communs jusqu'à la fin de la période de remboursement des dépenses et de paiement des rémunérations ; à l'issue de celle-ci, elles n'auront plus d'intérêts communs. Ces contrats peuvent donc aboutir à des problèmes techniques et économiques.¹⁰²⁵

Il faut dire que des inquiétudes ont toujours existé au sujet de la production optimale dans les contrats Buy-back ; des solutions diverses ont été trouvées pour protéger le réservoir, prévenir la diminution prématurée de la pression du réservoir ou d'autres facteurs pouvant être nocifs pour la vie du réservoir. Mais comme nous avons expliqué auparavant, les experts pensent que dans les contrats de concession modernes et dans les contrats de partage de production, en raison de la conformité des intérêts des parties, la production sera automatiquement optimale. En effet, dans les contrats Buy-back, pour que la production soit optimale, la surveillance et le contrôle du pays hôte sont nécessaires. Et même si ce dernier y parvient, cela crée des frictions et une perte de temps d'autant plus que la détermination du cadre de contrôle et de surveillance entraîne le prolongement du temps des négociations¹⁰²⁶. Cependant, nous devrions finalement pouvoir déterminer, grâce à un examen attentif, quelle méthode serait conforme aux intérêts nationaux.

¹⁰²⁴ Dans les contrats de partage de production, la société internationale doit remplir cette dernière fonction parce que le réservoir doit être réglementé pour trente ou quarante ans et la main-d'œuvre locale doit être capable de le faire. Donc dans son propre intérêt, elle doit former les personnels locaux.

¹⁰²⁵ KHAJAVI Ali, *op. cit.*, pp. 16-20.

¹⁰²⁶ FAYAZ BAKHSH Marjaneh, *op. cit.*, p. 40.

Paragraphe 2 : L'incapacité pour les compagnies pétrolières internationales dans les contrats Buy-back, d'utiliser les réserves pour leur compte

Dans les contrats Buy-back, les sociétés pétrolières internationales n'ont pas le droit de réserver les réservoirs et par conséquent, ils ne peuvent pas augmenter la valeur de leurs actions en bourse.¹⁰²⁷ En effet, comme nous l'avons précédemment évoqué, le droit de constituer des réserves de pétrole a une importance particulière pour les sociétés pétrolières étrangères. Elles informeront les actionnaires de la quantité de leur droit sur la réserve constituée ce qui a des conséquences financières.¹⁰²⁸ Ces sociétés veulent avoir le droit de réserver une partie du pétrole de manière à pouvoir s'assurer de leurs revenus et augmenter les crédits de leurs sociétés.¹⁰²⁹ Cela leur permet également de garantir leurs activités pétrochimiques dans l'avenir. Enfin, les effets positifs de la constitution de réserves fait que les sociétés internationales essaient autant qu'elles le peuvent de conclure des contrats dans lesquels elles ont le droit de réserver des champs. Mais cette possibilité n'existe pas dans les contrats Buy-back et du point de vue des compagnies internationales cette incapacité est un inconvénient inhérent des contrats Buy-back. En effet, ces contrats ne prévoient aucun droit de réserver du pétrole pour les compagnies pétrolières étrangères. Ce qui n'est pas dans leur avantage. Nous considérons donc que certains consultants de sociétés pétrolières critiquent les contrats Buy-back non seulement parce qu'ils les estiment inappropriés, mais parce qu'ils préfèrent les contrats de partage de production selon lesquels leur société pourra faire un meilleur profit.

¹⁰²⁷ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

¹⁰²⁸ Autrement dit, les compagnies internationales pétrolières sont constamment à la recherche de nouvelles opportunités d'investissement. Elles ont des actionnaires et en obtenant un contrat avec un pays pétrolier garantissent qu'elles peuvent réserver une partie de la production, ce qui crée également la satisfaction de leurs actionnaires. ASHONG Marcia, *op. cit.*, p. 14.

¹⁰²⁹ KHAJAVI Ali, *op. cit.*, pp. 16-20.

Chapitre 2 : La réforme des contrats Buy-back, ou IPC¹⁰³⁰, pour une meilleure optimisation de l'industrie pétrolière iranienne

Après avoir étudié les avantages et les inconvénients des contrats Buy-back et déterminé d'une part les inconvénients inhérents à ce type de contrats, résultant de leurs caractéristiques principales, et d'autre part les problèmes qui ne sont pas spécifiques à ce type de contrats car ne découlant pas de leur nature juridique, il faut considérer les stratégies qui pourraient résoudre ces inconvénients non spécifiques aux contrats Buy-back (Section 1). Il faut également se tourner vers l'avenir, tout en prenant en compte les réalités actuelles, afin d'envisager des solutions aux inconvénients inhérents aux contrats Buy-back et ce, dans le but de faire profiter autant que possible l'industrie pétrolière iranienne de ce modèle contractuel (Section 2).

Section 1 : Les stratégies pour gommer les inconvénients

Les experts insistent sur le fait que le secteur énergétique iranien a besoin de l'investissement étranger, de la technologie de pointe et du savoir-faire. Par conséquent les stratégies (financières, économiques et fiscales) de l'investissement doivent être complètement revues et un nouveau modèle de contrats Buy-back doit être présenté.¹⁰³¹

En effet, en dépit du fait que, analyses à l'appui, les contrats Buy-back présentent théoriquement plusieurs avantages par rapport aux autres contrats, ils sont difficilement

¹⁰³⁰ « Iranian Petroleum Contract »

¹⁰³¹ Un modèle qui peut attirer les investissements externes et internes parce que l'Iran doit pouvoir absorber des sociétés internationales pour maintenir et même augmenter sa production. Au cas où les contrats Buy-back deviennent plus flexibles, Les entreprises internationales pourraient investir et continuer leurs activités en Iran. Malgré que certains estiment qu'il est préférable d'utiliser des contrats partage de production, qui sont intrinsèquement plus flexibles, cet argument n'empêche pas la présentation d'un nouveau modèle des contrats Buy-back. BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.*, pp. 1-2. ; Autrement dit, les opposants aux contrats Buy-back insistent sur la nécessité de réformer ce modèle, voire même de le remplacer. Parmi les sources techniques externes, il est dit que les contrats actuels doivent être changés. Ces accords ont produit plus de dix milliards de dollars depuis 1995 mais ne bénéficient toujours pas des incitations nécessaires pour encourager l'investissement des compagnies pétrolières internationales qui sont bien conscientes que la question des investissements étrangers en Iran a également été critiquée par les milieux influents. MOHAMMAD N., *op. cit.*, p. 13. ; BUNTER M., *The Iranian Buy Back Agreement, op. cit.*, pp. 1-2.

adoptés en pratique et cela, à cause des défauts relevés dans des contrats de ce type signés précédemment.¹⁰³² Des réformes sont donc nécessaires.¹⁰³³

Néanmoins nous pensons en connaissance de cause, la plupart des critiques ne visent pas la nature des contrats Buy-back. Alors, dans cette section nous expliquons les stratégies qui peuvent aider la NIOC à améliorer ses contrats et nous pouvons espérer, compte tenu de leur potentiel, aboutir à un contrat qui serait conforme aux intérêts nationaux tout en restant à la fois avantageux pour les compagnies internationales et ceci, en modifiant certaines dispositions et en ajoutant de nouvelles.

Paragraphe 1 : Les données recueillies dans divers domaines¹⁰³⁴

Les contrats Buy-back en Iran sont directement concernés par les intérêts nationaux et les revenus du pays. Les compagnies pétrolières étrangères, comme les centres purement économiques, ont une expérience des contrats pétroliers dans différents pays grâce à laquelle elles connaissent bien les principaux détails techniques, légaux, économiques et financiers de ces contrats. En effet, ces compagnies ont l'habitude de conclure des contrats avec des pays régis par des systèmes politiques différents et des lois et règles internes diverses. Sans doute certains de ces contrats comportaient leur lot de problèmes, de blocages et d'incertitude auxquels ces sociétés ont donc du trouver les solutions. Peu à peu, il est devenu clair qu'une question devait être posée : celle de savoir comment un article, une condition, une clause ou un mot, selon les interprétations et les opinions, peut conduire à un problème. En conséquence, ces sociétés ont amélioré leurs capacités et leur puissance dans le domaine de la conclusion des contrats. Obtenir des informations dans ce domaine est possible pour la compagnie nationale, bien que cela occasionne pour elle des études approfondies. Par exemple, après la révolution iranienne de 1979, des compagnies pétrolières étrangères ont subi l'expropriation et de nombreux procès ont été

¹⁰³² SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 302.

¹⁰³³ Certains insistent sur les réformes juridiques et offrent une nouvelle interprétation de la Constitution. DEHGANI FIROUZABADI Kamal, *op. cit.*, ; BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., *op. cit.* ; YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, *op. cit.*

¹⁰³⁴ L'information technique, l'information autour des parties économiques, l'information juridique, etc.

intentés contre l'Iran. Ces procès ont engendré l'accroissement des connaissances et la compréhension de la complexité des contrats pétroliers internationaux. Mais, il n'est pas établi qu'on en ait profité.¹⁰³⁵ Il faut donc investir dans ce domaine.

La question la plus importante pour l'Iran réside dans le fait que des dizaines de milliards de barils de pétrole doivent être extraits *in situ* et pour parvenir à ce but, le pays a besoin de la compréhension, de la connaissance adéquate des réservoirs, du savoir et de l'expérience des praticiens et des experts. Et pour cela, nous avons besoin de l'application des institutions techniques et économiques iraniennes, travaillant comme un ensemble unifié au service des intérêts nationaux.¹⁰³⁶

Selon l'autre approche, les compagnies pétrolières internationales sont conscientes des besoins de l'Iran, d'autant plus qu'ils sont clairs ; les choix de l'Iran sont limités à cause des sanctions imposées par les Etats-Unis mais ces derniers n'ont généralement pas connaissance de la volonté des entreprises étrangères d'investir en Iran. Donc pendant les négociations, l'Iran apparaît montrer une plus grande volonté de conclure un contrat à l'inverse de la partie étrangère qui, elle, est beaucoup plus réservée. Ce qui met l'Iran dans une situation d'inaction. Cependant on pourrait compenser cet état de fait. L'accès aux informations sur la situation financière, l'état des projets, le niveau des investissements et de nouvelles opportunités d'investissement d'une entreprise internationale est sans aucun doute difficile mais non impossible. Il n'y a pas beaucoup de sociétés pétrolières internationales actives en Iran ; les négociateurs qui veulent traiter avec elles doivent recueillir des informations sur leurs conditions financières et économiques afin de mener une négociation efficace.¹⁰³⁷ La compagnie nationale doit donc se renforcer dans le domaine des techniques de négociation.¹⁰³⁸

¹⁰³⁵ HASSANTASH S.G., *op. cit.*, p. 10.

¹⁰³⁶ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, p. 304.

¹⁰³⁷ HASSANTASH S.G., *op. cit.*, p. 11.

¹⁰³⁸ Ainsi, les sociétés pétrolières internationales, depuis le commencement de leurs activités en Iran par les contrats Buy-back, ont revendiqué que ces contrats, en comparaison avec d'autres types contractuels comme les contrats partage de production, ne sont pas intéressants. Bien que cette revendication soit vraisemblable, il a été mentionné afin de l'augmentation du pouvoir de marchandage dans l'avenir aussi. Donc il faut faire attention que cette revendication ne soit pas l'un des paramètres des négociations. HASSANTASH S.G., *op. cit.*, p. 11.

Paragraphe 2 : L'attention aux capacités des contrats Buy-back et les intérêts nationaux

Afin d'utiliser de façon optimale les contrats Buy-back et de parvenir aux objectifs déterminés par législateur, il est nécessaire de réglementer ces contrats de manière à ce que chaque contrat soit établi en conformité avec le projet souhaité. Sans doute, il n'est pas possible d'appliquer la même forme particulière de contrats Buy-back à tous les projets pétroliers et gaziers du pays. En faisant attention à ce point et en utilisant les flexibilités et les capacités des contrats Buy-back conformes à chaque projet, la plupart des inconvénients peuvent être résolus.¹⁰³⁹

Par exemple, il faut faire attention à l'objet et aux clauses de chaque contrat. En général dans le cadre des contrats Buy-back, il y a deux parties.¹⁰⁴⁰ Bien que la détermination des éléments généraux ne soit pas compliquée, la détermination des conditions et des éléments spéciaux nécessite des études techniques et financières, un avis juridique avisé et le respect des principes de gestion.¹⁰⁴¹ Donc pour déterminer le contenu des contrats Buy-back, plusieurs points de vue doivent être pris en compte, ce qui a été souligné par plusieurs auteurs et organisations.¹⁰⁴² Nous mentionnerons ci-dessous les plus importants d'entre eux :

- Le texte du contrat doit être aussi simple que possible afin de pouvoir diminuer facilement les complexités techniques du contrat pétrolier ou gazier.
- La description des pièces et la façon dont elles doivent être appliquées doivent

¹⁰³⁹ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 304-305.

¹⁰⁴⁰ L'une des deux parties est à l'égard des éléments généraux comme les définitions et termes contractuels, le règlement des différends et l'arbitrage, la langue du contrat, les affaires des comptables et fiscales, le Comité mixte, force majeure, la confidentialité et la surveillance. Dans l'autre seront déterminés les éléments spéciaux comme les droits et les obligations des parties, les garantis, les risques contractuels, par exemple le risque d'une production insuffisante, ou le risque de la non-commercialité du champ. Egalement des équipements et de la technologie et d'autres moyens qui sont engagés par la compagnie internationale, telles que la quantité et les caractéristiques exactes des équipements nécessaires pour le projet considéré, le financement du projet et ses conditions. Ainsi que l'exportation et la vente du pétrole et du gaz produit à la suite de l'utilisation des équipements et des services présentés par les entreprises étrangères, inclus des éléments tels que la façon de paiement, la durée de remboursements, le montant de taux de retour et etc.

¹⁰⁴¹ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 305-306.

¹⁰⁴² United Nations Economic Commission for Europe, International buy-back contracts. ; Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, *op. cit.*, p. 1. ; SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 306. ; HASSANBEYGI Abolfazl, *op. cit.*, p. 123.

- être claires.
- Les résultats de l'exécution du contrat devraient être normalement prévisibles. Si l'on ne peut pas facilement prévoir la performance de certaines dispositions du contrat, un conflit entre le gouvernement et les investisseurs est probable.
 - La production optimale et le transfert de technologie doivent être stipulés dans le contrat. Les contrats Buy-back prévoient non seulement la vente de machines et d'équipements fabriqués par des entreprises internationales mais aussi l'obtention de connaissances techniques dans ce domaine.
 - À l'étude de tous les aspects du projet, on peut déterminer et augmenter la durée du contrat selon les nécessités de chaque projet.¹⁰⁴³
 - Les négociations des contrats Buy-back doivent nécessairement être menées par des personnes formées et expérimentées dans le domaine des contrats pétroliers. La compagnie nationale doit donc essayer d'attirer les experts dans ce domaine, ce qui semble difficile considérant le plafond des salaires proposés par le gouvernement. Alors, la compagnie mentionnée doit trouver une solution.¹⁰⁴⁴
 - La société d'investisseurs qui sera choisie afin de conclure le contrat doit être une grande société expérimentée et reconnue pour avoir les compétences administratives et techniques nécessaires pour la réussite du projet.¹⁰⁴⁵
 - L'accent doit être mis sur des manières pacifiques de règlement des différends à travers des négociations avant de passer à l'arbitrage.
 - Il convient d'obtenir les garanties nécessaires, y compris la garantie du contrôle de la qualité de la technologie, devant être conforme aux normes internationales, et la garantie de l'utilisation de la capacité locale.
 - Il convient d'éviter la multiplication des contrats par l'entrepreneur, y compris des

¹⁰⁴³ On ne doit écrire aucune condition contraire à la nature juridique des contrats Buy-back, mais toute condition en conformité avec les intérêts nationaux et la nature juridique des contrats Buy-back doit être notée. Par exemple on ne peut pas attribuer la portion de la partie étrangère des réservoirs qui ne sont pas encore arrivés au point de la production. Contrairement la durée de contrat c'est changeable.

¹⁰⁴⁴ L'une des raisons de l'établissement d'une société comme « Petropars » qui est une société privée-publique, était l'autorisation du gouvernement par la loi, afin de donner les salaires au-delà du taux de salaire normale aux experts. En effets, cette société qui a une relation forte avec la compagnie nationale a pu attirer les experts grâce à cette solution. Entrevue avec M. AKBARI, *op. cit.*

¹⁰⁴⁵ A cet égard certains responsables pétroliers pensent qu'avec l'arrivée des grandes sociétés pétrolières au pays, ces entreprises extraient correctement des réservoirs, ce qu'elles font au moins pour leur crédit. Entrevue avec M. RAHMATI, *op. cit.*

- contrats de vente et de sous-traitance. Ainsi il faut déterminer un plafond pour ces types de contrats, du point de vue de la faisabilité et du nombre.
- Dans les contrats iraniens, l'entrepreneur est parfois autorisé à effectuer les achats de moins de cent mille dollars indépendamment de l'employeur. Cela entraîne l'entrepreneur à prendre des distances avec les procédures et les pratiques de supervision et dans ce cas, sa surveillance se réduit. On peut en effet penser à mentionner cette condition comme clause dans les contrats car elle présente des avantages non négligeables. Néanmoins, il arrive parfois qu'elle produise des effets inattendus. Une grande attention doit donc être de mise dans ce domaine.
 - Si les coûts d'exploration, de développement ou de production sont réduits le gouvernement et la société d'investisseurs devraient bénéficier ensemble de ces réductions.¹⁰⁴⁶
 - La réversibilité de la possibilité d'inclure des bonus et des taxes non-remboursables dans les contrats iraniens doit être considérée.¹⁰⁴⁷

Paragraphe 3 :L'investissement sur les études des réservoirs par l'approche économique

Il est évident que tous les contrats, même les plus simples, traitent tous des aspects juridiques ; en revanche, seuls certains contrats, selon leurs natures et leurs buts, traitent d'aspects techniques et économiques. Les contrats Buy-back, surtout dans le domaine du pétrole et du gaz, en plus des aspects juridiques traitent de points techniques et économiques subtils et compliqués. Conclure de tels contrats n'est donc pas possible sans

¹⁰⁴⁶ La réduction des coûts dans les projets pétroliers est possible, parce que les coûts sont déterminés par les informations obtenues avant l'exploration et le développement des champs, donc il est probable que pendant la performance on trouve que la réduction des coûts est possible.

¹⁰⁴⁷ Dans les contrats Buy-back iraniens, les taxes ne jouent pas un rôle contrôleur sur les revenus de la société étrangère, parce que toutes les taxes sont catégorisées dans le cadre « non-capex » et seront remboursées. Par contre selon les contrats pétroliers iraniens qui sont presque aux Buy-back, le gouvernement iraquien prend une partie de revenu de la société étrangère en qualité de taxe. Ainsi, les bonus peuvent être une source de revenu pour le gouvernement. Comme il est dit, le gouvernement iraquien, par les bonus, avait deux milliards de dollars de revenus au cours des dernières années et pour le champ « Ramille » il a prit 500 millions de dollars comme bonus. KHAJAVI Ali, *op. cit.*, pp. 16-20.

la maîtrise de ces aspects. Plus on fait d'études détaillées sur les questions techniques et économiques, meilleurs seront les avantages et les résultats du contrat.

Etant donné que le pétrole et le gaz sont les principales sources de revenu pour le pays, il est évident que dans conclusion des contrats pétroliers, en plus des normes et principes juridiques¹⁰⁴⁸, les éléments économiques et financiers sont étudiés. Si une contradiction naît entre les aspects juridiques et économiques, ces derniers ont la priorité.¹⁰⁴⁹ Néanmoins, il ne faut pas oublier que certains principes juridiques doivent être respectés dans tous les cas.¹⁰⁵⁰ Cependant, il serait mieux de considérer ces principes (y compris le principe de souveraineté) en fonction des résultats économiques, ce qui nécessite une coopération entre juristes, économistes et experts interdisciplinaires.

Après cette explication, il faut rappeler que l'un des objectifs des contrats pétroliers est l'utilisation maximale et optimale des réserves de pétrole et de gaz conformément aux intérêts nationaux pour que les générations actuelles et futures puissent bénéficier du capital, de l'expertise technique, des équipements, des connaissances et de l'expérience des entreprises étrangères. Un contrat sera optimal s'il est en mesure d'augmenter au maximum les recettes actuelles du gouvernement ainsi que ses recettes à moyen et long terme, tout en respectant les intérêts des générations futures.¹⁰⁵¹

Il est indéniable que le succès des contrats dans les secteurs pétrolier et gazier dépend fortement des principes et des connaissances techniques et économiques. Donc plus les études économiques et techniques sont approfondies, plus on optimisera la possibilité d'obtenir de bons résultats.¹⁰⁵²

Nous rappelons que l'une des critiques est que la compagnie pétrolière nationale, sans étude préalable et sans connaître les conditions du développement optimal d'un champ,

¹⁰⁴⁸ La Constitution, les principes de la souveraineté, la propriété et la préservation des réservoirs etc.

¹⁰⁴⁹ SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts*, *op. cit.*, p. 306.

¹⁰⁵⁰ La clause de la maintenance de la souveraineté et de la propriété de l'Etat, l'interdiction de la garanti de l'investissement étranger par la Banque centrale ou le gouvernement, les règles relatives à la nature et la philosophie des contrats Buy-back sont de ces principes. Donc ni les aspects économiques, ni les aspects politiques, ne peuvent dépasser ces principes. On doit ajouter qu'il n'est pas important pourquoi ces principes ont été adoptés mais soit aux raisons politiques soit aux raisons économiques ils doivent être respectés

¹⁰⁵¹ Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, *op. cit.*, p. 36.

¹⁰⁵² SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts*, *op. cit.*, pp. 307-308.

transfère toutes la responsabilité des affaires primaires et des études à la partie cocontractante. Donc les entrepreneurs, selon leurs préférences et le volume de l'investissement, conçoivent un programme et demandent à la compagnie nationale de le confirmer. Par conséquent, en raison, d'un côté du manque de personnel expert et expérimenté dans la compagnie nationale et de l'autre côté, du désir de voir une augmentation rapide de la production, les programmes conçus conformément aux intérêts des entrepreneurs sont acceptés par la compagnie nationale.

Le transfert des études et de la planification du projet aux investisseurs étrangers, qui sont également cocontractants, est lui-même discutable et représente un grand inconvénient.¹⁰⁵³ Ce qui aboutit à de bons résultats économiques.

Par exemple, l'un des sujets les plus importants devant être étudié indépendamment est l'injection d'eau et de gaz dans les réservoirs. Le manque d'attention portée cette question et le manque d'investissements dans ces études pourraient avoir des conséquences négatives graves.¹⁰⁵⁴ Par exemple, la compagnie pétrolière Shell a commis plusieurs erreurs en la matière dans différents pays. La proposition de Shell pour la préférence de l'injection d'eau au lieu de gaz dans le champ de Haftkel est un exemple de ces erreurs.¹⁰⁵⁵ En effet, quelques années plus tard, il a été prouvé que l'injection de gaz est plus économique et que même l'exploitation naturelle du champ vaut mieux que d'injecter de l'eau dans le réservoir.¹⁰⁵⁶

Cela montre que les programmes présentés par les sociétés internationales, y compris des sociétés reconnues, ne devraient pas être acceptés sans étude.¹⁰⁵⁷ Les conditions

¹⁰⁵³ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 307-308.

¹⁰⁵⁴ Pour en savoir plus : MOSLEH Kamran, *op. cit.*, p. 44.

¹⁰⁵⁵ Feasibility Study Of Water, And Gas Injection, In Haftkel Reservoir Iran 1971, Report Ep – 42531 E&p Shell International, The Hagur By Myhil

Pour plus d'information voir : le rapport 6594 du centre des recherches du parlement consultable sur le site : http://rc.majlis.ir/fa/mrc_report/show/732041

¹⁰⁵⁶ http://rc.majlis.ir/fa/mrc_report/show/732041 ; Ainsi, MOSLEH Kamran, *op. cit.* ; Aussi Mosleh, Kamran, 'utilisation optimale des ressources gazières n Iran, Teheran : le parlement. Le centre des recherches, 2008, p. 44.

Ainsi, un exemple dans d'autres pays est le champ « Fahood » en Oman où l'inutilité de l'injection d'eau dans le champ a été prouvée au bout de long temps et donc il a été arrêté et l'injection de gaz a été commencée. NEIL O., *Fahud Field Reviw: Water To Gas Injection In Fahud Field (Oman)*, Journal of Petroleum Technology, Volume 40, Issue 05, May 1988.

¹⁰⁵⁷ Le rapport 6594 du centre des recherches du parlement, *op. cit.*

nécessaires aux études techniques avec une approche économique délivrée par les experts nationaux et les coûts connexes pour chaque contrat doivent donc être préparées.

Une autre question technique importante dans les contrats Buy-back est la surveillance exercée par la compagnie pétrolière nationale d'Iran sur l'exécution des projets.¹⁰⁵⁸ Mais la simple identification d'un droit de surveillance pour la compagnie nationale n'apparaît pas adéquate. En raison de la complexité et de la connaissance technique élevée dans le domaine des contrats pétroliers et gaziers, il faut prendre des mesures grâce auxquelles le contrôle et la surveillance peuvent être efficaces, favorables et pratiques. Le problème est que la compagnie nationale n'est pas en mesure d'exercer un contrôle efficace à cause d'un manque d'expérience, de connaissances et de technologie.

Par exemple, pour exercer son droit de contrôle, la compagnie nationale, en qualité d'employeur, fait inscrire dans les contrats la clause de vérification des opérations effectuées par l'entrepreneur afin de pouvoir s'assurer de l'exactitude du contenu des rapports financiers. Ainsi, l'employeur a implicitement le droit d'effectuer un audit et peut en plus faire intervenir des auditeurs indépendants. Néanmoins, il faut noter que la clause de l'utilisation de l'audit indépendant dans les contrats Buy-back iraniens n'a encore jamais été appliquée.¹⁰⁵⁹

Il ne faut pas oublier que l'un des rôles les plus importants de la compagnie nationale est de confirmer ou d'infirmer les opérations de développement. On ne peut donc pas négliger le contrôle et la surveillance qui devraient être réalisés par cette même compagnie.¹⁰⁶⁰

Nous proposons que, dans la situation actuelle et pendant la formation des experts et des ingénieurs à la mise en œuvre d'une surveillance et de contrôles appropriés, la compagnie nationale bénéficie des services d'autres sociétés et instituts étrangers compétents dans ce domaine. En effet, nous proposons que la compagnie nationale surveille l'entrepreneur en

¹⁰⁵⁸ Qui ont été réalisés par la partie étrangère. Cet avantage est l'un des avantages de ces contrats.

¹⁰⁵⁹ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 77-80.

¹⁰⁶⁰ ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract*, Volume II, *op. cit.*, pp. 19-24.

coopérant avec ces sociétés et instituts parce que premièrement, le contrôle et la surveillance seront plus efficaces, et que deuxièmement, la compagnie nationale pourra apprendre les principes de contrôle et de surveillance dans une telle coopération.

Section 2 : L'alliance des réalités du présent avec la nécessité d'envisager l'avenir

De nombreuses incitations existent afin d'encourager un investisseur étranger à apporter ses capitaux et une présence continue dans le pays. En plus des lois et des règlements, les dispositions du contrat qui sera signé avec l'investisseur sont les facteurs qui influent sur les investissements étrangers.

Dans chaque contrat financier, les parties tentent de fournir et de gagner le plus d'avantages possibles. Dans les contrats internationaux, l'équilibre économique entre les parties est nécessaire afin qu'elles bénéficient raisonnablement du contrat. En effet, on ne peut pas conclure un contrat commercial dans lequel tous les avantages et les bénéfices sont concentrés d'un seul côté. Les contrats Buy-back, d'après les responsables iraniens eux-mêmes, sont largement favorables au gouvernement ¹⁰⁶¹ et les compagnies internationales ont elles-mêmes dit qu'elles n'acceptaient plus ce type contractuel. Dans cette section tout d'abord, nous décrirons les raisons principales de l'insatisfaction des compagnies internationales au sujet des contrats Buy-back, puis nous expliquerons les réformes nécessaires selon la récente solution considérée par la compagnie pétrolière nationale.

Paragraphe 1 : Les raisons actuelles de l'insatisfaction des compagnies internationales au sujet des contrats Buy-back

¹⁰⁶¹ La deuxième entrevue avec Monsieur HOSSEINI, *op. cit.*

A : Les déséquilibres économiques dans les contrats Buy-back

Il est naturel que chacune des parties au contrat cherche à maximiser ses profits, mais ces efforts ne doivent pas aboutir à ce que tous les avantages et les bénéfices soient concentrés d'un côté. Le contrat devrait donc être établi de façon à ce que chaque partie puisse en bénéficier. Autrement dit, les deux parties veulent maximiser leurs profits mais le contrat doit être réglé proportionnellement et raisonnablement.¹⁰⁶²

Si les termes du contrat admettent et respectent l'intérêt des investisseurs étrangers, ils doivent s'assurer que les droits et les intérêts des investisseurs en Iran soient soutenus par les obligations juridiques et contractuelles ; ils seront donc encouragés à investir dans divers secteurs, y compris celui du pétrole. Par exemple, la détermination de la rémunération appropriée ou l'exonération d'impôt par l'Etat pour la partie cocontractante peuvent être considérés comme l'un des facteurs encourageant les investisseurs étrangers. Si les contrats ne présentent pas de grand intérêt pour les parties étrangères, il n'y aura pas d'investissement, et tout particulièrement dans un pays comme l'Iran où les investisseurs sont de grandes sociétés pétrolières internationales qui habituellement ne concluent que les contrats qui leur permettent de tirer le maximum de bénéfices possible.¹⁰⁶³

En revanche, il ne faut pas oublier que si le gouvernement ne bénéficie pas assez bien du contrat, l'éventualité de l'émergence de problèmes politiques augmente, au détriment des deux parties contractuelles.

Un contrat peut donc être utile quand les intérêts des deux parties sont considérés raisonnables. La négligence des intérêts de l'Etat comme des intérêts de l'investisseur causera de la même façon l'instabilité du contrat. En revanche, l'attention portée aux intérêts des deux parties peut d'une part empêcher de nuire aux réservoirs et d'autre part rendre possibles les activités des entreprises ayant la technologie et le capital.¹⁰⁶⁴

¹⁰⁶² JAFARI LANGUEROUDI Mohammad Jafar, « *la philosophie général du droit/ socle de l'authenticité de l'acte de la théorie de l'équilibre* », édition Ganje Danesh, 1 ère publication, Téhéran, 2002, numéro 6.1 et à partir de page 18.

¹⁰⁶³ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, 307-308.

¹⁰⁶⁴ GHANIMIFARD Hojjatollah, Le reforme de Buy-back et l'augmentation des intérêts d'Iran dans les contrats, le reseau informatif du petrol energie, le bureau de la rédaction électronique, 2005,

Nous croyons qu'une conséquence directe du déséquilibre économique d'un contrat est le manque d'investissements. On ajoute que si un pays ne pense qu'à ses propres intérêts, il ne pourra jamais convaincre les grandes entreprises économiques à investir chez lui car ces entreprises s'intéressent à leurs propres bénéfices.¹⁰⁶⁵ Et le manque d'investissements dans des pays ayant besoin d'attirer les capitaux et la technologie afin de créer et développer l'emploi peut s'avérer catastrophique. Bien que depuis quelques années, plusieurs lois et règlements aient été approuvés afin d'attirer les investissements étrangers, il faut considérer que le manque d'attention porté aux intérêts de la partie étrangère peut avoir de mauvais effets secondaires. Certains champs pétroliers en Iran sont communs à d'autres pays du golfe Persique comme le Qatar ; si donc l'Iran ne réalise pas d'exploitation ou n'entame pas les opérations nécessaires, l'un des voisins profitera de tous les produits du réservoir. Ainsi, il arrive que le manque d'attention porté aux intérêts des sociétés pétrolières étrangères cause la prolongation des négociations tandis que les pays voisins de l'Iran ont déjà commencé à utiliser les champs pétroliers communs parce qu'ils ont conclu des contrats plus rentables pour les investisseurs étrangers. Cet exemple simple montre l'une des conséquences du déséquilibre économique contractuel. Il ne faut pas oublier que le manque d'investissements dans un pays pourrait entraîner des problèmes sociaux et politiques. Il serait préférable de considérer un bon équilibre économique dans les contrats pétroliers du pays.¹⁰⁶⁶

B : L'évolution des conditions du marché et l'émergence de nouveaux acteurs

A l'époque où les contrats Buy-back ont été conçus, le prix du baril de pétrole était d'environ quinze dollars et les champs pétroliers moins risqués d'Iran étaient très intéressants. Aujourd'hui, les conditions du marché sont différentes. D'un côté le prix du pétrole a changé¹⁰⁶⁷ et de l'autre, plusieurs acteurs ont intégré le marché. Par exemple les

consultable sur le site :

<http://www.shana.ir/fa/newsagency/print/76740>

¹⁰⁶⁵ La deuxième entrevue avec Monsieur HOSSEINI, *op. cit.*

¹⁰⁶⁶ SABER Mohammad Reza, Buy-Back contracts, *op. cit.*, pp. 307-308.

¹⁰⁶⁷ Par exemple, même ces jours-ci et selon la chute de prix du pétrole, chaque baril vaut 25% de plus en comparaison avec cette époque.

pays de l'ex-Union Soviétique après leur indépendance, les pays marginaux de la mer Caspienne, y compris l'Azerbaïdjan après 1990¹⁰⁶⁸, la Russie elle-même après 1994¹⁰⁶⁹, l'Angola après 1996¹⁰⁷⁰, l'Inde après 1998 par la signature pour dix-huit blocs d'exploration et d'exploitation pétrolières en vertu des accords de partage de production¹⁰⁷¹, l'Irak après la chute de Saddam Hossein, l'occupation des Etats-Unis après 2008 et l'émergence de Daesh ; tous ont influencé le marché.

L'Iran ne peut pas attirer de sociétés pétrolières internationales grâce aux contrats Buy-back dans lesquels le taux de retour sur investissement est en pratique en-dessous de dix pour cent¹⁰⁷² alors qu'au Kurdistan, les contrats pétroliers sont conclus avec un taux de douze à treize pour cent¹⁰⁷³.

Paragraphe 2 : Les réformes nécessaires et la solution récemment considérée par la compagnie pétrolière nationale

A : Les réformes nécessaires

Parmi toutes les critiques des contrats Buy-back, nous croyons que la courte durée de ces contrats est une critique fondée.

En effet, il est normal que chacune des parties dans un contrat vise à augmenter ses profits et réduire ses risques ; cela existe dans tous les contrats et peut être décrit comme un conflit d'intérêts. Mais comme nous l'avons expliqué, dans les contrats Buy-back, un autre problème réside dans le fait que les approches des parties quant au réservoir ne sont pas les mêmes. Les intérêts des parties ne sont pas convergents. En effet, dans un contrat

¹⁰⁶⁸ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 61.

¹⁰⁶⁹ KRYSIEK Timothy Fenton, *Agreements from Another Era, Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007*, Oxford Institute for Energy Studies, p.1

¹⁰⁷⁰ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 70.

¹⁰⁷¹ BINDEMANN Kirsten, *op. cit.*, p. 73.

¹⁰⁷² Théoriquement dans les contrats Buy-back le taux du retour de l'investissement était entre 12 et 21 pour cent mais en pratique ce taux n'a pas dépassé de 10% (sauf dans le contrat Buy-back pour les phases 2 et 3 de Pars de sud).

¹⁰⁷³ La deuxième entrevue avec Monsieur HOSSEINI, *op. cit.*

à long terme, par exemple de trente ans, les parties veulent utiliser autant que possible le réservoir, profiter le plus possible de l'exploitation et enfin pouvoir négocier la répartition des profits avec l'autre partie. Les obstacles communs à chacune des parties sont donc les obstacles d'ordre naturel. Mais dans les contrats Buy-back, la société pétrolière internationale, quoi qu'il arrive, obtiendra une certaine quantité déterminée du profit. Par conséquent, la durée de vie du réservoir lui est égale, qu'elle soit de vingt ou de trente ans, parce qu'au bout de huit ans, elle devra quitter le projet et n'aura aucun profit dans le réservoir. C'est la raison pour laquelle la courte durée des contrats Buy-back est considérée comme un obstacle à la production optimale. En effet, la société pétrolière internationale n'a pas de motivation suffisante et par conséquent, elle n'emploie pas sa meilleure technologie. Ainsi, elle n'est pas suffisamment incitée à transférer la technologie et former les personnels locaux. Dans un contrat à long terme, la société internationale doit former la main-d'œuvre disponible sur place parce que les réservoirs doivent être réglementés pour trente ou quarante ans et que le personnel local doit pouvoir s'en occuper. Donc il est dans son propre intérêt de former ce personnel.

Les autres questions à soulever dans les contrats Buy-back sont le prix et le remboursement des dépenses. Selon le modèle actuel, toute augmentation du prix du projet découlant des changements dans les conditions du marché est à la charge de la compagnie pétrolière internationale.¹⁰⁷⁴ En revanche, le risque lié au prix du pétrole ne repose pas sur les compagnies pétrolières mais sur la compagnie nationale.¹⁰⁷⁵ En effet cette dernière supporte tous les risques associés aux fluctuations du prix du pétrole¹⁰⁷⁶ mais elle est également la seule à bénéficier de toute augmentation du prix du pétrole et du gaz.¹⁰⁷⁷ Les sociétés pétrolières étrangères ne peuvent pas en profiter.¹⁰⁷⁸

¹⁰⁷⁴ Cependant, ces coûts sont engagés pour bénéficier du projet, et devraient donc être recouvrable.

¹⁰⁷⁵ Iran; explorers in defiant mood, *op. cit.*, p. 7.

¹⁰⁷⁶ OTMAN W.A., *The Iranian Petroleum Contracts*, *op. cit.*, p. 13.

¹⁰⁷⁷ Pendant la phase du développement, plusieurs problèmes imprévus peuvent émerger, dans le cadre de puits, les installations de surface et d'autres questions, qui exigent des modifications au MDP. Ces changements peuvent donner lieu à des coûts supplémentaires, et ceux-ci dépassant le plafond des dépenses d'investissement (capex) ne sont pas récupérables et doivent être pris en charge par la compagnie internationale pétrolière. Egalement bien que les coûts et les frais de la rémunération doivent être recouverts par les revenus de la production sur une période de temps (normalement plusieurs années), le champ, une fois développé, doit être remis à la NIOC pour la phase de l'extraction. Par conséquent tout déficit de la production aboutit à nuire à la compagnie internationale pétrolière, donc cette compagnie préfèrent participer directement aux opérations de

Donc, selon les nouvelles conditions du marché et les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back actuels, des réformes des contrats pétroliers iraniens en termes de durée du contrat et de taux du retour sur investissement sont nécessaires. Le ministère iranien du Pétrole envisage à la fois une discussion sur la révision des contrats pétroliers de l'Iran et la création d'un nouveau modèle qui n'aurait pas les inconvénients des contrats Buy-back actuels. Nous mentionnerons ici les différences entre le nouveau modèle et les contrats Buy-back et, en défendant le nouveau modèle, nous expliquerons pourquoi celui-ci n'est pas un contrat de partage de production mais comment, selon les réalités actuelles, il tente de gommer les inconvénients des contrats Buy-back.

B : La solution récente étudiée par la compagnie pétrolière nationale : l'IPC

Comme nous l'avons mentionné, la révision des contrats pétroliers iraniens a commencé¹⁰⁷⁹ à cause des nouvelles conditions du marché mais également des autres objectifs de la compagnie pétrolière nationale, y compris celui de devenir opérateur plutôt que contrôleur dans les projets. Une autre raison pour laquelle les contrats pétroliers iraniens doivent être révisés est le besoin qu'a l'Iran d'apprendre les bases et les principes de la gestion d'un projet pétrolier ce qui ne sera possible qu'en travaillant conjointement avec les sociétés compétentes dans ce domaine. Ainsi que les précédentes expériences montrent, les champs pétroliers ont parfois besoin d'un réinvestissement et cette question doit donc être prise en compte. Voilà les raisons pour lesquelles le directeur du Comité de la réversibilité des contrats pétroliers d'Iran explique ainsi les éléments les plus importants du nouveau modèle contractuel pétrolier iranien appelé IPC¹⁰⁸⁰ :

1- La durée du contrat :

production à travers un corps d'exploitation conjointe. SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, *op. cit.*, pp. 199-206.

¹⁰⁷⁸ Dans ce domaine certains experts ont dit que les fluctuations n'auront pas d'effets sur les bénéfices des sociétés étrangères. Donc, elles ne peuvent pas profiter de l'augmentation du prix du pétrole (En revanche, la diminution des prix du pétrole n'aura aucune mauvaise conséquence sur les revenus de la compagnie pétrolière internationale).VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, *op. cit.*, pp. 3709-3718.

¹⁰⁷⁹ Le processus de révision plus rigoureux a été suivi à partir de février 2014 et la présentation du nouveau modèle dépendrait des négociations nucléaires de l'Iran et les puissances mondiales.

¹⁰⁸⁰ « Iranian Petroleum Contract

La durée des contrats pétroliers iraniens augmente jusqu'à vingt à vingt-cinq ans et l'une des plus grandes critiques faite aux contrats Buy-back sera résolue de cette façon. En effet, au moment de la modélisation des contrats Buy-back, on croyait que l'on n'avait pas besoin de coopération pour la phase de production. En raison des problèmes politiques antérieurs, on préférait que les sociétés étrangères ne restent pas en Iran pour trop longtemps. En tout cas dans le nouveau modèle, la durée du contrat sera de vingt ans et pourra être prolongée pour cinq ans.

2- Le MDP :

Le MDP, qui était fixé au moment de la conclusion du contrat et demeurait inchangeable (on dit aujourd'hui que cela était faux¹⁰⁸¹) sera réglé chaque année dans le nouveau modèle et en fonction des réalités du réservoir. Par conséquent, si l'on estime que, pour l'utilisation optimale ou l'augmentation de la production, on a besoin de puits additionnels qui n'étaient pas prévus, l'entrepreneur pourra poursuivre le projet sans problème. Par exemple, le plafond du contrat est déterminé au moment de sa conclusion mais il sera révisé chaque année selon les informations reçues du réservoir, permettant ainsi d'atteindre éventuellement la production optimale. Autrement dit, les termes du nouveau modèle sont conformes avec les termes internationaux parce que le plafond des frais est réévalué selon le comportement du réservoir.

3- Les revenus et les profits des parties :

Dans les contrats Buy-back, le taux du retour sur investissement est basé sur le montant de l'investissement mais dans l'IPC, il est basé sur le montant des frais et sur la production. Autrement dit, dans les contrats Buy-back, ce taux (ROR) est fixe alors que dans le nouveau modèle, on utilise le facteur R¹⁰⁸².

¹⁰⁸¹ L'entrevue avec Madame Katebi, Secrétaire du comité de la révision des contrats pétroliers, 3 septembre 2015.

¹⁰⁸² Voir pour ce point: World Bank, Contracts for Petroleum Development - Part 2, Petroleum Sector Briefing Note No. 8 November 2007. ; BAUNSGAARD Thomas, *op. cit.*, p. 8.

En effet, dans le nouveau modèle contractuel iranien, jusqu'à cinquante pour cent des revenus seront alloués au paiement de la rémunération et au remboursement des dépenses de l'entrepreneur. Pour la rémunération, il est accordé x dollars par baril assigné à l'entrepreneur. Pour le remboursement des dépenses, une durée déterminée, par exemple cinq ans, est accordée et chaque année pendant ce délai, l'entrepreneur reçoit en quatre fois une somme d'argent au titre du remboursement de ses frais.

À la fin de chaque année, l'ensemble des revenus de l'entrepreneur, y compris les rémunérations et le remboursement des dépenses sont mis au numérateur d'une fraction ; l'ensemble des coûts du projet, y compris le coût des dépenses primaires et les coûts courants sont mis au dénominateur. Tant que la fraction est inférieure à 1, ce processus se poursuit. Cela veut dire que l'entrepreneur, en plus du remboursement de ses frais, reçoit x dollars par baril comme rémunération.

Mais dans les deux cas, x variera.

Premièrement, la rémunération de l'entrepreneur est ainsi inversement proportionnelle au ratio revenus/coûts ; ainsi, si ce ratio est inférieur à 1, le contrat pourra prévoir une rémunération de x dollars par baril de pétrole. Si ce ratio est compris entre 1 et 1,5, la rémunération par baril sera de $x-y$ dollars. Si ce ratio est compris entre 1,5 et 2, la rémunération par baril de pétrole sera de $x-y-z$.

Deuxièmement, pour prendre en compte les inévitables variations du cours du pétrole, un système original de rémunération de l'entrepreneur a été mis en place ; ainsi, en cas d'augmentation ou de diminution du cours du pétrole, la rémunération de l'entrepreneur varie dans le même sens. L'originalité de cette rémunération tient au plafonnement et à la mise en place d'un seuil minimum de rémunération.

Par exemple, si le contrat estime à quarante dollars le prix du baril, la rémunération de l'entrepreneur sera de x dollar le baril. Si le prix du pétrole tombe à vingt dollars le baril, la rémunération de l'entrepreneur diminuera pour

atteindre $x-y$ dollars le baril ; mais si le prix du pétrole augmente à soixante dollars le baril, l'entrepreneur recevra $x+z$ dollars le baril. En effet, à ce niveau de prix, l'entrepreneur sera partenaire de la NIOC dans les profits comme dans les pertes résultant de la hausse ou de la baisse du prix du pétrole. Cependant, il est accordé que, dans notre exemple, pour la chute du prix du pétrole en-dessous de vingt dollars le baril, l'entrepreneur reçoive encore $x-y$ dollars le baril. Par conséquent, la compagnie pétrolière nationale d'Iran souffrira seulement des effets négatifs d'une telle réduction du prix du pétrole. De même, si le prix du pétrole dépasse soixante dollars le baril, l'entrepreneur recevra toujours $x+z$ dollars le baril et la compagnie nationale profitera seule de la hausse du prix du pétrole.

Dans le nouveau modèle, contrairement aux contrats Buy-back, la réduction et l'augmentation du prix du pétrole dans une fourchette fixée au contrat (dans notre exemple, entre vingt et soixante dollars le baril) auront des effets sur les recettes de l'entrepreneur ; il peut donc bénéficier de la hausse du prix du pétrole. En outre, étant donné le réservoir perdure et que la production continue après l'intervention de l'entrepreneur, celui-ci percevra un revenu sur chaque baril produit ; il est donc incité à utiliser les réservoirs de la meilleure façon et il ne pense pas qu'au court terme, comme c'était le cas dans les contrats Buy-back.

- 4- La création d'une « joint-venture » pour les phases de développement et de production :

Pendant les années après-guerre et celles où les contrats Buy-back étaient utilisés, des capacités ont été créées dans l'industrie du pétrole. Si avant ces années-là il fallait demander l'aide des sociétés internationales, y compris pour les affaires primaires, aujourd'hui, les sociétés domestiques¹⁰⁸³ sont compétentes, soit dans le domaine des constructions nécessaires, soit au regard des questions techniques et technologiques. La partie iranienne peut donc travailler côte à côte avec des sociétés pétrolières puissantes.

¹⁰⁸³ Par exemple Petropars et OIEC.

Dans le nouveau modèle, on crée une « joint-venture »¹⁰⁸⁴ indépendante ou dépendante pour les phases de développement et de production dans laquelle les parties fonctionnent conjointement. Par conséquent, l'Iran ne sera plus un simple contrôleur mais il aura un rôle opérationnel, ce qui pourrait être efficace pour augmenter les capacités du pays. L'objectif est que l'industrie pétrolière iranienne arrive à prendre des décisions à temps. Ainsi, la compagnie pétrolière étrangère sera présente au cours de la phase de production et n'aura pas les préoccupations qu'elle avait dans les contrats Buy-back.

5- Réinvestissement :

Selon l'IPC, la compagnie pétrolière internationale s'engage au réinvestissement dans le cas où cela serait nécessaire. En effet, les « opex » et le réinvestissement sont tous deux à la charge de cette compagnie mais dans les contrats Buy-back, le montant de l'investissement est déterminé et à partir de la phase de production, l'entrepreneur n'a aucune dépense. Par exemple, dans le nouveau modèle contractuel, les ingénieurs estiment que, si pendant la deuxième année de la production on injecte du gaz dans le réservoir, on obtiendra de meilleurs résultats douze ans plus tard. Naturellement, cette injection sera coûteuse et sera à la charge de la compagnie internationale en vertu du nouveau modèle contractuel.

6- Prévention d'une production qui ne serait pas optimale :

Il ne faut pas oublier que parfois, c'est le besoin du pays qui entraîne une production qui n'est pas optimale. Ainsi, parfois on sait qu'un champ a besoin de réinvestissement mais le budget n'est pas disponible. Ce sont donc des problèmes de gestion ou les besoins du pays qui perturbent la gestion du réservoir. Mais quand le réservoir est sous la gestion d'une société étrangère qui y a un intérêt, celle-ci ne permet pas que ce type de problèmes affectent le réservoir.

7- Dans le nouveau modèle, le financement du projet et l'exploration seront à la

¹⁰⁸⁴ L'avis positif à l'égard de joint-venture se trouve dans les autres pays. Par exemple voir YUDAEVA Ksenia, KOZLOV Konstantin, MELENTIEVA Natalia and PONOMAREVA Natalia, Does foreign ownership matter? The Russian experience, Blackwell Publishing, Oxford, 2003.

charge de la compagnie internationale jusqu'à la fin et c'est le gouvernement qui est propriétaire des ressources naturelles, des installations, des équipements, du pétrole et du gaz produit.

Conclusion

- 1- Après d'amples analyses, il est certain qu'il est impossible de présenter un modèle contractuel générique et unique pouvant être utilisé par les pays pétroliers. Un modèle qui serait incontestablement le meilleur et que l'on pourrait conseiller pour tous les pays, toutes les régions et à toutes les époques. Toutefois, il est possible que deux contrats présentés en deux modèles contractuels différents par leur forme, puissent se révéler similaires quant à leur contenu, de sorte que seule la terminologie constitue l'élément distinctif le plus notable.

Ce qui nous conduit donc, à dire premièrement que la désignation purement sémantique d'un modèle contractuel n'est pas importante en soi, mais que c'est le contenu du contrat qui reste primordial et déterminant. Deuxièmement, l'idéal est de prendre en considération chaque champ pétrolier selon ses caractéristiques propres, et de déterminer un modèle contractuel précis. En effet, même pour tous les champs d'un même pays, il n'est souhaitable de créer un cadre contractuel commun, à la fois en termes de forme et de contenu. Il en va de même pour deux champs ayant les mêmes caractéristiques dans deux pays différents ou pour deux champs ayant les mêmes caractéristiques dans un pays dont le développement doit se faire à des périodes successives. Là encore, on ne peut pas déterminer un modèle contractuel unique.

En réalité, afin de concevoir un contrat satisfaisant, il faut considérer plusieurs éléments, notamment les caractéristiques du champ (selon que le champ, sur le plan géologique est constitué d'un bloc commun ou pas, les risques, en offshore ou inshore), la place du pays hôte sur le marché international, le niveau de dépendance du pays concerné envers les revenus pétroliers, la situation des investissements dans le pays, l'environnement et géopolitique etc.

Néanmoins en pratique, dans la majorité des pays pétroliers afin d'éviter la confusion des investisseurs étrangers¹⁰⁸⁵, il est habituel de prévoir un modèle contractuel unique.¹⁰⁸⁶

- 2- Pourtant, ce choix de modèle est partout est sans cesse rediscuté. Dans les pays où les contrats de service, y compris les contrats Buy-back sont utilisés, certains opposants à ces types de contrats conseillent l'utilisation de contrats de partage de production. Dans d'autres pays où ces contrats de partage de production sont couramment utilisés, les opposants à ceux-ci conseillent cette fois le recours à des contrats de concessions et dans les pays où ces derniers sont utilisés, ils sont également critiqués¹⁰⁸⁷, chaque modèle ayant ses experts pour le défendre.

Mais à propos de l'Iran, à l'examen des avis des opposants et des partisans des contrats pétroliers, deux remarques peuvent être faites:

Premièrement, certaines critiques à l'égard des contrats pétroliers iraniens ne sont pas véritablement une critique sur le modèle contractuel en lui-même. Il s'agit plus exactement de critiques sur le fond, en direction du système économique dans son ensemble. Sont notamment dénoncés, le manque de transparence, l'absence de gestion efficace et la crise économique existante. Aussi, même en changeant de modèle contractuel pour tenter de résoudre les difficultés et les contraintes précédemment évoquées, celles-ci subsisteront, parce qu'elles concernent principalement les infrastructures économiques et administratives.

Deuxièmement, il faut prendre en considération l'approche idéologique différente des opposants et partisans des contrats pétroliers. Nous pouvons diviser la majorité des opposants en deux groupes distincts :

¹⁰⁸⁵ Il faut également noter que les cadres et les limitations juridiques ne permettent pas l'utilisation de certains types contractuels.

¹⁰⁸⁶ Les gouvernements changent en effet le contenu de ce modèle contractuel conformément aux conditions de chaque champ pendant la période de négociation du contrat.

¹⁰⁸⁷ BHASIN Balbir and MCKAY Jennifer, *op. cit.*, 13.p.

Le premier groupe concerne essentiellement des opposants étrangers, qui sont d'ailleurs souvent des conseillers de sociétés internationales. Le deuxième groupe est composé quant à lui d'opposants domestiques ou locaux, qui sont souvent membres de mouvements politiques en opposition au gouvernement en place. De toute évidence, les critiques émises par les opposants du premier groupe sont conformes aux intérêts des investisseurs étrangers. Autrement dit, ces critiques ne sont pas des critiques techniques mais avec en arrière plan, un objectif non avoué qui est de changer les conditions contractuelles en faveur des sociétés internationales qu'ils représentent. Quant aux critiques du deuxième groupe, elles ont souvent un aspect politique et elles ne sont pas nécessairement conformes aux intérêts nationaux.

Pour ce qui est des partisans des contrats pétroliers iraniens (tant Buy-back qu'IPC), il semble qu'une partie notable d'entre eux soient également animés par des enjeux idéologiques. En effet, il s'agit le plus souvent de personnels de la compagnie nationale du pétrole. Les contenus des contrats pétroliers du pays sont le produit de leurs fonctions, il est donc évident qu'ils défendent par là même leur travail. C'est la raison pour laquelle avoir un jugement précis sur les opinions des opposants et des défenseurs des contrats pétroliers iraniens est difficile, voir quasi impossible.

Donc, pour se faire une appréciation « juste » des contrats pétroliers iraniens, en plus de focaliser sur les études existantes, il était fort indispensable de recueillir les témoignages de différents responsables du secteur, ce qu'a permis ce travail.

En outre, nous insistons sur un point crucial dans l'optique de réformer les contrats pétroliers actuels, à savoir prendre plus sérieusement en compte la valeur du temps. Cette lacune jusqu'à présent, s'explique par le fait que généralement les négociations se prolongent dans la durée, toujours avec l'idée d'obtenir de meilleures conditions de part et d'autre. Cette situation a indéniablement comme corollaires l'allongement du processus administratif et le changement répétitif des conditions du champ, ce qui cause des dommages lourds et parfois une perte

d'intérêts. Un contrat désavantageux conclu aujourd'hui, pourrait avoir de meilleurs résultats qu'un contrat avantageux conclu le lendemain.

- 3- L'Iran, à cause du cadre juridique imposé par la Constitution, et par les lois dites du pétrole et autres textes législatifs, a utilisé des contrats Buy-back qui étaient conformes aux conditions existantes dans les années 90.

Après deux décennies d'expérimentation, suite aux inconvénients inhérents à ces contrats et aux nouvelles conditions sur le marché pétrolier, le pays a présenté récemment un nouveau modèle contractuel dénommé IPC.

Ce dernier modèle fait l'objet de vives critiques. Certains considèrent en effet, qu'il n'est pas conforme au système juridique iranien, surtout par rapport à la Constitution. Mais rappelons qu'au début de l'utilisation des contrats Buy-back, les mêmes critiques étaient formulées. Par la suite, ces contrats ont été peu à peu acceptés par tous les organes étatiques, y compris le Parlement iranien et ont été intégrés dans diverses lois.¹⁰⁸⁸

Ce qui est indéniable, c'est que le dernier modèle (IPC) ne reconnaît aucun droit de propriété pour les entreprises étrangères actives dans l'industrie du pétrole et du gaz. Aussi, la propriété du pétrole et du gaz n'est transférée qu'après l'exploration et la production, au moment prévu dans le contrat et au point convenu. Donc, le nouveau modèle contractuel iranien à cet égard sera encore différent des contrats de concessions et même des contrats de partage de production. Cependant ce modèle apparaît prometteur et attractif dans de nombreux cas, et il faut espérer qu'il puisse dépasser certains inconvénients des contrats Buy-back et attirer les investissements étrangers.

¹⁰⁸⁸ Il y a un précédent dans l'histoire du pétrole selon lequel, en raison des intérêts nationaux, et selon les conditions exceptionnelles existantes dans certains pays, un modèle contractuel a été créé qui n'était pas conforme au système juridique de ces pays et leurs Constitutions. M. Bunter, *Indonesia: from Concession to Contract, op. cit.*, 18p.

Cependant cela ne peut pas être considéré comme une autorisation pour violer la constitution iranienne, mais les interprétations autour du nouveau modèle contractuel iranien sont diverses et il semble que l'interprétation des organes décideurs à l'égard de ce modèle n'est pas incompatible avec la constitution et par conséquent il ne se présente pas de problème dans ce domaine en pratique.

- 4- Aujourd'hui, l'Iran est perçu comme une puissance régionale profitant d'une stabilité et d'une sécurité relative, dans une région qui est en proie aux tensions. De plus, après l'accord sur le programme nucléaire, le pays est redevenu un nouveau marché attractif.

En effet, l'Iran, malgré les débats internes entre les différents groupes politiques, notamment dans le domaine de la sécurité, a néanmoins profité d'une grande stabilité. De 1988 à aujourd'hui, malgré tous les problèmes de la région, ce pays est à un niveau de stabilité rassurant. De même, on peut noter que de 1994 à 2006, période à laquelle les sanctions internationales ont été initiées, l'Iran jouait toujours le rôle d'un partenaire fiable. Certaines incertitudes législatives apparentes comme l'interdiction du recours à l'arbitrage ont été surmontées par les clauses contractuelles et n'ont jamais causé de distorsion entre l'Iran et les sociétés internationales.¹⁰⁸⁹

- 5- L'industrie pétrolière iranienne, tout en coopérant avec des investisseurs internationaux, peut accorder une attention particulière aux nouveaux acteurs de cette industrie. Des recherches doivent être approfondies, afin d'identifier des entreprises ayant de bonnes performances, même lorsqu'elles ne sont pas aussi connues que les grandes sociétés internationales. Avec ces entreprises nouvelles, une plus grande marge de manœuvre est en effet envisageable pour ce qui est de la négociation du contenu des contrats. La partie iranienne en négociant avec ces entreprises peut avoir plus d'avantages.

Aux termes de cette étude, nous ne manquerons pas d'insister sur le fait que l'industrie pétrolière iranienne doit améliorer encore la gestion de ses projets pétroliers, ce qui permettra d'optimiser les intérêts nationaux. Dans un secteur économique majeur pour l'Iran.

¹⁰⁸⁹ Par conséquent, nous appelons les investisseurs étrangers à ne pas croire et tomber dans le piège de la propagande médiatique anti-iranienne. Les Etats étrangers et l'Iran, doivent également prendre des décisions conformes à leurs intérêts nationaux et non pas sur la base des thèses émises par des groupes radicaux qui trouvent leurs intérêts dans l'entretien des tensions.

Bibliographie Sélective

Ouvrages généraux

BASIRI Jamshid, Les obstacles de l'investissement étranger dans l'économie iranien (en Persan), *san-ate nassaji va poushak*, 2005.

DARABPOUR Mehrab, *La règle de faire face à dommage* (en Persan), publiée par Ganj-e-Danesh, première édition, Téhéran, 1998.

DARINI Mahdi, Les obstacles de l'investissement étranger en Iran (en Persan), *San-at va Ma-dan*, n 61, Septembre et Octobre 2011.

DEHGANI FIROUZABADI Kamal, Analyze and Identification of Foreign Direct Investment Obstacles in Iran, *International Studies Journal (ISJ)*, Vol. 6, No. 3, winter 2010.

EBRAHIMI Seyed Nasrallah, *Le droit international privé* (en Persan), édition Samt, 1ère édition, Téhéran, 2004.

ERFANI Mahmoud, *Droit du commerce International* (en Persan), Volume V, publié par La Jungle, Téhéran, 2010.

HASHEMI Seyed Mahmoud, *Le droit constitutionnel de la République islamique d'Iran*(en Persan) , Volume II, publié par le Mizan, Téhéran, 2007.

IMAM Farhad, *Le droit des investissements étrangers en Iran* (en Persan), Yalda, première édition, Téhéran, 1994.

JAFARI LANGUEROUDI Mohammad Jafar, *La philosophie général du droit/ socle de l'authenticité de l'acte de la théorie de l'équilibre* (en Persan), édition Ganje Danesh, 1 ère publication, Téhéran, 2002.

JOHNSTON Daniel, Changing Fiscal Landscape, *Journal of World Energy Law and Business*, 27 January, 2008.

KATOUZIAN Naser, *Droits civils, responsabilité civile* (en Persan), Téhéran University Press, deuxième édition, Téhéran, 1999.

Les commentaires du Conseil des Gardiens, le Centre de recherche du Conseil des gardiens (en Persan), première édition, Téhéran, 2002.

MERVILLE Anne-Dominique, *Droit des marchés financiers*, Gualino editeur, EJA, Paris, 2006.

MOMMER Bernard, *The Governance of International Oil: The Changing Rules of the Game*, Oxford Institute for Energy Studies, WPM 26, 2000.

RAHBAR Farhad, les obstacles de l'investissement et leurs impacts sur la croissance économique en Iran (en Persan), *Journal of Economic Research*, n 81, l'hiver 2008.

SAFAYI Hossein, *Les préparatifs des droits civils, les règles générales du contrat* (en Persan), Volume II, publié par Mizan, 1ere édition, Téhéran, printemps 2003.

SERAGLINI Christophe, ORTSCHIEDT Jérôme, *Droit de l'arbitrage interne et international*, Montchrestien- Lextenso édition, 2013.

SOHRABI Leila, vérifier le statut juridique des investissements étrangers dans le marché des capitaux (en Persan), *trimestriel de la Bourse*, n ° 18, l'été 2012.

TERRÉ François, SIMLER Philippe, LEQUTTE Yves, *Les obligations*, 11ème édition, Dalloz, Paris, 2013.

T.W. WÄLDE and KOLO A., *Renegotiation and Contract Adaptation in the International Investment Projects: Applicable Legal Principles & Industry Practices*, *OGEL*, OGEL archive.

Ouvrages généraux concernant les hydrocarbures

AL FARUQUE, Utility of Flexible Mechanisms and Progressive Tax System in Ensuring Stability in Fiscal Regime of Petroleum Contract: An Appraisal, *OGEL*, Vol. 2, issue 3, July 2004.

AL-ATTAR A.A. and ALOMAIR O., The Relationship Between Upstream Petroleum Agreements & Exploration and Production Costs, *OGEL*, Vol. 3, issue 2, June 2005.

AMANI Masoud, *Droit des contrats internationaux pétroliers* (en Persan), Univesité d'Imam sadeq, Téhéran, 2010.

AMIRMO-ININ Mehran, L'utilisation d'instruments financiers dans les contrats de pétrole et du gaz est un modèle pour Iran (en Persan), *revue trimestrielle des études économiques de l'énergie*, numéro 8, printemps 2006.

BUNTER M., A New Approach to Petroleum Licensing, *OGEL*, Vol. 2, issue 1, February 2004.

BUNTER M., The Islamic (Sharia) Law and Petroleum Developments in the Countries of North Africa and the Arab World, *TDM*, Vol. 1, issue 2, May 2004.

Contractual regulation with respect to exploration for and production of hydrocarbons, *Economics, Policies and Legislation*, volume IV, P. 857-858. Consultable sur le site [http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia e Scienze applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_4/847-858_x13.1x_ing.pdf](http://www.treccani.it/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_4/847-858_x13.1x_ing.pdf)

DARYABARI VESHTANI, BECKY OSKOUYI, *histoire centenaire des évolutions juridiques et économiques de l'industrie du pétrole* (en Persan), Yazda, Téhéran, 2008.

DERAKHSHAN Masoud, Les intérêts nationaux et les politiques de l'exploitation des ressources pétrolières et gazières (en Persan), Spécial du pétrole et les intérêts nationaux, *Centre de recherche Majlis*, n ° 34, vol. IX, 2002.

E. SMITH Ernest, international petroleum development agreement, *NR & E*, Fall 1993.

E. SMITH Ernest, S. DZENKOWSKI John, A fifty-year perspective on world petroleum arrangements, *Texas International Law Journal*, Winter, 1989.

FRANK C. Alexander, Jr., A proposal for annotated upstream petroleum regime model form provisions, *OGEL*, Vol. 3, 2005.

GAO Zhiguo, *Environmental regulation of oil and gas*, Kluwer Law International, London, 1998.

HASSANZADEH Mohammad, GHORBANI Adel, Les résultats de sécurité de nouvelle loi irakienne de pétrole (en Persan), *revue trimestrielle de la stratégie de défense*, 6^{em} année, n ° 20, été 2008.

Johnston Daniel, David Johnston, Petroleum Fiscal System Analysis State of Play, *OGEL*, Vol. 8 - issue 4, 2010.

JOHNSTON Daniel, Higher Prices Lower Government Take?, *the Petroleum Accounting and Financial Management Journal*, Vol. 23, No.3, Fall/Winter 2004.

JOHNSTON David, JOHNSTON Daniel & ROGERS Tony, International Petroleum Taxation, for the Independent Petroleum Association of America, Daniel Johnston & Co., Inc. | Hancock, New Hampshire, July 4, 2008.

JOHNSTON, D., Index useful for evaluating petroleum fiscal systems, *Oil & Gas Journal* 1 Dec., 1997.

JOHNSTON, Daniel, *International exploration economics, risk, and contract analysis*, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 2003.

King & Spalding LLP, An Introduction to Upstream Government Petroleum Contracts: Their Evolution and Current Use, *OGEL*, Vol. 3, issue 1, March 2005.

KOLO Abba and Wälde T. W., Renegotiation and Contract adaptation in the International investment projects: Applicable Legal Principles & Industry practices, Volume I, issue 01, February 2004.

LIKOSKY Michael, Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries, *Transnational Corporations*, Vol. 18, No. 1, April 2009.

LIKOSKY Michael, Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries, *Transnational Corporations*, Vol. 18, No. 1, April 2009.

MOHEBI Mohsen, *The law of petroleum: Expropriation and Compensation* (en Persan), The Shahr-e-Danesh institute of law, Tehran, 2007.

MOSLEH Kamran, *Optimal usage of gaz sources* (en Persan), The office of energy industries and mining studies: Majlis Research Center (MRC), Tehran, 2008.

MOVAHHED Muhammad Ali, *Sommeil perturbé de pétrole docteur Mossadegh et le Mouvement national de pétrole iranien* (en Persan), Karnameh, Volume I, troisième édition, Téhéran, 2007.

NEIL O. , Fahud Field Reviw: Water To Gas Injection In Fahud Field (Oman), *Journal of Petroleum Technology*, Volume 40, Issue 05, May 1988.

OGUNLADE A., How Can Government Best Achieve its Objectives for Petroleum Development: Taxation and Regulation or State Participation?, *OGEL*, Vol. 8, issue 4, November 2010.

Oil company strategies from 1970 to the present, *Hydrocarbons: Economics, Policies and Legislation*, volume IV. Consultable sur le site http://www.treccani.it/portale/opencms/handle404?exporturi=/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_4/301-322_x5.2x_ing.pdf&%5D

RODRIGUEZ-PADILLA Victor, Sovereignty Over Petroleum Resources: The End of an Era?, *Energy Studies Review*, Volume 3, Issue 2, 10-9-1991. Consultable sur le site <https://energystudiesreview.ca/esr/article/viewFile/237/552>

SADEGHI Mohssen, GHAFFARI FARSIYANI Behnam, Règlement des différends relatifs aux investissements au Traité Charte de l'énergie et les effets juridique d'adhésion de l'Iran (en Persan), *Journal of Legal Studies* (Scientific-extension), n ° 16, printemps 2009.

SAIDI Alimohammad, Trois articles dans la revue de l'industrie pétrolière du pays (en Persan), *le parlement et de la Recherche*, n ° 34, Spéciale du pétrole et des intérêts nationaux, Centre de recherche Majlis (MRC), l'été 2003.

SMITH E. Ernest, international petroleum development agreement, *Natural Resources & Environment*, Fall 1993.

STEVENS Paul, Cycles and the international oil industry: where are we today?, World Petroleum Council: Official Publication 2010. Consultable sur le site <http://www.firstmagazine.com/Publishing/SpecialistPublishingDetail.aspx?SpecialistPublicationId=23>

STEVENS Paul, National oil companies and international oil companies in the Middle East: Under the shadow of government and the resource nationalism cycle, *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 1, No. 1., 2008.

STEVENS Paul, Oil markets, *Oxford review of economic policy*, vol. 21, NO. 1. 2005.

SUSLICK S.B., SHOZER D., RODRIGUES M.R., Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum, *Exploration and Production TERRÆ* 6(1), 2009. Consultable sur le site <https://www.ige.unicamp.br/terrae/V6/PDF-N6/T-a3i.pdf>

VIELLEVILLE D.E., ESQ. and VASANI B.S., Sovereignty Over Natural Resources Versus Rights Under Investment Contracts: Which One Prevails?, *TDM*, Vol. 5, issue 2, April 2008. Consultable sur le site

http://www.crowell.com/documents/Sovereignty-Over-Natural-Resources-Versus-Rights-Under-Investment-Contracts_Transnational-Dispute-Management.pdf

WÄLDE T.W., International Energy Law: Concepts, Context and Players: A Preliminary Introduction, *OGEL*, Vol. I, issue 4, September 2003.

WÄLDE T.W., Managing the Risk of Sanctions in the Global Oil & Gas Industry: Corporate Response Under Political, Legal and Commercial Pressures, *OGEL*, OGEL Archive.

WÄLDE T.W., Renegotiating acquired rights in the oil and gas industries: Industry and political cycles meet the rule of law, *Journal of World Energy Law & Business*, Vol. 1, No. 1, 2008.

WÄLDE T.W., Revision of Transnational Investment Agreements: Contractual Flexibility in Natural Resources Development, *OGEL*, OGEL archive.

WÄLDE T.W., The Current Status Of International Petroleum Investment: Regulating, Licensing, Taxing and Contracting, *OGEL*, OGEL Archive.

WÄLDE W. T., International Energy Investment, *Energy Law Journal*, 1996.

WRIGHT J Charlotte, GALLUN A. Rebecca, *International petroleum accounting*, PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 2005.

Ouvrages spécialisés

Les contrats Buy-back

Abdul Hossein Shiroui, une variété des méthodes du commerce counter-trade (en Persan), *revue pensée juridique*, Deuxième Année, n ° VII, automne et hiver 2005. Consultable sur le site <http://dr.shiravi.com/wp-content/uploads/2009/05/15-counter.pdf>

AL-ATTAR A. A., Upstream Petroleum Agreements in Kuwait, *OGEL*, Vol. I, issue 4, September 2003.

AL-ATTAR Abdulaziz, A review of upstream development policies in Kuwait, *OPEC Review*, 2004.

AMUZGAR Jahangir, Iranian oil buybacks: a formula no one likes, *Oil & Gas Journal*, August 27, 2001.

BREXENDORFF A., ULE C. and KUHN M., The Iranian Buy-Back Approach, *OGEL*, Vol. 7, issue 1, April 2009.

BREXENDORFF Alexander, ULE Christian, Changes bring new attention to Iranian buyback contracts, *Oil & Gas Journal*, November 1, MENA Legal, Frankfurt, Germany, 2004.

BUNTER M., New Contractual Developments in Iran, Iraq and the Arabian Gulf: the "Bookable Reserves" Issue, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

BUNTER M., The Iranian Buy Back Agreement, *OGEL*, Volume I, issue 02 - March 2003.

E. SMITH Ernest, From Concessions to Service contracts, International Energy Law Symposium, *Tulsa Law Journal Summer*, 1992.

EBRAHIMI Nasrollah, Les contrats Buy-back (en Persan), *le magazine légal international*; l'édition du centre des affaires légales internationales, le bureau du président; l'an 26^e, numéro 41, 2009.

EBRAHIMI S. N., SHIROUI KHOUZANI A., The Contractual Form of Iran's Buy-back Contracts in Comparison with Production Sharing and Service Contract, Society of Petroleum Engineers Inc, 2003.

EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, la troisième génération des contrats Buy-back (en Persan), *journal Mash-al*, n ° 468, 8 novembre 2009.

FARNEJAD Hooman, How competitive is the Iranian Buy-back contracts in comparison to contractual production sharing fiscal systems?, *OGEL*, 2009.

FARNEJAD Hooman, Strategic Approach & Legal Implications of Investment in Geopolitically Sensitive Iran, *Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy*, 2009.

HASSANBEYGI Abolfazl, *Pétrole Buy-back et les intérêts nationaux* (en Persan), Avaye Nour, Téhéran, 2002.

HASSANTASH S.G., Buy-Back Contracts and Asymmetric information, *OGRL*, Vol. 7, issue 1, April 2009.

Iran; explorers in defiant mood, *Petroleum Economist*, 10 March, 1999.

JANKVFSKY, Edward, la nature des contrats Buy-back iraniens, *Journal of Energy Economics*, n 22, mars 2001.

JANNATIFAR M., Iran in a Dilemma: Adherence to Buyback or Transition to Production Sharing Agreements? , *OGEL*, Vol. 8 - issue 4 November 2010.

KHAJAVI Ali, vérification du contrat du développement du champ pétrolier Ramyleh en Irak et une brève comparaison avec les contrats Buy-back en Iran, *revue d'Exploration et Développement*, n ° 76, Février 2011.

Le bureau de coopération de la technologie et assistance de l'énergie présidentiel, projet de recherche de l'étude des modèles contractuels appropriés pour le financement dans le secteur upstream du pétrole et du gaz (en Persan), producteur: groups des conseillers, janvier 2006.

M. Me., The Iranian Buyback Model and Its Efficiency in the International Petroleum Market - A Legal View, *OGEL*, Vol. 7 - issue 1, April 2009.

MOHAMMAD N., The New Face of Iranian Buyback Contract: Any hope for Foreign Investment?, *OGEL*, Vol. 7 - issue 1, April 2009.

NARAGHI Mehrdad, Les possibilités et les stratégies pour attirer les investissements étrangers dans les industries pétrole et gaz, les contrats Buy-back (en Persan), l'Institut d'études internationales de l'énergie, Tehran, 2000.

OTMAN W.A., The Iranian Petroleum Contracts: Past, Present and Future Perspectives, *OGEL*, Vol. 5 - issue 2, April 2007.

SABER Mohammad Reza, *Buy-Back contracts* (en Persan), Dadgostar Publication, Tehran, 2010.

SAIDI Meysam, Legal implications of energy project finance in Iran: optimal structure of syndicated loans, *International Energy Law Review*, 2009.

SHIRAVI Abdolhossein and EBRAHIMI Seyed Nasrollah, Natural Exploration and development of Iran's oilfields through buyback, *Resources Forum* 30 (2006) 199–206.

SHIRAVI Abdul Hossein, EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, ASGHARIYAN Mojtaba, l'exploration et le développement des champs de pétrole en Iran au moyen des contrats Buy-back (en Persan), pp. 253 et 254. Consultable sur le site <http://dr.shiravi.com/articles/29-2>

STEVENS Paul, Kuwait Petroleum Corporation: Searching for Strategy in a Fragmented Oil Sector, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, July 2008.

ULE Christian, BREXENDORFF Alexander, Iran investing in the oil and gas industry, *Oil&Gas Journal Executive Reports*, 2005.

UN. Economic Commission for Europe, International Buy-Back Contracts, 1991, accessible at:

https://www.google.fr/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0CDEQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ierc.bia-bg.com%2Flanguage%2Fbg%2Fuploads%2Ffiles%2Fuseful_1%2Fuseful_63f4801

[f7f62559f357c03d2eda8a937.doc&ei=nJUdU9jTG6nQ7AaxoIGABQ&usg=AFQjCNFiQQndWfc-tYLeS1RsyNNd_ZgNow&bvm=bv.62578216,d.ZG4](https://www.researchgate.net/publication/271111111/f7f62559f357c03d2eda8a937.doc&ei=nJUdU9jTG6nQ7AaxoIGABQ&usg=AFQjCNFiQQndWfc-tYLeS1RsyNNd_ZgNow&bvm=bv.62578216,d.ZG4)

VAN GROENENDAAL Willem J.H., MAZRAATI Mohammad, A critical review of Iran's buyback contracts, *Energy Policy* 34, 2006.

WRIGHT Jan and BYRKNES Arne-Helge, Buy-back Contract Risk Modeling Using System Dynamics, sustainability in the third millennium, Bergen 6-10 August 2000.

ZOHDI Masoud, *Financial and Accounting Approches in Buy-back and Petroleum Contract* (en Persan), Volume II, Nevisandegan-e-Niloofar, Tehran, 2009.

SABER Mohammad reza, Une étude comparative de la nature juridique et le statut juridique des contrats Buy-back (en Persan), revue juridique, *Journal de centre International des affaires juridiques et parlementaires de présidentielle*, numéro 37, 2007, pp. 243-295.

Les contrats de partage de production

AL-EMADI Talal, Joint Venture Contracts (JVCs) among Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs Development, Concept and Elements, 2010. Consultable sur le site <https://www.law.georgetown.edu/academics/law-journals/gjil/upload/6-al-emadiFIXED.pdf>

ALEXANDER F.C., Production Sharing Contracts and Other Host Government Contract, *OGEL*, Vol. 3 – issue 1, March 2005.

BHASIN Balbir and Jennifer MCKAY, Mining law and policy in Indonesia: reformes of the contract of work model to promote foreign direct investment and sustainabiliy, *AMPLJ*, 2002.

BINDEMANN Kirsten, *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, WPM, 25 October 1999.

BOSSLEY L., Production Sharing Contracts: What is Market Price?, *OGEL*, Vol. 3, issue 1, March 2005.

BUNTER M., Indonesia: from Concession to Contract, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

DAVID Martyn R., HODGSHON Susan, Production-sharing agreements: the commercial implications of their development from *Oil and Gas Law and Taxation Review* 17 (11), London: Sweet Maxwell, 1999.

FATHI GHANDOUR Mohamed, Production Sharing Agreements (PSAs) in Azerbaijan. The case of Azeri-Chirag-Guneshli, Ipag business school Paris, p. 51. Consultable sur le site <http://dspace.khazar.org/jspui/bitstream/123456789/1404/1/Mohamed%20Fathi%20Ghandour.pdf>

HASAN M., Indonesia's Petroleum Contracts: Issues and Challenges?, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

IRANPOUR Farhad, L'évolution des contrats pétroliers de contrats counter-trade vers des contrats de partenariat (en Persan), *trimestriel de droit*, Volume 38, numéro 2, été 2008.

KRYSIEK Timothy Fenton, Agreements from Another Era, Production Sharing Agreements in Putin's Russia, 2000-2007, Oxford Institute for Energy Studies, November, 2007

LEERBERG B.E., MCLURE C.E. and WINFROW P., Petroleum Taxation in Libya, *OGEL*, Vol. 3 - issue 2, June 2005.

OCHIEZE C., Fiscal Stability: To What Extent Can Flexibility Mitigate Changing Circumstances in a Petroleum Production Tax Regime?, *OGEL*, Vol. 5, issue 2, April 2007.

OTMAN W.A. and KARLBERG E.J., Libya: Petroleum Industry & the Economic Diversification, *OGEL*, Vol. 3 - issue 3, October 2005.

OTMAN W.A. and KARLBERG E.J., Libya: Petroleum Industry & the Economic Diversification, *OGEL*, Vol. 3 - issue 3, October 2005.

Otman W.A., Appraising the Libyan Petroleum Agreements: A Comparative Analysis of Risk Factors & An Evaluation of their Effectiveness, *OGEL*, Vol. 5 - issue 4, November 2007.

OTMAN W.A., Appraising the Libyan Petroleum Agreements: A Comparative Analysis of Risk Factors & An Evaluation of their Effectiveness, *OGEL*, Vol. 5 - issue 4, November 2007.

OTMAN W.A., Legal and Economic Considerations of the Re-entry of US Oil Companies to their Assets in Libya, *OGEL*, Vol. 3 - issue 3, October 2005.

OTMAN W.A., Libyan Petroleum Law: Its Impact on Oil & Gas Development In Libya; Economic and Policy Aspects, *OGEL*, Vol. 2 - issue 2, April 2004.

PONGSIRI N., Partnerships in Oil and Gas Production Sharing Contracts, *OGEL*, Vol. 3, issue 1, March 2005.

RATH J., Production-Sharing Agreements in the Russian Federation, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

SADEGHI Mohammad, Les contrats partage de production sont plus appropriés que les contrats Buy-back. Pourquoi ? (en Persan), *journal Pétrole, gaz et pétrochimie*, n 7, 2013.

SAKHA-I, Seyed Ehsan, les contrats pétrolières partage de production et leurs capacités dans l'industrie pétrolière iraniennes (en Persan), *revue droit du commerce international*, 2008.

STEIN S.W., Non-Fiscal Elements in Petroleum Production Sharing Agreements in Developing Countries, *OGEL*, Vol. 3, issue 1, March 2005.

STERN S., Russia's Production Sharing Contract Regime, *OGEL*, Vol. 3 - issue 1, March 2005.

SUSLICK S.B., SCHIOZER D.J., Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview reprinted from *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol 44, n.2, 2004.

TAVERNE Bernard, *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*, Edition 2, Publisher Kluwer Law International, Tulsa, Oklahoma, 2008.

TENGGU NATHAN, Machmud, *The Indonesian production sharing contract*, Kluwer Law International, Tulsa, Oklahoma, 2000.

YARI Meysam, ALAMI Kalamollah, L'ergonomie, l'utilité et la qualité des contrats de partage de production dans l'industrie pétrolière de l'Iran (en Persan), *revue trimestriel des perspectives juridique*, n 55, 2012.

YUDAEVA Ksenia, KOZLOV Konstantin, MELENTIEVA Natalia and PONOMAREVA Natalia, Does foreign ownership matter? The Russian experience, Blackwell Publishing, Oxford, 2003.

Thèses et mémoires

FAYAZ BAKHSH Marjaneh, Etude de différentes méthodes des contrats internationaux dans les projets upstream du pétrole et du gaz en mettant l'accent sur

l'article 14 du 4ème programme du développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran, mémoire de Master en droit international (en Persan), université Payame Nour, faculté de la théologie et les sciences islamiques, département de droit, janvier 2011.

RAHIMI REZAI Vahid, Les obstacles juridiques à l'investissement direct étranger en Iran avec un accent sur l'investissement dans le secteur de l'énergie (en Persan), Mémoire de master, Beheshti University School of Law, 2005.

SADEGHI Javanmard, Buy-back (rachat mutuel) (en Persan), Mémoire de master, Faculté des sciences humaines, Université de Qom, été 2002.

SAHRANAVARD Asadullah, analyse du mécanisme de Buy-back dans les contrats pétroliers de l'Iran (en Persan), mémoire de Master, Université de Téhéran, septembre 2002.

SALARI Mostafa, Production Sharing Agreement (PSA) vs. Buy-back Service Contracts, thèse en Droit, Université Montesquieu, Bordeaux IV, 25 Septembre 2013.

Etudes / Articles

Al-ATTAR Abdulaziz and ALOMAIR Osamah, *Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs*, OPEC Review, Organization of the Petroleum Exporting Countries, Decembre 2005.

ALLI-BALOGUN Yetunde Adeola Tamuramat, Appraisal of production sharing contracts as a mode of licensing in the oil & gas industry, being a research project submitted to the faculty of law, In partial fulfillment of the requirements for the award of the bachelor of law L.L.B, University of Lagos, Akoka, Lagos state., SEPT 2009.

ANSARI Ahmad Reza, les capitaux physiques étrangers et ses moyens d'attirer (en Persan), Département des affaires économiques de ministère des Affaires économiques, Téhéran, 1995.

ASHONG Marcia, Cost recovery in production sharing contracts: opportunity for striking worth bearing? University of Dundee, 2010.

BAUNSGAARD Thomas, A Primer on Mineral Taxation, international Monetary Fund, September 2001.

BAUNSGAARD Thomas, A Primer on Mineral Taxation, international Monetary Fund, September 2001.

Cameron P.D., International and Comparative Petroleum Law and Policy Lecture, University of Dundee, November 13th, 2009.

CORDERO MOSS Giuditta, Contract or licence? Regulation of petroleum investment in Russia and foreign legal advice, Transnational Law & Contemporary Problems, University of Iowa College of Law, fall 2003.

DANIEL Philip, GOLDSWORTHY Brenton, MALISZEWSKI Wojciech, MESA PUYO DIEGO, and WATSON Alistair, IMF Conference on Taxing Natural Resources: New Challenges and New Perspectives, Evaluation fiscal regimes for resource projects: an example from oil development, September 25, 2006 p. 7.

Document of World Bank, ESMAP, Report No. 40405-MNA, Investing in Oil in the Middle East and North Africa, Institutions, Incentives and the National Oil Companies, 2007.

EBRAHIMI Sayyed Nasrallah, entrevue «Les contrats Buy-back, modification ou le remplacement (en Persan), petro energy Information network (shana) 2005.

ENGEN Ole Andreas H., The development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A historical overview, University of Stavanger, 2007.

Feasibility Study Of Water, And Gas Injection, In Haftkel Reservoir Iran 1971, Report Ep – 42531 E&p Shell International, The Hagur By Myhil, le rapport 6594 du centre des recherches du parlement consultable sur le site :http://rc.majlis.ir/fa/mrc_report/show/732041

GHANIMIFARD Hojjatollah, Le reforme de Buy-back et l'augmentation des intérêts d'Iran dans les contrats (en Persan), le reseau informatif du petrol energie, le bureau de la rédaction électronique, 2005, consultable sur le site :
<http://www.shana.ir/fa/newsagency/print/76740>

GHASEMI Saman, les Méthodes de financement et d'investissement étranger des projets (en Persan), l'Organisation de l'investissement et de l'aide économique et technique d'Iran, 2004. Consultable sur le site http://www.civilica.com/Paper-IPMC01-IPMC01_010.html

GLOVER Carol and BEHRENS Carl E., Energy: Useful Facts and Numbers, CRS Report for Congress, March 18, 2004.

GOIDTHAU Andreas and WITTE Jan Martin, The Role of Rules and Institutions in Global Energy: An Introduction, International Energy Agency, 2008.

GÜL KÜÇÜKKAYA Hande, CAN ÖZILHAN Riza, Research paper on General principles of international contracts, Istanbul, January, 2010.

HOGAN William, STURZENEGGER Federico and TAI Laurence, Contracts in natural resources: a primer, October 6, 2007. P. 3. Consultable sur le site http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Populism_Nat_Res/Populism_Agenda_files/HST_Intro_101007.pdf

JOHNSTON Daniel, Petroleum Tax Design, Oil, Gas, Mining and Chemicals Department of the WBG and ESMAP Workshop on Petroleum Revenue Management Washington, DC, October 23-24, 2002, p. 8.

KAISER M.J. and PULSIPHER A.G. Fiscal system analysis: Concessionary and contractual systems used in offshore petroleum arrangements, U.S. Department of the

Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, La. OCS Study MMS 2004.

KHATAI Mahmoud, le développement des marchés financiers et la croissance économique (en Persan), les instituts de recherche monétaires et bancaires, 1999.

KVALEVÅG Thomas, How do discounted cash flow analysis and real options differ as basis for decision making about oil and gas field developments?, MSc Finance and Strategic Management, Copenhagen business school, May 2009.

La première conférence du financement des projets de l'industrie pétrolière le 9 et 10 décembre 2006, Téhéran.

La publication domestique MAAVA (en Persan), le pouvoir judiciaire (dimanche et mardi) 24-29 Mordad et 5-12 Shahrivar et (dimanche) 19 Azar 1385(2006), les numéros 559, 560, 562, 564 et 591.

MARCEL Valérie, Investment in middle east oil: who needs whom?, Chatham House, Energy, Environment and Development Programme, REPORT, February 2006.

NARAGHI Mehrdad, La variété des contrats internationaux pétroliers (en Persan), l'Institut Etudes internationales de l'énergie, Novembre 2000.

OKOBI Nkiru, *The umbrella clause: a panacea for contractual instability? A look at production sharing contracts*, University of Dundee, p. 5. Consultable sur le site <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?month=6&day=&year=2009&pg=4>

OMONDUDE Ekpen, *Oil pricing in the 21st century: can OPEC regain control over oil prices?*, p. 9. Consultable en ligne sur le site <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?category=71&sort=author>

OREDUGBA Fidelia (Adiuku), *The beast of high oil prices: can it be tamed?* ,
Consultable en ligne sur le site
<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?category=67&sort=date>

OTTO James, ANDREWS Craig, CAWOOD Fred, DOGGETT Michael, GUJ Pietro,
STERMOLE Frank, STERMOLE John, and TILTON John, *Mining Royalties A
Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society*, The
World Bank, The International Bank for Reconstruction and Development 2006.

PARHIZKAR M.R, YAZDANI F., *Analysis of the economic environment in Iran*,
HRD-SP-A-03-04, summer 2013.

Plan de Monsieur ZANGANE pour le ministère du pétrole (en Persan), consultable
sur le site <http://www.farsnews.com/newstext.php?nn=13920514000389>

ROVICKY DWI Putrohari , *PSC term and condition and its implementation in south
east asia region*, Thirty-First Annual Convention and Exhibition, May 2007.

STEVENS Paul, *Background Paper for a Study on National Oil Companies and
Value Creation*, The World Bank, 2008.

STEVENS Paul, *National oil companies: good or bad? - A literature survey*, Centre
for Energy, Petroleum and mineral Law and Policy University of Dundee, 2003.

STEVENS Paul, *The Coming Oil Supply Crunch*, A Chatham House Report, 2008.

SUNLEY M. Emil, BAUNSGAARD Thomas and SIMARD Dominique, *Revenue
from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience*, Post-conference draft:
June 8, 2002. Consultable sur le site
http://www.ccop.or.th/epf/indonesia/indonesia_explor.html

TORDO Silvana with the collaboration of JOHNSTON David and JOHNSTON
Daniel, *Contries' experience with the allocation of petrolum exploration and
production rights: strategies and design issues*, World Bank Working Paper- Draft,
June 2009.

TORDO Silvana, Fiscal Systems for Hydrocarbons, Design Issues, World Bank working paper NO. 123, the World Bank, Washington, D.C.

TURNER Adair, FARRIMOND Jon and HILL Jonathan, *The Oil Trading Markets, 2003 – 2010: Analysis of market behaviour and possible policy responses*, The Oxford Institute for the Energy Studies, April 2011.

United Nations conference on trade and development, States contracts, UNCTAD Series on issues in international investment agreements, United Nation, New York and Geneva, 2004, Introduction.

V. MITCHELL John, A New Era for Oil Prices, Center for Energy and Environmental Policy Research, Chatham house, August 2006.

VAN MEURS Pedro, Government Take and Petroleum Fiscal Regimes May 25, 2008. This report is written for Clifford Chance LLP, London, UK at the request of the Kurdistan Regional Government of Iraq.

VAN MEURS Pedro, Maximizing the value of government revenues from upstream petroleum arrangements under high oil prices, Van Meurs coropration, A discussion document, June 7, 2008.

World Bank, Contracts for Petroleum Development – Part 1, Petroleum Sector Briefing Note No. 7, October 2007.

World Bank, ESMAP, Report No. 40405-MNA, Investing in Oil in the Middle East and North Africa, Institutions, Incentives and the National Oil Companies, 2007.

World Bank, Contracts for Petroleum Development - Part 2, Petroleum Sector Briefing Note No. 8 November 2007.

XIIIe Forum annuel de CLUB DE NICE, Energie et Géopolitique, Hôtel WESTMINISTER-salon president, les 27,28 et 29 novembre 2014.

ZAHIDI Sara, Comparative Analysis of Upstream Petroleum Fiscal Systems of Pakistan, Thailand and Other Countries with Medium Ranked Oil Reserves, PEA-AIT International Conference on Energy and Sustainable Development: Issues and Strategies (ESD 2010), The Empress Hotel, Chiang Mai, Thailand. 2-4 June 2010.

Textes officiels

Textes officiels nationaux

La Constitution de la République islamique d'Iran

La Constitution du Koweït

Le règlement de comment des contrats Buy-back non-pétroliers 28/01/2001

Loi budgétaire 1994-1995 de l'Iran

Loi budgétaire 1995-1996 de l'Iran

Loi budgétaire 1996-1997 de l'Iran

Loi budgétaire 1997-1998 de l'Iran

Loi budgétaire 1998-1999 de l'Iran

Loi budgétaire 1999-2000 de l'Iran

Loi budgétaire 2000-2001 de l'Iran

Loi budgétaire 2001-2002 de l'Iran

Loi budgétaire 2002-2003 de l'Iran

Loi budgétaire 2003-2004 de l'Iran

Loi budgétaire 2004-2005 de l'Iran

Loi budgétaire 2005-2006 de l'Iran

Loi budgétaire 2006-2007 de l'Iran

Loi budgétaire 2007-2008 de l'Iran

Loi budgétaire 2008-2009 de l'Iran

Loi budgétaire 2010-2011 de l'Iran

Loi budgétaire 2011-2012 de l'Iran

Loi budgétaire 2012-2013 de l'Iran

Loi budgétaire 2013-2014 de l'Iran

Loi budgétaire 2014-2015 de l'Iran

Loi de la promotion et de la protection de l'investissement étranger 10/03/2002

Loi de l'attraction et de la protection de l'investissement étranger 29/11/1955

Loi de réforme de la loi du pétrole 12/06/2011

Loi du cinquième programme du développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran 05/01/2011

Loi du pétrole 29/09/1987

Loi du pétrole 30/07/1974

Loi du pétrole 30/07/1957

Loi du quatrième programme du développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran 02/10/2004

Textes officiels internationaux

Règlement (UE) n ° 267/2012 du Conseil du 23 mars 2012 concernant l'adoption de mesures restrictives à l'encontre de l'Iran et abrogeant le règlement (UE) n ° 961/2010

Résolution 1696 du Conseil de sécurité des Nations Unies

Résolution 1737 du Conseil de sécurité des Nations Unies

UN Security Council Resolution 731, adopted unanimously on 21 January 1992

UN Security Council Resolution 748, adopted unanimously on 31 March 1992

UN Security Council Resolution 883, adopted on 11 November 1993

United Nations Security Council Resolution 1747

United Nations Security Council Resolution 1803

United Nations Security Council Resolution 1835

United Nations Security Council Resolution 1929

United Nations Security Council Resolution 1984

United Nations Security Council Resolution 2049

United Nations Security Council Resolution 2231

United Nations Security Council Resolution 286, adopted on September 9, 1970

United Nations Security Council resolution 635, adopted unanimously on 14 June 1989

Presse

GHANIMIFARD Hojjatallah, Buy-back la seule option disponible (en Persan), le journal Hamshahri, n ° 2441, 04/07/2001, p. 16.

HOSSEINI Seyed Mehdi, La question de risque dans les contrats Buy-back (en Persan), le journal Iran, n ° 1849, 09/07/2001, p. 3.

HOSSEINI Seyed Mehdi, le journal Javan (jeune) (en Persan), jeudi, 03/06/3010, n ° 3141, page 4

HOSSEINI Seyed Mehdi, Les intérêts nationaux, les contrats du pétrole, Buy-back , le journal Etemad, n ° 761, 21/07/87, p. 8.

KAZEMPOUR ARDEBILI Hassan "l'industrie pétrolière n'est pas domaine de la politique" (en Persan), le journal Doran-e-Emrouz n ° 84, 02/09/2000, p. 3(en Persan)

MOMENI Farshad, On vend du pétrole comme il y a 50 ans (en Persan), le journal La Voix de la Justice, n ° 36, 24/02/2001, p. p. 2-6.

NAMDAR ZANGANEH Bijan, franche et directe avec le ministre du pétrole (en Persan), le journal jeune, n ° 665 07/07/2001, p. 6.

NEJAD HOSSEINIAN Hadi, Le manque de la supervision de l'entrepreneur après l'opération de l'exploitation du champ, le sous-ministre du pétrole (en Persan), le journal Iran, le 11 Juin 2006, p. 4.

NERSI Ghorban, Les contrats Buy-back une souffrance mutuelle (en Persan), interview avec le journal Jam-e-jam, n ° 1361, 15/01/2006.

RAHMANI Bijan Mansour, Les contrats Buy-back n'ont pas réussi à attirer les investissements étrangers (en Persan), le journal Ressalat, 12/04/2001, p. 5.

RA-ISDANA Fariborz, contrats Buy-back sont le plus scandaleux (en Persan), le journal Edalat (Justice), n ° 36, 02/09/2000, p. 5.

RAZZAGHI Ebrahim, "Buy-back, on parvient à un accord?" (en Persan), le journal Sedaye edalat (La Voix de la Justice), n ° 9, 23/04/2001, p. 7.

TIVAY Parviz, Les nouvelles contrats pétroliers de l'industrie du pétrole, comment-ils sont réalisés? (en Persan), le journal Hamshahri, n ° 2430, 20/06/2001, p. 13-14.

YAVARI Mohammad Ebrahim, A l'égard des contrats Buy-back, que le ministère du pétrole soit honnête (en Persan), journal Afarinesh, n 1093, 2001, p. 7.

YAVARI Mohammad Ebrahim, À l'égard des contrats Buy-back, le ministère doit être franc (en Persan), le journal Afarinesh, n 1093, 2001/06/27, p. 7.

Sites Internet

<http://28minutes.arte.tv>

Site officiel d'Arte, une chaîne de télévision franco-allemande de service public à vocation culturelle européenne.

<http://fortune.com/global500/>

Fortune global 500

<http://icana.ir>

Islamic consultative assembly news agency (Iran)

<http://rc.majlis.ir>

Islamic Parliament Research Center (Iran)

<http://thecommonwealth.org>

Site officiel du Commonwealth of Nations

<http://www.bpdanesh.ir>

Club des chercheurs étudiants (iraniens)

<http://www.ccop.or.th>

The Coordinating Committee for Geoscience Programmes in East and Southeast Asia (CCOP)

<http://www.farsnews.com>

The Fars News Agency (FNA) is a news agency in Iran. It describes itself as "Iran's leading independent news agency".

<http://www.foeeurope.org>

Site officiel des Amis de la Terre - Europe, c'est la branche européenne du réseau mondial Les Amis de la Terre (FOEI). Elle est composée des 31 organisations nationales et de milliers de groupes locaux.

<http://www.gecf.org>

Site officiel du Forum des pays exportateurs de gaz (FPEG)

<http://www.imf.org>

Fonds monétaire international

<http://www.insee.fr>

L'Institut national de la statistique et des études économiques (Insee)

<http://www.isna.ir>

L'Iranian Students News Agency (ISNA) est une agence d'information iranienne créée fin 1999 et tenue en majorité par des étudiants. Elle est en partie financée par des fonds gouvernementaux et bénéficie par ailleurs de l'appui de l'organisation étudiante Université Jihad.

<http://www.itele.fr/monde/video/letat-islamique-organisation-terroriste-la-plus-riche-de-lhistoire-94747>

Site officiel d'iTélé, une chaîne de télévision française d'information nationale en continu, filiale du groupe Canal+.

<http://www.journaldunet.com>

C'est un site web français d'informations économiques, créé en février 1999 et édité par CCM Benchmark Group. D'après le panel Médiamétrie//NetRatings, Le Journal du Net est le 2e site français de la catégorie « informations et actualités financières » avec 2,91 millions de visiteurs uniques (chiffres avril 2012)

<http://www.nationmaster.com>

It is a statistical website that aims to facilitate comparison of publicly available data on all countries of the world. Self-described as "a massive central data source," the developers bring together information found in a wide range of documents, including

the Central Intelligence Agency World Fact Book and various United Nations reports and surveys.

<http://www.opec.org>

L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP)

<http://www.reuters.com>

Site officiel du Reuters

<http://www.sciencedirect.com>

C'est un site web géré par l'éditeur Elsevier. Les résumés de la plupart des articles sont accessibles gratuitement alors que le texte intégral (en PDF et, pour certains, en HTML) est généralement accessible moyennant une inscription ou un pay-per-view.

<http://www.shana.ir>

Petro informations Réseau d'énergie d'Iran

<http://www.slate.fr>

Le magazine en ligne de référence. Analyses, enquêtes et commentaires sur l'actualité dans les domaines économiques, politiques, diplomatiques, technologiques et culturels.

<http://www.thejakartapost.com>

Site officiel The Jakarta Post, un journal quotidien indonésien en langue anglaise. Avec une diffusion à 35 000 exemplaires.

<http://www.treccani.it>

Encyclopédie Treccani

<http://www.un.org>

Site officiel des Nations Unis

<http://www.uncitral.org>

Site officiel de la Commission des Nations Unies pour le droit commercial international

<https://www.fitchratings.com>

Site officiel de Fitch Ratings Ltd. une agence de notation financière internationale.

Entrevues

Entrevue avec Monsieur Behbahani ; Directeur général de KPE, le 25 juillet 2012.

Entrevue avec Monsieur Rahmati, collaborateur stratégique du président de la république, l'un des créateurs des contrats Buy-back dans les années 90, le 9 Septembre, 2012.

Entrevue avec Monsieur Akbari, le gestionnaire du projet 12 « South Pars » et l'un des gestionnaire senior chez Petropars, le 9 Juillet 2013.

Deuxième Entrevue avec Monsieur Behbahani, Directeur général de KPE, le 25 août 2013.

Entrevue avec Monsieur Hosseini, Directeur du comité de révision des contrats pétroliers iraniens, le 5 août 2014.

Deuxième Entrevue avec Monsieur Hosseini, Directeur du comité de révision des contrats pétroliers iraniens, le 25 août 2014.

Entrevue avec Madame Katebi, Secrétaire du comité de la révision des contrats pétroliers, le 3 septembre 2015.

TABLE DES ANNEXES

ANNEXE I: The Constitution of the Islamic Republic of Iran	379
ANNEXE II: Foreign Investment Promotion and Protection Act (13 July 2002)	417
ANNEXE III: Iran's service contract 1999 model	437
ANNEXE IV: Government Take in International Petroleum Exploration and Development Contracts	467
ANNEXE V: Key Characteristics of Fiscal Petroleum Regimes, Selected Developing Countries	468
ANNEXE VI: Assets, needs and constraints of the five NOCs	473

ANNEXE I: The Constitution of the Islamic Republic of Iran¹⁰⁹⁰

In the name of God, the compassionate, the merciful.

We have sent Our apostles with veritable signs and brought down with them scriptures and the scales of justice, so that men might conduct themselves with fairness"

PREAMBLE

The Constitution of the Islamic Republic of Iran sets forth the cultural, social, political and economic institutions of the people of Iran, based on Islamic principles and rules, and reflecting the fundamental desires of the Islamic people. The essence of the great Islamic Revolution of Iran, and the course of the struggle of the Muslim people from its beginning to its victory, as manifested by the categorical and striking slogans used by all classes of the people, get their special character from this fundamental desire. Now our nation, with the whole of its being is in the vanguard of this great victory, and strives for the attainment of that desire.

The unique characteristic of this Revolution, as compared with other Iranian movements of the last century, is that it is religious and Islamic. The Muslim people of Iran, after living through an anti-despotic movement for constitutional government, and anti-colonialist movement for the nationalization of petroleum, gained precious experience in that they realized that the basic and specific reason for the failure of those movements was that that they were not religious ones. Although in those movements Islamic thinking and the guidance of a militant clergy played a basic and prominent part, yet they swiftly trailed off into stagnation, because the struggle deviated from the true Islam. But now the nation's conscience has awakened to the leadership of an exalted Authority, His Eminence Ayatollah Imam Khomeini, and has grasped the necessity of following the line of the true religious and Islamic movement. This time the country's militant clergy, which has always been in the front lines of the people's movement, together with writers and committed intellectuals, has gained new strength (lit: impetus) under his leadership (The most recent movement of the Iranian nation began in the HEGIRA lunar year 1382, equivalent to the HEGIRA solar year 1341) -

THE VANGUARD OF THE MOVEMENT

Imam Khomeini's crushing protest against that American plot, The White Revolution, which was a step taken with a view to strengthening the foundations of the despotic regime and consolidating Iran's political, cultural and economic links with World Imperialism, was the motive force behind the united uprising of the nation. There followed the great and bloody revolution of the Islamic people in the month of KHORDAD 1342 (Translator's note: equivalent to June 1963) -This was indeed the starting-point of the flowering of that magnificent and widespread revolt which consolidated and confirmed the Imam's central position as the Islamic leader. Despite his banishment from Iran following on his protest against the shameful Law of Capitulation (immunity for American advisers), the firm bond (of the people) with the Imam was

¹⁰⁹⁰ La version française de la Constitution de la République Islamique d'Iran, consultable sur le site: <http://imam-khomeini.com/web1/uploads/constitution.pdf>

strengthened. The Muslim nation, in particular committed intellectuals and the militant clergy, continued along its path, amid banishment and imprisonment, torture and execution.

Meanwhile the informed and responsible section of the community was busy with clarification of the issues, within the strongholds of mosques, places of learning, and universities. Inspired by the revolutionary religious feeling and the rich fruitfulness of Islam, they began a persistent and rewarding struggle to raise the level of awareness and vigilance as regards the fight, and its religious nature, among the Muslim nation. The despotic regime began the suppression of the Islamic movement with a malignant attack on the FEIZIYE and the University and all the clamorous Clubs (that were part) of the Revolution. It took bloodthirsty but futile steps to quell the revolutionary fury of the people. While this was going on firing squads, medieval torture, and long imprisonment were the price our Muslim nation paid to demonstrate its firm resolution to continue the struggle. The blood of hundreds of young men and women flowed for the Faith in the shooting yards at dawn as they raised the cry of "God is Great". Or they were the target for hostile bullets in lanes and bazaars in forwarding the Islamic revolution of Iran, distributing the ever-continuing proclamations and messages of the Imam on a variety of occasions, and the awareness and determination of the Islamic nation ever more widely and deeply.

ISLAMIC GOVERNMENT

Islamic Government is founded on a basis of "religious guardianship" (VELAYAT FAQIYE) as put forward by Imam Khomeini at the height of the intense emotion and strangulation under the despotic regime. This created a specific motivation and new field of advance for the Muslim people; and opened up the true path for the religious fight of Islam, pressing forward the struggle of the committed Muslim combatants, inside and outside the country.

The movement continued along this basic line until eventually the dissatisfaction and fury of the people, arising out of the daily increasing pressure and strangulation inside the country, and the extension and repetition of the struggle by the clergy, and by militant students at world level, severely shook the rule of the regime. The regime and its masters were forced to reduce its pressure and strangulation, and - so to speak - to open up the political arena of the country which it thought would be the safety valve to secure it against its certain collapse. But the nation was aroused, aware (of the situation) , and firmly devoted to the decisive and unshakable leadership of the Imam. It began its victorious and united uprising in ever more wide-spread and comprehensive fashion.

THE PEOPLES' ANGER

The publication by the regime on the 17th of the month of DEY, 1356 (equals 7 January 1978) (Translator's note: not 1977 as in original translation) of the letter which insulted the sacred order of the clergy, and in particular the Imam Khomeini, hastened this movement. It caused the people's anger to explode all over the country. In an effort to control this volcano of popular anger, the regime tried to suppress the protest uprising by bloodshed. This very fact set more blood pulsing through the veins of the Revolution. Continuing revolutionary passion at the time of the seven-day and forty-day commemoration of the martyrs of the Revolution, added on an

ever-increasing scale to the vitality and ardor and fervent unity of the movement throughout the country. It continued and extended the people's upheaval in all the country's organizations by a general strike and joining in street demonstrations while actively seeking the downfall of the despotic regime. Widespread co-operation of men and women of all classes, and of religious and political groups, in this struggle, took place in decisive and dramatic fashion. In particular women joined openly on all the scenes of this great Holy War, ever more actively and extensively. Such a scene would be a mother with a child in her bosom hastening to the battlefield and facing machine gun fire. This large section of society took a main and decisive part in the struggle.

THE PRICE THE NATION PAID

After a little over a year the budding Revolution and its continuing struggle settled to its result. Its cost (lit: fruit) was the blood of more than 60,000 martyrs, 100,000 wounded and with damaged health, and billions of Toomans of financial loss; all amid cries of "Independence", "Freedom", and "Islamic Rule". This mighty movement with its reliance upon faith, unity, and decisiveness in leadership, came to a victorious conclusion in an atmosphere of emotion and tension and of the nation's devotion. It was successful in crushing all the calculations and maneuverings of Imperialism. A new chapter opened up in its own way for popular revolutions in the world.

The 21st and 22nd of the month of BAHMAN 1357 were the days on which the Shah's establishment collapsed. Domestic despotism and the foreign domination which depended on it were defeated. This great victory brought the glad tidings of final triumph and was the prelude to Islamic Government that was the long-felt desire of the Muslim people.

Unanimously, the nation of Iran, in partnership with the religious authorities, and the ULEMA of Islam, and the repository of Leadership, in a referendum concerning the Islamic Republic, took a final and categorical decision to set up an exalted new republican and Islamic order, and affirmed the Islamic Republic by a majority vote of 98.2%.

Now the Constitution of the Islamic Republic, as the announcement of the structure and political, social, cultural and economic relationships within society, must guide the way towards the consolidation of the foundations of Islamic Government, and produce the design for a new order of Government in substitution for the old idolatrous order.

STRUCTURE OF GOVERNMENT IN ISLAM

From the viewpoint of Islam, government does not spring from the sphere of classes or domination by individuals or groups. It crystallizes the political aspirations of a nation united in faith and thinking which provides itself with an organization so that in the process of transformation of ideas and beliefs, its way may be opened towards the ultimate goal. In the course of its revolutionary development our nation was cleansed from the dust and rust of idolatry, and from foreign ideological influence. It returned to true Islamic intellectual attitudes and views of the world. Now it is planning to build its new model society on such a basis, with

Islamic standards. The Mission of the Constitution is to identify itself with the basic beliefs of the movement and to bring about the conditions under which the lofty and worldwide values' of Islam will flourish.

The Constitution, having regard to the Islamic contents of the Iranian Revolution, which was a movement for the victory of all the oppressed over the arrogant, provides a basis for the continuation of that revolution both inside and outside the country. It particularly tries to do this in developing international relations with other Islamic movements and peoples, so as to prepare the way towards a united single world community

("Your community is one community, and I am your Lord who you are to worship") Quotation from the Arabic and to the continuation of the progressive struggle for the rescue of deprived and oppressed nations throughout the world.

Having regard to the intrinsic nature of this great movement, the Constitution guarantees to oppose any kind of despotism, intellectual, social, and as regards monopoly economics, and to struggle for freedom from the despotic system, and to entrust men's destiny to their own hands.

("He releases them from their heavy burdens and yokes which are on them") Quotation from the Arabic.

In creating the political structures and foundations for organizing society on the basis of acceptance of religion, devout men have the responsibility for government and administration of the country.

("The earth will be inherited by my pious followers"). Quotation from the Arabic.

Legislation which is to set out the codes for the management of society will have as its central axis the Koran and tradition. Therefore there is great necessity for exact and serious supervision by just and virtuous and dedicated Islamic scholars (FEQHA-ye-ADEL = just men of religious law). Because the aim of government is to help mankind to develop towards the divine order and until the ground is cleared and the human talents have blossomed forth for the glorification of God's nature in all its dimensions, ("To emulate God's morality¹¹) Quotation from the Arabic, there cannot, except by delegation, be active and extensive participation at all stages in the taking of political decisions and the determination of destiny for all persons in society, so that every individual has a hand in the task of human development and is responsible for growth and progress and guidance. This will be the assurance of government for the oppressed of the earth.

THE GUARDIANSHIP OF THE JUST MAN OF RELIGIOUS LAW (FAQIYEH-e-ADEL)

On the basis of continuous Guardianship and Leadership (Imamate) the Constitution provides for leadership under all conditions, (by a person) recognized by the people as lender, so that there shall be security against deviation by various organizations

("The course of affairs is in the hands of those who know God and who are trustworthy in matters having to do with what he permits and forbids") - Quotation from the Arabic

THE ECONOMY AS A MEANS NOT AN END

In strengthening the foundations of the economy, the governing principle is the satisfaction of mankind's needs in the course of its growth and development. It is not of other economic objectives, such as centralization and the accumulation of wealth and the search for profit. In materialistic schools of thought, economic activity is its own end. This at stages of growth, economic activity is a factor working for destruction and corruption and decay. But in Islam economic activity is a means. As an ultimate means there can be no more effective instrument on the path towards the goal.

From this point of view, the Islamic program of economic activity to provide a suitable field for the emergence of human creative power in various forms, and in this way provide equal and well-balanced opportunities, and make work, for all people, and satisfy the essential requirements of the advance towards development is the responsibility of the Islamic Government.

WOMEN IN THE CONSTITUTION

In the creation of Islamic foundations, all the human forces which had been in the service of foreign exploitation powers will recover their true identity and human rights. In doing so, women who have endured more tyranny up till now under the idolatrous order, will naturally vindicate their rights further.

The family unit is the basis of society, and the true focus for the growth and elevation of mankind. Harmony of beliefs and aspirations in setting up the family is the true foundation of the movement towards the development and growth of mankind. This has been a fundamental principle. Providing the opportunities for these objectives to be reached is one of the duties of the Islamic Government.

Women were drawn away from the family unit and (put into) the condition of "being a mere thing", or "being a mere tool for work" in the service of consumerism and exploitation. Re-assumption of the task of bringing up religiously-minded men and women, ready to work and fight together in life's fields of activity, is a serious and precious duty of motherhood. And so acceptance of this responsibility as more serious and - from the Islamic point of view - a loftier ground for appreciation status will be forthcoming.

THE RELIGIOUS ARMY

In the organization and equipping of the countries defense forces, there must be regard for faith and religion as their basis and rules. And so the Islamic Republic's army, and the corps of Revolutionary Guards must be organized in accordance with this aim. They have responsibility not only for the safeguarding of the frontiers, but also for a religious mission, which is Holy War (JIHAD) along the way of God, and the struggle to extend the supremacy of God's Law in the world.

("Against them make ready your strength to the utmost of your power, including steeds of war, to strike terror into the hearts of the enemies of God and your enemies, and others beside")

Quotation from the Arabic.

THE JUDICIARY OF THE CONSTITUTION

The question of the judiciary in relation to the safeguarding of the people's rights along the line (adopted by) the Islamic movement with the object of preventing localized deviation within the Islamic community, is a vital one. Thus provision must be made for the establishment of a judicial system on the basis of Islamic justice, manned by just judges, well acquainted with the exact rules of the Islamic code. Such a pattern of organization is necessary because of the delicate and subtle structure of Religion, which must be kept free from any kind of unhealthy relationship.

("And when you judge between man and man, judge with justice") Quotation from the Arabic.

THE EXECUTIVE POWER

The executive power must open up the path towards the creation of an Islamic society. This is because of its special importance as regards the putting into effect of Islamic ordinances and regulations, so that just relationships can be attained in the governing of society; and also because of the essential character of this vital question in laying the foundations for the ultimate goal of life. Thus (the executive power) is to be hedged about by every kind of intricate disciplinary arrangement which may further the attainment of this goal, or negate any source of anxiety from the Islamic viewpoint. The bureaucracy which was the offspring of idolatrous rule is to be eliminated with severity, so that an executive system of greater efficiency and increasing speed (of action) can come into existence to deal with administrative undertakings.

THE PUBLIC MEDIA

The public media must take their place in the process of development of the Islamic revolution, and must serve in the propagation of Islamic culture. In this sphere they must look for opportunities for a healthy exchange of differing ideas, and must rigorously refrain from the propagation and encouragement of destructive and anti-Islamic qualities.

In pursuance of the principles of this law which recognize freedom and human dignity as the central point of their objectives, and opens up the path of development and perfection of man as the responsibility of all, the Islamic community must elect sagacious and devout representatives, and exercise active supervision over their work, to participate in the building up of the Islamic society. This in the hope that in building the exemplary Islamic society they will succeed in setting a pattern of self-sacrifice to all the people of the world

("Thus we appointed you a central nation that you might be witnesses to the people") Quotation from the Arabic.

REPRESENTATIVES

The Council of Experts (MAJLIS-e-KHEBREGAN), composed of representatives of the people, drew up the Constitution on the basis of scrutiny of the draft proposed by the Government, and of

the proposals put forward by various groups. It contains 12 chapters and 175 articles. It was completed on the eve of the 15th century since the HEGIRA of the great Prophet (God bless and preserve him) and the establishment of the redeeming faith of Islam with the aims and motives described above, and in the hope that this century will be the century of the rule of the world by the oppressed, and the complete overthrow of the arrogant ones.

THE CONSTITUTION OF THE ISLAMIC REPUBLIC OF IRAN

CHAPTER I

General Principles

Article 1

The form of government of Iran is that of an Islamic Republic, endorsed by the people of Iran on the basis of their long-standing belief in the sovereignty of truth and Qur'anic justice, in the referendum of Farvardin 9 and 10 in the year 1358 of the solar Islamic calendar, corresponding to Jamadi al-'Awwal 1 and 2 in the year 1399 of the lunar Islamic calendar (March 29 and 30, 1979], through the affirmative vote of a majority of 98.2% of eligible voters, held after the victorious Islamic Revolution led by the eminent marji' al-taqlid, Ayatullah al-Uzma Imam Khomeyni.

Article 2

The Islamic Republic is a system based on belief in:

1. the single God (as stated in the phrase "There is no god except Allah"), His exclusive sovereignty and the right to legislate, and the necessity of submission to His commands;
 - a) divine revelation and its fundamental role in setting forth the laws;
 - b) the return to God in the Hereafter, and the constructive role of this belief in the course of man's ascent towards God;
 - c) the justice of God in creation and legislation;
 - d) continuous leadership (imamat) and perpetual guidance, and its fundamental role in ensuring the uninterrupted process of the revolution of Islam;
 - e) the exalted dignity and value of man, and his freedom coupled with responsibility before God; in which equity, justice, political, economic, social, and cultural independence, and national solidarity are secured by recourse to:
 - a. continuous Jihad of the fuqaha' possessing necessary qualifications, exercised on the basis off the Qur'an and the Sunnah of the Ma'sumun, upon all of whom be peace;

- b. sciences and arts and the most advanced results of human experience, together with the effort to advance them further;
- c. negation of all forms of oppression, both the infliction of

and the submission to it, and of dominance, both its imposition and its acceptance.

Article 3

In order to attain the objectives specified in Article 2, the government of the Islamic Republic of Iran has the duty of directing all its resources to the following goals:

1. the creation of a favorable environment for the growth of moral virtues based on faith and piety and the struggle against all forms of vice and corruption;
2. raising the level of public awareness in all areas, through the proper use of the press, mass media, and other means;
3. free education and physical training for everyone at all levels, and the facilitation and expansion of higher education;
4. strengthening the spirit of inquiry, investigation, and innovation in all areas of science, technology, and culture, as well as Islamic studies, by establishing research centers and encouraging researchers;
5. the complete elimination of imperialism and the prevention of foreign influence;
6. the elimination of all forms of despotism and autocracy and all attempts to monopolize power;
7. ensuring political and social freedoms within the framework of the law;
8. the participation of the entire people in determining their political, economic, social, and cultural destiny;
9. the abolition of all forms of undesirable discrimination and the provision of equitable opportunities for all, in both the material and intellectual spheres;
10. the creation of a correct administrative system and elimination of superfluous government organizations;
11. all round strengthening of the foundations of national defence to the utmost degree by means of universal military training for the sake of safeguarding the independence, territorial integrity, and the Islamic order of the country;

12. the planning of a correct and just economic system, in accordance with Islamic criteria in order to create welfare, eliminate poverty, and abolish all forms of deprivation with respect to food, housing, work, health care, and the provision of social insurance for all;

13. the attainment of self-sufficiency in scientific, technological, industrial, agricultural, and military domains, and other similar spheres;

14. securing the multifarious rights of all citizens, both women and men, and providing legal protection for all, as well as the equality of-all before the law;

15. the expansion and strengthening of Islamic brotherhood and public cooperation among all the people;

16. framing the foreign policy of the country on the basis of Islamic criteria, fraternal commitment to all Muslims, and unsparing support to the mustad'afiin of the world.

Article 4

All civil, penal financial, economic, administrative, cultural, military, political, and other laws and regulations must be based on Islamic criteria. This principle applies absolutely and generally to all articles of the Constitution as well as to all other laws and regulations, and the fuqaha' of the Guardian Council are judges in this matter.

Article 5

During the Occultation of the Wali al-Asr (may God hasten his reappearance), the wilayah and leadership of the Ummah devolve upon the just ('adil] and pious [muttaqi] faqih, who is fully aware of the circumstances of his age; courageous, resourceful, and possessed of administrative ability, will assume the responsibilities of this office in accordance with Article 107.

Article 6

In the Islamic Republic of Iran, the affairs of the country must be administered on the basis of public opinion expressed by the means of elections, including the election of the President, the representatives of the Islamic Consultative Assembly, and the members of councils, or by means of referenda in matters specified in other articles of this Constitution.

Article 7

In accordance with the command of the Qur'an contained in the verse ("Their affairs are by consultations among them" [42:38]) and ("Consult them in affairs" [3:159]), consultative bodies - such as the Islamic Consultative Assembly, the Provincial Councils, and the City, Region, District, and Village Councils and the likes of them - are the decision-making and administrative organs of the country. The nature of each of these councils, together with the manner of their

formation, their jurisdiction, and scope of their duties and functions, is determined by the Constitution and laws derived from it.

Article 8

In the Islamic Republic of Iran, al-'amr bilma'ruf wa al-nahy 'an al-munkar is a universal and reciprocal duty that must be fulfilled by the people with respect to one another, by the government with respect to the people, and by the people with respect to the government. The conditions, limits, and nature of this duty will be specified by law. (This is in accordance with the Qur'anic verse; "The believers, men and women, are guardians of one another; they enjoin the good and forbid the evil" [9:71]).

Article 9

In the Islamic Republic of Iran, the freedom, independence, unity, and territorial integrity of the country are inseparable from one another, and their preservation is the duty of the government and all individual citizens. No individual, group, or authority, has the right to infringe in the slightest way upon the political, cultural, economic, and military independence or the territorial integrity of Iran under the pretext of exercising freedom. Similarly, no authority has the right to abrogate legitimate freedoms, not even by enacting laws and regulations for that purpose, under the pretext of preserving the independence and territorial integrity of the country.

Article 10

Since the family is the fundamental unit of Islamic society, all laws, regulations, and pertinent programs must tend to facilitate the formation of a family, and to safeguard its sanctity and the stability of family relations on the basis of the law and the ethics of Islam.

Article 11

In accordance with the sacred verse of the Qur'an ("This your community is a single community, and I am your Lord, so worship Me" [21:92]), all Muslims form a single nation, and the government of the Islamic Republic of Iran has the duty of formulating its general policies with a view to cultivating the friendship and unity of all Muslim peoples, and it must constantly strive to bring about the political, economic, and cultural unity of the Islamic world.

Article 12

The official religion of Iran is Islam and the Twelver Ja'fari school [in usual al-Din and fiqh], and this principle will remain eternally immutable. Other Islamic schools, including the Hanafi, Shafi'i, Maliki, Hanbali, and Zaydi, are to be accorded full respect, and their followers are free to act in accordance with their own jurisprudence in performing their religious rites. These schools enjoy official status in matters pertaining to religious education, affairs of personal status (marriage, divorce, inheritance, and wills) and related litigation in courts of law. In regions of the country where Muslims following any one of these schools of fiqh constitute the majority, local regulations, within the bounds of the jurisdiction of local councils, are to be in accordance with

the respective school of fiqh, without infringing upon the rights of the followers of other schools.

Article 13

Zoroastrian, Jewish, and Christian Iranians are the only recognized religious minorities, who, within the limits of the law, are free to perform their religious rites and ceremonies, and to act according to their own canon in matters of personal affairs and religious education.

Article 14

In accordance with the sacred verse; ("God does not forbid you to deal kindly and justly with those who have not fought against you because of your religion and who have not expelled you from your homes" [60:8]), the government of the Islamic Republic of Iran and all Muslims are duty-bound to treat non-Muslims in conformity with ethical norms and the principles of Islamic justice and equity, and to respect their human rights. This principle applies to all who refrain from engaging in conspiracy or activity against Islam and the Islamic Republic of Iran.

CHAPTER II:

The Official Language, Script, Calendar, and Flag of the Country

Article 15

The official language and script of Iran, the lingua franca of its people, is Persian. Official documents, correspondence, and texts, as well as text-books, must be in this language and script. However, the use of regional and tribal languages in the press and mass media, as well as for teaching of their literature in schools, is allowed in addition to Persian.

Article 16

Since the language of the Qur'an and Islamic texts and teachings is Arabic, and since Persian literature is thoroughly permeated by this language, it must be taught after elementary level, in all classes of secondary school and in all areas of study.

Article 17

The official calendar of the country takes as its point of departure the migration of the Prophet of Islam - God's peace and blessings upon him and his Family. Both the solar and lunar Islamic calendars are recognized, but government offices will function according to the solar calendar. The official weekly holiday is Friday.

Article 18

The official flag of Iran is composed of green, white and red colors with the special emblem of the Islamic Republic, together with the motto [Allah-o Akbar].

CHAPTER III

The Rights of the People

Article 19

All people of Iran, whatever the ethnic group or tribe to which they belong, enjoy equal rights; and color, race, language, and the like, do not bestow any privilege.

Article 20

All citizens of the country, both men and women, equally enjoy the protection of the law and enjoy all human, political, economic, social, and cultural rights, in conformity with Islamic criteria.

Article 21

The government must ensure the rights of women in all respects, in conformity with Islamic criteria, and accomplish the following goals:

1. create a favorable environment for the growth of woman's personality and the restoration of her rights, both the material and intellectual;
2. the protection of mothers, particularly during pregnancy and childbearing, and the protection of children without guardians;
3. establishing competent courts to protect and preserve the family;
4. the provision of special insurance for widows, and aged women and women without support;
5. the awarding of guardianship of children to worthy mothers, in order to protect the interests of the children, in the absence of a legal guardian.

Article 22

The dignity, life, property, rights, residence, and occupation of the individual are inviolate, except in cases sanctioned by law.

Article 23

The investigation of individuals' beliefs is forbidden, and no one may be molested or taken to task simply for holding a certain belief.

Article 24

Publications and the press have freedom of expression except when it is where there is infringement of the basic tenets of Islam or public rights. In this respect detailed provisions will be laid down by law.

Article 25

Examination of (the contents of), and non-delivery of, letters; recording and divulging of telephone conversations; disclosure of telegraphic or telex communications; censorship, pruning or non-transmission of messages; tapping and bugging and any kind of investigation are all forbidden, unless when so ordered by the law.

Article 26

Political parties, societies, political and craft associations, and Islamic or recognized minority religious associations may be freely brought into being, provided that no violation is involved of the principles of independence, freedom, national unity, Islamic standards, and the foundations of the Islamic Republic. No person may be prevented from joining, or compelled to join, one of the above.

Article 27

Unarmed assemblies and marches may be freely organized, provided that no violation of the foundations of Islam is involved.

Article 28

Every person is entitled to choose the employment he wishes, so long as it is not contrary to Islam or the public interest or the rights of others.

The Government is bound, with due regard for the needs of society for a variety of employment for all men, to create the possibility of employment, and equal opportunities for obtaining it.

Article 29

Every person is entitled to the enjoyment of Social Security. This covers retirement, unemployment, old age, being laid off (AZ KAR OFTADEGI), being without a guardian, casual misfortune, accidents, and occurrences giving rise to the need for health services and medical care and treatment, through insurance etc.

The Government is bound, in accordance with the laws, to use public revenues and the revenue drawn from individual contributions to provide the services and financial support mentioned above for every individual in the country

Article 30

The Government is bound to make available, free of charge, educational facilities for all up to the close of the secondary stage, and to expand free facilities for higher education up to the limits of the country's own capacity

Article 31

Every Iranian individual and family is entitled to a dwelling appropriate to their need. The Government is bound to provide this, giving priority to those whose need is greatest, in particular peasants and workers, in the implementation of this Article.

Article 32

No person may be arrested except according to and in the manner laid down in the law. If someone is detained, the subject matter of the charge, with reasons (for bringing it), must immediately be communicated and explained in writing to the accused. Within at most 24 hours the file on the case and preliminary documentation must be referred to the competent legal authority. Legal procedures must be initiated as early as possible. Anyone infringing this principle will be punished in accordance with the law.

Article 33

No person may be ousted from his residence, or forbidden to reside in the locality of his choice, or compelled to reside in a particular locality, unless the law prescribes this.

Article 34

To ask for justice is the unquestioned right of every individual. Everyone may refer to the competent courts in search of justice. All members of the nation are entitled to have recourse to such courts within their reach. No one may be prevented from recourse to any court to which the law entitles him to refer.

Article 35

In all courts, both parties to the claim are entitled to select a lawyer for themselves. If they do not have the capacity to do this, the means of a lawyer being appointed to act for them must be made available to them.

Article 36

A sentence to punishment and its execution must only be by the decision of a competent court, and by virtue of law.

Article 37

Innocence is the basic principle. No person is considered legally guilty, except in cases where his guilt is established in a competent court.

Article 38

Any kind of torture used to extract an admission of guilt or to obtain information is forbidden. Compelling people to give evidence, or confess or take an oath is not allowed.

Such evidence or confession or oath is null and void. Any person infringing this principle is to be punished in accordance with the law.

Article 39

Aspersions of the dignity of and respect due to any person who has been arrested or put in detention, or imprisoned or exiled by command of the law is forbidden in any form, and is liable to punishment.

Article 40

No person may exercise his own rights as a means of constraining others or violating the public interest.

Article 41

Citizenship of Iran is the unquestioned right of all Iranians. The Government may not deprive any Iranian of his citizenship, except at their own request, or if they take up citizenship of another country.

Article 42

Foreign nationals may within the limits of the law take up Iranian citizenship. The citizenship of such persons may only be taken away if, possibly, another Government accepts them into citizenship, or at their own request.

CHAPTER IV

Economy and Financial Affairs

Article 43

The economy of the Islamic Republic of Iran, with its objectives of achieving the economic independence of the society, uprooting poverty and deprivation, and fulfilling human needs in the process of development while preserving human liberty, is based on the following criteria:

1. the provision of basic necessities for all citizens: housing, food, clothing, hygiene, medical treatment, education, and the necessary facilities for the establishment of a family;
2. ensuring conditions and opportunities of employment for everyone, with a view to attaining full employment; placing the means of work at the disposal of everyone who is able to work but lacks the means, in the form of cooperatives, through granting interest-free loans or recourse to any other legitimate means that neither results in the concentration or circulation of wealth in the hands of a few individuals or groups, nor turns the government into a major absolute employer. These steps must be taken with due regard for the requirements governing the general economic planning of the country at each stage of its growth;
3. the plan for the national economy, must be structured in such a manner that the form, content, and hours of work of every individual will allow him sufficient leisure and energy to engage, beyond his professional endeavor, in intellectual, political, and social activities leading to all-round development of his self, to take active part in leading the affairs of the country, improve his skills, and to make full use of his creativity;

4. respect for the right to choose freely one's occupation; refraining from compelling anyone to engage in a particular job; and preventing the exploitation of another's labor;
5. the prohibition of infliction of harm and loss upon others, monopoly, hoarding, usury, and other illegitimate and evil practices;
6. the prohibition of extravagance and wastefulness in all matters related to the economy, including consumption, investment, production, distribution, and services;
7. the utilization of science and technology, and the training of skilled personnel in accordance with the developmental needs of the country's economy;
8. prevention of foreign economic domination over the country's economy;
9. emphasis on increase of agricultural, livestock, and industrial production in order to satisfy public needs and to make the country self-sufficient and free from dependence.

Article 44

The economy of the Islamic Republic of Iran is to consist of three sectors: state, cooperative, and private, and is to be based on systematic and sound planning. The state sector is to include all large-scale and mother industries, foreign trade, major minerals, banking, insurance, power generation, dams and large-scale irrigation networks, radio and television, post, telegraph and telephone services, aviation, shipping, roads, railroads and the like; all these will be publicly owned and administered by the State. The cooperative sector is to include cooperative companies and enterprises concerned with production and distribution, in urban and rural areas, in accordance with Islamic criteria. The private sector consists of those activities concerned with agriculture, animal husbandry, industry, trade, and services that supplement the economic activities of the state and cooperative sectors. Ownership in each of these three sectors is protected by the laws of the Islamic Republic, in so far as this ownership is in conformity with the other articles of this chapter, does not go beyond the bounds of Islamic law, contributes to the economic growth and progress of the country, and does not harm society. The [precise] scope of each of these sectors, as well as the regulations and conditions governing their operation, will be specified by law.

Article 45

Public wealth and property, such as uncultivated or abandoned land, mineral deposits, seas, lakes, rivers and other public water-ways, mountains, valleys, forests, marshlands, natural forests, unenclosed pastures, legacies without heirs, property of undetermined ownership, and public property recovered from usurpers, shall be at the disposal of the Islamic government for it to utilize in accordance with the public interest. Law will specify detailed procedures for the utilization of each of the foregoing items.

Article 46

Everyone is the owner of the fruits of his legitimate business and labor, and no one may deprive another of the opportunity of business and work under the pretext of his right to ownership.

Article 47

Private ownership, legitimately acquired, is to be respected. The relevant criteria are determined by law.

Article 48

There must be no discrimination among the various provinces with regard to the exploitation of natural resources, utilization of public revenues, and distribution of economic activities among the various provinces and regions of the country, thereby ensuring that every region has access to the necessary capital and facilities in accordance with its needs and capacity for growth.

Article 49

The government has the responsibility of confiscating all wealth accumulated through usury, usurpation, bribery, embezzlement, theft, gambling, misuse of endowments, misuse of government contracts and transactions, the sale of uncultivated lands and other resources subject to public ownership, the operation of centers of corruption, and other illicit means and sources, and restoring it to its legitimate owner; and if no such owner can be identified, it must be entrusted to the public treasury. This rule must be executed by the government with due care, after investigation and furnishing necessary evidence in accordance with the law of Islam.

Article 50

The preservation of the environment, in which the present as well as the future generations have a right to flourishing social existence, is regarded as a public duty in the Islamic Republic. Economic and other activities that inevitably involve pollution of the environment or cause irreparable damage to it are therefore forbidden.

Article 51

No form of taxation may be imposed except in accordance with the law. Provisions for tax exemption and reduction will be determined by law.

Article 52

The annual budget of the country will be drawn up by the government, in the manner specified by law, and submitted to the Islamic Consultative Assembly for discussion and approval. Any change in the figures contained in the budget will be in accordance with the procedures prescribed by law.

Article 53

All sums collected by the government will be deposited into the government accounts at the central treasury, and all disbursements, within the limits of allocations approved, shall be made in accordance with law.

Article 54

The National Accounting Agency is to be directly under the supervision of the Islamic Consultative Assembly. Its organization and mode of operation in Tehran and at the provincial capitals, are to be determined by law.

Article 55

The National Accounting Agency will inspect and audit, in the manner prescribed by law, all the accounts of ministries, government institutions and companies as well as other organizations that draw, in any way, on the general budget of the country, to ensure that no expenditure exceeds the allocations approved and that all sums are spent for the specified purpose. It will collect all relevant accounts, documents, and records, in accordance with

law, and submit to the Islamic Consultative Assembly a report for the settlement of each year's budget together with its own comments. This report must be made available to the public.

CHAPTER V

The Right of National Sovereignty and the Powers Deriving There from

Article 56

Absolute sovereignty over the world and man belongs to God, and it is He Who has made man master of his own social destiny. No one can deprive man of this divine right, nor subordinate it to the vested interests of a particular individual or group. The people are to exercise this divine right in the manner specified in the following articles.

Article 57

The powers of government in the Islamic Republic are vested in the legislature, the judiciary, and the executive powers, functioning under the supervision of the absolute wilayat al -'amr and the leadership of the Ummah, in accordance with the forthcoming articles of this Constitution. These powers are independent of each other.

Article 58

The function of the legislature are to be exercised through the Islamic Consultative Assembly, consisting of the elected representatives of the people. Legislation approved by this body, after going through the stages specified in the articles below, is communicated to the executive and the judiciary for implementation.

Article 59

In extremely important economic, political, social, and cultural matters, the function of the legislature may be exercised through direct recourse to popular vote through a referendum. Any request for such direct recourse to public opinion must be approved by two-thirds of the members of the Islamic Consultative Assembly.

Article 60

The functions of the executive, except in the matters that are directly placed under the jurisdiction of the Leadership by the Constitution, are to be exercised by the president and the ministers.

Article 61

The function of the judiciary are to be performed by courts of justice, which are to be formed in accordance with the criteria of Islam, and are vested with the authority to examine and settle lawsuits, protect the rights of the public, dispense and enact justice, and implement the Divine limits [al-hudud al-Ilahiyyah].

CHAPTER VI

The Islamic Consultative Assembly

(The Legislative Power)

Article 62

The Islamic consultative Assembly is constituted by the representatives of the people elected directly and by secret ballot. The qualifications of voters and candidates, as well as the nature of election, will be specified by law.

Article 63

The term of membership in the Islamic Consultative Assembly is four years. Elections for each term must take place before the end of the preceding term, so that the country is never without an Assembly.

Article 64

There are to be two hundred seventy members of the Islamic Consultative Assembly which, keeping in view the human, political, geographic and other similar factors, may increase by not more than twenty for each ten-year period from the date of the national referendum of the year 1368 of the solar Islamic calendar. The Zoroastrians and Jews will each elect one representative; Assyrian and Chaldean Christians will jointly elect one representative; and Armenian Christians in the north and those in the south of the country will each elect one representative. The limits of the election constituencies and the number of representatives will be determined by law.

Article 65

After the holding of elections, sessions of the Islamic Consultative Assembly are considered legally valid when two-thirds of the total number of members are present. Drafts and bills will be approved in accordance with the code of procedure approved by it, except in cases where the Constitution has specified a certain quorum. The consent of two-thirds of all members present is necessary for the approve of the code of procedure of the Assembly.

Article 66

The manner of election of the Speaker and the Presiding Board of the Assembly, the number of committees and their term of office, and matters related to conducting the discussions and maintaining the discipline of the Assembly will be determined by the code of procedure of the Assembly.

Article 67

Members of the Assembly must take the following oath at the first session of the Assembly and affix their signatures to its text: In the Name of God, the Compassionate, the Merciful. In the presence of the Glorious Qur'an, I swear by God, the Exalted and Almighty, and undertake, swearing by my own honor as a human being, to protect the sanctity of Islam and guard the accomplishments of the Islamic Revolution of the Iranian people and the foundations of the Islamic Republic; to protect, as a just trustee, the honor bestowed upon me by the people, to observe piety in fulfilling my duties as people's representative; to remain always committed to the independence and honor of the country; to fulfill my duties towards the nation and the service of the people; to defend the Constitution; and to bear in mind, both in speech and writing and in the expression of my views, the independence of the country, the freedom of the people, and the security of their interests.

Members belonging to the religious minorities will swear by their own sacred books while taking this oath.

Members not attending the first session will perform the ceremony of taking the oath at the first session they attend.

Article 68

In time of war and the military occupation of the country, elections due to be held in occupied areas or countrywide may be delayed for a specified period if proposed by the President of the Republic, and approved by three-fourths of the total members of the Islamic Consultative Assembly, with the endorsement of the Guardian Council. If a new Assembly is not formed, the previous one will continue to function.

Article 69

The deliberations of the Islamic Consultative Assembly must be open, and full minutes of them made available to the public by the radio and the official gazette. A closed session may be held in emergency conditions, if it is required for national security, upon the requisition of the President, one of the ministers, or ten members of the Assembly. Legislation passed at a closed session is valid only when approved by three-fourths of the members in the presence of the Guardian Council. After emergency conditions have ceased to exist, the minutes of such closed sessions, together with any legislation approved in them, must be made available to the public.

Article 70

The President, his deputies and the ministers have the right to participate in the open sessions of the Assembly either collectively or individually. They may also have their advisers accompany them. If the members of the Assembly deem it necessary, the ministers are obliged to attend. [Conversely], whenever they request it, their statements are to be heard.

SECTION TWO

Powers and Authority of the Islamic Consultative Assembly

Article 71

The Islamic Consultative Assembly can establish laws on all matters, within the limits of its competence as laid down in the Constitution.

Article 72

The Islamic Consultative Assembly cannot enact laws contrary to the usual and ahkam of the official religion of the country or to the Constitution. It is the duty of the Guardian Council to determine whether a violation has occurred, in accordance with Article 96.

Article 73

The interpretation of ordinary laws falls within the competence of the Islamic Consultative Assembly. The intent of this Article does not prevent the interpretations that judges may make in the course of cassation.

Article 74

Government bills are presented to the Islamic Consultative Assembly after receiving the approval of the Council of Ministers. Members' bills may be introduced in the Islamic Consultative Assembly if sponsored by at least fifteen

members.

Article 75

Members' bills and proposals and amendments to governments bills proposed by members that entail the reduction of the public income or the increase of public expenditure may be introduced in the Assembly only if means for compensating for the decrease in income or for meeting the new expenditure are also specified.

Article 76

The Islamic Consultative Assembly has the right to investigate and examine all the affairs of the country.

Article 77

International treaties, protocols, contracts, and agreements must be approved by the Islamic Consultative Assembly.

Article 78

All changes in the boundaries of the country are forbidden, with the exception of minor amendments in keeping with the interests of the country, on condition that they are not unilateral, do not encroach on the independence and territorial integrity of the country, and receive the approval of four-fifths of the total members of the Islamic Consultative Assembly.

Article 79

The proclamation of martial law is forbidden. In case of war or emergency conditions akin to war, the government has the right to impose temporarily certain necessary restrictions, with the agreement of the Islamic Consultative Assembly. In no case can such restrictions last for more than thirty days; if the need for them persists beyond this limit, the government must obtain new authorization for them from the Assembly.

Article 80

The taking and giving of loans or grants-in-aid, domestic and foreign, by the government, must be approved by the Islamic Consultative Assembly.

Article 81

The granting of concessions to foreigners for the formation of companies or institutions dealing with commerce, industry, agriculture, services or mineral extraction, is absolutely forbidden.

Article 82

The employment of foreign experts is forbidden, except in cases of necessity and with the approval of the Islamic Consultative Assembly.

Article 83

Government buildings and properties forming part of the national heritage cannot be transferred except with the approval of the Islamic Consultative Assembly; that, too, is not applicable in the case of irreplaceable treasures.

Article 84

Every representative is responsible to the entire nation and has the right to express his views on all internal and external affairs of the country.

Article 85

The right of membership is vested with the individual, and is not transferable to others. The Assembly cannot delegate the power of legislation to an individual or committee. But whenever necessary, it can delegate the power of legislating certain laws to its own committees, in accordance with Article 72. In such a case, the laws will be implemented on a tentative basis for a period specified by the Assembly, and their final approval will rest with the Assembly. Likewise, the Assembly may, in accordance with Article 72, delegate to the relevant committees the responsibility for permanent approval of articles of association of organizations, companies, government institutions, or organizations affiliated to the government and or invest the authority in the government. In such a case, the government approvals must not be inconsistent with the principles and commandments of the official religion in the country and or the Constitution which question shall be determined by the Guardian Council in accordance with what is stated in Article 96. In addition to this, the government approvals shall not be against the laws and other general rules of the country and, while calling for implementation, the same shall be brought to the knowledge of the Speaker of the Islamic Consultative Assembly for his study and indication that the approvals in question are not inconsistent with the aforesaid rules.

Article 86

Members of the Assembly are completely free in expressing their views and casting their votes in the course of performing their duties as representatives, and they cannot be prosecuted or arrested for opinions expressed in the Assembly or votes cast in the course of performing their duties as representatives.

Article 87

The President must obtain, for the Council of Ministers, after being formed and before all other business, a vote of confidence from the Assembly. During his incumbency, he can also seek a vote of confidence for the Council of Ministers from the Assembly on important and controversial issues.

Article 88

Whenever at least one-fourth of the total members of the Islamic Consultative Assembly pose a question to the President, or any one member of the Assembly poses a question to a minister on a subject relating to their duties, the President or the minister is obliged to attend the Assembly and answer the question. This answer must not be delayed more than one month in the case of the President and ten days in the case of the minister, except with an excuse deemed reasonable by the Islamic Consultative Assembly.

Article 89

1. Members of the Islamic Consultative Assembly can interpolate the Council of Ministers or an individual minister in instances they deem necessary. Interpolations can be tabled if they bear the signatures of at least ten members. The Council of Ministers or interpolated minister must be present in the Assembly within ten days after the tabling of the interpolation in order to answer it and seek a vote of confidence. If the Council of Ministers or the minister concerned fails to attend the Assembly, the members who tabled the interpolation will explain their reasons, and

the Assembly will declare a vote of no-confidence if it deems it necessary. If the Assembly does not pronounce a vote of confidence, the Council of Ministers or the minister subject to interpolation is dismissed.

In both cases, the ministers subject to interpolation cannot become members of the next Council of Ministers formed immediately afterwards.

2. In the event at least one-third of the members of the Islamic Consultative Assembly interpolate the President concerning his executive responsibilities in relation with the Executive Power and the executive affairs of the country, the President must be present in the Assembly within one month after the tabling of the interpolation in order to give adequate explanations in regard to the matters raised. In the event, after hearing the statements of the opposing and favoring members and the reply of the President, two-thirds of the members of the Assembly declare a vote of no confidence, the same will be communicated to the Leadership for information and implementation of Section (10) of Article 110 of the Constitution.

Article 90

Whoever has a complaint concerning the work of the Assembly or the executive power, or the judicial power can forward his complaint in writing to the Assembly. The Assembly must investigate his complaint and give a satisfactory reply. In cases where the complaint relates to the executive or the judiciary, the Assembly must demand proper investigation in the matter and an adequate explanation from them, and announce the results within a reasonable time. In cases where the subject of the complaint is of public interest, the reply must be made public.

Article 91

With a view to safeguard the Islamic ordinances and the Constitution, in order to examine the compatibility of the legislation passed by the Islamic Consultative Assembly with Islam, a council to be known as the Guardian Council is to be constituted with the following composition:

1. six 'adil fuqaha' conscious of the present needs and the issues of the day, to be selected by the Leader, and
2. six jurists, specializing in different areas of law, to be elected by the Islamic Consultative Assembly from among the Muslim jurists nominated-by the Head of the Judicial Power.

Article 92

Members of the Guardian Council are elected to serve for a period of six years, but during the first term, after three years have passed, half of the members of each group will be changed by lot and new members will be elected in their place.

Article 93

The Islamic Consultative Assembly does not hold any legal status if there is no Guardian Council in existence, except for the purpose of approving the credentials of its members and the election of the six jurists on the Guardian Council.

Article 94

All legislation passed by the Islamic Consultative Assembly must be sent to the Guardian Council. The Guardian

Council must review it within a maximum of ten days from its receipt with a view to ensuring its compatibility with the criteria of Islam and the Constitution. If it finds the legislation incompatible, it will return it to the Assembly for review. Otherwise the legislation will be deemed enforceable.

Article 95

In cases where the Guardian Council deems ten days inadequate for completing the process of review and delivering a definite opinion, it can request the Islamic Consultative Assembly to grant an extension of the time limit not exceeding ten days.

Article 96

The determination of compatibility of the legislation passed by the Islamic Consultative Assembly with the laws of Islam rests with the majority vote of the fuqaha' on the Guardian Council; and the determination of its compatibility with the Constitution rests with the majority of all the members of the Guardian Council.

Article 97

In order to expedite the work, the members of the Guardian Council may attend the Assembly and listen to its debates when a government bill or a members' bill is under discussion. When an urgent government or members' bill is placed on the agenda of the Assembly, the members of the Guardian Council must attend the Assembly and make their views known.

Article 98

The authority of the interpretation of the Constitution is vested with the Guardian Council, which is to be done with the consent of three-fourths of its members.

Article 99

The Guardian Council has the responsibility of supervising the elections of the Assembly of Experts for Leadership, the President of the Republic, the Islamic Consultative Assembly, and the direct recourse to popular opinion and referenda.

CHAPTER VII

Public Councils

Article 100

In order to expedite social, economic, development, public health, cultural, and educational programs and facilitate other affairs relating to public welfare with the cooperation of the people according to local needs, the administration of each village, division, city, municipality, and province will be supervised by a council to be named the Village, Division, City, Municipality, or Provincial Council. Members of each of these councils will be elected by the people of the locality in question. Qualifications for the eligibility of electors and candidates for these councils, as well as their functions and powers, the mode of election, the jurisdiction of these councils, the hierarchy of their authority, will be determined by law, in such a way as to preserve national unity, territorial integrity, the system of the Islamic Republic, and the sovereignty of the central government.

Article 101

In order to prevent discrimination in the preparation of programs for the development and welfare of the provinces, to secure the cooperation of the people, and to arrange for the supervision of coordinated implementation of such programs, a Supreme Council of the Provinces will be formed, composed of representatives of the Provincial Councils. Law will specify the manner in which this council is to be formed and the functions that it is to fulfill.

Article 102

The Supreme Council of the Provinces has the right within its jurisdiction to draft bills and to submit them to the Islamic Consultative Assembly, either directly or through the government. These bills must be examined by the Assembly.

Article 103

Provincial governors, city governors, divisional governors, and other officials appointed by the government must abide by all decisions taken by the councils within their jurisdiction.

Article 104

In order to ensure Islamic equity and cooperation in chalking out the programs and to bring about the harmonious progress of all units of production, both industrial and agricultural, councils consisting of the representatives of the workers, peasants, other employees, and managers, will be formed in educational and administrative units, units of service industries, and other units of a like nature, similar councils will be formed, composed of representatives of the members of those units. The mode of the formation of these councils and the scope of their functions and powers, are to be specified by law.

Article 105

Decisions taken by the councils must not be contrary to the criteria of Islam and the laws of the country.

Article 106

The councils may not be dissolved unless they deviate from their legal duties. The body responsible for determining such deviation, as well as the manner for dissolving the councils and re-forming them, will be specified by law. Should a council have any objection to its dissolution, it has the right to appeal to a competent court, and the court is duty-bound to examine its complaint outside the docket sequence.

CHAPTER VIII

The Leader or Leadership Council

Article 107

After the demise of the eminent marji' al -taqlid and great leader of the universal Islamic revolution, and founder of the Islamic Republic of Iran, Ayatullah al-'Uzma Imam Khomeyni - quddisa sirruh al-sharif - who was recognized and accepted as marji' and Leader by a decisive majority of the people, the task of appointing the Leader shall be vested with the experts elected by the people. The experts will review and consult among themselves concerning all the fuqaha' possessing the qualifications specified in Articles 5 and 109. In the event they find one of them better

versed in Islamic regulations, the subjects of the fiqh, or in political and social Issues, or possessing general popularity or special prominence for any of the qualifications mentioned in Article 109, they shall elect him as the Leader. Otherwise, in the absence of such a superiority, they shall elect and declare one of them as the Leader. The Leader thus elected by the Assembly of Experts shall assume all the powers of the wilayat al-amr and all the responsibilities arising therefrom. The Leader is equal with the rest of the people of the country in the eyes of law.

Article 108

The law setting out the number and qualifications of the experts [mentioned in, the preceding article], the mode of their election, and the code of procedure regulating the sessions during the first term, must be drawn up by the fuqaha' on the first Guardian Council, passed by a majority of votes and then finally approved by the Leader of the Revolution. The power to make any subsequent change or a review of this law, or approval of all the provisions concerning the duties of the experts is vested in themselves.

Article 109

Following are the essential qualifications and conditions for the Leader:

- a. scholarship, as required for performing the functions of mufti in different fields of fiqh.
- b. Justice and piety, as required for the leadership of the Islamic Ummah.
- c. right political and social perspicacity, prudence, courage, administrative facilities and adequate capability for leadership.

In case of multiplicity of persons fulfilling the above qualifications and conditions, the person possessing the better jurisprudential and political perspicacity will be given preference.

Article 110

Following are the duties and powers of the Leadership:

1. Delineation of the general policies of the Islamic Republic of Iran after consultation with the Nation's Exigency Council.
2. Supervision over the proper execution of the general policies of the system.
3. Issuing decrees for national referenda.
4. Assuming supreme command of the armed forces.
5. Declaration of war and peace, and the mobilization of the armed forces.
6. Appointment, dismissal, and acceptance of resignation of:
 - a. the fuqaha' on the Guardian Council.
 - b. the supreme judicial authority of the country.
 - c. the head of the radio and television network of the Islamic Republic of Iran.

- d. the chief of the joint staff.
 - e. the chief commander of the Islamic Revolution Guards Corps.
 - f. the supreme commanders of the armed forces.
7. Resolving differences between the three wings of the armed forces and regulation of their relations.
 8. Resolving the problems, which cannot be solved by conventional methods, through the Nation's Exigency Council.
 9. Signing the decree formalizing the election of the President of the Republic by the people. The suitability of candidates for the Presidency of the Republic, with respect to the qualifications specified in the Constitution, must be confirmed before elections take place by the Guardian Council; and, in the case of the first term [of the Presidency], by the Leadership;
 10. Dismissal of the President of the Republic, with due regard for the interests of the country, after the Supreme Court holds him guilty of the violation of his constitutional duties, or after a vote of the Islamic Consultative Assembly testifying to his incompetence on the basis of Article 89 of the Constitution.
 11. Pardoning or reducing the sentences of convicts, within the framework of Islamic criteria, on a recommendation [to that effect] from the Head of judicial power.

The Leader may delegate part of his duties and powers to another person.

Article 111

Whenever the Leader becomes incapable of fulfilling his constitutional duties, or loses one of the qualifications mentioned in Articles 5 and 109, or it becomes known that he did not possess some of the qualifications initially, he will be dismissed. The authority of determination in this matter is vested with the experts specified in Article 108. In the event of the death, or resignation or dismissal of the Leader, the experts shall take steps within the shortest possible time for the appointment of the new Leader. Till the appointment of the new Leader, a council consisting of the President, head of the judicial power, and a faqih from the Guardian Council, upon the decision of the Nation's Exigency Council, shall temporarily take over all the duties of the Leader. In the event, during this period, any one of them is unable to fulfill his duties for whatsoever reason, another person, upon the decision of majority of fuqaha' in the Nation's Exigency Council shall be elected in his place. This council shall take action in respect of items 1,3,5, and 10, and sections d, e and f of item 6 of Article 110, upon the decision of three- fourths of the members of the Nation's Exigency Council. Whenever the Leader becomes temporarily unable to perform the duties of leadership owing to his illness or any other incident, then during this period, the council mentioned in this Article shall assume his duties.

Article 112

Upon the order of the Leader, the Nation's Exigency Council shall meet at any time the Guardian Council judges a proposed bill of the Islamic Consultative Assembly to be against the principles of Shariah or the Constitution, and the Assembly is 'unable to meet the expectations of the Guardian Council. Also, the Council shall meet for

consideration on any issue forwarded to it by the Leader and shall carry out any other responsibility as mentioned in this Constitution. The permanent and changeable members of the Council shall be appointed by the Leader. The rules for the Council shall be formulated and approved by the Council members subject to the confirmation by the Leader.

CHAPTER IX

The Executive Power

SECTION ONE

The Presidency

Article 113

After the office of Leadership, the President is the highest official in the country. His is the responsibility for implementing the Constitution and acting as the head of the executive, except in matters directly concerned with (the office of) the Leadership.

Article 114

The President is elected for a four-year term by the direct vote of the people. His re-election for a successive term is permissible only once.

Article 115

The President must be elected from among religious and political personalities possessing the following qualifications: Iranian origin; Iranian nationality; administrative capacity and resourcefulness; a good past-record; trustworthiness and piety; convinced belief in the fundamental principles of the Islamic Republic of Iran and the official religion of the country.

Article 116

Candidates nominated for the post of President must declare their candidature officially. Law lays down the manner in which the President is to be elected.

Article 117

The President is elected by an absolute majority of votes polled by the voters. But if none of the candidates is able to win such a majority In the first round, voting will take place a second time on Friday of the following week. In the second round only the two candidates who received greatest number of votes in the first round will participate. If, however, some of the candidates securing greatest votes in the first round withdraw from the elections, the final choice will be between the two candidates who won greater number of votes than all the remaining candidates.

Article 118

Responsibility for the supervision of the election, of the President lies with the Guardian Council, as stipulated in Article 99. But before the establishment of the first Guardian Council, however, it lies with a supervisory body to be constituted by law.

Article 119

The election of a new President must take place no later than one month before the end of the term of the outgoing President. In the interim period before the election of the new President and the end of the term of the outgoing President, the outgoing President will perform the duties of the, President.

Article 120

In case any of the candidates whose suitability is established in terms of the qualifications listed above should die within ten days before polling day, the elections will be postponed for two weeks. If one of the candidates securing greatest number of votes dies in the intervening period between the first and second rounds of voting, the period for holding (the second round of) the election will be extended for two weeks.

Article 121

The President must take the following oath and affix his signature to it at a session of the Islamic Consultative Assembly in the presence of the head of the judicial power and the members of the Guardian Council:

"In, the Name of God, the Compassionate, the Merciful, I, as President, swear, in the presence of the Noble Qur'an and the people of Iran, by God, the Exalted and Almighty, that I will guard the official religion of the country, the order of the Islamic Republic and the Constitution of the country; that I will devote all my capacities and abilities to the fulfillment of the responsibilities that I have assumed; that I will dedicate myself to the service of the people, the honor of the country, the propagation of religion and morality, and the support of truth and justice, refraining from every kind of arbitrary behavior; that I will protect the freedom and dignity of all citizens and the rights that the Constitution has accorded the people; that in guarding the frontiers and the political, economic, and cultural independence of the country I will not shirk any necessary measure; that, seeking help from God and following the Prophet of Islam and the infallible Imams (peace be upon them), I will guard, as a pious and selfless trustee, the authority vested in me by the people as a sacred trust, and transfer it to whomever the people may elect after me."

Article 122

The President, within the limits of his powers and duties, which he has by virtue of this Constitution or other laws, is responsible to the people, the Leader and the Islamic Consultative Assembly.

Article 123

The President is obliged to sign legislation approved by the Assembly or the result of a referendum, after the (related) legal procedures have been completed and it has been communicated to him. After signing, he must forward it to the responsible authorities for implementation.

Article 124

The President may have deputies for the performance of his constitutional duties. With the approval of the President, the first deputy of the President shall be vested with the responsibilities of administering the affairs of the Council of Ministers and coordination of functions of other deputies.

Article 125

The President or his legal representative has the authority to sign treaties, protocols, contracts, and agreements

concluded by the Iranian government with other governments, as well as agreements pertaining to international organizations, after obtaining the approval of the Islamic Consultative Assembly.

Article 126

The President is responsible for national planning and budget and state employment affairs and may entrust the administration of these to others.

Article 127

In special circumstances, subject to approval of the Council of Ministers the President may appoint one or more special representatives with specific powers. In such cases, the decisions of his representative(s) will be considered as the same as those of the President and the Council of Ministers.

Article 128

The ambassadors shall be appointed upon the recommendation of the foreign minister and approval of the President. The President signs the credentials of ambassadors and receives the credentials presented by the ambassadors, of the foreign countries.

Article 129

The award of state decorations is a prerogative of the President.

Article 130

The President shall submit his resignation to the Leader and shall continue performing his duties until his resignation is not accepted.

Article 131

In case of death, dismissal, resignation, absence, or illness lasting longer than two months of the President, or when his term in office has ended and a new president has not been elected due to some impediments, or similar other circumstances, his first deputy shall assume, with the approval of the Leader, the powers and functions of the President. The Council, consisting of the Speaker of the Islamic Consultative Assembly, head of the judicial power, and the first deputy of the President, is obliged to arrange for a new President to be elected within a maximum period of fifty days. In case of death of the first deputy to the President, or other matters which prevent him to perform his duties, or when the President does not have a first deputy, the Leader shall appoint another person in his place.

Article 132

During the period when the powers and responsibilities of the President are assigned to his first deputy or the other person in accordance with Article 131, neither can the ministers be interpolated nor can a vote of no-confidence be passed against them. Also, neither can any step be undertaken for a review of the Constitution, nor a national referendum be held.

SECTION TWO

The President and Ministers

Article 133

Ministers will be appointed by the President and will be presented to the Assembly for a vote of confidence. With the change of Assembly, a new vote of confidence will not be necessary. The number of ministers and the jurisdiction of each will be determined by law.

Article 134

The President is the head of the Council of Ministers. He supervises the work of the ministers and takes all necessary measures to coordinate the decisions of the government. With the cooperation of the ministers, he determines the program and policies of the government and implements the laws. In the case of discrepancies, or interference in the constitutional duties of the government agencies, the decision of the Council of Ministers at the request of the President shall be binding provided it does not call for an interpretation of or modification in the laws. The President is responsible to the Assembly for the actions of the Council of Ministers.

Article 135

The ministers shall continue in office unless they are dismissed, or given a vote of no-confidence by the Assembly as a result of their interpolation, or a motion for a vote of no-confidence against them.

The resignation of the Council of Ministers, or that of each of them shall be submitted to the President, and the Council of Ministers shall continue to function until such time as the new government is appointed.

The President can appoint a caretaker for a maximum period of three months for the ministries having no minister.

Article 136

The President can dismiss the ministers and in such a case he must obtain a vote of confidence for the new minister(s) from the Assembly. In case half of the members of the Council of Ministers are changed after the government has received its vote of confidence from the Assembly, the government must seek a fresh vote of confidence from the Assembly.

Article 137

Each of the ministers is responsible for his duties to the President and the Assembly, but in matters approved by the Council of Ministers as a whole, he is also responsible for the actions of the others.

Article 138

In addition to instances in which the Council of Ministers or a single minister is authorized to frame procedures for the implementation of laws, the Council of Ministers has the right to lay down rules, regulations, and procedures for performing its administrative duties, ensuring the implementation of laws, and setting up administrative bodies. Each of the ministers also has the right to frame regulations and issue circular in matters within his jurisdiction and in conformity with the decisions of the Council of Ministers. However, the content of all such regulations must not violate the letter or the spirit of the law. The government can entrust any portion of its task to the commissions composed of some ministers. The decisions of such commissions within the rules will be binding after the endorsement of the President.

The ratification and the regulations of the government and the decisions of the commissions mentioned under this Article shall also be brought to the notice of the Speaker of the Islamic Consultative Assembly while being communicated for implementation so that in the event he finds them contrary to law, he may send the same stating the reason for reconsideration by the Council of Ministers.

Article 139

The settlement, of claims relating to public and state property or the referral thereof to arbitration is in every case dependent on the approval of the Council of Ministers, and the Assembly must be informed of these matters. In cases where one party to the dispute is a foreigner, as well as in important cases that are purely domestic, the approval of the Assembly must also be obtained. Law will specify the important cases intended here.

Article 140

Allegations of common crimes against the President, his deputies, and the ministers will be investigated in common courts of justice with the knowledge of the Islamic Consultative Assembly.

Article 141

The President, the deputies to the President, ministers, and government employees cannot hold more than one government position, and it is forbidden for them to hold any kind of additional post in institutions of which all or a part of the capital belongs to the government or public institutions, to be a member of the Islamic Consultative Assembly, to practice the profession of attorney or legal adviser, or to hold the post of president, managing director, or membership of the board of directors of any kind of private company, with the exception of cooperative companies affiliated to the government departments and institutions. Teaching positions in universities and research institutions are exempted from this rule.

Article 142

The assets of the Leader, the President, the deputies to the President, and ministers, as well as those of their spouses and offspring, are to be examined before and after their term of office by the head of the judicial power, in order to ensure they have not increased in a fashion contrary to law.

SECTION THREE

The Army and the

Islamic Revolutionary Guards Corps

Article 143

The Army of the Islamic Republic of Iran is responsible for guarding the independence and territorial integrity of the country, as well as the order of the Islamic Republic.

Article 144

The Army of the Islamic Republic of Iran must be an Islamic Army, i.e., committed to Islamic ideology and the people, and must recruit into its service individuals who have faith in the objectives of the Islamic Revolution and are devoted to the cause of realizing its goals.

Article 145

No foreigner will be accepted into the Army or security forces of the country.

Article 146

The establishment of any kind of foreign military base in Iran, even for peaceful purposes, is forbidden.

Article 147

In time of peace, the government must utilize the personnel and technical equipment of the Army in relief operations, and for educational and productive ends, and the Construction Jihad, while fully observing the criteria of Islamic justice and ensuring that such utilization does not harm the combat-readiness of the Army.

Article 148

All forms of personal use of military vehicles, equipment, and other means, as well as taking advantage of Army personnel as personal servants and chauffeurs or in similar capacities, are forbidden.

Article 149

Promotions in military rank and their withdrawal take place in accordance with the law.

Article 150

The Islamic Revolution Guards Corps, organized in the early days of the triumph of the Revolution, is to be maintained so that it may continue in its role of guarding the Revolution and its achievements. The scope of the duties of this Corps, and its areas of responsibility, in relation to the duties and areas of responsibility of the other armed forces, are to be determined by law, with emphasis on brotherly cooperation and harmony among them.

Article 151

In accordance with the noble Qur'anic verse:

"(Prepare against them whatever force you are able to muster, and horses ready for battle, striking fear into God's enemy and your enemy, and others beyond them unknown to you but known to God... [8:60])"

the government is obliged to provide a program of military training, with all requisite facilities, for all its citizens, in accordance with the Islamic criteria, in such a way that all citizens will always be able to engage in the armed defence of the Islamic Republic of Iran. The possession of arms, however, requires the granting of permission by the competent authorities.

CHAPTER X

Foreign Policy

Article 152

The foreign policy of the Islamic Republic of Iran is based upon the rejection of all forms of domination, both the exertion of it and submission to it, the preservation of the independence of the country in all respects and its

territorial integrity, the defence of the rights of all Muslims, non-alignment with respect to the hegemonist superpowers, and the maintenance of mutually peaceful relations with all non-belligerent States.

Article 153

Any form of agreement resulting in foreign control over the natural resources, economy, army, or culture of the country, as well as other aspects of the national life, is forbidden.

Article 154

The Islamic Republic of Iran has as its ideal human felicity throughout human society, and considers the attainment of independence, freedom, and rule of justice and truth to be the right of all people of the world. Accordingly, while scrupulously refraining from all forms of interference in the internal affairs of other nations, it supports the just struggles of the mustad'afun against the mustakbirun in every corner of the globe.

Article 155

The government of the Islamic Republic of Iran may grant political asylum to those who seek it unless they are regarded as traitors and saboteurs according to the laws of Iran.

CHAPTER XI

The Judiciary

Article 156

The judiciary is an independent power, the protector of the rights of the individual and society, responsible for the implementation of justice, and entrusted with the following duties:

1. investigating and passing judgment on grievances, violations of rights, and complaints; the resolving of litigation; the settling of disputes; and the taking of all necessary decisions and measures in probate matters as the law may determine;
2. restoring public rights and promoting justice and legitimate freedoms;
3. supervising the proper enforcement of laws;
4. uncovering crimes; prosecuting, punishing, and chastising criminals; and enacting the penalties and provisions of the Islamic penal code;
5. taking suitable measures to prevent the occurrence of crime and to reform criminals.

Article 157

In order to fulfill the responsibilities of the judiciary power in all the matters concerning judiciary, administrative and executive areas, the Leader shall appoint a just Mujtahid well versed in judiciary affairs and possessing prudence. and administrative abilities as the head of the judiciary power for a period of five years who shall be the highest judicial authority.

Article 158

The head of the judiciary branch is responsible for the following:

1. Establishment of the organizational structure necessary for the administration of justice commensurate with the responsibilities mentioned under Article 156.
2. Drafting judiciary bills appropriate for the Islamic Republic.
3. Employment of just and worthy judges, their dismissal, appointment, transfer, assignment to particular duties, promotions, and carrying out similar administrative duties, in accordance with the law. Article 159

The courts of justice are the official bodies to which all grievances and complaints are to be referred. The formation of courts and their jurisdiction is to be determined by law.

Article 160

The Minister of Justice owes responsibility in all matters concerning the relationship between the judiciary, on the one hand, and the executive and legislative branches, on the other hand. He will be elected from among the individuals proposed to the President by the head of the judiciary branch. The head of the judiciary may delegate full authority to the Minister of Justice in financial and administrative areas and for employment of personnel other than judges in which case the Minister of Justice shall have the same authority and responsibility as those possessed by the other ministers in their capacity as the highest ranking government executives.

Article 161

The Supreme Court is to be formed for the purpose of supervising the correct implementation of the laws by the courts, ensuring uniformity of judicial procedure, and fulfilling any other responsibilities assigned to it by law, on the basis of regulations to be established by the head of the judicial branch.

Article 162

The chief of the Supreme Court and the Prosecutor-General must both be just mujtahids well versed in judicial matters. They will be nominated by the head of the judiciary branch for a period of five years, in consultation with the judges of the Supreme Court.

Article 163

The conditions and qualifications to be fulfilled by a judge will be determined by law, in accordance with the criteria of fiqh.

Article 164

A judge cannot be removed, whether temporarily or permanently, from the post he occupies except by trial and proof of his guilt, or in consequence of a violation entailing his dismissal. A judge cannot be transferred or redesignated without his consent, except in cases when the interest of society necessitates it, that too, with the decision of the head of the judiciary branch after consultation with the chief of the Supreme

Court and the Prosecutor General. The periodic transfer and rotation of judges will be in accordance with general regulations to be laid down by law.

Article 165

Trials are to be held openly and members of the public may attend without any restriction; unless the court determines that an open trial would be detrimental to public morality or discipline, or if in case of private disputes, both the parties request not to hold open hearing.

Article 166

The verdicts of courts must be well reasoned out and documented with reference to the articles and principles of the law in accordance with which they are delivered.

Article 167

The judge is bound to endeavor to judge each case on the basis of the codified law. In case of the absence of any such law, he has to deliver his judgment on the basis of authoritative Islamic sources and authentic fatwa. He, on the pretext of the silence of or deficiency of law in the matter, or its brevity or contradictory nature, cannot refrain from admitting and examining cases and delivering his judgment.

Article 168

Political and press offenses will be tried openly and in the presence of a jury, in courts of justice. The manner of the selection of the jury, its powers, and the definition of political offenses, will be determined by law in accordance with the Islamic criteria.

Article 169

No act or omission may be regarded as a crime with retrospective effect on the basis of a law framed subsequently.

Article 170

Judges of courts are obliged to refrain from executing statutes and regulations of the government that are in conflict with the laws or the norms of Islam, or lie outside the competence of, the executive power. Everyone has the right to demand the annulment of any such regulation from the Court of Administrative Justice.

Article 171

Whenever an individual suffers moral or material loss as the result of a default or error of the judge with respect to the subject matter of a case or the verdict delivered, or the application of a rule in a particular case, the defaulting judge must stand surety for the reparation of that loss in accordance with the Islamic criteria, if it be a case of default. Otherwise, losses will be compensated for by the State. In all such cases, the repute and good standing of the accused will be restored.

Article 172

Military courts will be established by law to investigate crimes committed in connection with military or security duties by members of the Army, the Gendarmerie, the police, and the Islamic Revolution Guards Corps. They will be tried in public courts, however, for common crimes or crimes committed while serving the department of justice in executive capacity. The office of military prosecutor and the military courts form part of the judiciary and are subject to the same principles that regulate the judiciary.

Article 173

In order to investigate the complaints, grievances, and objections of the people with respect to government officials, organs, and statutes, a court will be established to be known as the Court of Administrative Justice under the supervision of the head of the judiciary branch. The jurisdiction, powers, and mode of operation of this court will be laid down by law.

Article 174

In accordance with the right of the judiciary to supervise the proper conducting of affairs and the correct implementation of laws by the administrative organs of the government, an organization will be constituted under the supervision of the head of the judiciary branch to be known as the National General Inspectorate. The powers and duties of this organization will be determined by law.

CHAPTER XII

Radio and Television

Article 175

The freedom of expression and dissemination of thoughts in the Radio and Television of the Islamic Republic of Iran must be guaranteed in keeping with the Islamic criteria and the best interests of the country. The appointment and dismissal of the head of the Radio and Television of the Islamic Republic of Iran rests with the Leader. A council consisting of two representatives each of the President, the head of the judiciary branch and the Islamic Consultative Assembly shall supervise the functioning of this organization.

CHAPTER XIII

Supreme Council for National Security

Article 176

In order to safeguarding the national interests and preserving the Islamic Revolution, the territorial integrity and national sovereignty, a Supreme Council for National Security presided over by the President shall be constituted to fulfill the following responsibilities:

1. Determining the defence and national security policies within the framework of general policies determined by the Leader.
2. Coordination of activities in the areas relating to politics, intelligence, social, cultural and economic fields in regard to general defence and security policies.
3. Exploitation of materialistic and intellectual resources of the country for facing the internal and external threats.

The Council shall consist of: heads of three branches of the government, chief of the Supreme Command Council of the Armed Forces, the officer in charge of the planning and budget affairs, two representatives nominated by the

Leader, ministers of foreign affairs, interior, and information, a minister related with the subject, and the highest ranking officials from the Armed Forces and the Islamic Revolution's Guards Corps.

Commensurate with its duties, the Supreme Council for National Security shall form sub-councils such as Defence Sub-council and National Security Sub-council. Each Sub-council will be presided over by the President or a member of the Supreme Council for National Security appointed by the President. The scope of authority and responsibility of the Sub-councils will be determined by law and their organizational structure will be approved by the Supreme Council for National Defence. The decisions of the Supreme Council for National Security shall be effective after the confirmation by the Leader.

CHAPTER XIV

Revision of the Constitution

Article 177

Revision of the Constitution of the Islamic Republic of Iran, whenever needed by the circumstances, will be done in the following manner:

The Leader issues an edict to the President after consultation with the Nation's Exigency Council stipulating the amendments or additions to be made by the Council for Revision of the Constitution which consists of:

1. Members of the Guardian Council.
2. Heads of the three branches of the government.
3. Permanent members of the Nation's Exigency Council.
4. Five members from among the Assembly of Experts.
5. Ten representatives selected by the Leader.
6. Three representatives from the Council of Ministers.
7. Three representatives from the judiciary branch.
8. Ten representatives from among the members of the Islamic Consultative Assembly.
9. Three representatives from among the university professors.

The method of working, manner of selection and the terms and conditions of the Council shall be determined by law. The decisions of the Council, after the confirmation and signatures of the Leader, shall be valid if approved by an absolute majority vote in a national referendum. The provisions of Article 59 of the Constitution shall not apply to the referendum for the, "Revision of the Constitution." The contents of the Articles of the Constitution related to the Islamic character of the political system; the basis of all the rules and regulations according to Islamic criteria; the religious footing; the objectives of the Islamic Republic of Iran; the democratic character of the government; the wilayat al-'mr the Imamate of Ummah; and the administration of the affairs of the country based on national referenda, official religion of Iran [Islam] and the school [Twelver Ja'fari] are unalterable.

ANNEX II: Foreign Investment Promotion and Protection Act 13 July 2002

Official Gazette No.16709, dated July 13, 2002 (22.04.1381)

No. GH-2131

Date: June 23, 2002 (02.04.1381)

To: President Khatami

In implementation of Article 123 of IRI's Constitution, enclosed please find the Bill on the FOREIGN INVESTMENT PROMOTION AND PROTECTION ACT which was approved in the course of an open session held on March 10, 2002 (19.12.1380) by the Islamic Consultative Assembly (ICA) after certain amendments were made to its title and text. Owing to the objection made by the Guardians Council against Article (1), sub-Clause (c) of Article (2), sub-Clause (b) of Article (3) and Note (2) under Article 17 of the said Bill, it was submitted to the Expediency Council by virtue of Article 112 of IRI's Constitution. However, the Expediency Council endorsed the Bill after having made certain amendments thereto.

ICA Speaker - M. Karubi

No.14480

Date: July 4, 2002 (13.04.1381)

To: The Ministry of Economy and Finance

Enclosed please find, for due implementation, FOREIGN INVESTMENT PROMOTION AND PROTECTION ACT which was approved by ICA in the course of an open session held on March 10, 2002 (19.12.1380), and ratified by the Expediency Council on May 25, 2002 (04.03.1381) after certain articles were amended, and which was notified by ICA through Letter No.GH-2131 dated June 23, 2002 (02.04.1381).

President Khatami

Article 1- The terms used in the present Law shall have the meanings specified below:

Law: means the Law on Attraction and Protection of Foreign Investment

Foreign Investor: means any Iranian or non-Iranian natural person and/or legal entity which shall utilize the capital earned-abroad and which shall manage to obtain the investment authorization mentioned in Article 6 of the present Law.

Foreign Capital: means the capital, both in cash and in kind, which may be imported into Iran by foreign investors, comprising the following forms:

a. Foreign currency in cash which shall be imported into Iran, in the form of exchangeable foreign currency, through the banking system of Iran or through other means used for transfer of money, upon approval and confirmation by the Central Bank of Iran.

Machinery, equipment and accessories

Spare parts and tools, accessories, materials, additives and subsidiary materials

Patent rights, technical know-how, trade names and marks and specialized services

Foreign investor's dividend capable of transfer

Other authorized items of capital, as the case may be, upon approval by the Council of Ministers

Foreign Investment: means utilization of a foreign capital in an existing or newly-founded economic establishment or entity, after having obtained the required investment authorization.

Investment Authorization: means the authorization issued for foreign investment pursuant to Article 6 of the present Law.

OIETAI: means the Organization for Investment, Economic and Technical Assistance of Iran (OIETAI), described in Article 5 of the Law on Establishment of the Ministry of Economic and Technical Affairs of Iran, approved on July 14, 1974 (24.04.1353)

High Council: means the Investment High Council described in Article 7 of the Law on Articles of Association of the Organization for Investment, Economic and Technical Assistance of Iran, approved on June 1, 1975 (12.03.1354).

FIB: means the Foreign Investment Board described in Article 6 of the present Law.

Chapter 2: General Conditions for Acceptance of Foreign Capitals

Article 2- The foreign capitals permitted pursuant to the present Law as well as other current laws and regulations of Islamic Republic of Iran shall be invested for development purposes and in productive activities including industrial, mines, agricultural and services fields, in conformity with the following criteria:

The foreign investment shall naturally and necessarily result in economic growth, promotion of technology, increase in the quality of products, promotion of employment opportunities, and enhancement of Iran's share of exports to the international markets.

The foreign investments shall not jeopardize and threaten Iran's national security and public interest, shall not degenerate and destroy Iran's bio-environment, shall not disturb and upset Iran's economy and shall not waste the products produced through utilizing domestic investments.

The foreign investment shall not involve concessions to be granted by the government to foreign investors. By "concessions", it is meant special rights and/or exclusive privileges which may provide and entitle foreign investors to a monopolistic status/position.

The value of services and commodities resulting from the foreign investments described in the present Law, compared to that of the services and commodities supplied to domestic markets on the date of issuance of the required authorization in every economic sector and in every field shall proportionally not exceed 25% and 35% respectively. The fields in which foreign investments shall be made and the amount of foreign capital to be invested shall comply with the regulations to be approved by the Council of Ministers.

The foreign investments which shall be made for the production of services and commodities for export purposes, except for the crude oil, shall be exempt from the above proportions.

Note- The Law Concerning Ownership of the immovable (Real Estate) By Foreign Nationals, approved on June 5, 1931 (16.03.1310) shall continue to remain valid. Accordingly, it shall be prohibited for foreign investors to own landed property of any kind and quantity in their name, in conformity with the present Law.

Article 3- The foreign investments permitted in conformity with the present Law shall benefit from the facilities and protections stipulated in this Law. Such investments shall be made in two ways as follows:

Direct foreign investment in the fields where activities and operations by the private sector

are authorized.

Foreign investments made in any sector employing various schemes such as civil partnership, buy-back or build, operate and transfer (BOT) schemes in conformity with which the return of the capital as well as the accrued profit shall be based on the economic operation of the project in terms of which foreign investment shall be made, and shall accordingly not require guarantees by the government, or banks and/or government companies.

Note 1- So long as the foreign investment made within a BOT scheme, as described above, and the profit resulting there from shall not be amortized, the foreign investor shall be authorized to exercise proprietary right over the portion of capital remaining with the economic establishment/institution.

Note 2- With respect to the foreign investments described in Clause (b) of Article 3 of the present Law, if any new legislation or decree by the government shall result in prohibition or suspension in implementation of the financial agreements made in conformity with this Law, the losses so inflicted, equal in amount maximally to the mature installments, shall be compensated and repaid by the government. The authorized amount of such guarantees/liabilities to be undertaken in conformity with the present Law shall be approved by the Council of Ministers.

Article 4- The investments to be made by Iranian government jointly with foreign governments, as the case may be, shall depend upon approval and ratification by the Islamic Consultative Assembly. Investments by foreign government companies shall be considered as being private.

Chapter 3: Competent Forums

Article 5- The OIETAI shall be the sole official institution in charge of promoting and attracting foreign investments to Iran. Accordingly, all applications by foreign investors in connection with admission, importation, utilization and export of capitals shall be submitted to the OIETAI.

Article 6- In order to review and examine the foreign investment applications submitted and to make the appropriate decision with respect to the applications made pursuant to Article 5 of this Law, a board under the name of "Foreign Investment Board" (FIB) shall be set up to be presided over by the Deputy Minister of Economy and Finance, in his capacity as the head in-chief of the OIETAI, Deputy Minister of Foreign Affairs, Deputy Head of the State Management and Planning Organization, Deputy Governor of the Central Bank of Iran, and as the case may be, the deputy ministers of the ministries concerned.

After an application shall be submitted for foreign investment, the investment authorization shall be issued under the hand of the Minister of Economy and Finance, upon approval by FIB by duly observing the criteria and provisions made in Article 2 of this Law when extending permissions to a foreign investor.

Note- Upon preliminary review and examination of the applications submitted for foreign investment, the OIETAI shall, within 15 days after receipt of such applications, submit them together with its opinion to FIB which shall, within but not later than one (1) month, review such applications, notifying its final decision in writing.

Article 7- In order to facilitate and accelerate the process of the affairs relevant to authorization and operation of foreign investments in Iran, the organizations and entities in charge including the ministries of Economy and Finance; Foreign Affairs; Commerce; Labor and Social Affairs; as well as the Central Bank of Iran; Iran Customs Administration; Registrar of Companies and Industrial Ownership; and the Environment Protection Organization shall each appoint and recommend to the OIETAI, their plenipotentiary representatives under the hand of the highest-ranking authority of the organization concerned. The representatives so recommended shall act as liaisons, coordinating the affairs of the organization concerned with OIETAI.

Chapter 4: Guarantee and Transfer of Foreign Capital

Article 8- The foreign capitals being subject to the present Law shall enjoy and benefit from the rights, protections and facilities stipulated for domestic investments.

Article 9- Foreign investments may not be expropriated, dispossessed or nationalized unless for the interest of the public, in conformity with the legal procedures and lawful processes, and in a non-discriminatory fashion against payment of appropriate compensation and reparations equal in amount to the actual value of the investment immediately before expropriation.

Note 1- The application for compensation and reparations shall be submitted to FIB within one (1) year after expropriation or nationalization.

Note 2- The disputes and differences arising out of expropriation or nationalization shall be settled in compliance with Article 19 of the instant Law.

Article 10- It shall be authorized to transfer, either totally or partially, the foreign investment to either domestic investors or, upon approval by FIB and confirmation by the Ministry of Economy and Finance, to a foreign investor. In cases where a foreign capital shall be transferred to a foreign investor, the transferee (assignee) shall be required to possess the minimum qualifications of the initial investor. Accordingly, the transferee shall substitute the initial investor or shall be considered as a partner to the same for the purpose of the present Law.

Chapter 5: Regulations Pertaining to Admission,

Import and Export of Foreign Capitals

Article 11- Foreign capitals may be imported into Iran in either one of the following forms, to be covered and protected by the instant Law:

Foreign currencies in cash to be exchanged with rials.

Foreign currencies which may not be exchanged with rials but which shall be utilized directly on account of procurements and orders relevant to the foreign investment.

Non-pecuniary items (contributions in kind) upon their assessment and appraisal by competent authorities.

Note- The manner of assessment and registration of foreign capitals shall comply with the executive by-laws of the present law.

Article 12- The foreign currency exchange rate to be applied, at the time of importation or exportation of foreign capitals, shall be the rate officially prevailing in Iran's banking system in case there shall exist only one parity rate for conversion of a foreign currency into rials. Otherwise, free market rate shall be exercised at the discretion of the Central Bank of Iran.

Article 13- It shall be authorized to repatriate the original capital and the profits accruing thereon, or what has remained from the investment in Iran by giving a 3-month advance notice to FIB, after all the liabilities shall be paid and legal deductions shall be made, and upon approval by FIB and confirmation by the Minister of Economy and Finance.

Article 14- It shall be authorized to repatriate any dividends earned through operation of foreign capital after deducting there from the taxes, duties and statutory reserves with the approval by FIB and confirmation by the Minister of Economy and Finance.

Article 15- It shall be authorized to repatriate the sums which shall be paid in installments for the principal sum of financial facilities granted by foreign investors plus the associated costs, as well as the amounts due under the contracts concluded in respect of patents rights, technical know-how, engineering and technical aids, trade names and trade marks, management and other similar contracts entered into in conformity with foreign investment projects, upon approval by FIB and confirmation by the Minister of Economy and Finance.

Article 16- Transfers described in Article 13, 14 and 15 shall comply with the provisions made in Clause (b) of Article 3 of the instant Law.

Article 17- The foreign currency required for the transfers described in Articles 13, 14 and 15 may be supplied and provided as follows:

Purchase of foreign currency from the banking system of Iran.

Using the foreign currency earned through export of commodities produced and/or the foreign exchange earned through the services rendered by the financial institution/ establishment for and in favour of which the foreign capital shall be utilized.

Export of authorized goods and commodities duly observing the relevant laws and regulations.

Note 1- In the investment authorization, the method(s) as prescribed above shall be duly mentioned.

Note 2- With respect to the investments described in sub-Clause (b) of Article

(3) above, if enactment of new legislation or issuance of decrees by the government shall result in prohibition or suspension of enforcement of the financial agreements made in due compliance with the instant Law, the potential damage(s) so accrued shall be compensated by the government maximally to the amount of matured installments. The scope and amount of commitments to be undertaken in this regard shall be approved by the Council of Ministers, in due conformity with the provisions made in the present Law.

Note 3- The Central Bank of Iran shall supply and put at the disposal of foreign investors, the foreign currency equivalent of transferable sums mentioned in Clause (a) of Article 17 above, with the approval by OIETAI and confirmation by the Ministry of Economy and Finance.

Note 4- If the investment authorization shall be issued pursuant to Clauses (b) and (c) of Article 17 above, such authorization shall be considered as authorization for exports.

Article 18- The export of that portion of foreign capital which shall be imported into Iran pursuant to the investment authorization given, but which shall not be utilized for any reason whatsoever, shall not be subject to the laws and regulations concerning foreign currency, exports and imports.

Chapter 6: Settlement of Disputes

Article 19- If the disputes and differences, between the government of Iran and foreign investors, arising out of mutual undertakings and liabilities within the limits of investments mentioned in the instant Law, shall not be settled amicably through negotiations, such disputes shall be examined by domestic courts of law, unless in the law concerning the mutual investment agreement to be entered into with the respective government of foreign investor, a method other than the above for settlement of disputes shall be mentioned.

Chapter 7: Final Regulations

Article 20: The executive organizations in charge shall proceed to grant visas, residence and work permits as well as the employment licenses, as the case may be to the foreign investors, directors and experts of the private sector in connection with foreign investments subject to the instant Law and their relatives of first degree, upon a request or application to be submitted by the OIETAI.

Note- The disputes and differences between OIETAI and the executive organizations concerned shall be settled according to the opinion of the Minister of Economy and Finance.

Article 21- OIETAI shall render it possible for the public to have access to the information with respect to foreign investments and investors, investment opportunities, partners of Iran, object of activity and any other relevant information which may be at its disposal.

Article 22- The ministries, government companies and organizations as well as public institutes and entities the applicability of the law thereto requires mentioning their names shall be bound to put at the disposal of OIETAI all information required for foreign investment and the report on foreign investments already made in order for OIETAI to take action accordingly.

Article 23- The Minister of Economy and Finance shall biannually prepare reports on operation of the OIETAI with respect to the foreign investments described in the instant Law, and shall dispatch the same to ICA committees concerned.

Article 24- As of the date of approval of the present law and its executive by-laws, the Law on Attraction and Protection of Foreign Capitals, approved on October 29, 1955 (7.8.1334) and its Executive By-Laws shall be considered null and void.

Accordingly, the foreign capitals already admitted pursuant to the Law mentioned above shall fall

under the instant one. The provisions made in the present Law shall be nullified and revised by future legislation if and when a provision shall be reiterated therein to the effect that the instant Law should be nullified or revised.

Article 25- The executive by-laws of the present Law shall be drawn-up within two (2) months by the Ministry of Economy and Finance to be approved by the Council of Ministers.

THE EXECUTIVE BY-LAWS OF THE LAW ON ATTRACTION AND PROTECTION OF FOREIGN INVESTMENT

No.: H27032T/32556

Date: Oct. 15, 2002 (23.07.1381)

To: The Ministry of Economy and Finance

In the course of a session held on September 15, 2002 (24.06.1381), pursuant to Proposal No. 29778 dated August 14, 2002 (23.05.1381) forwarded by the Ministry of Economy and Finance, and by virtue of Article 25 of the Law on Attraction and Protection of Foreign Investment, approved in 2002, the Council of Ministers ratified the executive by-laws of the said Law, as follows:

Chapter 1: Definitions

Article 1- All the definitions and terms in Article 1 of the Law on Attraction and Protection of Foreign Investment shall have the same meaning in these By-Laws.

Other terms and expressions used in the present Executive By-Laws shall have the following meanings:

By-Laws: means these Executive By-Laws of the Law on Attraction and Protection of Foreign Investment.

Corporation: means an Iranian company, already or newly established, in which the foreign capital shall be utilized in conformity with a method prescribed in the Law.

Non-Government Sector: means the private and cooperatives sectors, as well as the non-government public entities and institutions.

FISC: means the Foreign Investment Services Centre which shall be setup, pursuant to Article 7 of the Law, at the place of OIETAI (the Organization for Investment, Economic and Technical Assistance of Iran).

Official Monetary Network: means the banking system (including the Central Bank of Iran as well as the government and non-government banking systems) and the non-bank credit institutes engaged in monetary and foreign currency activities, upon CBI's approval and authorization.

Auditing Firm: means an auditing firm to be appointed by OIETAI from among the

auditing firms members either the Iranian Association of Certified Public Accountants (IACPA) , mentioned in the Law on Utilization of Specialized and Professional Services Rendered by Competent Accountants as Certified Accountants, approved in 1993 (1372), or the ones which member the Auditing Organization.

Chapter 2- Foreign Capital Admission Criteria

Article 2- The foreign capitals which shall be admitted in the Islamic Republic of Iran, in conformity with the Law on Attraction and Protection of Foreign Investment shall be entitled to the facilities and protections described in the Law. The admission of foreign capitals shall be subject to the general terms and conditions concerning admission of such investments, provided that an application in writing shall be submitted by the foreign investor, in compliance with the criteria and provisions made in the present By-Laws.

Article 3- The admission of foreign capitals, in conformity with the Law as well as the criteria laid down in the present By-Laws, shall comply with one of the methods outlined below. The schedule of foreign investment methods, the specifications as well as the facilities to be rendered in compliance with the Law on Attraction and Protection of Foreign Investment shall be drawn up and subsequently notified by the Ministry of Economy and Finance.

Direct Foreign Investment

Foreign Investment within the Scheme of “Build-Operate-Transfer” (BOT), “Buy-Back” and “Civil Partnership” Contracts

Article 4- The investments mentioned in Article 3 above, shall enjoy certain facilities in common, though each method shall separately be given certain exclusive benefits and facilities, in terms of the manner of investment and statutory protections.

A. Facilities & Benefits in Common

1. Foreign investors shall be equally treated compared with domestic investors.
2. The import of foreign capitals in cash or in kind shall exclusively comply with the investment authorization which shall be given to this end. Accordingly, no other authorization shall be required.
3. The amount of foreign capitals shall not be subject to any restriction whatsoever.
4. Foreign capitals shall be guaranteed and secured against nationalization, expropriation and dispossession. Accordingly, the foreign inventors shall be entitled to claim compensation for damages, if sustained under such grounds.
5. It shall be authorized to export the principal capital and the profit generated through exploitation of the capital, in the form of a foreign currency or commodities, as the case may be, in conformity with the method which shall be specified in the investment authorization.
6. The authorization and freedom of the export of commodities to be produced and

manufactured by the corporation which shall admit the foreign capital, shall be totally guaranteed. However, if the export of such commodities shall be prohibited in the future, the commodities shall be domestically sold in order to transfer abroad the proceeds in the form of a foreign currency through the official monetary network of Iran.

B. Exclusive Facilities and Benefits

1. Direct Foreign Investment

1-1 It shall be authorized to make investments in the fields and areas already authorized for the Iranian private sector.

1-2 No restriction or limitation whatsoever shall be placed on the percent of participation of the foreign investor.

Investment within the Scheme of BOT, Buy-Back or Civil Partnership

2-1 The government shall guarantee to indemnify and compensate the losses and damages sustained by a foreign investor as a result of a legal prohibition or termination of the financial agreement by virtue of a new legislation or enactment of a new decree by the government, maximally to the amount of due instalments.

2-2 In the case of BOT and civil partnership contracts, the government shall guarantee procurement of the commodities and services produced in a project in which a government organization, as a party to such contracts, shall make investments, provided that the government organization concerned shall be the exclusive purchaser or supplier of the commodities and services at the subsidized rates and prices.

Article 5- The Iranian natural persons and legal entities applying for investments in Iran shall be required to produce and submit documents or evidence demonstrating their economic and commercial activities abroad, in order to be entitled to and take advantage of the facilities and protections described in the Law.

Article 6- In the case of those foreign investors which have earlier made investments in Iran but which are not protected by the Law, they shall be authorized to apply for the admission of their foreign capital. If their investment shall be found admitted, their principal capital shall be subject to the protections mentioned in the Law. After an investment authorization shall be issued to such investors, they shall be entitled to the legal benefits and facilities including the authorization for transfer of the profit. Such investments shall generally be considered as “existing investments” and shall accordingly be subject to the general criteria applicable to admission of foreign capitals.

Article 7- Foreign investments which may be made in the existing corporations through purchase of stocks or increase in the capital and/or a combination of such methods shall be subject to the facilities and benefits mentioned in the Law, if they pass through the admission stages, and on condition that such investments shall result in and generate value-added. Value-added may be generated as a result of increase in the capital of the corporation and/or through attainment of objectives such as promotion of management, expansion and development of exports and/or technological improvements in the corporation.

Article 8- Upon review and examination of the foreign investment applications made for issuance of the required authorization, the FIB (Foreign Investment Board) shall approve and verify the proportions laid down in Clause (d) of Article 2 of the Law, in conformity with the following criteria:

- a- The specifications of the project proposed including the type and amount of the services and commodities to be produced, the time schedule for implementation and exploitation of the project, the forecast for domestic sale and/or exports shall be registered on the investment application forms.
- b- Official statistical figures prepared by competent authorities concerning the value of services and commodities supplied in the domestic market prevailing in the time of issuance of the authorization, with due regard to the sector and the field concerned, shall be collected by the Economic Affairs Deputy of the Minister of Economy and Finance. The statistical figures and data which shall be furnished and submitted by the said Deputy to OIETAI before the end of the first quarter of each year, shall serve as the basis and criteria for the decisions to be made by FIB.
- c- The sectors and economic fields and areas shall be separated and specified in compliance with the list and schedule attached to the present By-Laws.
- d- The amount of investment in each and every one of the sectors, fields and areas shall be determined and specified by the FIB, duly observing Clauses (a), (b) and (c) above, with due regard to the value of the services and commodities supplied in the domestic market, and in conformity with cancellation of the limitations on the investments made for the export of services and commodities produced through foreign investments. Upon approval and endorsement of the project proposed, the required investment authorization shall be issued.

Note- Changes and fluctuations in the value of services and commodities produced through foreign investments, and/or changes in the value of the services and commodities supplied in the domestic market, which have earlier served as the basis for the approval by FIB of issuance of the investment authorization, shall not affect, in any manner whatsoever, the validity of the investment authorization given earlier.

Article 9- The proprietary or acquired rights shall be transferred to the Iranian party specified in BOT contracts, either gradually during the contract period or all together (in a lump sum) upon termination of the contract period, as per the mutual agreement by the parties to such contracts.

Article 10- In the case of BOT contracts, it shall be authorized to transfer the proprietary rights of the foreign investor to the entity financing the sources required for the investment, upon confirmation and approval by the FIB.

Article 11- In the case of those investment projects where a government organization shall be the exclusive purchaser of the services and commodities produced, and in cases where the services and commodities produced through the investment project shall be supplied at subsidized prices, the government organization concerned shall be authorized to guarantee the procurement of the services and commodities, in conformity with the quantities and prices specified in the relevant contract,

duly observing the applicable laws and regulations.

Chapter 3- Admission System

Article 12- In addition to the duties and obligations undertaken in connection with the admission and protection of foreign investment in conformity with the Law, OIETAI shall be responsible to render activities, both domestically and internationally, in order to promote and encourage foreign investment, to brief the investors with regard to the statutory benefits and facilities and opportunities, to carry out applied studies and researches, to hold seminars and conferences, to cooperate with international organizations and entities concerned, to make contacts and coordination with various bodies and entities in charge of collecting, processing and furnishing the data relevant to foreign investments.

Article 13- The FIB shall undertake and be responsible to review and examine all investment applications, including the ones relevant to the admission, import and utilization of the foreign capital as well as the export of the principal capital and the proceeds generated.

Article 14- The permanent members of FIB shall be the four (4) deputy ministers mentioned in Article (6) of the Law. The meetings shall have a quorum with the presence of at least three (3) permanent members, and the resolutions shall be valid if approved by three members. The deputy ministers concerned shall be authorized to attend FIB meetings, upon an official invitation by the chairman of the FIB, having the right to vote. Under such circumstances, the resolutions shall be valid and binding with the relative majority of the votes.

Article 15- The investors shall submit to the OIETAI their application in writing enclosed with which shall be the documents and evidence specified on the application form. After having made the required investigations and upon approval of the application by the ministry concerned, OIETAI shall submit to FIB the investment application together with its expert comments, within but not later than fifteen (15) working days, in order for the FIB to examine the investment application. In case the ministry concerned shall fail to advise their comments within ten (10) days after the date of receipt of the enquiry, the investment application shall be considered to have been approved by the ministry. Based on the decision which shall be made in this manner and which shall be approved and confirmed by the relevant foreign investor, the investment authorization shall be prepared to be duly signed for approval by the Minister of Economy and Finance and shall subsequently be issued to the investor(s).

Note- Specified on the investment authorizations shall be detailed information concerning the particulars of the investors, the kind and manner of foreign investment, the mode of transfer of the proceeds and profits, as well as the terms and conditions applicable to the approval of the foreign investment concerned.

Chapter 4- Foreign Investment Services Centre

Article 16- In order to facilitate and accelerate the performance of legal duties and obligations undertaken by OIETAI with respect to the promotion, attraction, admission and protection of foreign investments in Iran, the Foreign Investment Services Centre (FISC) shall be set up at OIETAI's place, where the representatives of the organizations and entities concerned shall convene meetings. The FISC shall be the centre to which all investment applicants shall seek recourse.

Article 17: The Ministry of Economy and Finance (the State Taxation Affairs Organization, and Iran Customs Affairs), the Ministry of Foreign Affairs, the Ministry of Commerce, the Ministry of Labour and Social Affairs, the Ministry of Industries and Mines, the Ministry of Agriculture Jihad, the Central Bank of Iran, the Registrar of Companies and Industrial Ownership, the Environment Protection Organization, as well as other executive organizations specified by the Minister of Economy and Finance shall appoint and recommend to OIETAI their plenipotentiary representatives under the hand of the highest ranking executive authority of the organization concerned.

Such representatives shall be subject to the employment regulations of their respective organization. However, they shall be present and take part in the meetings to be held by FISC, upon OIETAI's notification, at the regular intervals proportionate with the number of foreign investment applications submitted and on the occasions such foreign investors shall seek recourse to the FISC, in order to discharge their duties in conformity with the present Article 17.

Article 18- The representatives, who shall be appointed by their respective executive organizations, shall carry out and attend to the executive and services affairs relevant to such organizations in connection with foreign investments. For the good implementation of the duties assigned to the representatives pursuant to the Law and the represent By-Laws, the executive organizations shall be required to communicate to the departments and entities affiliated to them, the duties, obligations, responsibilities and powers of the representatives.

Further such organizations shall revise the process and the trend of executive affairs which may be in connection with foreign investments and which may fall under the scope of the responsibilities in such a manner as to facilitate the discharge of the duties by their representatives in the FISC.

Article 19- In order to guarantee and ensure smooth flow of services and executive activities in the FISC, the executive organizations concerned shall appoint, in addition to the representatives they shall appoint, another representative having the same qualifications as a substitute who shall represent the organization concerned in the absence of the prime representative. The executive organizations shall be authorized to appoint a maximum number of two experts who shall discharge the executive duties in the FISC, in connection with their respective organization, if necessary.

Article 20: The duties and functions of FISC shall as follows:

To give the required advice and information to the foreign investors.

To make the necessary coordination with regard to the affairs relevant to obtaining the licenses and authorizations, as required, including establishment notices, authorizations of the Environment Protection Organization, water, electricity, gas and telephone subscription permits, mine excavation and exploitation permits from the organizations in charge prior to the issuance of investment authorization.

To make the necessary coordination with respect to the affairs relevant to the issuance of visas, work and residence permits to the natural persons who may be in connection with the foreign investment.

To make the necessary coordination on the affairs relevant to the foreign investments, after

the investment authorization shall be issued, such as registration of the joint venture, orders registration as well as the issues being in connection with the import and export of the capital, customs and taxation affairs, etc.

To create the necessary coordination by the representatives of the organizations concerned, among the executive departments of the organizations in connection with the needs and requirements of foreign investors.

To exert control and supervision over good implementation of the decisions made in connection with foreign investments.

Chapter 5- Regulations on Import, Appraisal and

Registration of Foreign Capitals

Article 21- The regulations concerning the import, appraisal and registration of foreign capitals, both in cash and in kind, shall be as follows:

A. Capital in Cash

1. The foreign currency in cash mentioned in Clause (a) of Article 11 of the Law which may be imported into Iran in a lump sum or frequently on different occasions with the purpose being to exchange same with rail, shall be registered by OIETAI in the name of the foreign investor and shall accordingly be covered and protected by the Law as of the date such sums shall be exchanged with Iranian rail, in conformity with a certificate produced by a bank. The rail equivalent of the foreign currency so imported into Iran shall be deposited in the bank account of either the corporation intended to utilize the foreign capital or the account of the project being the object of the foreign investment.
2. The foreign currency in cash mentioned in Clause (b) of Article (11) of the Law which may be imported into Iran in a lump sum or frequently on different occasions, but which shall not be exchanged with Iranian rail shall be deposited in the foreign currency bank account of either the corporation utilizing the foreign capital and/or the project being the object of the foreign investment. Such sums shall be registered, beginning as of the date they shall be deposited, in the name of the foreign investor and shall accordingly be protected by the Law. The said sums shall be utilized for the orders and procurements of materials from abroad in connection with the foreign investment, under the supervision and control of the OIETAI.

Note- With regard to the foreign currency orders and drafts meant for foreign investments, the official monetary network of Iran shall directly advise to OIETAI the facts and circumstances specifying the name of the entity ordering the transfer, the amount and the kind of foreign currency, collection date, exchange date, the name of the corporation intended to utilize the foreign capital, and rail equivalent of the foreign currency so imported, if exchanged.

B. Non-Pecuniary Capital (Contribution in Kind)

The foreign non-pecuniary capital described under Clauses (b), (c) and

(d) of Article (1) of the Law, shall be imported, evaluated and registered in the following manner:

1. With respect to the foreign non-pecuniary capitals described in Clauses

(b) and (c) of the above-mentioned Article 1 (including machinery, equipment, accessories, spare parts, tools, materials, additives, and subsidiary materials) after the OIETAI shall approve the import of such foreign contributions in kind, the Ministry of Commerce shall proceed to register the order, subsequently communicating the facts to a customs bureau concerned for the assessment and clearance of the items so imported.

The assessment made by the customs bureau concerned as for the price and value of the items so imported shall be considered as “acceptable”. Accordingly, upon a request by the investor, the value registered on the importation permit, in addition to transportation and insurance charges shall be registered in the name of the foreign investor and shall be protected by the Law as of the date of their clearance from the customs. In case there shall be a discrepancy or difference between the amount assessed by a customs bureau and the price mentioned in the detailed schedule approved by the FIB, the evaluation and assessment rendered by customs shall serve as the basis for registration of foreign capital with the OIETAI as well as the Registrar of Companies and Industrial Ownership.

Note 1- The Ministry of Commerce and OIETAI shall, within one (1) month after the date of notification of the present By-Laws, prepare and draw up a special sample form meant exclusively for statistical registration of the orders placed for items of foreign contributions in kind mentioned in Clause (1) above.

Note 2- Iran Customs Administration shall evaluate the second-hand and used machinery and equipment relevant to foreign investments on the basis of the rates and prices prevailing for used machinery and accessories.

Note 3- If it shall be established that the foreign contributions in kind imported into Iran are defective, damaged or unusable or if their technical specifications shall not comply with the ones already confirmed by the FIB, the subject shall be set forth and examined by the FIB and that portion of the value of imported items which shall not be confirmed by the FIB, shall be deducted from the account of the capital imported into Iran.

2. With regard to the items mentioned in Clause (d) of Article (1) of the Law (including patent rights, technical know-how, trade names and marks as well as the specialized services) the OIETAI, after having carried out the required reviews and examinations, shall prepare a report and submit to the FIB, on the fulfilment and performance of contractual obligations described in the technical know-how and service contracts. The sums which shall be confirmed in compliance with the directives to be drawn up by the FIB in order to be approved by the Minister of Economy and Finance, shall be registered by the FIB as the foreign capital and shall accordingly be protected by the Law.

Chapter 6- Regulations on the Export of

Capital and Proceeds

Article 22- The applications for the transfer of the capital, the profit as well as the proceeds generated through increase in the value of the capital mentioned in the Law should be supported by a report drawn up by an auditing firm, after having deducted the legal deductions.

Article 23- It shall be authorized to transfer the principal, the profit as well as the proceeds generated through the increase in the value of the capital mentioned in Clause (a) of Article 3 of the Law, either in the form of a foreign currency, or upon a request by foreign investors, through export from Iran of authorized goods and commodities. It shall be authorized to export the capital as well as the proceeds generated through the investment described in Clause

(b) of Article 3 of the Law through the foreign currency earned through the export of the commodities produced and/or through the foreign currency resulting from the services rendered by the corporation utilizing the foreign capital, and/or through the export of any other authorized commodities. Based on a report which shall be prepared by an auditing institute concerning the latest information as for the amount of the principal capital, the profit as well as the proceeds of the foreign investor, the FIB shall proceed to issue the required authorizations for the export of such sums, as the case may be.

Note- With respect to the investments mentioned in Clause (b) of Article 3 of the Law, if, as a result of prohibition of the exports, it shall be required to supply foreign exchange for such transfers, upon the approval of the circumstances by the FIB, the required foreign currency shall be supplied and provided through the banking system.

Article 24- If the investment authorization shall be issued by virtue of Clause

(b) and/or Clause (c) of Article 17 of the Law, such an authorization shall be considered as “authorization for exports”. Hence, it shall be authorized for the corporation to deposit the foreign currency earned through exports in an escrow account with a domestic or foreign bank, in order to directly draw down the amounts required to be paid to the foreign investor, in conformity with the amount specified in the investment authorization. However, the amount of the foreign currency being in excess of the sums authorized to be utilized, shall be subject to Iran’s foreign currency regulations. However, after having paid the relevant amounts, the corporation utilizing the foreign capital shall be duty-bound to report in writing the facts and circumstances to OIETAI, producing certificates demonstrating the exports.

Article 25- The foreign currency earned through the export of commodities and services produced through foreign investments shall be exempt, in conformity with the amounts and instances of utilization as specified by the FIB, from the regulations restricting exports as well as the foreign currency rules and regulations including submission of a letter of undertaking for the return to Iran of the foreign exchange earned through exports, in conformity with both the existing legislation as well as the ones which may be enacted in the future.

Article 26- If certain legal restrictions and limitations shall be enacted or enforced by the government as a consequence of which the corporation utilizing the foreign capital shall be unable to export its services and products, such corporations shall be authorized to sell their products in the domestic market, as long as legal restrictions or prohibition of exports shall continue to be enforced by the government. Under such circumstances, against the deposit of an equivalent of the amount of foreign currency registered on the investment authorization, the corporation concerned shall be

authorized either to procure the required foreign currency from the banking system in order to transfer same abroad or to export the authorized commodities to this end.

Article 27- The sums authorized to be transferred as per the Law, shall be procured by the foreign investor from the banking system to be transferred abroad, upon confirmation by the FIB. To this end, CBI shall put the required foreign currency at the disposal of the banking system.

Article 28- If a foreign investor shall not transfer abroad the sums authorized to be so transferred within six (6) months after the date of termination of the relevant administrative formalities, such sums shall no longer be subject to the Law. However, it shall be authorized for the FIB to extend the period of time so that such sums shall continue to be subject to the Law.

Article 29- Foreign investors shall be authorized, if willing to do so, to allocate, either totally or partially, the sums authorized to be transferred abroad as per Articles 13, 14 and 15 of the Law, in order to be added to the amount of their investment in the same cooperation, or to be utilized for a new investment, duly observing the legal formalities required for the issuance of investment authorization.

Article 30- In conformity with Article 138 of the IRI's Constitution, the government shall handover to the Ministers membering the Foreign Investment High Council, the authority and the power to specify the scope and the type of the admissible commitments and undertakings mentioned in Note 2 of Article 17 of the Law.

The FIB shall be authorized to specify the amount of the losses and damages arising out of statutory prohibition or termination of the financial agreements, not exceeding the amount of the matured or accelerated commitments, in conformity with the limits admitted by the Foreign Investment High Council and already mentioned in the investment authorization.

With regard to the power and authority mentioned in the present Article 30, the resolutions and the decisions to be made shall be approved by the majority of the minister membering the FIHC. Upon endorsement by the president, the decisions so made shall be notified in conformity with Article 19 of the Council of Ministers' Internal Procedure.

Article 31- If a foreign investor shall insure its investment in Iran, and if, in conformity with the relevant insurance policy, the insurance company shall substitute the investor with respect to the compensation to be paid in return for the losses and damages resulting from non-commercial risks, the insurance company as a substitute shall be entitled to the same rights on the strength of which the compensation shall be made. However, such substitution shall not be considered as the transfer of capital, unless the provisions made in Article 4 or Article 10 shall be complied with, as the case may be.

Chapter 7- General Regulations

Article 32- Foreign investors shall be required, within a respite which shall be specified and laid down by the FIB with due regard to the requirements and conditions applicable to the investment project, to import into Iran a part of its capital in order to demonstrate its determination and resolution for implementation of the project. However, if the foreign investor shall fail to do so within the specified respite, and if such an investor shall fail to extend the respite upon submission

of convincing proofs and evidences, the investment authorization issued shall be revoked and shall accordingly be considered null and void.

Article 33- Foreign investors shall be required to communicate to the FIB, any changes or alterations in their name, legal status and/or any changes affecting their ownership in excess of 30%.

Article 34: In cases where the foreign investment shall involve and result in the establishment of an Iranian company, it shall be authorized to acquire a piece of land in the name of the Iranian company, proportionate in area with the investment project, at the discretion of OIETAI.

Article 35: The executive bodies concerned, including the Ministry of Foreign Affairs, Ministry of the Interior, Ministry of Labour and Social Affairs and the Disciplinary Force of the IRI shall take the following actions in respect of issuing visa, residence permit and work permit for the investing entrepreneurs, directors, foreign experts and the family members of those making investments in accordance with LAPFI upon receiving a request from the Organization for Investment and Economic and Technical Aid of Iran (OIETAI) that will be issued after approval to be made by investors in the following order:

- a. The Ministry of Foreign Affairs shall, after receiving the request made by OIETAI issue a single entry or a multiple entry (valid for three years) with the right of three months of stay on each visit in the name of the applicants and send such visa notices to IRI embassies abroad.
- b. The individuals who receive their visas for investment may, after entering Iran, refer to the Disciplinary Force and submit their certificate of investment application issued by OIETAI certifying that their investment is subject to the provisions of LAPFI and receive a residence permit with a validity period of three years. The Ministry of Labour and Social Affairs shall subsequently issue work permit for the above said individuals.
- c. By obtaining a three year residence permit, the above investors shall be free to travel in and out of Iran without the necessity to obtain exit-reentry visa.

Article 36- The OIETAI's responsibility as for the release to the public of the information mentioned in Article 21 of the Law, shall comply with the limits considered as normal practice in trade. The responsibility of authorizing publication of such information shall rest with FIB.

Article 37- In order to discharge the duties and obligations provided for in the Law as well as the present Executive By-Laws, the OIETAI and FIB shall be authorized to utilize and take advantage of the professional auditing firms and organizations membering Iranian Association of Certified Public Accountants (IACPA) as well as other private and cooperatives entities.

Article 38- The provisions made earlier in the Council of Ministers' decrees in connection with foreign investment which may be contradictory to and inconsistent with the present Executive By-Laws, shall be revoked and abrogated as of the date of enforceability of the present Executive By-Laws.

First Vice-President; M. R. Aref

**Sectors, Areas & Fields Mentioned in Clause (d) of Article 2 of the Law
on Attraction and Protection of Foreign Investment**

Sector	Sub-Sector
Agriculture	<ul style="list-style-type: none"> - agriculture and horticulture - livestock, aviculture, silkworm, apiculture, hunting - jungles, woods, pastures - fishing, pisciculture, breeding of aquatic creatures
Mine	<ul style="list-style-type: none"> - crude oil & natural gas (rigging, exploitation and transfer) - mines and quarries (rigging, exploitation and transfer)
Industries	<ul style="list-style-type: none"> - food, beverage and tobacco industries - textile, cloth and leather industries - cellulase industries (wood, paper, etc.), printing & publishing industries - chemical industries, oil products, elastic and plastic products - non-ferrous metal products industries (excluding oil and coal) - basic metal industries - machinery, equipment, accessories, metal tools and products industries - transportation and car manufacture industries - electric and electronic machinery industries (including manufacture of radio and television sets and telecommunication equipment and accessories) - electric and electronic machinery industries (not included under other sectors and sub-sectors such as manufacture of home appliances)

	<ul style="list-style-type: none"> - medical and optic equipment, accessories and precision tools manufacture industries
Supply of Water, Electricity and Gas	<ul style="list-style-type: none"> - collection, purification, supply, transfer and distribution of water and sewage - generation, transfer and distribution of electricity - refinement and distribution of natural gas construction
Construction of Foundations	<ul style="list-style-type: none"> - construction of foundations - construction of houses and establishments - construction materials
Transportation & Telecommunication	<ul style="list-style-type: none"> - railway transportation - road transportation - pipe transportation - trans-shipment - air transportation - support services - post and telecommunication
Services	<ul style="list-style-type: none"> - Financial services (including insurance and banking services, etc.) - tourism - public affairs - urban services - education and research - Other services (engineering, design, etc.)

ANNEX III: Iran's service contract 1999 model

IRAN

SERVICE CONTRACT

FOR THE DEVELOPMENT OF THE _____ FIELD

DATED _____

BETWEEN

NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY

AND

TABLE OF CONTENTS

SERVICE CONTRACT

PART I

DEFINITIONS AND SCOPE

DEFINITIONS

SCOPE

PART II

TERM AND TERMINATION

TERM

DETERMINATION

PART III

RIGHTS AND ASSISTANCE OF NIOC

RIGHTS OF NIOC

NIOC ASSISTANCE

PART IV

RIGHTS AND OBLIGATIONS OF CONTRACTOR

COMPLIANCE WITH LAWS AND REGULATIONS

LEVIES, CHARGES FEES AND TAXES

GENERAL STANDARDS OF CONDUCT

WELLS AND SURVEYS

FIXTURES AND INSTALLATIONS

LIABILITY AND INSURANCE

LOCAL EMPLOYMENT AND TRAINING

DATA AND SAMPLES

REPORTS

PART V

DEVELOPMENT OPERATIONS, JOINT MANAGEMENT COMMITTEE, WORK PROGRAM AND BUDGET

OPERATORSHIP

JOINT MANAGEMENT COMMITTEE

MASTER DEVELOPMENT PLAN, WORK PROGRAM AND BUDGET, NIOC APPROVAL

NATURAL GAS

PRODUCTION LEVELS

MEASUREMENT OF PETROLEUM

PART VI

COST RECOVERY AND REMUNERATION

22. COST RECOVERY AND REMUNERATION FEE

PART VII

BOOKS, ACCOUNTS, VERIFICATION, AUDITING, IMPORTS, EXPORTS AND FOREIGN EXCHANGE

BOOKS, ACCOUNTS AND AUDITING

UTILIZATION OF IRANIAN CONTENT

EXPORTS AND IMPORTS

CURRENCY EXCHANGE RATES

PART VIII

GENERAL

ASSIGNMENT

CONFIDENTIALITY

FORCE MAJEURE

WAIVERS

GOVERNING LAW

ARBITRATION

SAFETY, HEALTH AND ENVIRONMENT

HEADINGS AND AMENDMENTS

BRIBERY

NOTICES

APPENDIX "A" - DESCRIPTION OF CONTRACT AREA

APPENDIX "B" - ACCOUNTING PROCEDURE

APPENDIX "C" - LONG TERM CRUDE SALES AGREEMENT

APPENDIX "D" - PROCEDURES FOR ARBITRATION

APPENDIX „E“ - MASTER DEVELOPMENT PLAN

SERVICE CONTRACT

This Service Contract (hereinafter referred to as the "Contract") is made and entered into in

_____, _____ on the _____ day of _____, 1999 _____, by and between NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY, (hereinafter referred to as "N.I.O.C") a company existing tunder the laws of Islamic Republic of Iran (Iran) on the one part and _____ a company incorporated and existing under the laws of (hereinafter referred to as the „Contractor") on the

other part N.I.O.C. and Contractor herein are referred to either individually as "Party" or collectively as "Parties"

WITNESSETH

WHEREAS, N.I.O.C. exercises ownership rights over Petroleum resources in Iran, and wishes to promote and encourage the development of Petroleum resources in the Contract Area; and

WHEREAS, Contractor has the financial ability and has expressed its willingness to provide the funding for, and to carry out the Development Operation set out in this Contract; and

WHEREAS, Contractor has the technical competence and professional skills, necessary to carry out the Development Operations hereinafter described, by virtue of its extensive experience in developing similar reservoirs in other countries; and

WHEREAS, N.I.O.C. therefore wishes to engage Contractor to provide the funding for, and carry out, on behalf of NIOC and in its name, certain Development Operations within the Contract Area.

NOW, THEREFORE, in consideration of the undertaking and covenants herein contained, the Parties hereby agree as follows:

PART I

DEFINITIONS AND SCOPE

I. DEFINITION

In this Contract, words in the singular include the plural and vice versa, and except where the context otherwise requires:

"Accounting Procedure" means the accounting procedures and requirements set out in Appendix B attached hereto and made a part hereof;

" Additional Work" means works not envisaged and covered by the MDP attached to the Contract as proposed by JMC and approved by NIOC.

"Affiliate " means any company or legal entity which (i) controls either directly or indirectly Contractor, or (ii) which is controlled by a indirectly by Contractor or (iii) is directly or indirectly controlled by a company or entity which directly or indirectly controls Contractor. „Control" means the right to exercise 50% (fifty percent) or more of the voting rights in the appointment of the directors of such company or entity Amortisation period " means the period specified in Clause 22-2(i) hereof;

"Barrel" means a quantity or unit of Crude Oil, equal to forty - two (42) United States gallons at the temperature of sixty degrees (60) Fahrenheit;

"Calendar Year" means a period of twelve (12) consecutive months commencing with the first day of January in any year and ending the last day of December in that year, according to the Gregorian

calendar;

"Capital Costs" means all direct costs of development activities incurred by Contractor for carrying out the project until conclusion of Development Phase of the MDP as commonly practiced in the international petroleum industry.

"Contract Area" means the area covered by this Contract, and described in Appendix "A" attached hereto and made a part hereof;

"Contractor" means its legal successors, or any permitted assignee or assignees of any rights and obligations of Contractor.

"Cost Recovery Year " means twelve (12) consecutive Gregorian calendar months commencing from the first day of the first month following the date on which First Production from the Field as described in the Master Development Plan is achieved due to the performance of Contractor or from any anniversary thereof

"Crude Oil " means all liquid hydrocarbons, regardless of gravity, including crude petroleum, produced and recovered as a liquid at atmospheric pressure fourteen and seven tenths (14.7) pounds per square inch absolute and ambient temperature;

"Development Operations" means all or any of the Petroleum related operations conducted by Contract, as authorized under this Contract during the Development Phase of the Field and described in the Master Development Plan;

"Development Phase means, for each drilling platform, that period of time from the Effective Date until all planned wells have been drilled and completed on that platform, flow line(s) are constructed and all the equipment are mechanically completed and commissioned, pursuant to Clause 16 and for all other platforms offshore and onshore facilities constructed or acquired and installed under this Contract, that period of time from the Effective Date until that facility or platform has been installed, mechanically completed, commissioned and started up under supervision of NIOC and the JMC.

"Effective Date" means the date on which this Contract, after being duly signed by both N.I.O.C. and Contractor, is approved by the Board of Directors of N.I.O.C.;

"Field(s)" means the _____

"First/Additional Production " means the first day of the first month.

following production of at least _____ (_____) barrels of Crude Oil/ cubic feet of gas per day for at least _____ (_____) days out of any continuous _____ (_____) day period; provided that facilities necessary to transport Crude Oil/gas to _____ for process and export are installed and commissioned and that Contractor installed and commissioned -all other facilities that are designated for completion prior to First/Additional Production under the Master Development Plan;

"Master Development Plan" (MDP) means the project plans, including, but not limited to project schedules, seismic plans, reservoir development and management plans, platforms, pipelines and facilities design and construction plans, and production rates, as well as schedules of estimated costs for the development of the Contract Area set out in Appendix "E" hereto;

"Maximum Efficient Rate " means the rate at which the maximum economic recovery of Petroleum is obtained from a reservoir without excessive rate of decline in reservoir pressure, and consistent with good international petroleum industry practice;

"Natural Gas" means the gaseous effluent, in its natural state, including all of the liquefiable constituents thereof, resulting from the production of Petroleum

"Non-Capital Costs" means all indirect costs incurred by Contractor in the conduct of the activities carried out under this Contract which cost shall be limited to taxes training costs, customs duties and social security charges.

"Operating Costs" means, all current costs incurred by Contractor in the conduct of, development and producing activities for operating the project except Capital Costs and Non-Capital Costs.

"Operator " means the Party designated to conduct operations under this Contract, as more fully set out in Clause 16

"Petroleum" means Crude Oil and Natural Gas

"Petroleum Costs " means all expenditures made and paid by Contractor necessary to carry out the operations covered by this Contract comprising of Capital Costs, Non-Capital Costs, Operating Costs and accrued Bank Charges as determined in accordance with the Accounting Procedure.

"Quarter" means a period of three (3) consecutive months commencing with the first day of January, April, July and October according to the Gregorian calendar

„Remuneration Fee" has the meaning defined in Clause 22 hereof

„Standards " means a list of oil industry Standards as set out in or as may be annexed to the Master Development Plan.

"Term" means the Period as specified in Clause 3.

"Work Program and Budget" means the annual work obligations and expenditure plans for Development Operations agreed upon by Contractor and N.I.O.C. pursuant to Clause 18.

Whenever these terms appear in the text as capitalized terms, they shall have the meaning ascribed to them above.

2. SCOPE OF SERVICES

In accordance with the provisions herein contained, Contractor shall

2.0 be responsible to N.I.O.C. for the execution of the Development Operations contemplated hereunder in the Field _____, subject to the terms and conditions of this Contract, on behalf of and in the name of N.I.O.C., during the Development Phase of the Field e covered by this Contract;

2.1 provide all capital, machinery, equipment, technology and qualified skills necessary for the conduct of Development Operations for this Contract;

2.2 bear the Petroleum Costs required in carrying out Development Operations, and to recover such costs as provided in Clause 22 hereof, and bear the risk that sufficient production/ additional production of Crude Oil, and /or Natural Gas may not be produced from the Contract Area in order to recover all of such Petroleum Costs.

2.3 provide technical assistance and services to N.I.O.C., as and if requested, after the completion of the Development Phase of this Contract, on mutually agreeable terms and conditions.

2.4 provide an additional funding to maximum amount of U.S.D _____ million per annum for rendering, procurement and supply of the materials and equipment required for operation, spare parts for the facilities on any part of the Field, services other than those stipulated otherwise in this contract, at net cost and on the basis of no gain no loss, if and as requested by NIOC during and until the end of the repayment period (Amortisation Period). The total amount of such additional funding, which shall be recoverable as Petroleum costs, shall in no event exceed of the some of U.S. D. _____ million within the Term of this Contract.

PART II

TERM AND TERMINATION

3. TERM

3.1 N.I.O.C. hereby authorizes Contractor to conduct Development Operations , on behalf of N.I.O.C. and in its name, from the Effective Date to the end of the Development Phase in _____ field. Within Development Phase, under the Master Development Plain shall be completed within _____ months and Contractor shall conclude the Development Operations within said period, unless an extension is granted by NIOC whereunder no interest shall be applicable to Petroleum Costs in such extended period, except where such delay is attributed to NIOC

3.2 Contractor shall commence Development Operations within three (3) months of the Effective Date of this Contract.

This Contract shall commence on the Effective Date, and shall continue through the Development Phase and thereafter until Contractor has recovered all Petroleum Costs and Remuneration Fee in accordance with Clause 22 (Term) which period shall not exceed

_____ years from the date on which _____ Field(s) has (have) commenced Firs t/Additional Production, unless extended by agreement of the Parties.

4. TERMINATION

4.1 N.I.O.C. may terminate this Contract by giving Contractor written notice, if Contractor inter alia:

- () has failed, after the said notice thereof, to make any payment properly due to N.I.O.C. or required under this Contract;
- (i) has failed , after the said notice thereof, to remedy a breach of any major obligation under this Contract or;
- (ii) becomes insolvent or goes into liquidation or bankruptcy other than for reconstruction or amalgamation.

4.2 The period of notice required to be given to Contractor under Clause 4.1 (i, ii and iii) hereof shall be ninety (90) days prior to termination, and if Contractor remedies the breach within said period, N.I.O.C. shall withdraw the notice. Where N.I.O.C. reasonably believes that Contractor is using its best efforts to remedy the default, N.I.O.C. shall extend the period of notice accordingly.

In the event of a breach of any major obligation by N.I.O.C. Contractor shall have the right to terminate this Contract, upon ninety (90) days written notice, and if N.I.O.C. remedies the breach within said period, Contractor shall withdraw the notice. Where Contractor reasonably believes that N.I.O.C. is using its best efforts to remedy the default, Contractor shall extend the period of notice accordingly.

4.4 Should either Party terminate this Contract, on the grounds of a breach of the terms of the Contract any amount awarded to either Party pursuant to the Arbitration Clause 32 shall not include consequential or indirect losses. Any such amounts awarded in favour of Contractor shall in no event exceed the cost incurred and actually paid out of the Capital Costs by Contractor and shall be paid out of revenue generated from the Contract Area after completion of the Development Operations thereon.

PART III

RIGHTS AND ASSISTANCE OF N.I.O.C.

5. RIGHTS OF N.I.O.C.

N.I.O.C. shall exercise all necessary control and supervision, in accordance with the terms of this Contract, required to ensure that Contractor is in full compliance with its obligations under this Contract. N.I.O.C. has all rights to utilize the Contract Area for purposes not related to this Contract, provided that such usage shall not prevent or hinder the carrying out of the Development Operations within the Field. N.I.O.C.'s rights include, inter alia:

- (a) In order to implement N.I.O.C.'s responsibilities set out in Clause 18, representative(s) authorized by N.I.O.C. in writing, may inspect, any Development Operations in the Field and any records of

Contractor relating thereto, and Contractor shall provide facilities similar to those applicable to its own or to subcontractors' staff for transport to the Development Operations, subsistence and accommodation.

N.I.O.C. and Contractor shall coordinate appropriate scheduling of such inspections.

(b) N.I.O.C. has the right hereunder to terminate the Contract, pursuant to Clauses 4 and 29 hereof

(b) N.I.O.C. has the right hereunder to exercise the option to provide any legally required insurance coverage of materials and equipment, pursuant to Clause 12 hereof

(c) N.I.O.C. has the right hereunder to prepare with Contractor a training program for Iranian personnel employed in the Development Operations, pursuant to Clause 13 hereof.

(d) N.I.O.C. has the right hereunder to receive and own logs, drilling records, seismic tapes, geological and geophysical information, data and other documents prepared by Contractor relating to Development Operations, pursuant to Clause 14 hereof

(e) N.I.O.C. has the right hereunder to receive from Contractor documents related to Development Operations, including inter alia: daily drilling reports and monthly operations reports, with reviews of expenditures in relation to the Work Program and Budget, pursuant to Clause 15 hereof.

(f) N.I.O.C. has the right hereunder to appoint five (5) representatives to the JMC, and exercise equal votes with Contractor on all decisions of the JMC, pursuant to Clause 17 hereof.

(g) N.I.O.C. has the right hereunder to make changes in the Master Development Plan, Work Programs and Budgets. NIOC may also approve or disapprove any proposed changes in Master Development Plan, Work Program and Budget agreed upon by the JMC, receive monthly reports on progress and costs in the implementation of the Master Development Plan, Work Programs and Budget, inspect the quality of services, materials and equipment and approve or disapprove subcontractors, vendors and bidders lists, pursuant to Clause 18 hereof.

(h) N.I.O.C. has the right hereunder to sell all Natural Gas not required for fuel or injection in Development Operations, stipulated in Clause 19 hereof.

(i) N.I.O.C. has the right hereunder to determine the measurement point and measurement equipment for Petroleum jointly with Contractor, and inspect the measurement equipment, pursuant to Clause 21 hereof.

(j) N.I.O.C. has the right here under to appoint an independent auditor to audit Contractors books and accounts annually, pursuant to Clause 23 hereof.

(k) N.I.O.C. has the right hereunder to approve or disapprove any assignment of all or part of the Contract by Contractor, pursuant to Clause 27 hereof.

6. N.I.O.C. ASSISTANCE

6.1 Land and water reasonably required by Contractor for the purpose of Development Operations hereunder shall be acquired by N.I.O.C. and put at the disposal of Contractor. The purchase prices or rents paid to acquire such lands and water together with expenditures incurred in connection therewith, shall be

either paid by N.I.O.C. or included in Petroleum Costs if paid by Contractor.

6.2 N.I.O.C. shall provide assistance to Contractor in securing and renewing entry or work permits for employees of Contractor or its subcontractors and their dependents, permits and registrations required to open and maintain a branch office in Iran, and customs clearances required for imports and exports of equipment and supplies solely required for the operations under this Contract.

6.2 In order to allow Contractor to properly advise N.I.O.C. and the JMC as to appropriate Work Programs and Budgets, N.I.O.C. shall as and to the extent it deems it necessary, provide Contractor with access, and copies where possible, to all relevant technical data related to the Field including geological maps and sections well logs, reports, core and drill stem test data; data of all seismic surveys, including prints, films, tapes and seismic profiles and base maps; and PVT and other reservoir fluid 4ta ; as well as infrastructure drawings and equipment layouts for all N.I.O.C. facilities that are anticipated to be utilized in connection with the Development Operations under the Master Development Plan.

PART IV

RIGHTS AND OBLIGATIONS OF CONTRACTOR

7. COMPLIANCE WITH LAWS AND REGULATIONS

7.1 N.I.O.C. hereby authorizes Contractor to enter Field _____ to carry out Development Operations, on behalf of and in the name of N.I.O.C. during the Development Phase of each facility and platform, in accordance with the Work Program and Budget approved pursuant to the provisions of Clause 18 hereof.

7.2 Contractor shall, in the conduct of Development Operations under this Contract, always remain mindful of the fights and interests of Iran, and shall be subject to the laws, rules and regulations of the country.

7.3 Contractor shall register a branch office in Iran for the following purposes, while complying with local laws and regulations, including inter alia: keeping any necessary accounting records, filing tax returns, payment of taxes, levies, charges, fees and any other relevant charges.

8. LEVIES, CHARGES - FEES AND TAXES

8.1 To the extent any Iranian corporate income tax, Social Security Charges, required payments to the Iranian Training Fund, or other levies, charges or fees (including penalties and bank charges, not due to the fault of Contractor) are imposed on Contractor income related to the performance of this Contract (with the exception of personal income taxes generally and statutory charges what so ever imposed on all employees in Iran and thereby payable by Contractor's employees), Contractor shall pay same, and an amount representing such charge shall be reimbursed by NIOC to Contractor.

8.2 Contractor shall not be entitled to recover as Petroleum Costs, any taxes charges, fees and levies upon its income levied outside of Iran, nor any taxes, charges, fees and taxes of any nature that are paid directly by N.I.O.C.

9. GENERAL STANDARDS OF CONDUCT

9.1. Contractor shall carry out the Development Operations diligently and in accordance with good international petroleum industry practice and the latest oil industry standards and shall always be mindful of the rights and interests of NIOC.

9.2 In accordance with sub-Clause 9.1, Contractor shall

() ensure that all machinery, plant and equipment used by Contractor in connection with the Development Operations are of proper and sound construction and are kept in good operating conditions;

(i) purchase new machinery, plants, equipment and installations for all permanent facilities installed for N.I.O.C. hereunder;

(ii) prevent damage to adjacent strata which bear Petroleum or water and prevent water entering through wells into strata bearing Petroleum, except where water injection methods are used for secondary recovery operations or to avoid pollution;

(iii) dispose of drilling fluids, waste oil, salt water and refuse avoiding pollution.

9.3. If Contractor fails to carry out any Development Operations in accordance with good international petroleum industry practice as set out above, and such failure results in defects in the Development Operations, Contractor shall be responsible to remedy the defects at its own cost, and will not recover such costs under Clause 22

10. WELLS AND SURVEYS

10.1 The design of a well and the conduct of drilling and/or workover shall be in accordance with good international petroleum industry practice.

10.2 Contractor shall not, except where there is a danger or a risk of substantial economic

loss

(i) plug and/or abandon a well or remove any permanent form of casing therefrom, without the approval of NIOC, and an abandoned well shall be securely plugged to prevent pollution or water entering or escaping from the strata penetrated ; or

(ii) commence drilling, re-enter or plug a shut-in well unless N.I.O.C. has been given reasonable notice of such operation and has approved same in the Work Program and Budget.

10.3 For purpose of approving well plugging and abandonment, N.I.O.C. shall appoint a representative(s) available on a twenty –four (24) hour basis for receiving notice of any such proposed operation, and N.I.O.C. shall either approve or deny such proposals within forty - eight (48) hours after receipt thereof.

10.4 Contractor shall give N.I.O.C. thirty,(30) days' notice of any proposed geophysical survey, which

notice shall contain complete details of the program to be conducted.

11. FIXTURES AND INSTALLATIONS

11.1 With the approval of N.I.O.C. and the JMC under the terms of this Contract Contractor shall conduct surveys, and place fixtures and installations necessary to conduct the Development Operations , including , but not limited to wells, workover, platforms, facilities, storage tanks , separation and processing facilities, utilities , shipment installations, pipelines, pipeline pump stations, cables, similar lines, or any other necessary equipment and infrastructure located inside or outside the Field.

11.1 All lands and assets acquired, created or used in connection with the operations carried out by Contractor shall be the property of N.I.O.C., except for machinery and equipment imported on a temporary basis pursuant to the provisions of Clause 25 hereof.

11.2 N.I.O.C. may consent to the laying of pipelines, cables and similar lines in the Field by other persons, which should not unreasonably interfere with the Development Operations of Contractor.

11.3 Contractor and N.I.O.C. shall cooperate in good faith to accomplish cost effective and timely interconnections o ' f platforms and facilities used for Development Operations under this Contract with existing facilities of N.I.O.C. Furthermore N.I.O.C. agrees to utilize such existing facilities as are necessary for the support of the Master Development Plan, where such facilities have excess capacity.

12. LIABILITY AND INSURANCE

12.1 Contractor shall maintain insurance coverage in the types and amounts required under all applicable laws rules and regulations, and N.I.O.C. may exercise the option to provide at the Contractor's cost such coverage at premium rates not greater than market rates for policies of equivalent coverage and security available elsewhere. In the event N.I.O.C. elects to provide such coverage, N.I.O.C. shall endeavor to notify Contractor of any omission in said coverage, in order to enable Contractor to arrange for substitute or additional policies to remedy any such omission.

In addition, Contractor shall maintain insurance with respect to liability to employees, subcontractors or third parties in an amount appropriate to the risk and consistent with international industry practice. Contractor may carry insurance with respect to physical damage to equipment, fixtures and installations as is reasonable and consistent with industry practice.

12.2 Contractor shall indemnify, defend and render N.I.O.C. harmless from all claims and damages to third parties relating to the conduct of the Development Operations by Contractor, or its subcontractor, or any third-party. The cost associated with defending, paying, compromising or otherwise settling any such claims or damages, not covered by insurance, (which settlement has been approved by N.I.O.C. in accordance with the Accounting Procedures) shall be included in Capital Costs. Notwithstanding the foregoing, the cost associated with defending, paying, compromising or otherwise settling any claims or damages caused by negligence of any personnel of Contractor and/or its subcontractor, shall not be included in recoverable costs.

13 LOCAL EMPLOYMENT: AND TRAINING

13.1 Contractor shall give priority to qualified Iranian citizens in employment of personnel to carry out the Development Operations, in accordance with the laws of Iran limiting the employment of foreign personnel to only positions where qualified Iranian citizens are not available.

13.2 Contractor shall conduct and provide for, during the term of this Contract, such trainings for such Iranian employees and trainees as may be introduced from time to time by NIOC on the basis of its training requirements at the cost of up to minimum one percent (1%) of the Capital Cost. The type and nature as well as the level, duration and place of training shall be planned in order to facilitate transfer of technical know-how and technologies, by upgrading the technical knowledge and skills of the trainees and enabling them to assume and perform the responsibilities and tasks for which they are being trained as required by N.I.O.C. The training programmes shall be coordinated with jointly prepared with NIOC and implemented by and under supervision of NIOC.

14 DATA AND SAMPLE

14. Contractor shall keep logs and records of the drilling, deepening, plugging or abandonment of wells in accordance with good international petroleum industry practice. All such logs and records shall be the property of N.I.O.C., and Contractor shall provide such logs and records to N.I.O.C. The logs and records shall contain particulars of:

- (i) the strata and sub-soil through which the well was drilled
- (ii) the casing, tubing and down-hole equipment and alterations thereof, inserted in a well ; and
- (iii) Petroleum, water and workable mineral deposits encountered.

14.2 Contractor shall record, in an original or reproducible form of good quality, and on seismic tapes, where relevant, all geological and geophysical information and data relating to the Field obtained by Contractor and shall deliver that information, data, interpretations thereof and the logs and records of wells, to NIOC as soon as practicable after that information, those interpretations and those logs and records are received by Contractor.

14.3 Contractor may remove for the purpose of laboratory examination or analysis, petrological specimens or samples of Petroleum or water encountered in a borehole or well and, as soon as practicable, shall, without charge, give NIOC a representative part of each specimen and sample removed. Contractor shall furnish NIOC any laboratory reports concerning such specimens and samples.

14.4 All costs associated with the collection, interpretation, use, and copying of data, samples and information solely and reasonably required for the efficient and effective development of the field shall be included in Petroleum Cost, and be recoverable pursuant to Clause 22.

15. Reports

15.1 Contractor shall keep records of and supply all documents pertinent to the study engineering and all other information to NIOC concerning the Development Operations, in accordance with normal industry practices.

15.2 Contractor shall submit, in writing to NIOC daily reports on drilling operations and production operations, and weekly reports on geophysical operations.

15.3 Contractor shall report, in writing to NIOC, the progress of the Development Operations according to the following schedule:

(i) within fifteen (15) days after the beginning of each month covering the previous month ;

(i) during the first Quarter of each Calendar Year, covering the previous Calendar Year ;

and

(ii) during the last Quarter prior to the date of expiry or termination of this Contract.

15.4 A report under sub- Clause 15(3) shall contain, in respect of the period which it covers:

(i) details of the Development Operations carried out and the factual information obtained

(ii) a description of the surface area and strata in which Contractor has operated

(iii) an account of the expenditures on Development Operations in accordance with the Accounting Procedure

(iv) a map indicating locations of all wells and other fixed assets in the Field and

(v) all information required by clause 15 not previously supplied.

15.5. Contractor and/or N.I.O.C., as appropriate depending upon which Party is responsible for conducting production and/or injection operations as to the facilities, shall furnish to each other a monthly report, no later than the fifteenth (15th) day of the succeeding month, indicating the amount of Crude Oil, Natural Gas and water produced, and the amount of water or natural gas injected in its operations in the Fields, for the previous month.

PART V

DEVELOPMENT OPERATIONS JOINT MANAGEMENT

COMMITTEE WORK PROGRAM AND BUDGET

16. OPERATORSHIP

16. 1 N.I.O.C. shall be the Operator for all facilities, immediately after commissioning and start-up.

16.2 Contractor shall be the Operator for the design, construction, installation, commissioning and start - up of all facilities, and shall deliver to NIOC for processing and export, any Petroleum produced while it is Operator to facilities of N.I.O.C. Contractor shall notify the JMC and N.I.O.C. when each facility is ready for final commissioning, start up and testing. For each drilling platform, commissioning shall not be

deemed completed until N.I.O.C. has confirmed that Contractor has properly completed, stimulated and tested all wells for that platform under the Work Program, but not to exceed _____ months after completion of the last well thereon.

17. JOINT MANAGEMENT COMMITTEE

17.1 There shall be a Joint Management Committee ("JMC"), within thirty (30) days from the Effective Date of the Contract, consisting of five (5) representatives from each Party. Each Party shall appoint in writing its members to the JMC and up to an equal number of alternates and shall have the right at any time to substitute other persons as its members or alternates by notifying the other Party in writing. Each Party shall be entitled to cast five votes (one per representative) on matters to be decided by the JMC. In the absence of a member, an alternate shall represent the Party in question and shall have full power to act for the member. Contractor and N.I.O.C. shall alternate providing a person to prepare a written record of all JMC meetings (the "Secretary

17.2 The JMC shall meet in Tehran, or other locations(s) mutually agreeable to both N.I.O.C. and Contractor, It shall have regular meetings once per Quarter, but may meet more often by mutual agreement. N.I.O.C. and Contractor shall be free to suggest items for the agenda for such meetings, which matters shall be considered at the subject meeting. The Chairman of the proposed meeting will distribute the agenda as early as possible before the meeting. N.I.O.C. shall function as the JMC Chairman until the end of the first full Calendar Year of this Contract, and thereafter the JMC chairmanship shall alternate between members annually, unless otherwise agreed. Prior to adjournment of any meeting, the Secretary shall prepare a record of any and all decisions taken at the meeting which shall be signed by all the representatives present. Within fourteen (14) days of the meeting, the Secretary shall distribute complete minutes of the meeting for the approval of the Parties.

17.3 The JMC, subject to the provisions of this Contract, shall be responsible for the control and supervision of the Development Operations. Said control and supervision shall not relieve Contractor of its responsibilities and obligations under this Contract.

17.4 All decisions of the JMC must be unanimous. In the event that the JMC is unable, after exhausting all avenues of discussion and review, to reach unanimous decision of any matter under this Contract, the Parties agree to seek the guidance and counsel of their respective senior managements, and said managements shall endeavor to resolve the issue. In the event of the failure of the Parties either through the JMC or their respective managements to agree upon any matter related to the Development Operations, the most recently approved Work Program and Budget shall be presumed to be the basis for future Development Operations, and shall be given preference in reviewing possible new Work Programs and Budgets.

17.5 In addition to the responsibilities which are enumerated elsewhere or implicit herein, the JMC shall

- (i) Approve any changes in the Master Development Plan, and annual Work Program and Budget submitted by Contractor pursuant to Clause 18; and
- (ii) Appoint subcommittees at the request of either N.I.O.C. or Contractor to study and make

recommendations to the JMC regarding technical, administrative, financial, and any other matters affecting the Development Operations hereunder.

The JMC shall determine the size, membership, functions and time table for meetings and reports by each subcommittee to the JMC.

17.6 After the completion of Development Operations and start-up pursuant to Article 16, the JMC shall continue to function solely for the preparation and monitoring of the Statements of Cost Recovery and Remuneration Fee pursuant to Clause 22 (3), and to suggest any meetings desired by the parties to review the continuing duties and obligations of the Parties under the Contract.

17. MASTER DEVELOPMENT PLAN WORK PROGRAM AND BUDGET, N.I.O.C. APPROVAL.

18.1 The Master Development Plan, including Work Program and Budget for the entire Development Phase considered under this contract is attached hereto as Appendix "E". In accordance with said Master Development Plan, Capital Costs shall be equal to or less than

_____ U.S. Dollars (_____) for the Field _____ during the Term of this. Contract in order to carry out the Development Operation set out in Appendix "E" according to the provisions of this Contract.

18.2 According to the Master Development Plan the total Capital costs to carry out the operations under Clause 18.1 above will be expended over a period of _____ years as from the Effective Date in the manner set out in more detail in Appendix "E". First / or Additional Production in the Field is projected to occur within _____ Calendar months after the Effective Date.

18.3 In the event that N.I.O.C. and the JMC ever decide in conformity with and subject to Clause 22.3.,that certain changes in the Master Development Plan may be made, the result of which shall increase or decrease the total number or sizes of wells , platforms, pipelines and facilities from those stipulated in Appendix "E" hereto, any such changes in excess of fifty thousand U S Dollars(USD 50000) in value is referred to as changes in scope.

The amount referred to in Clause 18.1 shall be the Contract's ceiling, which shall not be increased whatsoever(even as a result of changes in scope mentioned in this Clause in order to achieve the objectives of the Development Operations set forth in the original Master Development Plan) unless as a result of any Additional Works proposed by JMC and approved by N.I.O.C.

18.4 The Master Development Plan shall constitute the approved Work Program and Budget for the remainder of the Calendar Year following the Effective Date. Contractor shall submit in writing to N.I.O.C. and the JMC, and orally present to the JMC, by October 31 of every Calendar Year a detailed statement of the planned Development Operations in the Work Program and Budget for the following Calendar Year, as well as any proposed changes in the Master Development Plan. N.I.O.C. shall review and approve or disapprove the annual Work Program and Budget and or changes, if any, in the Master Development Plan.

18.5 The Work Program and Budget for Development Operations and or any proposed changes in the

Master Development Plan submitted by Contractor to N.I.O.C. and the JMC for approval of NIOC shall contain full descriptions thereof and the necessary information.

18.6 The JMC will consider the Work Program and Budget, as well as any changes in the Master Development Plan, and may propose certain changes therein, within thirty (30 days of the receipt of the annual Work Program and Budget and changes to the Master Development Plan).

The JMC shall then approve the final Work Program and Budget (and any changes in the Master Development Plan) prior to December 1 of the current Calendar Year, and shall immediately furnish said Work Program and Budget (and proposed changes in the Master Development Plan) to N.I.O.C. as provided for in Clauses 18.4 and 18.7, for approval.

18.7 In addition to N.I.O.C.'s right to participate in the deliberations of the JMC, the JMC shall furnish the approved Work Program and Budget (and any changes in the Master Development Plan) to N.I.O.C. and N.I.O.C. shall either concur with the decision of the JMC, or return same to the JMC for further consideration. N.I.O.C. shall review said Work Program and Budget (and the changes in the Master Development Plan if any within fifteen (15) days of receipt thereof, and shall be deemed to have concurred with the decision of the JMC unless N.I.O.C. issues a written objection to the Work Program and Budget (or the proposed changes in the Master Development Plan) within said fifteen (15) days period. If N.I.O.C. does not concur with any part of Work Program and Budget (and the proposed changes in the Master Development Plan the JMC shall endeavor to review same to address the concerns of N.I.O.C. and shall submit the Work Program and Budget (and the changes in Master Development Plan) for N.I.O.C. review and approval in accordance with the same time periods set out above i.e. fifteen (15) days. In the event that any proposed changes in the Master Development Plan are not approved by N.I.O.C., the existing Master Development Plan shall prevail.

18.8 After adoption of the annual Work Program and Budget, as well as any changes in the Master Development Plan, pursuant to Clause 18.7 above and concurrence of N.I.O.C., Contractor may make minor changes to that Work Program and Budget if those changes do not have any effect on the original objectives of the Development Operations (and do not increase the total budget for any year by more than five percent) and shall state the reasons for those changes to N.I.O.C., Contractor is authorized to expend no more than five percent(5%) over the total budget approved by N.I.O.C. for any year. Should Contractor anticipate, at any point during a Calendar Year, that increase of Petroleum Costs will, as a result of said changes, exceed such amount, Contractor shall immediately advise the JMC and N.I.O.C., which shall consider and approve or disapprove changes to the Work Program and Budget.

It is clearly understood and agreed by the parties that such changes shall not affect the Contract's itemised breakdown prices set forth in the original Master Development Plan and the overall amount of Capital Costs set forth in Clause 18.1.

18.9 In addition to the supervision of NIOC conducted through the JMC, N.I.O.C shall have the right to supervise the implementation of the Master Development Plan and Work Program and Budget (such control and supervision shall not be taken as a justifiable ground for exceeding the Contract's ceiling nor relieve Contractor of its responsibilities and obligations under this Contract) as follows:

(i) Contractor shall furnish N.I.O.C. with monthly invoices attached to the relevant reports on the costs of the Development Operations under the approved Work Program and Budget, in relation to the budgeted costs for said work, as more fully set out in Clause 15.

(ii) N.I.O.C. shall have the right to review, examine and verify the invoices received per Clause 19.9(1) and inspect the quality of services, equipment and materials being furnished by Contractor through the use of N.I.O.C. or third party inspectors engaged by N.I.O.C, at its cost, in order to ensure that Contractor is in full compliance in all respect with the provisions of this Contract.

(iii) Contractor shall submit proposed vendors lists to N.I.O.C. for all expected purchases of machinery and equipment for which N.I.O.C. will stock spares or which must be compatible with existing NIOC machinery and equipment, or warehouse items.

(iii) Contractor shall also submit proposed vendors lists to N.I.O.C. for all other expected purchase of equipment, materials, services or facilities in excess of

_____ U.S. Dollars.

Contractor shall also submit proposed bidders lists to N.I.O.C. for all expected subcontracts of services in excess of _____ (_____) U.S. Dollars.

N.I.O.C. shall have the right to disapprove any proposed vendor or subcontractor provided that such disapproval should be given in writing within fifteen (15) days of receipt of said bidders list by N.I.O.C. In the event that such disapproval of potential bidders by N.I.O.C. should cause the bidders list for any particular contract to fall below four (4) bidders, N.I.O.C. shall discuss with Contractor ' the anticipated problems with prices and the quality of the services or products on which it based its disapproval, and shall work with Contractor to resolve such problems and agree upon qualified bidders for the services in question. Contractor shall furnish N.I.O.C. copies of all bid tenders issued for Development Operations. N.I.O.C. has the right to approve or disapprove the award of all bids in excess of U.S. Dollars (within fourteen (14) days after receipt of Contractor's proposed award. NIOC shall use its best efforts to advise Contractor of its approval or disapproval in less than fourteen (14) days, if possible. In addition, if Contractor wishes to award 'a contract of less than _____ U.S. Dollars () to a vendor whose bid exceeds the cost of the services or products contained in the annual Work Program and Budget approved by JMC and N.I.O.C. , Contractor shall submit full particulars as to the submitted bids to N.I.O.C. , and N.I.O.C. shall have fourteen (14) days from receipt thereof to review same and approve or disapprove Contractor's proposed contract award. If N.I.O.C. fails to notify Contractor that it disapproves of Contractor's proposed vendors lists or contract award decision regarding any bid within fourteen (14) days, Contractor may proceed as planned.

The implementation of the provisions of Clause 18.9 above shall be further detailed in a co-ordination procedure to be prepared by the JMC and approved by NIOC within months form the Effective Date of this Contract.

The co-ordination procedure shall be prepared according to and in conformity with the provisions of this Contract and in case of any conflict with and inconsistency between co-ordination procedure and the provisions of this Contract the latter shall prevail.

19. NATURAL GAS

Under the direction of the JMC, and in accordance with the Work Program and Budget approved by N.I.O.C. and the JMC, Operator may use such Natural Gas as is necessary for injection to the surface structure and for fuel in the Development Operations. N.I.O.C. may elect to sell any or all remaining Natural Gas in excess of such injection and fuel gas requirements. Should there be any Natural Gas remaining after the injection and consumption of fuel gas and the sale of Natural Gas by N.I.O.C., Operator shall endeavor to return such excess Natural Gas to the subsurface structure. In the event all such Natural Gas can not be economically injected or returned to the subsurface structure, such Natural Gas may be flared, after approval by N.I.O.C., in accordance with good international petroleum industry practice. Natural Gas may, with the approval of NIOC, be flared at any time if necessary for the conducting of well and production tests and during any emergency.

20. PRODUCTION LEVELS

20.0 Operator shall use its best efforts to produce Petroleum at the Maximum Efficient Rate (MER), observing the latest international petroleum industry reservoir management practices, during the Term of this Contract.

20.1 Operator shall use its best efforts to produce in each Calendar Year the forecast quantity estimated in the annual Work Program and Budget.

20.2 Crude Oil shall be run to storage and shall be metered or otherwise measured as required to meet the purpose of this Contract in accordance with Clause 21.

20.3 At a reasonable time prior to the scheduled date of First Additional Production, the Parties shall agree on procedures covering the scheduling, storage and lifting of such production.

20.4 N.I.O.C. hereby agrees that production from the field shall not be restricted to any amounts less than the MER, during the Term hereof, due to any reasons other than physical or technical limitations.

21. MEASUREMENT OF PETROLEUM

21.1 The volume and quality of Petroleum produced, saved and/or transferred from the Contract Area shall be measured in accordance with the methods and procedures prescribed in the A.P.I Manual of Petroleum Measurement Standards as amended or supplemented from time to time.

21.2 N.I.O.C. and contractor may inspect the equipment used for measuring the volume and determining the quality of Petroleum and may appoint an inspector, at such Party's expense, to observe the measurement of volume and determination of quality.

21.3 Where the method of measurement, or the equipment used therefor have caused an overstatement or understatement of the production, the error shall be presumed to have existed since the date of the last calibration of the measurement devices unless the contrary is shown, and an appropriate adjustment shall be made for the period of error.

21.4 N.I.O.C. and Contractor shall determine by mutual agreement the type(s) and location(s) of the metering equipment, and the production shall be measured at the flange directly upstream of such metering equipment.

PART VI

COST RECOVERY AND REMUNERATION

22.COST RECOVERY AND REMUNERATION FEE

22.1 Subject to the provisions under Clause 23, Contractor, shall recover Petroleum Costs, duly entered in Contractor's books of account (in accordance with the Accounting Procedure and subject to reviewing examination, verification and auditing under Clause 23), together with bank charges to compensate Contractor for financing the acquisition of materials, equipment and services for Development Operations hereunder (herein referred to as "Bank Charges") thereon from the month the expenditure occurred. Such accrued Bank Charges shall be calculated in accordance with the provision in Section 3.11 of the Accounting Procedure; and shall be at a rate equal to libor plus minus _____%) percent.

22.1 The Petroleum Cost shall be recovered as follows:

(i) Capital Costs and Non-Capital Costs incurred prior to the date of First/Additional Production for the Field shall be amortized over _____ Cost Recovery Years commencing on the date of First Additional Production in the Field (the "Amortization Period "), with Bank Charges thereon as determined in accordance with Accounting Procedure. The recovery of Capital Costs and Non Capital Costs with Bank Charges then accrued, for the field shall be payable to Contractor in equal monthly installments during the Amortization Period, or on a current basis if incurred after the Amortization Period.

(ii) Capital Costs and Non-Capital Costs incurred after the date of First/Additional Production in the Field shall be amortized over the remainder of the Amortization Period, together with Bank Charges thereon in accordance with the Accounting Procedure .

(iii) Operating Costs incurred on a current basis, without Bank Charges commencing with the first day of the first month following the date of first/Additional Production.

22.3 In addition to the Capital Costs, Non-Capital Costs, Bank Charges thereon and Operating Costs, Contractor shall be entitled to a Remuneration Fee _____ of U. S Dollars to be paid to Contractor during the Amortization Period set out above, commencing with the first day of the first month following the completion of the Development Operations, as follows:

(I) In the event that the JMC and N.I.O.C. approve pursuant to Clause 18.3, any Additional Works to the Development Operations set forth in the original Master Development Plan and the increase in Capital Costs, then the Remuneration Fee shall be adjusted upwards proportionately and recovered on a rateable basis over the time frames set forth above.

Remuneration Fee shall remain fixed and unchanged for any decrease in Capital costs incurred by

Contractor for the conduct of Development Operations set forth in the original Master Development Plan.

(III) In the event that JMC and NIOC approve changes in scope pursuant to Clause 18.3 and the forecasted cumulated Capital Costs resulting from all such approved changes in scope decrease from those set out in the original Master Development plan then the Remuneration Fee shall be adjusted downwards proportionately.

(IV) In case of any changes required and approved by JMC in order to achieve the objectives of the Development Operations set forth in the original Master Development plan Contractor shall only be entitled to recover the additional related Capital Costs, resulting from all such approved changes up to the ceiling amount pursuant to Clause 18.1 and subject to Clause 18.3. In such case the Remuneration Fee shall remain fixed and unchanged.

22.4 Petroleum Costs and the Remuneration Fee set out herein shall be paid to Contractor as set forth above, in the form of crude oil /gas out of and up to _____

percent of the product produced from the Field as a result of Development Operations carried out by Contractor, and delivered to Contractor, or its nominated lifters pursuant to the Crude Oil/Gas Long Term Sales Agreement attached hereto as Appendix "C". The actual crude oil /gas price set out in the commercial invoices for actual volumes of crude oil/gas lifted pursuant to the Crude Oil/Gas Long Term Sales Agreement shall be credited against the Petroleum Costs and Remuneration Fee owed to Contractor under this Contract, pursuant to the Accounting Procedure.

Contractor hereby commits to lift such crude oil/gas in accordance with this Contract and Appendix "C". In the event that the Petroleum Costs and Remuneration Fee are not fully paid during the Amortization Period, Contractor shall be entitled to receive crude oil/gas produced from the Field as a result of Development Operations carried out by Contractor, pursuant to the Crude Oil/Gas Long Term Sales Agreement, until such Petroleum Costs and Remuneration Fee are recovered or the Term expires pursuant to Clause 3.3.

Notwithstanding the above it is agreed by the parties that N.I.O.C. shall always be entitled to market for its own account at least _____ % of the forecasted crude oil/gas production in any month from the field (priority percentage right), and Contractor is entitled for the Cost Recovery and Remuneration Fee up to the remaining

_____ % of the revenue generated from the Field. N.I.O.C shall always be entitled to market for its own account the crude oil/gas production remaining after its priority percentage right have been satisfied and after crude oil/gas production due to Contractor to recover Petroleum Costs and Remuneration Fee have been accounted for.

The JMC will advise N.I.O.C. Crude Oil / Gas Marketing Departments of forecasted production of crude oil/gas for lifting, in accordance with the Long Term Crude Oil/Gas Sales Agreement and the amount of Petroleum Costs and Remuneration Fee required during the succeeding Quarter to compensate Contractor hereunder. This shall be included in the quarterly statements of Cost Recovery and Remuneration Fee pursuant to the Accounting Procedures. N.I.O.C. shall then deliver to Contractor, subject to its priority percentage right requirements, sufficient volumes of crude oil/gas produced from the Field, pursuant to

Appendix "C" to compensate Contractor for such Petroleum Costs and Remuneration Fee. However, it is fully understood and agreed that all payments under this Clause 22 shall be subject to the achievement of the objectives of the Development Operations set forth in the original Master Development.

PART VI

BOOKS, ACCOUNTS, VERIFICATION, AUDITING, IMPORTS, EXPORTS AND FOREIGN EXCHANGE

23. BOOKS, ACCOUNTS, VERIFICATION AND AUDITING

23.1 Contractor shall keep books and accounts of Petroleum Costs in accordance with the Accounting Procedure and shall submit to N.I.O.C. an annual statement of those accounts not later than three (3) months after the end of each Calendar Year. In addition, for the purpose of examination and verification of the costs and expenditures Contractor shall provide to N.I.O.C., Quarterly invoices attached to the statements of accounts not later than the fifteenth (15) day of the succeeding Quarter, containing categorized listings of debits and credits for each account.

23.2 N.I.O.C. shall have the right to appoint an independent auditor of international standing, to audit annually the books and accounts of Petroleum Costs and complete such auditing within 24 months following the date in which the expenditures occur and report to NIOC; the cost of such audit shall be recoverable by Contractor as Petroleum Costs.

23.3 N.I.O.C., in addition to the deliberation of the auditors and notwithstanding various provisions of the Contract shall have complete access to records and accounts of Contractor during normal business hours, in order to review, audit, examine and verify all charges and credits relating to Development Operations such as books of accounts, accounting entries, material records and inventories vouchers, payrolls statement of accounts and invoices within one (1) Calendar Year of the period to which they relate, and shall complete those review audit examination and verification within three(3) Calendar Years. N.I.O.C. shall have sixty (60) days after completion of the review, audit examination and verification to issue exceptions to Contractor in writing. Any review audit, examination and verification not completed within the said period shall be deemed to have been performed and all of Contractor's books and accounts shall be deemed correct and recognized as such by N.I.O.C.

23.4 Any discrepancy shall be resolved by the Parties within one (1) Calendar Year from the date the issue being raised by N.I.O.C. Any failure to resolve such a discrepancy shall be submitted to a mutually agreed expert petroleum accountant located in Tehran.

The decision of the expert petroleum accountant shall be obtained within three (3) months of its submission to such expert. The fees of the expert petroleum accountant engaged to resolve such difference shall be borne equally by Contractor and N.I.O.C. Contractor's portion of such fees shall be included in recoverable Petroleum Costs if the expert petroleum accountant rules in its favor on the dispute. If the expert petroleum accountant rules in favor of N.I.O.C. Contractor shall reimburse N.I.O.C. for its portion of the fees, by making a deduction from the account of recoverable Petroleum Costs pursuant to the Accounting Procedure, and shall not recover same as Petroleum Costs. If the auditor's

findings involve several disputes the treatment of fees as recoverable/reimbursable shall be proportionate with auditor's findings.

23.5 Discrepancies noted as a result of an audit, including the rejection of recoverable Petroleum Costs (and any effects of the prior incorrect entries), and agreed for correction by N.I.O.C. and Contractor or decided by the expert petroleum accountant under (23.4) shall be reflected in Contractor's books and accounts within the accounting period following the period in which agreement upon the correction is made.

24. UNITIZATION OF IRANIAN CONTENT

Contractor shall, in compliance with the laws, rules and regulations of the Country, make provisions for maximum utilization of local supplies of equipment, articles, materials and services.

25. EXPORTS AND IMPORT

25.1 All materials, articles and equipment required exclusively for the efficient and economical conduct and performance of the Development Operations of Contractor and not available in Iran, shall be imported in the name of N.I.O.C. in accordance with applicable customs regulations. Any customs duties payable by Contractor for such importation shall be paid by Contractor and shall be reimbursed as Non-Capital Costs pursuant to Clause 22.

25.2 Articles imported for temporary use may be, re-exported with prior approval of N.I.O.C., subject to the relevant laws and regulations and payment of any applicable customs duties.

25.3 Articles which shall have been temporarily imported, may be sold in Iran, subject to the prior written approval of N.I.O.C., it being understood that in any such case it will be the responsibility of Contractor to pay any applicable duties and to comply with any formalities prescribed by the current regulations and to provide NIOC with the relevant customs clearance documents.

25.4 "Customs duties," as that term is used herein, shall include all duties fees and taxes on imports and exports (except those charges paid to N.I.O.C. for actual services rendered), which are payable as a result of the importation or exportation of the item or items under consideration.

26. CURRENCY EXCHANGE RATES

The calculation of recoverable Petroleum Costs under this Contract shall be on the basis of U.S. Dollar accounting. Contractor shall, in respect of all operation under this Contract, be subject to the foreign exchange rules and regulation applicable in Iran.

Any Petroleum Costs expended in local currency and any other hard currency exchanged by Contractor in Iran to cover local currency payments under this contract shall be converted into US Dollar, using prevailing monthly average exchange rate(s) published by the Central Bank of the Islamic Republic of Iran in the month in which such costs are incurred and recorded.

Contractor shall also have the right to convert any of its funds in US Dollar into Rial at the rate of

exchange as mentioned above.

All other non-US Dollar expenditures shall be converted into US Dollar at the exchange rate published in the Financial Times on the last business day of the prior month in which the expenditures are recorded. A complete record shall be kept of exchange rates used in converting local currency and rate non-US Dollar expenditures into US Dollar.

PART VIII

GENERAL

27. ASSIGNMENT

27.1 Any assignment by Contractor shall require the prior written consent of N.I.O.C., and which shall be granted or refused within thirty (30) days of receipt by N.I.O.C. of notice from Contractor that it intends to make such an assignment.

If notice from N.I.O.C. is not received within said thirty (30) day period it shall be considered as approval of the assignment.

27.2 Any company who becomes party to this Contract by virtue of such assignment shall assume all obligations of Contractor hereunder and both the transferring company and the transferee company shall thereafter be jointly and severally liable for the obligations of Contractor under this Contract.

28. CONFIDENTIALITY

28.1 Any plans, maps, sections, reports, records, scientific and technical data, and other similar information relating to the Development Operations of Contractor under this Contract shall be treated by Contractor as confidential in the sense that their contents or effects shall not be disclosed by Contractor without the prior written consent of NIOC.

28.1 Should Contractor acquire license(s) on behalf of N.I.O.C., for use in the Development Operations under this Contract, N.I.O.C. and Contractor each agree to fully comply with any license restrictions relating to such proprietary technology contained in the applicable license(s). If the applicable license(s) extend beyond the Term of this Contract, this Clause shall survive until such license(s) terminate.

29. FORCE MAJEURE

29.1 No failure or omission by either Party to carry out or to perform any of the terms or conditions of this Contract shall give the other Party a claim against such Party or be deemed a breach of this Contract, if and to the extent that such failure or omission arises from force majeure. Force majeure include but is not limited to strikes, disturbances, acts of God, unavoidable accidents, acts of war (declared or undeclared)

29.2 More particularly, and without limiting the generality of the foregoing, where any force majeure

occurrence beyond the reasonable control of either Party renders impossible or delays the performance of any obligation under this Contract, the Party affected shall promptly give written notice to the other and the obligations of the affected Party shall only be suspended during force majeure period which is equal to the delay resulting from the occurrence of the force majeure, provided that (i) Contractor shall take the care and actions to protect the equipment and works completed and/or in progress, and (ii) they party affected, declaring the occurrence, of force majeure, shall do all things reasonably within its power to remove or reduce such cause of force majeure and its effects and (iii) the period whereby such performance is delayed shall be added to any relevant period fixed by this Contract. Upon cessation of the force majeure event, the Party no longer affected shall promptly notify the other Party and immediately thereafter the Parties undertake to resume and perform their contractual obligations under the Contract.

Where an obligation is suspended by force majeure for a period more than 18 months, either party may elect to terminate this contract by a written notice without further obligations to the other party except provided herein.

In the event of termination of this Contract, due to force majeure any amount awarded in favour of Contractor shall be limited to the Petroleum Costs incurred by Contractor prior to occurrence of force majeure and shall be paid out of revenue generated from the Contract Area after completion of the Development Operation thereon in accordance with the provisions of this Contract.

29.3 Where the Party not affected disputes the existence of Force that dispute shall be referred to arbitration in accordance with Clause 32.

30. WAIVERS

In the event that either Party does not perform any obligation required under this Contract, failure by the other Party to take action to enforce such obligation against said none performing Party under this Contract shall not be deemed to be an amendment of the Contract nor a waiver of the right to enforce such obligations in the future, unless the obligation has been waived in writing.

31. GOVERNING LAW

This Contract shall be governed by, interpreted and construed in accordance with the laws of Iran.

32. ARBITRATION

The Parties shall use all reasonable efforts to settle amicably, through negotiations, any dispute arising out of or in connection with this Contract or the breach, termination or validity thereof. Any dispute, controversy or claiming arising out of or relating to this Contract, or the breach, termination or invalidity thereof, shall be finally settled by arbitration before three arbitrators. Any award of the arbitrators shall be final and binding on the Parties. Either Party may seek execution of the award in any court having jurisdiction over the Party against whom execution is sought.

33. SAFETY, HEALTH AND ENVIRONMENT

The Parties to this Contract recognize that they are obligated to conduct Development Operations, (a) in

an environmentally sensitive manner so that people today, and future generations, may benefit from the wiser stewardship of the earth's resources and (b) in a manner which demands safety and health in the work place for the benefit of employees, contractors and subcontractors as well as the public at large. The Parties therefore, shall conduct Development Operations subject to this Contract in accordance with the highest applicable standards of safety, health and environmental sensitivity. The Parties' specific objectives always shall be to:

(A) Operate according to performance standards which meet or exceed regulations, including all applicable international Laws and regulations, including all applicable Iranian laws and regulations

(B) Ensure that employees, contractors and subcontractors are trained and perform in accordance with the policies regarding safety, health' and the environment established by Contractor, where Operator, and by N.I.O.C., where Operator;

(C) Prevent all injuries and occupational illnesses

(D) Minimize generation of waste, and treat or dispose waste in an environmentally responsible manner;

(E) Prevent spills or leaks of oil and chemicals, and clean up any which occur; and

(F) Regularly review all practices and Development Operations for Opportunities to continuously improve performance with the goal of correcting all deficiencies.

34. HEADING AND AMENDMENTS

34.1 Heading are inserted in this Contract for convenience only and shall not affect the construction or interpretation hereof.

34.2 Should the Parties hereto wish to amend, modify or supplement this Contract, it shall be done in writing by an instrument signed by the Parties.

35 BRIBERY

Delivery of any bonus or commission whether in the form of money, goods or services by Contractor or its employees, to NIOC officers or employees or to any company, firm or persons working on behalf of NIOC shall be deemed a breach of the Contract by contractor and NIOC shall have the right to terminate the contract.

In the event of such termination Contractor shall not be entitled to any payment under the Contract.

NOTICES

36.1 All notices and other communication required or permitted under this Contract shall be in writing and shall be deemed to have been to an properly given and delivered to a Party when delivered by hand to an authorized representative of that Party, or when sent by registered post, by telegram, telefax or telex to the following address of the other.

N.I.O.C.:

N.I.O.C.:

36.2 A notice shall be effective on receipt.

36.3 N.I.O.C. or Contractor may at any time and from time to time change its authorized representative or its address herein on giving the other ten (10) days notice in writing to such effect.

Signed on the day and year first before written:

NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY

BY: _____

TITLE

Contractor:

BY: _____

TITLE

IRAN

SERVICECONTRACT

FOR THE DEVELOPMENT OF THE _____
_____ FIELD DATED _____.

BETWEEN

NATIONAL IRANIAN OIL COMPANY

AND

TABLE OF CONTENTS

SERVICECONTRACT

PART I

DEFINITIONS ANDSCOPE

1. DEFINITIONS

2. SCOPE

PARTII

TERM ANDTERMINATION

3. TERM

4. DETERMINATION

PARTIII

RIGHTS AND ASSISTANCE OFNIOC

5. RIGHTS OFNIOC

6. NIOCASSISTANCE

PARTIV

RIGHTS AND OBLIGATIONS OFCONTRACTOR

7. COMPLIANCE WITH LAWS ANDREGULATIONS

8. LEVIES, CHARGES FEES ANDTAXES

9. GENERAL STANDARDS OFCONDUCT

10. WELLS ANDSURVEYS

11. FIXTURES ANDINSTALLATIONS

12. LIABILITY ANDINSURANCE

13. LOCAL EMPLOYMENT ANDTRAINING

14. DATA ANDSAMPLES

15. REPORT

PARTV

DEVELOPMENTOPERATIONS,JOINTMANAGEMENTCOMMITTEE,WORKPROGRAM
ANDBUDGET

16. OPERATORSHIP

17. JOINT MANAGEMENT COMMITTEE

18. MASTER DEVELOPMENT PLAN, WORK
PROGRAM AND BUDGET, NIOC APPROVAL

19. NATURAL GAS

20. PRODUCTION LEVELS

21. MEASUREMENT OF PETROLEUM

PART VI

COST RECOVERY AND REMUNERATION

22. COST RECOVERY AND REMUNERATION FEE

PART VII

BOOKS, ACCOUNTS, VERIFICATION, AUDITING, IMPORTS, EXPORTS AND FOREIGN
EXCHANGE

23. BOOKS, ACCOUNTS AND AUDITING

24. UTILIZATION OF IRANIAN CONTENT

25. EXPORTS AND IMPORTS

26. CURRENCY EXCHANGE RATES

PART VI

GENERAL

RAL

27. ASSIGNMENT

28. CONFIDENTIALITY

29. FORCE MAJEURE

30. WAIVERS

31. GOVERNING LAW

32. ARBITRATION

33. SAFETY, HEALTH AND ENVIRONMENT

34. HEADINGS AND AMENDMENTS

35. BRIBERY

36. NOTICES

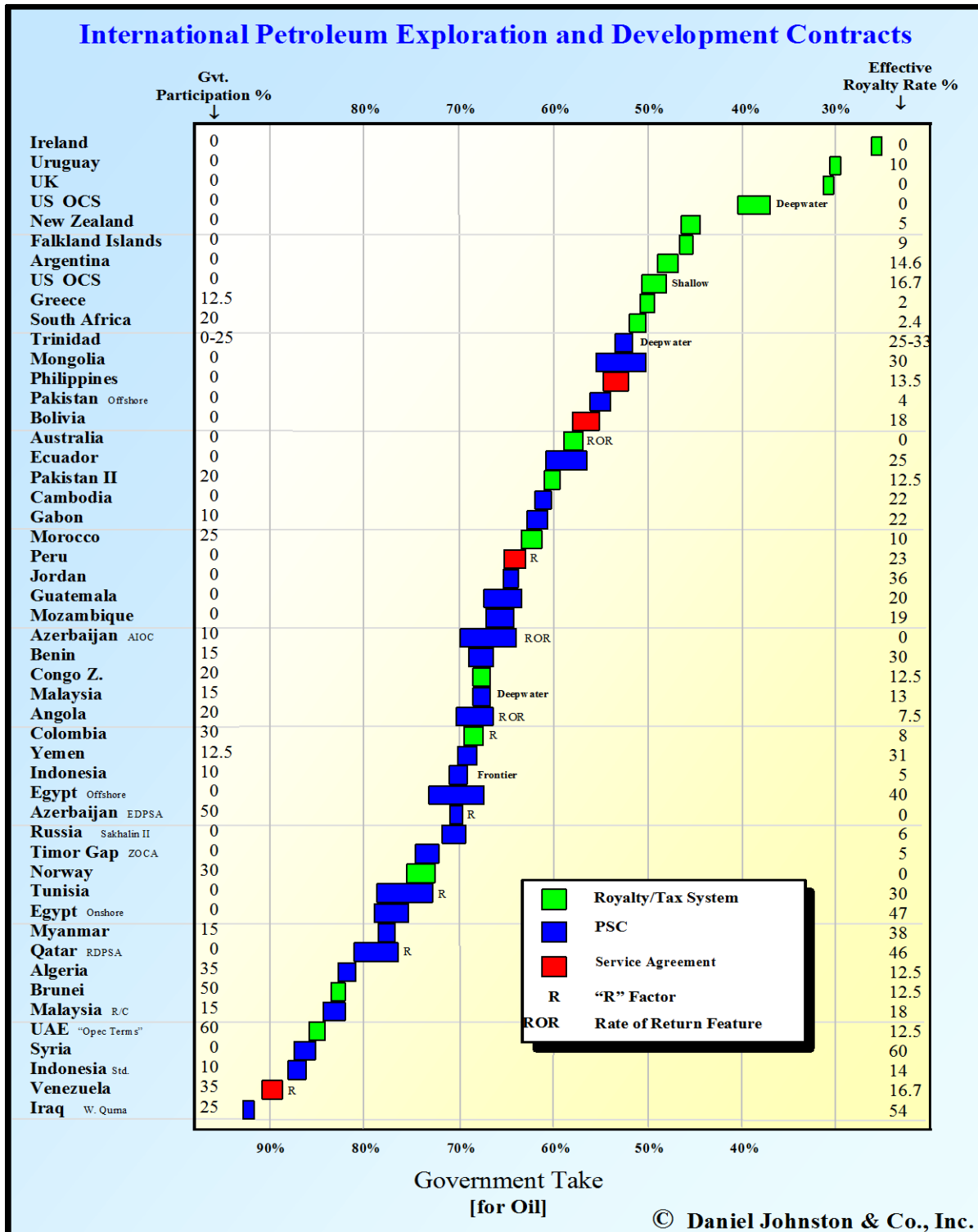
APPENDIX "A" -
DESCRIPTION OF CONTRACT AREA APPENDIX "B"
"- ACCOUNTING PROCEDURE

APPENDIX "C" - LONG TERM CRUDE SALES AGREEMENT

APPENDIX "D" -
PROCEDURES FOR ARBITRATION APPENDIX „E“ -
MASTER DEVELOPMENT PLAN

SERVICE CONTRACT

ANNEX IV: Government Take in International Petroleum Exploration and Development Contracts



ANNEX V: Key Characteristics of Fiscal Petroleum Regimes, Selected Developing Countries

<i>Country</i>	<i>Royalties</i>	<i>Production sharing 1/</i>	<i>Income tax rate</i>	<i>Resource rent tax</i>	<i>D.W.T. (nonres)</i>	<i>Investment incentives 2/</i>	<i>State equity 3/</i>
<u>Africa:</u>							
Angola	16-20%	50-90% (V)	50%	None	...	Yes (E)	25%
Benin	12.5%	55%	None	None	...	Yes (E,U)	15% (C)
Cameroon	Negotiable	None	57.5%	None	25%	Yes (O)	50% (C)
C.A.R.	12.5%	None	50%	None	40%	None	None
Chad	12.5%	None	50%	None	20%	None	10%
Cote d'Ivoire	None	60-90% (V)	None	None	12%	Yes (O)	10-20%
Ethiopia	None	15-75% (V)	50%	None	10%	Yes (E)	10%
Gabon	10%	65-85% (V)	None	None	...	Yes (E)	15% (C)
Ghana	12.5%	None	50%	12-28%	10%	...	25%
Mozambique	15%	10-50%	None	None	...	Yes (E)	None
Namibia	12.5%	None	42%	Formula	None	Yes (E,U,I)	None
Niger	12.5%	None	50%	None	18%	Yes (E)	...
Nigeria	0-20%	20-65%	85%	None	10%	Yes (E, Cr)	Variable
Senegal	5-12.5% V	0-50% (ror)	35%	Yes	10%	...	5-20%
South Africa	2-5%	None	30%	40%	...	Yes (O,U,I)	20% (C)
Sudan	...	60-80%	None	None	None	...	None
Tanzania	20%	45-72.5%	None	25-35% rr	10%	...	15% (C)
Uganda	None	None	30%	0-80% ror	15%	Yes (E,U)	25%
Zambia	10%	0-25% (ror)	Contract	Yes ?	15%	Yes (E,I,U)	10%
<u>Asia and Pacific:</u>							
Bangladesh	None	60-70% (V)	None	None	...	Yes (I)	None

Brunei	...	None	55%	None	None	Yes (A)	50%
Cambodia	5-12.5%	40-65% (V)	30%	None	None	Yes (E)	None
Indonesia	...	80-90% (V)	35%	None	13%	Yes (I, A,Cr)	10%
Malaysia	10%	50-70%	38%	70% (Pr.)	None	Yes (A, E,U)	25%
Mongolia	12.5%	35-60%	40%	None	20%	Yes (I)	None
P.N.G.	2%	None	45%	20-25% rr	None	Yes (I, Cr)	22.5 (C)
Philippines	None	60%	32%	None	15-32%	Yes (E)	None
Thailand	12.5%	None	50%	None	10%	Yes (E)	None
Vietnam	6-25%	65-70% (V)	50%	Formula	15%	Yes (H)	15%

Europe:

Bulgaria	12.5-17.5%	50%	40%	None	15%	Yes (H)	None
Turkey	12.5%	None	25%	None	20%	Yes (E)	None

Middle East:

Abu Dhabi	12.5-20%	None	55-85%	Product.	...	None	60% (C)
Algeria	10-20%	50-85% (P)	None	None	20%	None	51%
Bahrain	None	70%	50%	None	...	None	None
Dubai	12.5-20%	None	55-85%	None	...	None	None
Egypt	10%	70-87% (V)	40.55%	None	None	Yes (I)	None
Libya	16.67%	Yes (P)	65%	None
Morocco	...	None	39.6%	Yes (ror)	20%	Yes (A,I)	35%
Oman	None	80%	55%	None	None	None	None
Qatar	...	80-90%	None	None	None	None	None
Tunisia	...	None	50%-75%	Yes (ror)	None	Yes (E,U,I)	Negotiable
Yemen	3-10%	70-80%	None	None	None	Yes (E,U)	None

See footnotes on the following page.

Table 2. Key Characteristics of Fiscal Petroleum Regimes, Selected Developing Countries(concluded)

<i>Country</i>	<i>Royalties</i>	<i>Production sharing 1/</i>	<i>Income tax rate</i>	<i>Resource rent tax</i>	<i>D.W.T. (nonres)</i>	<i>Investment incentives 2/</i>	<i>State equity 3/</i>
<u>Latin America:</u>							
Antigua	5%	30-50% (T)	None	None	...	None	None
Argentina	12%	None	30%	None	35%	None	None
Aruba	None	79-89.5% (V)	39%?	None	None	Yes (E,U)	None
Barbados	12.5%	50-70% (V)	None	None	15%	Yes (E,U)	None
Belize	7.5%	5-15% (V)	25%	None	15%	Yes (U)	5%
Bolivia	31%	None	25%	25%	12.5%	Yes (E,U)	None
Chile	Formula	None	15%	None	35%	Yes (A)	35%
Colombia	20%	None	12.5%	None	7%	None	50% (C)
Costa Rica	1-15%	None	30%	None	15%	None	None
Dominican Rep?	17-30%	None	25%	None	25%	Yes (I)	None
Ecuador	12.5-18.5%	None	25-44.4%	Formula	25%	...	None
Guatemala	20%	30-70% (V)	31%	None	None	Yes (E,U,I)	None
Guyana ?	None	50-70% (V)	35%	None	10%	Yes (E)	None
Honduras	1-15%	None	25%	None	10-15%	None	None
Mexico ?	None	None	35%	None	7.7%	Yes (E,I)	None
Peru	Negotiable	None	20%	None	None	Yes (E,A,I)	None
Trinidad & Tob.	...	Variable	50%	0-45% Pr	...	Yes (A,H,I)	None
Venezuela	16.7%	None	67.7%	None	None	Yes (E, Cr)	0-35%

Transition

econ.:

Azerbaijan	None	45-65% (P)	30%	None	15%	Yes (E,O,U)	7.5-20%
Kyrgyz Republic	None	60-80% (V)	None	None	15%	Yes (H)	None
Turkmenistan	12%	40%	25%	None	15%	...	None
Uzbekistan	Yes	Yes	33%	None	15%	...	50% (C)

Sources: SUNLEY M. Emil, BAUNSGAARD Thomas and SIMARD Dominique, Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience, Post-conference draft: June 8, 2002, pp. 15-16.

(Background paper prepared for the IMF conference on fiscal policy formulation and implementation in oil producing countries, June 5-6, 2002.)

ANNEX VI: Assets, needs and constraints of the five NOCs

	Assets	Needs Constraints	Constraints
Saudi Aramco	<ul style="list-style-type: none"> • Efficient • Large oil and gas reserves • Multiple grades of A crude • Long-term strategic view • Investment in technology • Human resources 	<ul style="list-style-type: none"> • Capital for refining and petrochemicals • Promote local economy • Ownership of technology • Outlets for its crude (international refineries) • Develop gas value chain 	<ul style="list-style-type: none"> • Upstream oil closed • Political sensitivity • Domestic energy subsidies • Future rent needs of government
KPC	<ul style="list-style-type: none"> • Efficient refining, retail and petrochemicals business • International marketing skills • Large oil reserves 	<ul style="list-style-type: none"> • Experience of technology Management practices • Clarity of relations with government • Employment for nationals 	<ul style="list-style-type: none"> • Parliamentary opposition to FDI • Heavy/sour grade of crude • Small domestic market • Bureaucratic internal processes • Local employment quotas
Sonatrach	<ul style="list-style-type: none"> • Oil and gas reserves • LNG expertise 	<ul style="list-style-type: none"> • Management practices 	<ul style="list-style-type: none"> • Heavy labour costs • Bureaucratic internal

	<ul style="list-style-type: none"> • Capitalization on NOC <p>status abroad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Geography • Relatively transparent accounting 	<ul style="list-style-type: none"> • Access to distant and new markets • New oil and gas reserves • Investment in technology 	<p>processes</p>
NIOC	<ul style="list-style-type: none"> • Large oil and gas reserves • Experience with carbonate reservoirs • Local capacity in private service companies • Geography 	<ul style="list-style-type: none"> • Capital • Clarity of relations with government • Technology • Management practices • Investment in refining, exploration & development • Employment for nationals • Marketing skills for gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Sanctions • Parliamentary opposition to FDI • Domestic energy subsidies • Bureaucratic internal processes
ADNOC	<ul style="list-style-type: none"> • High ratio of oil and gas reserves to production and to population • Cooperative 	<ul style="list-style-type: none"> • Develop HR skills • Capacity to manage large projects • Ownership of 	<ul style="list-style-type: none"> • Political reticence to develop gas for export • Reliance on consultants

	<p>relations</p> <p>with foreign partners</p> <ul style="list-style-type: none"> • Management processes 	<p>technology</p> <ul style="list-style-type: none"> • Investment in difficult reservoirs • Marketing capacity for products • Investment in gas (for reinjection) 	
--	--	--	--

Source: MARCEL Valérie, Investment in middle east oil: who needs whom?, Chatham House, Energy, Environment and Development Programme, REPORT, Chatham House, February 2006, p. 5.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS	2
TABLES DES ABREVIATIONS ET ACRONYMES.....	4
INTRODUCTION	7
I. L’historique de l’industrie pétrolière	11
1. La Naissance des « Seven Sisters »	13
2. Le mouvement des nationalisations	16
3. La création des compagnies pétrolières nationales	17
4. L’utilisation des contrats de partage de production	21
5. L’OPEP.....	24
6. Les contrats de service.....	29
II. Les raisons de coopération entre les pays producteurs et les compagnies internationales	32
1. La dépendance au pétrole	33
2. Attirer les investissements étrangers et faciliter le transfert de technologie	34
III. L’importance de l’Iran et de ses contrats pétroliers.....	35
PARTIE I : L’UTILISATION DES CONTRATS BUY-BACK PRIVILEGIEE PAR L’INDUSTRIE PETROLIERE IRANIENNE	39
Titre I : Les contrats Buy-back constituent les éléments juridiques les plus appropriés à l’industrie pétrolière iranienne.....	40
Chapitre I : La présentation des contrats Buy-back et des obligations contractuelles qui en découlent.....	41
Section 1 : L’historique et la nature juridique des contrats Buy-back	41
Paragraphe 1 : L’historique des contrats Buy-back	41
A : Aux origines de la loi sur le Pétrole de 1974.....	43
B : Les apports de la révolution de 1979.....	45
C : La modélisation des contrats Buy-back.....	49
D : L’appel d’offre de Londres	54
Paragraphe 2 : La nature juridique des contrats Buy-back	58
A : Les contrats de service	63
1 : Les contrats de service purs	65
2 : Les contrats de service risqués.....	66
B : Les caractéristiques des contrats Buy-back comme branche des contrats de service risqués	67
1 : La courte durée	68
2 : La phase de production	68
3 : Deux contrats distincts.....	70
4 : Le contrat de vente à long terme de pétrole à l’export	72
C : La comparaison entre les contrats Buy-back iraniens, les contrats de service et les contrats Buy-back classiques	73
1 : Comparaison entre les contrats Buy-back iraniens et les contrats de service	73
2 : Comparaison entre les contrats Buy-back iraniens et les contrats Buy-back classiques.....	76

D : Une brève description des éléments des contrats Buy-back iraniens	77
1 : La propriété des réservoirs.....	77
2 : La relation entre la compagnie pétrolière nationale d’Iran et la compagnie pétrolière internationale	78
3 : Le plafond des « capex »	79
4 : La rémunération fixe.....	79
5 : La détermination de la découverte commerciale	80
6 : Le temps de remise du projet.....	80
7 : Le plafond de remboursement des coûts.....	80
8 : La responsabilité des risques	81
Section 2 : Les obligations contractuelles et juridiques des parties dans les contrats Buy-back.....	82
Paragraphe 1 : Les droits et les obligations de l'entrepreneur et de l'employeur	83
A : Les droits et les obligations de l'entrepreneur	84
1 : Les droits de l'entrepreneur.....	84
a : La rémunération.....	84
b : Le remboursement des coûts	85
c : Le profit du capital pendant la durée de l'investissement	86
d : Les bonus adéquats.....	88
e : La sécurité	88
2 : Les obligations de l'entrepreneur	90
a : Le respect des lois du pays par l'entrepreneur	90
b : La conformité avec les normes internationales	90
c : L’utilisation de la main-d’œuvre locale.....	92
d : La formation et le transfert de technologie permettant d'assurer une meilleure efficacité	94
e : Le financement du projet.....	96
f : Les obligations fiscales et les obligations du droit du travail.....	97
g : La création d'un bureau de représentation dans le pays de l'employeur	100
h : L'assurance en responsabilité civile.....	103
B : Les droits et les obligations de l'employeur.....	104
1 : Les droits de l'employeur.....	104
a : Les droits fiscaux.....	104
b : Les droits non-financiers	110
2 : Les obligations de l'employeur	112
a : Les obligations financières	112
b : Les obligations non-financières.....	115
Paragraphe 2 : Les obligations communes	115
A : Le comité mixte de gestion (JMC).....	115
B : La détermination des conditions générales du contrat	116
1 : Les sanctions (garantie de l'exécution)	117
2 : Le système de règlement des litiges.....	118
3 : La loi applicable et le tribunal compétent.....	119
4 : La confidentialité du contrat	119
5 : La langue du contrat	120
Chapitre II : L’expérience de l’application des contrats Buy-back et les changements apportés par le ministère iranien du Pétrole	121
Section 1 : Les deux premières générations de contrats Buy-back	122
Paragraphe 1 : La première génération.....	122
Paragraphe 2 : La deuxième génération.....	128
Paragraphe 3 : Les différences entre l’ancienne et la nouvelle génération	129

Section 2 : La troisième génération.....	132
Paragraphe 1 : La phase d'exploration.....	132
Paragraphe 2 : La phase d'évaluation.....	133
Paragraphe 3 : La phase de développement.....	134
Paragraphe 4 : Les règles spécifiques concernant la formation et le transfert de technologie.....	136
Titre 2 : Les contrats Buy-back, un facteur d'attractivité pour les investissements étrangers en Iran	138
Chapitre I : Les difficultés relatives aux investissements étrangers dans l'industrie pétrolière iranienne	139
Section I : Les difficultés non-juridiques	141
Paragraphe 1 : Les difficultés politiques et sociales	141
A : Les difficultés politiques	141
B : Les difficultés sociales	143
Paragraphe II : Les difficultés économiques.....	146
A : La faiblesse économique	146
1 : Un contexte défavorable aux investissements	146
2 : La faiblesse des marchés financiers et un accès difficile aux informations commerciales, budgétaires et monétaires.....	147
B : La corruption économique.....	147
1 : L'existence de la rente et la concurrence déloyale entre les secteurs public et privé.....	148
2 : Les autres éléments.....	149
Section II : Les difficultés juridiques	150
Paragraphe I : La Constitution et ses effets sur les investissements étrangers.....	150
A : Les articles de la Constitution concernant les investissements étrangers	150
1 : L'article 44 de la Constitution	150
2 : L'article 81 de la Constitution	152
3 : L'article 139 de la Constitution	154
B : Les effets de la Constitution sur les investissements étrangers	155
1 : L'absence d'une stratégie appropriée et d'un centre de décision dans le domaine économique	157
2 : La complexité de la notion de sécurité selon la nature de l'activité concernée : production et distribution.....	158
Paragraphe II : Les autres lois relatives aux investissements étrangers.....	158
A : Les lois relatives à l'activité pétrolière	158
1 : La loi sur le Pétrole de 1974	159
2 : La loi sur le Pétrole de 1987	160
3 : La loi de réforme de 2011.....	161
B : Les lois sur l'investissement	161
1 : Les lois budgétaires et les lois relatives aux programmes de développement économique, social et culturel de la République islamique d'Iran.....	162
a : La loi budgétaire de 1994	162
b : La loi du quatrième programme de développement (2005-2009)	163
2 : La loi de 2002 relative à la Protection et à la promotion des investissements étrangers	165
a : La loi de l'Attraction et de la protection des investissements étrangers de 1955	166
b : La loi sur la Promotion et la protection des investissements étrangers	168
Section 3 : Les suggestions pour améliorer la sécurité des investisseurs.....	169
A : La stabilité du gouvernement, des règles et des lois et la souveraineté de l'ordre et de la loi.....	170
B : La diminution de la corruption	170
C : La révision de la performance politique et économique du gouvernement.....	171
Chapitre II : Les contrats Buy-back, une réponse à ces difficultés.....	173
Section 1 : Les objectifs des contrats Buy-back.....	174

Paragraphe 1 : Attirer les investissements étrangers pour satisfaire les intérêts du pays	174
Paragraphe 2 : Protéger l'intérêt public et assurer le développement économique	176
A : Le principe de la production optimale	178
B : Le transfert de la technologie, des connaissances techniques et la formation des personnels locaux	180
Paragraphe 3 : La sauvegarde de la souveraineté de l'Etat et de la propriété des ressources d'hydrocarbures	181
A : Le principe de la souveraineté nationale	182
B : Le principe de la propriété du gouvernement sur les ressources en hydrocarbures	183
Section 2 : La conformité avec la Constitution et le cadre légal	185
Paragraphe 1 : La préservation de la souveraineté de l'Etat	186
Paragraphe 2 : Sans garantie des obligations	187
Paragraphe 3 : La garantie du remboursement des dépenses par une partie des produits du champ	188
Paragraphe 4 : L'acceptation des risques par la compagnie étrangère partie au contrat	189
Paragraphe 5 : La détermination du taux du retour sur investissement et la motivation de l'entrepreneur	190
Paragraphe 6 : L'extraction optimale	191
Paragraphe 7 : L'utilisation maximale du potentiel local	191
Paragraphe 8 : L'environnement	192

PARTIE II : LA JUXTAPOSITION DES CONTRATS BUY-BACK AVEC LES CONTRATS DE PARTAGE DE PRODUCTION ET L'EVOLUTION DES CONTRATS BUY-BACK..... 194

Titre I: La juxtaposition des contrats Buy-back avec un autre type contractuel, les contrats de partage de production 195

Chapitre I : La présentation des contrats de partage de production	196
Section 1 : L'histoire et la nature juridique des contrats de partage de production	196
Paragraphe 1 : L'historique des contrats de partage de production	196
A : Les pays précurseurs en matière d'utilisation des contrats de partage de production	199
B : La mode des contrats de partage de production	202
C : L'historique des contrats de partage de production indonésiens	204
D : La différence substantielle entre les contrats de partage de production et les contrats de concession	208
Paragraphe 2 : Les caractéristiques et les objectifs des contrats de partage de production	210
A : La propriété des gisements d'hydrocarbures dans les contrats de partage de production	212
B : Les obligations de financement par l'entrepreneur	212
Section 2 : Les éléments et le contenu des contrats de partage de production	213
Paragraphe 1 : Les éléments contractuels des contrats de partage de production	214
A : « Royalties »	214
B : « Cost oil »	216
1 : L'impact négatif du remboursement des dépenses	219
2 : Les aspects positifs du remboursement des dépenses pour le pays hôte	221
C : « Profit oil »	223
D : Taxes	226
E : La participation de gouvernement	229
F : Les obligations domestiques	230
G : Les bonus	232
Paragraphe 2 : Les contenus des contrats de partage de production	234
A : La durée du contrat	234
B : Les parties au contrat	237
C : Le contrôle des opérations	238

1 : Le contrôle des programmes de travail et des budgets annuels	239
2 : Le contrôle des plans d'évaluation	240
3 : Le contrôle des plans de développement	240
D : L'approbation de commercialité	243
E : « Ringfensing ».....	245
F : L'éducation, l'emploi et le potentiel national	246
G : La propriété des actifs, des données, des informations et des rapports	247
Chapitre II : Les avantages et les inconvénients des contrats Buy-back par rapport aux contrats de partage de production	250
Section 1 : L'adaptation des contrats Buy-back et des contrats de partage de production.....	251
Paragraphe 1 : La révision des contrats Buy-back et des contrats de partage de production.....	251
A : Les contrats Buy-back.....	251
B : Les contrats de partage de production	252
Paragraphe 2 : Les différences entre les contrats Buy-back et les contrats de partage de production	254
A : Les droits et les obligations des parties	255
B : Les risques subis par l'entrepreneur	256
C : Les motivations de l'entrepreneur	257
D : Les incidences fiscales	257
Section 2 : Une étude comparative des perspectives financières entre les contrats Buy-back et les contrats de partage de production.....	258
Paragraphe 1 : La comptabilité.....	258
Paragraphe 2 : La répartition des revenus et des profits	259
A : Les bonus de signature	259
B : La participation du gouvernement.....	260
C : Le profit du pétrole.....	260
1 : Calculer le revenu total	261
2 : La détermination des « royalties »	261
3 : Le remboursement des dépenses.....	262
4 : La répartition des profits du pétrole.....	264
D : Le revenu imposable	266
Paragraphe 3 : Les différences majeures	268
A : Les flux de trésorerie de l'entrepreneur et du gouvernement	269
B : La réduction des coûts.....	270
C : Le droit de réserve d'une partie du pétrole.....	271
Section 3 : Les contrats de partage de production sont-ils efficaces pour l'industrie pétrolière iranienne ?.....	272
Titre II : Les réformes des contrats Buy-back et leurs justifications.....	277
Chapitre I : Les inconvénients inhérents aux contrats Buy-back.....	278
Section 1 : Les points de vue des opposants et des partisans des contrats Buy-back.....	278
Paragraphe 1 : Le point de vue des opposants	279
A : Le manque d'incitation suffisante de l'entrepreneur pour une utilisation optimale du réservoir et la réduction des coûts.....	279
B : La courte durée des contrats Buy-back.....	281
C : L'inflexibilité des contrats Buy-back	282
D : Les taux de rendement élevés du capital	283
E : Les risques de l'entrepreneur.....	284
F : Le manque d'enseignement et de transfert de technologie	285
Paragraphe 2 : Le point de vue des partisans.....	286

A : Préserver la souveraineté et les intérêts nationaux et empêcher l'appropriation par les entrepreneurs étrangers des réservoirs de pétrole	287
B : Un faible risque pour le gouvernement et l'accèsion à l'investissement étranger	288
C : Transférer la technologie, les connaissances techniques et former le personnel local	289
D : La courte durée des contrats Buy-back	289
Section 2 : L'examen des avantages et des inconvénients des contrats Buy-back.....	290
Paragraphe 1 : Les avantages des contrats Buy-back	291
A : La préservation de la souveraineté et de la propriété de l'Etat sur ses ressources énergétiques.....	292
B : Le faible niveau d'engagement de la partie iranienne	294
C : Le transfert de technologie, des connaissances techniques et la formation des locaux	296
D : D'autres avantages comme la surveillance et autres avantages opérationnels	301
Paragraphe 2 : Les inconvénients des contrats Buy-back.....	302
A : L'absence d'une production optimale dans les contrats Buy-back.....	303
B : La courte durée des contrats Buy-back.....	306
C : L'inflexibilité des contrats Buy-back	309
D : La garantie du taux de retour sur investissement	313
E : La conclusion de contrats sans étude et sans préavis des nécessités des réservoirs.....	315
Section 3 : La détermination des inconvénients inhérents aux contrats Buy-back.....	318
Paragraphe 1 : Le manque de convergence des intérêts des parties dans les contrats Buy-back	321
Paragraphe 2 : L'incapacité pour les compagnies pétrolières internationales dans les contrats Buy-back, d'utiliser les réserves pour leur compte.....	324
Chapitre 2 : La réforme des contrats Buy-back, ou IPC, pour une meilleure optimisation de l'industrie pétrolière iranienne.....	325
Section 1 : Les stratégies pour gommer les inconvénients.....	325
Paragraphe 1 : Les données recueillies dans divers domaines.....	326
Paragraphe 2 : L'attention aux capacités des contrats Buy-back et les intérêts nationaux	328
Paragraphe 3 :L'investissement sur les études des réservoirs par l'approche économique.....	330
Section 2 : L'alliance des réalités du présent avec la nécessité d'envisager l'avenir.....	334
Paragraphe 1 : Les raisons actuelles de l'insatisfaction des compagnies internationales au sujet des contrats Buy-back	334
A : Les déséquilibres économiques dans les contrats Buy-back	335
B : L'évolution des conditions du marché et l'émergence de nouveaux acteurs	336
Paragraphe 2 : Les réformes nécessaires et la solution récemment considérée par la compagnie pétrolière nationale	337
A : Les réformes nécessaires.....	337
B : La solution récente étudiée par la compagnie pétrolière nationale : l'IPC.....	339
CONCLUSION	345
BIBLIOGRAPHIE SELECTIVE.....	350
Ouvrages généraux	350
Ouvrages généraux concernant les hydrocarbures.....	352
Ouvrages spécialisés.....	356
Les contrats Buy-back.....	356
Les contrats de partage de production.....	360
Thèses et mémoires	363
Etudes / Articles	364
Textes officiels	370

Textes officiels nationaux	370
Textes officiels internationaux	371
Presse.....	372
Sites Internet.....	373
Entrevues	377
TABLE DES ANNEXES.....	379
ANNEXE I: The Constitution of the Islamic Republic of Iran	380
ANNEX II: Foreign Investment Promotion and Protection Act 13 July 2002	418
ANNEX III: Iran's service contract 1999 model	438
ANNEX IV: Government Take in International Petroleum Exploration and Development Contracts	468
ANNEX V: Key Characteristics of Fiscal Petroleum Regimes, Selected Developing Countries	469
ANNEX VI: Assets, needs and constraints of the five NOCs	473
TABLE DES MATIERES.....	476
RESUME	483
ABSTRACT.....	483

Résumé

Les contrats pétroliers iraniens sont habituellement de type Buy-back mais devraient évoluer sous la forme d'IPC, s'éloignant du modèle traditionnel des contrats de partage de production.

Un contrat Buy-back est essentiellement un contrat de service en vertu duquel une société étrangère développe une ressource pétrolière ou gazière. Elle est rémunérée grâce aux revenus issus du projet, mais cette dernière ne possédera aucun intérêt dans le projet après le remboursement des investissements effectués.

Les contrats de partage de production sont des contrats dans lesquels, la compagnie internationale pétrolière agit comme un entrepreneur, et possède le droit d'explorer et d'exploiter un gisement pour une durée déterminée et dans une région précise. Le pétrole ainsi produit de ce champ sera partagé entre la compagnie nationale et la société pétrolière étrangère selon les termes du contrat.

L'une des questions à laquelle il faut accorder une attention particulière, c'est celle relative au mode contractuel qui permet de concilier les intérêts des pays d'accueil et les intérêts des sociétés étrangères. C'est en ces termes que se pose la problématique des contrats pétroliers. Chaque type de contrats articule ces deux exigences de manière différente. Le choix de l'Iran s'est porté sur les contrats Buy-back. Les contrats Buy-back, considérés comme étant plus conformes au droit iranien, essuient des critiques de la part de ses détracteurs. Mettant en exergue ses lacunes, ces derniers proposent son remplacement par le contrat partage de production qui est le plus couramment utilisé dans le monde. L'efficacité d'une telle réforme est discutable. L'amélioration des contrats Buy-back serait plus adaptée.

Mots clés : *Contrats Buy-back - Contrats de Partage de Production - Contrat de Service - Contrats Pétroliers – Gaz - Investissement Etranger – IPC – Pétrole –PSA - PSC*

Abstract

Iranian oil contracts are usually Buy-back contracts, but should evolved as IPC, away from the traditional model Production Sharing Agreement.

A Buy-back contract is essentially a service contract under which a foreign company develops an oil or gas resource. The company is repaid by the revenues of the project, but does not share in the project outcome after being repaid.

Production sharing agreements are contracts, in which the international oil company as a contractor has the right to exploration and exploitation in a specific area and within a specific period. Finally, the oil product of the field in question is shared between the national company and the foreign oil company as agreed upon under the terms of contract.

One question which needs to be carefully examined pertains to the types of contracts which allow the reconciliation of the interests of host countries and those of foreign companies. This is in these the main issue, which arises in relation to oil contracts. Each type of contracts takes a different form depending on the way they meet these two requirements.

Iran has often preferred Buy-back contracts. Buy-back contracts, considered most consistent with the Iranian laws, have been subject to criticism. Highlighting these gaps, some critics propose substituting Buy-back agreements whit

production sharing agreements, which are most commonly used in the world. The effectiveness of such reform is, however, questionable. Improving Buy-back contracts would, arguably, be more appropriate.

Keywords: *Buy-back Contracts - Foreign Investment – Gas – IPC – Oil - Oil Contracts - Production Sharing Agreement -Production Sharing Contracts - Service Contracts – PSA – PSC*